



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Optimización de un Fluido “Drill-In” para Perforar Zonas
Hidrocarburíferas”**

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Cynthia María Agila Soto

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2008

AGRADECIMIENTO

Mi más grande agradecimiento a Dios por haberme dado la fortaleza y confianza en mí misma para poder alcanzar cada una de las metas que me he trazado en mi vida personal y estudiantil, y una de estas metas es haber finalizado mis estudios universitarios. A mi familia que siempre estuvo dándome todo su apoyo incondicional para poder crecer como persona y profesional. Al Ing. Kléber Malavé, Director de Tesis, quien confió en mi, en la realización de este proyecto y que gracias a su apoyo he podido contribuir con nuevas tecnologías a mi país. Finalmente agradezco a los ingenieros Víctor Reyes, Pablo Benálcazar y Maribel Alomoto de la Cía. Baker Hughes Drilling Fluids por haberme brindado todas las facilidades para realizar este estudio y que gracias al trabajo en equipo y constancia se alcanzó los objetivos del proyecto.

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico especialmente a mis padres, Félix Agila y Ernestina Soto, que con su esfuerzo y comprensión han conseguido que yo culmine mis estudios en tan prestigiosa universidad, y a mis amigos que me apoyaron durante todo este proceso, especialmente a una amiga que siempre estuvo ahí para darme todo su apoyo en todos los momentos de mi vida universitaria, la Srta. Mariela Toala.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO FICT
PRESIDENTE

Ing. Kléber Malavé
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Tapia F.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Cynthia María Agila Soto

RESUMEN

Optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas hidrocarburíferas, es el tema de tesis a presentar. Con la finalidad de mejorar el sistema de lodos que comúnmente se utiliza en la perforación de las zonas productoras.

En el primer capítulo se presenta los conceptos y definiciones básicas de un yacimiento, daño a la formación, funciones y propiedades de los fluidos de perforación.

En el segundo capítulo se trata específicamente de las funciones y propiedades de un fluido “Drill-In”, ventajas y desventajas en su utilización.

En el tercer capítulo se presenta una serie de ensayos realizados con el método prueba-error, para obtener una óptima formulación de un fluido “Drill-In”. En el cuarto capítulo se observa un análisis de todos los resultados relevantes para optimizar la formulación de un fluido “Drill-In” y su aplicación en dos pozos, conociendo las características petrofísicas de los yacimientos presentes.

Y en el quinto capítulo se presenta una breve descripción del manejo ambiental de los productos utilizados en la preparación de los fluidos “Drill-In”.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGÍA.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1	
1. GENERALIDADES.....	3
1.1. Yacimientos	3
1.2. Daños a la Formación.....	10
1.2.1. Concepto.....	11
1.2.2. Mecanismos de daño a la formación.....	12
1.2.3. Métodos para determinar el daño a la formación	13
1.2.4. Análisis de las causas del daño a la formación.....	18
1.2.5. Prevención de daño a la formación	25
1.2.6. Aditivos químicos para prevenir el daño a la formación	26
1.3. Fluidos de Perforación	27
1.3.1. Concepto de fluido de perforación.....	27
1.3.2. Funciones Básicas	39

1.3.3. Tipos de fluido de perforación	40
1.3.4. Agentes y Productos utilizados en un fluido de.....	45
perforación	45
1.3.5. Pruebas Básicas de Laboratorio	56

CAPÍTULO 2

2. FLUIDO DE PERFORACION PARA ZONAS PRODUCTORAS (DRILL-IN).....	65
2.1. Introducción	65
2.2. Concepto y Características.....	64
2.3. Funciones	67
2.4. Tipos de agentes puenteantes.....	67

CAPÍTULO 3

3. ENSAYOS DE LABORATORIO	76
3.1. Formulaciones de Fluido “Drill-In”.....	81
3.2. Datos Obtenidos	87
Pruebas de Laboratorio	87
3.3. Observaciones.....	96

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS DE LA OPTIMIZACIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN.....	97
4.1. Análisis de Formulación y Concentraciones	97
4.2. Análisis de Retorno de Permeabilidad.....	103

4.3. Análisis de Daño a la Formación	105
4.4. Costos.....	107
4.5. Análisis de Resultados.....	109

CAPÍTULO 5

5. MANEJO AMBIENTAL.....	112
5.1. Parámetros a Cumplir.....	112
5.2. Objetivos del Estudio Ambiental	113

CONCLUSIONES.....	119
-------------------	-----

RECOMENDACIONES.....	122
----------------------	-----

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Internacional
bls.	Barriles
cp	Centipoise
cc	Centímetros
D	Direccional
E.E.C.S.	Eficiencia de Equipos de Control de Sólidos
e.j.	Por ejemplo
ft	Pies
gr	Gramos
gr/cc	Gramos por centímetro cúbico
HPHT	Alta presión y alta temperatura
Hs	Arena Hollín Superior
Hi	Arena Hollín Inferior
IP	Índice de productividad
IPR	Índice de productividad real
kg/m ³	Kilogramos por metro cúbico
lpc	Libras por pie cúbico
lpb	Libras por barril
lbf	Libra fuerza
LPS	Láser medidor de tamaño de partículas

L	Lectura
MD	Profundidad Medida
MBT	Prueba del azul metileno
pH	Potencial de Hidrógeno
PPT	Prueba de taponamiento de permeabilidad
psi	Libras por pulgada cuadrada
psia	Libras por pulgada cuadrada absolutas
pulg	Pulgadas
rpm	Revoluciones por minuto
ROP	Tasa de penetración
RAOH	Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador
SAPP	Pirofosfato Arsénico de Sodio
STB	Stock Tank Barril
S.B.G.	Sólidos de baja gravedad específica
sg	Gravedad específica
T	Arena "T"
TNP	Tiempo No Productivo
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
U	Arena "U"
Ui	Arena "U" Inferior
Us	Arena "U" Superior
Vp	Viscosidad plástica
Yp	Punto cedente
%RP	Porcentaje de Retorno de Permeabilidad

SIMBOLOGÍA

<i>A</i>	Área
<i>Al</i>	Aluminio
<i>BSW</i>	Porcentaje de Agua y Sedimentos
<i>CO₂</i>	Dióxido de Carbono
<i>Ca⁺</i>	Ión Calcio
<i>CaCO₃</i>	Carbonato de Calcio
<i>CO₂</i>	Dióxido de Carbono
<i>C_t</i>	Factor de compresibilidad total
<i>D₁₀</i>	Diez por ciento
<i>D₅₀</i>	Cincuenta por ciento
<i>D₉₀</i>	Noventa por ciento
<i>h</i>	Espesor
<i>H₂S</i>	Ácido Sulfhídrico
<i>J</i>	Índice de Productividad
<i>k</i>	Permeabilidad
<i>k_o</i>	Permeabilidad al petróleo
<i>K⁺</i>	Ión Potasio
<i>KCl</i>	Cloruro de Potasio
<i>L</i>	Longitud
<i>m</i>	Pendiente

md	Milidarcies
ml	Mililitros
mm	Milímetros
Na^+	Ión Sodio
$NaCl$	Cloruro de Sodio
O	Oxígeno
OH	Oxidrilo
p_{ws}	Presión de fondo
p_{wf}	Presión de fondo fluyente
p_e	Presión estática del reservorio
Q_o	Tasa de producción de petróleo
Q_w	Tasa de producción de agua
q	Tasa de Flujo
Q	Tasa de producción
r_w	Radio del pozo
r_e	Radio externo
r_e	Radio externo
S	Factor de daño
S_o	Saturación de petróleo
S_w	Saturación de agua
β_o	Factor Volumétrico de formación del petróleo
μ	Viscosidad
Δp	Diferencial de presión
Φ	Porosidad
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit
$^{\circ}C$	Grados Centígrados
ΔT	Diferencial de tiempo

+	Positivo
-	Negativo
“	Segundos
‘	Minutos

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1.1 Poros Interconectados	5
Figura 1.2 Yacimiento de Petróleo y Gas-Petróleo	8
Figura 1.3 Yacimiento de Condensados y Gas seco	9
Figura 1.4 Yacimiento Gas Asociado.....	10
Figura 1.5 Comportamiento de curvas IPR.....	17
Figura 1.6 Migración de finos con el flujo del fluido en la formación.....	20
Figura 1.7 Factores que afectan a la productividad del Pozo.....	24
Figura 1.8 Proceso de Filtración.....	35
Figura 1.9 Esquema de formación de revoque.....	36
Figura 1.10 Clase de Polímeros.....	45
Figura 1.11 Inhibición con respecto a la lutita.....	52
Figura 1.12 Equipos para medir densidad y reología.....	59
Figura 1.13 Celda medidora en seco y en líquido.....	61
Figura 2.1 El espesor del revoque es fácilmente removido con bajas presiones de producción.....	65
Figura 2.2 Carbonato de calcio.....	68
Figura 2.3 Garganta de poro y Poro.....	70
Figura 2.4 Curva Frecuencia Acumulada vs. Tamaño garganta poral.....	71

Figura 2.5	Regla geométrica.....	72
Figura 2.6	Curva Percentiles vs. Tamaño de partícula del agente puenteante.....	73
Figura 2.7	Invasión de sólidos debido a mala selección de tamaño de partícula.....	75
Figura 3.1	Distribución de Tamaño de Poro de la Formación Napo.....	79
Figura 3.2	Distribución de Tamaño de Garganta poral de la Formación Napo.....	79
Figura 3.3	Distribución de Tamaño de poro de la Formación Hollín.....	80
Figura 3.4	Distribución de tamaño de garganta poral de la Formación Hollín.....	80
Figura 3.5	PSD de Carbonato de Calcio A100.....	87
Figura 3.6	PSD Carbonato de Calcio High Mix Tipo "A".....	88
Figura 3.7	PSD Carbonato de Calcio High Mix Tipo "B".....	88
Figura 3.8	PSD de Carbonato de Calcio High Mix Tipo "C".....	89
Figura 3.9	Discos de aloxita utilizados en las pruebas de PPT.....	93
Figura 3.10	Resultados de Retorno de Permeabilidad con Formulación No. 1.....	94
Figura 3.11	Resultados de Retorno de Permeabilidad con Formulación No. 5.....	95
Figura 4.1	Concentraciones de principales productos utilizados en el diseño de un fluido "Drill-in" y aplicadas en la perforación de zonas	

productoras.....	101
Figura 4.2 Concentraciones de principales de agentes puenteantes utilizados en el diseño de un fluido “Drill-in” para zonas productoras.....	102
Figura 4.3 Resultados de Retorno de Permeabilidad.....	104
Figura 4.4 Costos vs. Sección Perforada de Pozo.....	108
Figura 5.1 Diagrama de flujo de residuos de un Fluido “Drill-In”.....	114
Figura 5.2 Diagrama de flujo para el tratamiento de aguas.....	115
Figura 5.3 Diagrama de flujo para el tratamiento de sólidos.....	117

ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1.1 Productos para el control de filtrado.....	27
Tabla 3.1 Datos de Formación Napo y Hollín, cortesía de PETROPRODUCCION.	78
Tabla 3.2 Productos Baker Hughes Inteq utilizados en los Fluidos Drill-In..	81
Tabla 3.3 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 1.....	82
Tabla 3.4 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 2.....	83
Tabla 3.5 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 3.....	84
Tabla 3.6 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 4.....	85
Tabla 3.7 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 5.....	87
Tabla 3.8 Propiedades Reológicas y alcalinidad.....	91
Tabla 3.9 Prueba PPT con disco de aloxita de 200 milidarcies.	92
Tabla 3.10 Prueba PPT on disco de aloxita de 400 milidarcies.	93
Tabla 3.11 Prueba PPT con disco de aloxita de 700 milidarcies.	93

Tabla 4.1	Información de los pozos previo análisis de un.....	99
Tabla 4.2	Cuadro Comparativo de Concentraciones (lpb)	100
Tabla 4.3	Propiedades del Fluido Drill-In durante la	103
Tabla 4.4	Diámetro de partícula de diferentes carbonatos a	105
Tabla 4.5	Diámetro de poro y $1/3$ de garganta poral de las	105
Tabla 4.6	Datos obtenidos en las pruebas de Build Up.	106

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la perforación de pozos direccionales, horizontales o verticales en el Oriente Ecuatoriano, ha tenido una mayor actividad debido al alto costo del barril de crudo y al consumo masivo por los avances tecnológicos modernos. Es esta una de las razones por la que las Empresas, sean estas transnacionales o estatal como PETROECUADOR, se preocupan por encontrar técnicas que minimicen el daño de formación al perforar las zonas productoras y así incrementar su producción y por ende sus ganancias.

La razón de este trabajo de tesis se enfoca en esa necesidad, por lo cual la empresa Estatal en conjunto con una empresa de servicios de fluidos de perforación se motivaron para buscar un producto que satisfaga las necesidades del cliente y optimice el servicio de la empresa que suministra el fluido para perforar el pozo completo y en especial la zona productora que es lo mas importante.

En este trabajo se expone todo una secuencia de procedimientos y análisis para seleccionar un agente densificante y puenteante llamado High- mix, el cual es un carbonato de calcio, y que será el componente principal de las formulaciones de un fluido "Drill-In" (fluido para zonas productoras), las

cuales fueron sometidas a varias pruebas de laboratorio, y a aplicaciones en el campo del Oriente Ecuatoriano, considerando la información del reservorio a perforar, además de que este fluido es diseñado para cumplir su principal función de reducir el daño a la formación productora, mantiene las propiedades adecuadas para la limpieza del hueco mientras es perforado, crea un revoque que es de fácil remoción y cumple con los estándares de salud, seguridad y medio ambiente.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1. Yacimientos

Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas formadas por características estructurales, estratigráficas o ambas. Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo éstos principalmente arenas, areniscas, calizas y dolomitas, con aberturas intergranulares o con espacios porosos debidos a diaclasas, fracturas y efectos de soluciones.

1.1.1. Conceptos Básicos

Un *yacimiento* es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado.

1.1.2. Características Petrofísicas

El estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático o de flujo se denomina **petrofísica**. Las propiedades de una roca reservorio son: **porosidad, permeabilidad, saturación y distribución de fluidos, conductividad eléctrica de los fluidos y de la roca, estructura porosa y radioactividad.**

Entre ellos se mencionan a continuación las más importantes y que influyen en el diseño de un fluido de perforación:

- **Porosidad:** Es la cantidad de poros o espacios vacíos relativos al volumen de la roca.
 - *Total:* es la cantidad total de poros existentes en la roca.
 - *Efectiva:* es la cantidad de poros interconectados.

La medida de la porosidad se expresa en porcentaje:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros} \times 100}{\text{Volumen de la roca}}$$

La morfología de poro y garganta de poro es una característica de la roca reservorio muy importante

para la distribución de partículas a diseñarse en los fluidos “Drill-In”.

- **Permeabilidad:** Es la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados.

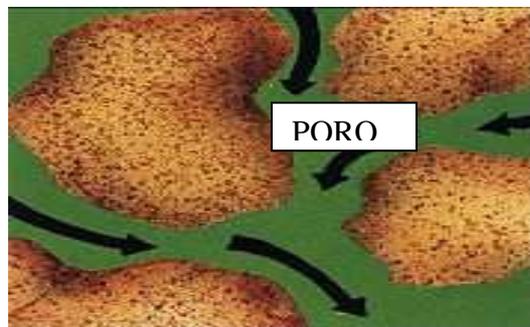


Figura 1.1 Poros Interconectados

- *Absoluta:* es la movilidad de un solo fluido a través de los poros interconectados.
- *Efectiva:* es la movilidad de un fluido en particular como agua, gas o petróleo cuando la saturación de este fluido sea menor del ciento por ciento.
- *Relativa:* es la movilidad de uno de los fluidos en presencia de otros a través de los poros interconectados.

La unidad usada para medir la permeabilidad (k) es el “Darcy”, y por necesidad de una medida menor se emplea el “MiliDarcy” (md), que es la milésima de un darcy.

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta p}$$

Donde,

q = flujo, cm³/seg

μ = viscosidad, centipoise

Δp = diferencial de presión, atm

A = área, cm²

L = longitud, cm

1.1.3. Tipos de Yacimientos

De acuerdo con los volúmenes de gas o petróleo que contienen los yacimientos se denominan:

a. Yacimientos de Petróleo: En éstos el petróleo es el producto dominante y el gas está como producto secundario disuelto en cantidades que dependen de la presión y la temperatura del yacimiento, se denominan **yacimientos subsaturados**. Por otro lado, reciben el nombre de **yacimientos saturados** cuando el petróleo no

acepta más gas en solución bajo las condiciones de temperaturas y presión existentes, lo que ocasiona que cualquier exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura, lo que forma una capa de gas sobre el petróleo. En yacimientos de petróleos no saturados también se desarrolla la capa de gas por los vapores que se desprenden en el yacimiento al descender la presión.

b. Yacimientos de Gas-Petróleo: Son aquellas acumulaciones de petróleo que tienen una capa de gas en la parte más alta de la trampa. La presión ejercida por la capa de gas sobre la del petróleo es uno de los mecanismos que contribuye al flujo natural del petróleo hacia la superficie a través de los pozos. Cuando baja la presión y el petróleo ya no puede subir espontáneamente, puede inyectarse gas desde la superficie a la capa de gas del yacimiento, aumentando la presión y recuperando volúmenes adicionales de petróleo.

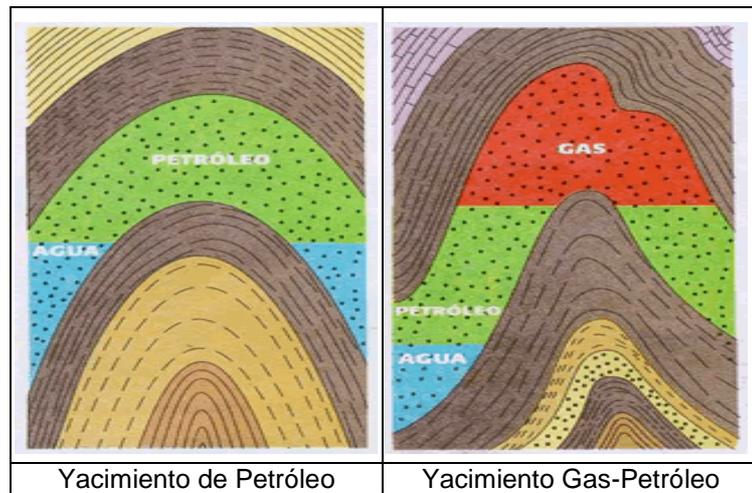


Figura 1.2 Yacimiento de Petróleo y Gas-Petróleo

c. Yacimientos de Condensados: En estos yacimientos de hidrocarburos están en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con otros hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Este tipo de gas recibe el nombre de gas húmedo.

Durante la producción del yacimiento, la presión disminuye y permite que el gas se condense en petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto puede evitarse inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento.

d. Yacimientos de Gas Seco: En éstos el gas es el producto principal. Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura.

El gas se genera gracias a un proceso de expansión, parecido al que ocurre en las bombonas, donde la cantidad de gas está relacionada con la presión del reservorio.

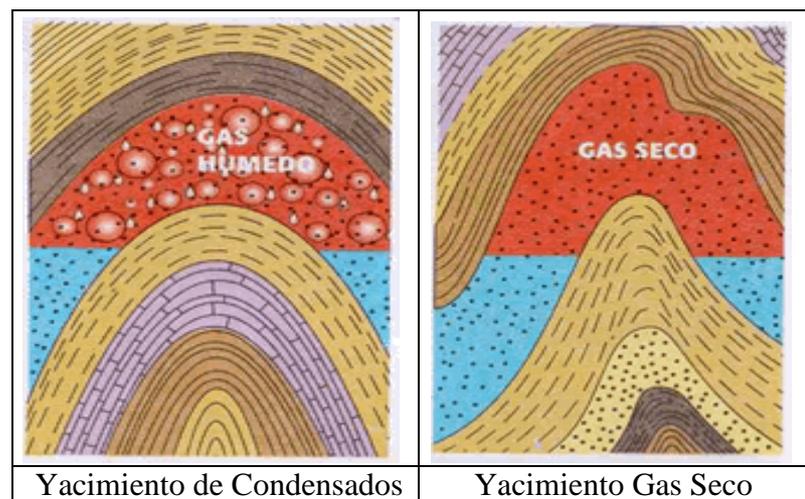
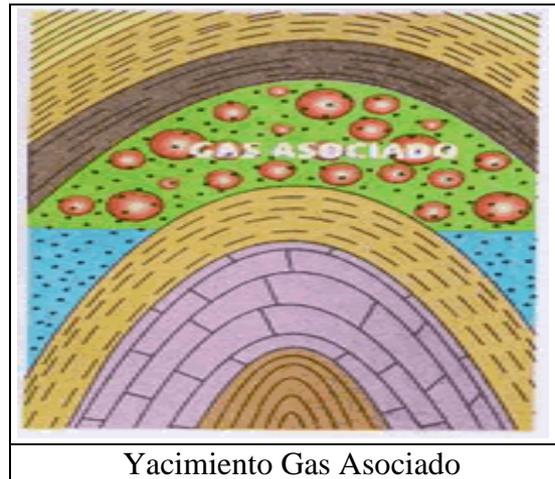


Figura 1.3 Yacimiento de Condensados y Gas seco

e. Yacimientos de Gas Asociado: El gas que se produce en los yacimientos de petróleo, el gas-petróleo y de condensado, recibe el nombre de gas asociado, ya que se produce conjuntamente con hidrocarburos líquidos.

El gas que se genera en yacimientos de gas seco se denomina gas no asociado o gas libre y sus partes líquidas son mínimos.



Yacimiento Gas Asociado
Figura 1.4 Yacimiento Gas Asociado

1.2. Daños a la Formación

Mediante ciertas evaluaciones y correlaciones que normalmente se hacen con pozos vecinos que atraviesan la misma capa productora, es posible determinar una producción esperada para un nuevo pozo con similares características. Hay situaciones, sin embargo, bastante comunes, en los que este nuevo pozo no produce como se esperaba. La baja producción de una capa productora en algunas ocasiones se ven afectadas por algunos factores como puede ser un cambio litológico local ligado al ambiente geológico deposicional, que ha provocado una

disminución de la porosidad y/o de la permeabilidad de la formación. Estas causas son, por lo tanto, causas naturales, y no pueden ser evitadas, minimizadas y algunas veces, tampoco predichas. Cuando la roca reservorio ha sido alterada por causas externas se dice que existe un daño en la formación.

El daño es un factor externo, que afecta la producción de una zona productora, no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como es un reservorio, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese reservorio; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con el mínimo daño, o mínima contaminación posible, evitando así, que la producción se vea afectada.

1.2.1. Concepto

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (Φ) en las zonas productoras de un pozo, existiendo un factor de daño, que se lo conoce como *piel* (skin). Cuyo radio de daño en las zonas

productoras pueden tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad.

1.2.2. Mecanismos de daño a la formación

Los mecanismos por los cuales el daño de formación se produce son los siguientes:

a. Daño Físico: Es la reducción del potencial de producción por un proceso de origen físico, por ejemplo diferenciales de presión o de flujo. Las principales causas:

- Invasión de Sólidos
- Migración de finos
- Daño inducido por cañoneo

b. Daño Químico

- Interacción Roca-Fluido: Hinchamiento y Dispersión de las arcillas, Alteración de la humectabilidad de la roca.
- Interacción Fluido-Fluido: Bloqueo por emulsiones estables, Precipitados, Bloqueo por agua.

c. Daño Biológico

- Crecimiento bacterial
- Subproductos de las bacterias

d. Daño Térmico

- Transformaciones de minerales
- Solubilidad de rocas y fenómenos de disolución

1.2.3. Métodos para determinar el daño a la formación

Existen varios métodos para determinar el daño a la formación, a continuación se describirán los más usados:

a. Prueba de Build Up

El método más aceptado para determinar el valor real de daño a la formación de un pozo es la prueba de Build Up (Restauración de presión).

Procedimiento (Prueba de Build up) de acuerdo al método de Horner:

- a. Realizar prueba de producción por un intervalo de tiempo " T ".
- b. Cerrar el pozo por un intervalo de tiempo. Estas presiones son registradas en algunos intervalos de tiempo después del cierre del pozo por un periodo de tiempo ΔT .

Estas presiones son graficadas en un papel semilogarítmico, en el eje de las "y" los valores de presión versus el eje de las "x" los valores de $\log \frac{(T + \Delta T)}{\Delta T}$. Se traza una línea continua en este gráfico, del cual la pendiente (m) está dada por:

$$m = \frac{162.6 q_o \mu \beta_o}{k_o h}$$

Donde,

q_o = tasa de flujo (STB/día)

k_o = permeabilidad efectiva al petróleo, md

h = espesor de la roca (pies)

μ = viscosidad (cp)

β_o = Factor de compresibilidad del petróleo

c. Además se obtienen valores de P_r , presión del reservorio, psia @ $\frac{T + \Delta T}{\Delta T} = 1$

Donde,

T , Tiempo, horas.

ΔT , Intervalo de tiempo, horas.

d. Cálculo de la permeabilidad efectiva al petróleo:

$$k_o = \frac{162.6q_o\mu\beta_o}{mh}$$

e. Cálculo del daño de formación "S":

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{@t=1\text{ hora}} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k_o}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Donde,

S = daño a la formación

$p_{@t=1\text{ hora}}$ = presión con respecto a una hora, psi

p_{wf} = presión de pozo fluyente, psi.

C_t = Factor de compresibilidad total, psi^{-1}

r_w = radio del pozo, pies

b. Índice de la Productividad del pozo

Si el índice de la productividad de un pozo dado es mucho más bajo que el de los pozos circundantes terminados en la misma zona, es indicativo de daño de la formación. Se define el índice de la productividad como el caudal volumétrico que se divide por la caída de la presión en el pozo. La ecuación es la siguiente:

$$PI = \frac{q}{(P_e - P_{wf})}$$

Donde,

q = tasa de producción - STB/día

p_e = presión estática del reservorio, psi

p_{wf} = presión de flujo fluyente al radio del pozo, psi

$$kh = \frac{PI \mu \beta_o \ln(r_e / r_w)}{7.08}$$

O también puede ser descrita de esta forma, insertando la siguiente ecuación en la anterior.

Resulta,

$$kh = \frac{q \mu \beta_o \ln(r_e / r_w)}{7.08 (p_e - p_w)}$$

Donde,

kh = capacidad promedio de flujo, md-pies

μ = viscosidad del fluido, cp.

β_o = factor volumétrico del petróleo

r_e = radio del exterior del reservorio, pies

r_w = radio del pozo, pies

Si se realiza la prueba de Índice de productividad, se podrá calcular kh , cuyo valor obtenido es una estimación

promedio de la capacidad de flujo. De tal forma si existe daño se verá reflejado en el valor de kh , pero solo es un indicativo más no se refleja el valor real de daño a la formación.

El comportamiento de flujo de un pozo se puede describir a través de las curvas IPR del mismo, como muestra la siguiente figura:

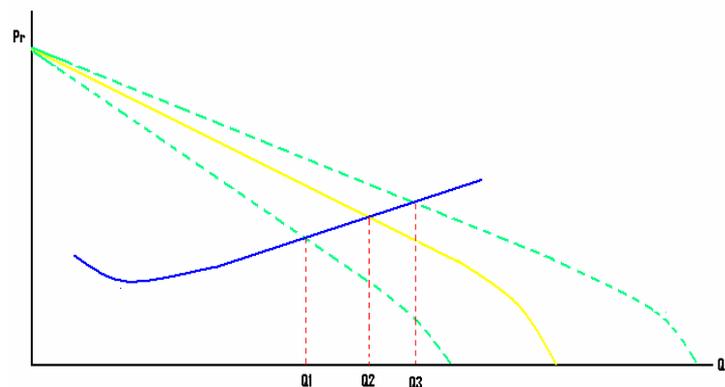


Figura 1.5 Comportamiento de curvas IPR

Como se puede apreciar en la figura 1.5 cuando el daño posee un valor positivo la curva IPR tiende a desplazarse hacia abajo, ocasionando una baja en la producción, mientras cuando este posee un valor negativo (estimulación) la producción tiende a incrementarse.

1.2.4. Análisis de las causas del daño a la formación

El daño a la formación es causada por muchos factores y pueden ocurrir a partir del momento que la formación es perforada o en cualquier momento de la vida del pozo. Las causas principales del daño a la formación son:

a. Invasión de los sólidos y Migración de finos:

Los sólidos del fluido de perforación o de terminación presentes pueden invadir progresivamente la porosidad de la roca reservorio. Estos sólidos pueden ser sólidos perforados, bentonita o componentes insolubles provenientes de salmueras sucias. De esta manera si se intenta empezar la producción o inyección a tasas de flujo altas o moderadas se puede causar que estos materiales se interconecten (se puenteen) y causen un severo decrecimiento en la permeabilidad de la zona cercana al hueco. La invasión de los sólidos del lodo de perforación es favorecida por:

- Un tamaño grande de los poros de la formación
- Presencia de fisuras y fracturas naturales en el reservorio

- Tamaño pequeño de las partículas de los componentes sólidos del lodo.
- Bajas tasas de perforación que resultan en la destrucción de la costra de lodo (se incrementa el filtrado de lodo) y un largo período de contacto entre el lodo y la formación.
- Altas tasas de circulación del fluido (erosión de la costra)
- Altas densidades del fluido de perforación que causa grandes presiones de sobrebalance.

Así mismo la migración de finos se refiere al movimiento de partículas sólidas en el sistema de poros cuando la fuerza de arrastre del fluido que las humecta las hace migrar. Esto causa disminución de la permeabilidad efectiva al colocarse estas partículas haciendo puente en las gargantas de poros más pequeñas o disminuyendo el espacio de poro por su deposición (*Ver figura 1.6*).

Estos finos tienen un diámetro menor a 5 μm y tienen diferentes naturalezas como arcillas migratorias, fragmentos de roca (material silicio), pirita y pirobitumen.

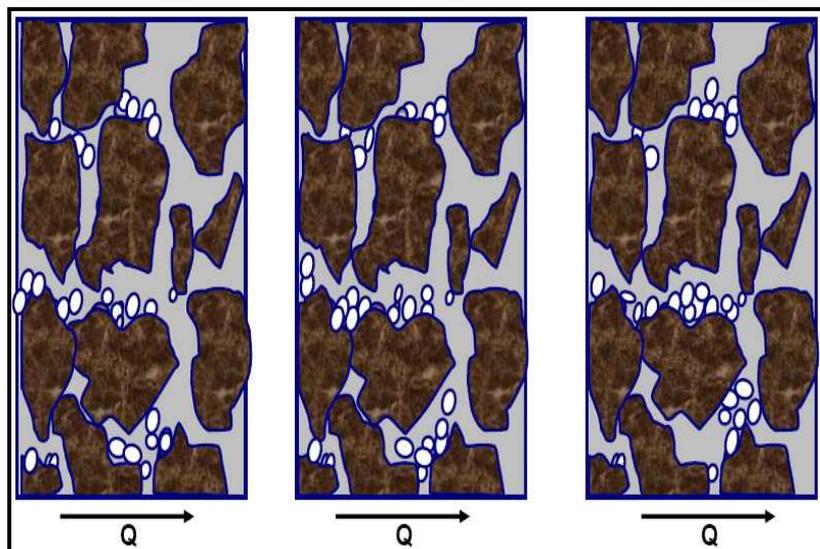


Figura 1.6 Migración de finos con el flujo del fluido en la formación

b. Hinchazón y dispersión de la arcilla: En los yacimientos del oriente ecuatoriano hay intercalaciones de materiales arcillosos y otras partículas finas que se encuentran en equilibrio con los líquidos contenidos en los poros de la matriz. Los cambios en la permeabilidad de la formación resultante de este proceso de alteración de las arcillas dependerán de la capacidad de absorción de las arcillas, localización y tipo de minerales arcillosos dentro de la formación productora. Las arcillas hidratables más comunes son las esmectitas, illita y arcillas mixtas. Estas arcillas aumentan su volumen por tener la capacidad de

aceptar mayor cantidad de solución iónica dentro de su constitución química.

Las arcillas migratorias como la caolinita y clorita, al cambiar el pH o la concentración iónica del medio pueden dispersarse y migrar en el sistema poroso al exceder la velocidad crítica, obstruyendo las gargantas porales y disminuyendo el flujo dentro de la formación.

c. Cambios de la humectabilidad: Tanto los fluidos de perforación, como los de completación, pueden contener agentes surfactantes los cuales se absorben sobre la superficie del reservorio de roca y modifican el coeficiente natural de hidratación de la misma roca, reduciendo en consecuencia la permeabilidad relativa.

d. Precipitación química: El filtrado del lodo puede contener químicos disueltos que precipitan fuera de la solución en respuesta a cambios en las condiciones de presión o temperatura o por mezcla de aguas incompatibles como el caso del filtrado invasor del lodo base agua y el agua de formación. Hay dos tipos de

precipitados, inorgánicos (escamas) y orgánicos (asfaltenos).

e. Bloqueo por emulsión: Una emulsión es una suspensión de gotas rodeadas de surfactantes (miscelas) en un fluido inmiscible. Existen dos tipos de emulsión base agua (fase continua agua y fase dispersa aceite) y base aceite (fase continua aceite y fase dispersa agua). El bloqueo por emulsión se presenta en la vecindad del pozo cuando hay incompatibilidad entre los fluidos presentes y suficiente energía. Si la emulsión es estable y la viscosidad inicial es mayor que la de los fluidos que la constituyen, se generaría un bloqueo con disminución de producción.

f. Bloqueo por agua: Este mecanismo de daño de formación es muy común en reservorios de baja permeabilidad. Se refiere a la retención de sustancias acuosas invasoras o hidrocarburos filtrados en el reservorio, creando una reducción de la permeabilidad relativa por alta presión capilar.

g. Daño debido a punzados: Durante la operación de cañoneo se encuentran finos que provienen de la tubería y cemento, que se originan al explotar las cargas. Si la operación de cañoneo se lleva a cabo en sobrebalance, todos los finos se verán impulsados dentro de la formación y si es en bajo balance los finos caerán en el pozo.

h. Daño por cementación: El principal objetivo de la cementación es lograr un perfecto aislamiento de la formación respecto al revestidor con un anillo de cemento impermeable, fuerte y compacto. Es necesaria la remoción completa del revoque, para lo cual se utiliza algún dispositivo como los caños lavadores o colchones, los cuales deben trabajar con flujo a regímenes turbulentos. Durante este proceso el revoque puede ser sólo parcialmente destruido y si el cemento no tiene las correctas propiedades de pérdida de fluidos, la formación queda poco protegida a la invasión de filtrado, situación que se ve agravada por las elevadas presiones de trabajo durante la cementación, que pueden llegar a ser varias veces superiores a las de perforación y más aún en cementaciones con flujos turbulentos.

La duración del trabajo de cementación es bastante corto comparado con el de perforación. La invasión de los fluidos del lavado es insignificante respecto a la invasión de los fluidos de perforación, pero esto no quiere decir que pueda despreciarse. Una falla en el control de los fluidos puede ocasionar un mal cálculo en el volumen de cemento, con la consecuente cementación incompleta y la contaminación de la lechada de cemento con el fluido de perforación o la deshidratación de la lechada misma. En la figura 1.7 siguiente se puede observar como cada uno de estos factores señalados afectan a la producción del pozo.

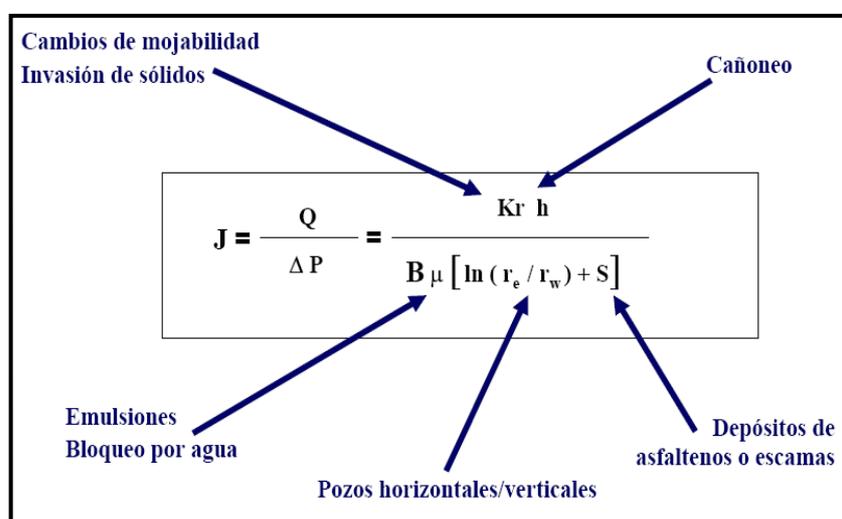


Figura 1.7 Factores que afectan a la productividad del Pozo.

1.2.5. Prevención de daño a la formación

Para prevenir los diferentes tipos de daño mencionados anteriormente, especialmente ocasionados durante la perforación, se recomienda lo siguiente:

- Formación de revoque externo eficiente.
- El flujo debe ser menor a la velocidad crítica de los finos que contiene la formación para evitar su migración.
- La operación de cañoneo debe ser bajo balance.
- Diseñar un fluido de perforación o de completación en el cual su composición química no ocasione cambio de humectabilidad y disgregación de arcillas.
- Para evitar la dispersión de arcillas se debe mantener una concentración iónica adecuada en el fluido de perforación así como pH alto (>9).
- Para evitar el hinchamiento de arcillas, existe el mecanismo por iones (potasio o calcio) o por glicol. Se recomienda el uso de una mezcla de glicol y potasio.
- Evitar usar bentonita u otras arcillas en los fluidos de perforación para la zona productora debido a que por su tamaño pasan por los poros del revoque depositándose

dentro del medio poroso ocasionando una disminución de producción.

1.2.6. Aditivos químicos para prevenir el daño a la formación

Generalmente las propiedades que se controlan en un fluido de perforación cuando está atravesando una formación productora son: el volumen de filtrado que penetra en la formación, el grosor del revoque con baja permeabilidad para minimizar el daño de formación y la reología para la limpieza de pozo. Existen productos que ayudan a controlar el volumen de filtrado a la formación previniendo o minimizando el daño, los cuales se encuentran comercialmente en la industria petrolera, como se observa en la siguiente tabla:

Descripción	BAKER INTEQ	BAROID	MI SWACO
Carboximetilcelulos a sódica	CMC HV	Cellex (alt. visc.)	CMC HV
Carboximetilcelulos a sódica	CMC LV	Cellex	CMC LV
Polímero celulósica polianiónica	MIL PAC	PAC R	POLYPAC
Polímero celulósica polianiónica baja viscosidad	MIL PAC LV	PAC LV	POLYPAC UL
Polisacárido derivado, agente de control de filtración para salmueras de NaCl, CaCl ₂ , KCl, CaBr ₂	BIOPAC		
Agente de control de filtración de base poliacrilato	NEW-TROL	POLYAC	SP-101
Agente de control de filtración, lignito organofílico, térmicamente estable, para fluidos de base sintética y base aceite	OMNI-TROL	DURATONE HT	VERSALIG
Agente puenteante, densificante.	HIGH MIX		

Tabla 1.1 Productos para el control de filtrado

1.3. Fluidos de Perforación

1.3.1. Concepto de fluido de perforación

Son mezclas (soluciones de aditivos con sólidos o gases) o emulsiones diseñadas para obtener las propiedades

fisicoquímicas y reológicas que se necesiten para preservar las condiciones naturales de las formaciones expuestas durante las operaciones.

En la perforación se bombea un fluido por el interior de la sarta de perforación hacia abajo, fluido que luego sale a nivel de la broca, para subir finalmente por el espacio anular entre tubería y paredes del pozo. Este fluido llamado lodo de perforación, se emplea básicamente con el propósito de extraer los recortes del interior del pozo, evitar que los fluidos de la formación entren el pozo durante la perforación y para mantener estable las paredes del mismo. La completación exitosa de un pozo de petróleo y su costo depende considerablemente de las propiedades del fluido de perforación. El costo de un fluido de perforación es relativamente pequeño cuando se elige un buen fluido y se tiene un buen mantenimiento del mismo mientras se perfora lo cual influye mucho en los costos totales del pozo. Por ejemplo, el número de días de permanencia del taladro requeridos para perforar la profundidad total depende de la tasa de penetración de la broca, de la geología, del pegamiento de la tubería de

perforación, de la pérdida de circulación,..etc., todas de las cuales son influidas por las propiedades del fluido de perforación y prácticas de perforación. Además, el fluido de perforación afecta la evaluación de la formación y como consecuencia la productividad del pozo.

Propiedades Fundamentales de los Fluidos de Perforación

a. Densidad

La función primordial que juega la densidad dentro de los fluidos de perforación, es la de contrarrestar la presión de formación, así como también dar sostén a las paredes del pozo, ya que a medida que la broca va perforando se pierde parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo. La densidad de un fluido por lo general se expresa en Lbs/Gal (lpg).

b. Propiedades Reológicas

La Reología es la ciencia que se ocupa del estudio de los comportamientos y deformaciones de los fluidos. Las propiedades reológicas que se estudian en los fluidos de perforación son las siguientes:

- Viscosidad Aparente: Se define como la medición en centipoises que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional a una velocidad de corte previamente establecida y que denota los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo.

- Viscosidad Plástica: Es la medida de la resistencia al flujo ó al movimiento y está en función a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en el fluido. En general, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema, aumentará la viscosidad plástica. El control de la viscosidad plástica en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobretodo para lograr altas tasas de penetración. Este control se obtiene por dilución o por mecanismos de control de sólidos. Para lograr tal propósito, es fundamental que los equipos de control de sólidos funcionen en buenas condiciones.

- Viscosidad Marsh: Esta medida nos indica el tiempo (Seg. Marsh), en que tarda en pasar 946 ml, de lodo a través del Embudo de Marsh.

- Punto de Cedencia: Se define como la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas. El punto cedente, bajo condiciones de flujo depende de las propiedades en la superficie de los sólidos del lodo, la concentración de los sólidos en el volumen de lodo y la concentración y tipos de iones en la fase líquida del lodo. Generalmente, el punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos, etc., y por los sólidos arcillosos de formación. Altos valores del punto cedente causan la floculación del lodo, que debe controlarse con dispersantes.

- Gelificación: Entre las propiedades del lodo, una de las más importantes es la gelificación, que representa una medida de las propiedades tixotrópicas de un fluido y denota la fuerza de floculación bajo condiciones estáticas. La fuerza de gelificación, como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado, después de un período

de reposo. La tasa de gelificación se refiere al tiempo requerido para formarse el gel. Si esta se forma lentamente después que el lodo está en reposo, se dice que la tasa de gelificación es baja y es alta en caso contrario. Un lodo que presenta esta propiedad se denomina tixotrópico. El conocimiento de esta propiedad es importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación. La resistencia a la gelificación debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que la arena y el recorte sean depositados en los tanques de asentamiento para lodos.
- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y de pistón cuando se introduce la misma en el agujero.
- Permitir la separación del gas incorporado al lodo. Sin embargo, este valor debe ser suficiente para permitir la suspensión de la barita y los sólidos incorporados, cuando se está agregando barita o el lodo está estático.

c. Temperatura

La importancia de chequear constantemente la temperatura se debe a que en los lodos a base agua, cuando se incrementa la temperatura aumenta la velocidad de las reacciones químicas entre algunos componentes de estos fluidos. La degradación térmica ocurre por distintos mecanismos como la hidrólisis (reacción de una sal para formar un ácido y una base) o la reacción entre dos o más componentes del lodo. La velocidad de degradación de algunos materiales depende de la temperatura. Muchos de los aditivos y dispersantes para controlar la pérdida de filtrado fracasan o llegan a ser inefectivos a medida que la temperatura aumenta.

d. Filtración

Básicamente hay dos tipos de filtración: Estática, ocurre cuando el fluido está en reposo, mientras que la Dinámica ocurre cuando el lodo fluye a lo largo de la superficie filtrante. Como es de esperarse, ambos tipos ocurren durante la perforación de un pozo.

Filtración estática: Durante el proceso de filtración estática, la costra de lodo aumenta de espesor con el tiempo y la

velocidad de filtración disminuye por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de costras o revoques muy gruesos.

Filtración dinámica: Se diferencia de la anterior en que el flujo de lodo a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el revoque a la vez que el mismo se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación.

Los problemas que durante la perforación se pueden presentar a causa de un control de filtración inadecuado son varios: Altos valores de pérdida de filtrado casi siempre resultan en agujeros reducidos lo que origina excesiva fricción y torque, aumentos excesivos de presión anular debido a la reducción en el diámetro efectivo del agujero como resultado de un revoque muy grueso, pega diferencial de la tubería debido al aumento de la superficie de contacto entre esta y la pared del agujero; además puede causar un bombeo insuficiente del lodo durante la perforación primaria y una disminución en la producción potencial del yacimiento al dañar el mismo.

La pérdida de fluido depende de: La permeabilidad de la formación, el diferencial de presión existente, y la composición y temperatura del lodo. Las rocas altamente permeables permiten altas tasas de pérdida de fluido y al contrario las formaciones menos permeables producirán tasas más bajas de pérdidas de fluido. La pérdida de fluido comienza a disminuir, después de un período de tiempo, aún en las formaciones altamente permeables. En la figura 1.8 se observa el proceso de filtración.

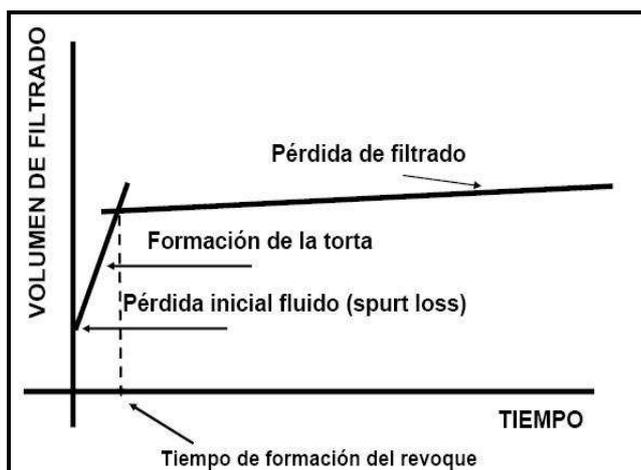


Figura 1.8 Proceso de Filtración

La mejor forma de controlar la filtración es controlando la permeabilidad del revoque (Ver figura 1.9).

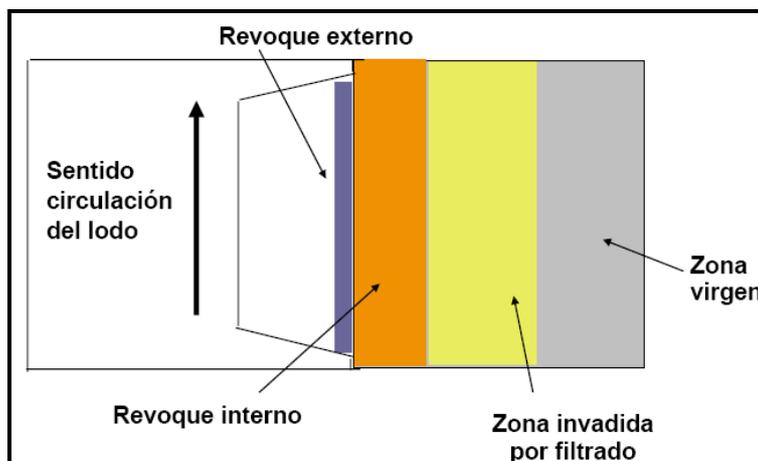


Figura 1.9 Esquema de formación de revoque.

El tamaño, la forma y la deformabilidad de las partículas bajo presión son los factores más importantes a considerar. El revoque debe tener las siguientes características:

- Rápida formación, para proteger el yacimiento.
- Semi-impermeable, para bajo paso del filtrado.
- Fácil remoción, para una buena producción.
- Resistente al flujo.

Las partículas pequeñas, delgadas y planas son mejores ya que forman un revoque más compacto. La bentonita es el material cuyas partículas satisfacen adecuadamente estas especificaciones. En el caso de

fluidos especiales para zonas productoras la eficiencia del revoque depende de la calidad, cantidad y granulometría del agente puenteante.

e. Contenido de Sólidos

En un fluido de perforación existen sólidos deseables como la arcilla y la barita y sólidos indeseables como ripios y arena, los cuales hay que eliminar del sistema.

Para controlar al mínimo los sólidos perforados se utilizan varios métodos, ya que es de suma importancia mantener el porcentaje de sólidos en los fluidos de perforación en los rangos correspondientes al peso del lodo en cuestión.

La presencia de los sólidos es uno de los mayores problemas que presentan los fluidos de perforación cuando no son controlados. La acumulación de sólidos de perforación en el sistema causa la mayor parte de los gastos de mantenimiento del lodo. Un programa adecuado de control de sólidos ayuda enormemente a mantener un fluido de perforación en óptimas condiciones, de manera que sea posible obtener velocidades de

penetración adecuadas con un mínimo de deterioro para las bombas y demás equipos encargados de circular el lodo.

Algunos efectos de un aumento de los sólidos de perforación son:

- a. Incremento del peso del lodo.
- b. Alteraciones de las propiedades reológicas, aumento en el filtrado y formación de un revoque deficiente.
- c. Posibles problemas de atascamiento diferencial.
- d. Reducción de la vida útil de la broca y un aumento en el desgaste de la bomba de lodo.
- e. Mayor pérdida de presión debido a la fricción.
- f. Aumento de la presiones de pistoneo.

Los sólidos de perforación se pueden controlar utilizando los siguientes métodos:

- a-** Dilución.
- b-** Asentamiento.
- c-** Equipos mecánicos de control de sólidos.

1.3.2. Funciones Básicas

El fluido de perforación tiene propiedades físicas y químicas que son medidas constantemente durante la perforación, las cuales si tienen un mantenimiento adecuado ayudan al cumplimiento de sus funciones y minimizan los posibles efectos colaterales indeseables.

Entre las principales funciones básicas de un lodo tenemos:

- 1) Transportar los recortes de perforación a la superficie.
- 2) Mantener en suspensión a los recortes, en el espacio anular, cuando se detiene la circulación.
- 3) Controlar la presión de fondo.
- 4) Enfriar y lubricar la broca y la sarta.
- 5) Dar sostén a las paredes del pozo.
- 6) Ayudar a suspender el peso de la sarta y del revestimiento.
- 7) Transmitir potencia hidráulica sobre la formación por debajo de la broca.
- 8) Proveer un medio adecuado para llevar a cabo los perfilajes de pozos.

Para llevar a cabo esas funciones se debe minimizar los siguientes efectos colaterales:

- 1) Daño a las formaciones del subsuelo, especialmente a las que pueden ser productivas.
- 2) Corrosión de la sarta y del revestimiento.
- 3) Reducción de la velocidad de penetración.
- 4) Problemas de presiones de succión y de circulación.
- 5) Pérdidas de circulación.
- 6) Pegamiento de la sarta contra las paredes del pozo.
- 7) Contaminación ambiental.
- 8) Erosión de la superficie interna del pozo.
- 9) Retención de sólidos indeseables por el lodo en los tanques.
- 10) Contaminación con las lechadas de cemento.

1.3.3. Tipos de fluido de perforación

Los fluidos de perforación son clasificados de acuerdo a su base:

- a) Lodos Neumáticos o base gas o aire
- b) Lodos a base de agua
- c) Lodos a base de aceite

A. Lodos Neumáticos

La perforación con aire, niebla o espuma son bastantes comunes en áreas en que las formaciones duras contienen una cantidad relativamente pequeña de fluidos de formación (zonas depletadas). Es útil en áreas en que la pérdida de circulación severa constituye un problema.

Ventajas

- a. Incluye mayores velocidades de penetración.
- b. Mejor control en áreas con pérdidas de circulación.
- c. Hay un daño mínimo a las formaciones productoras.
- d. Evaluación inmediata y continua de los hidrocarburos.
- e. Fácil control del pozo.

Desventajas

- a. No son efectivos en áreas donde se halla volúmenes grandes de fluidos de la formación.
- b. No es recomendable usar este tipo de fluido en pozos con profundidades mayores a 10000 pies, debido al gran volumen de aire requerido.

B. Lodos a base de aceite

El uso primario de los fluidos a base de aceite es perforar las arcillas hidratables e improvisar la estabilidad del hueco. Se caracterizan porque su fase líquida continua es aceite o más frecuentemente, una emulsión de agua en aceite (emulsión inversa).

Ventajas

- Son aplicables en la perforación direccional debido a su alto grado de lubricidad y habilidad para prevenir el hinchamiento de arcillas.
- Son seleccionados para pozos con alta temperatura y altas presiones
- Minimiza el daño de formación.
- Pueden ser reacondicionados y reusados
- Son resistentes a los contaminantes como anhídrida, sal, gases como CO₂ y H₂S.

Desventajas

- Muy costosos con respecto a los sistemas de lodos a base de agua.

- Están restringidos en muchas áreas con respecto al medio ambiente.
- Altos costos de manejo ambiental.

C. Lodos a base de agua

Los lodos a base de agua son los más frecuentemente usados. Los sólidos del lodo a base agua consisten en arcillas y coloides orgánicos que son añadidos para proveer las propiedades de filtración y viscosidad, minerales densificantes y sólidos incorporados de la formación.

Generalmente son fáciles de preparar y no son muy costosos en su mantenimiento, y pueden ser formulados de acuerdo a las necesidades de la perforación. Los lodos a base de agua se encuentran divididos de la siguiente manera:

- *Inhibitorios*
- *No Inhibitorios*
- *Poliméricos*

El fluido que se maneja en este trabajo es del tipo polimérico, estos fluidos incorporan el uso de polímeros, sustancia que consiste en dos o más unidades químicas (los llamados monómeros) de los mismos elementos en la misma proporción, de cadena larga y alto peso molecular para:

- Encapsular los sólidos perforados
- Prevenir su dispersión
- Reducir la pérdida de filtrado
- Inhibir las formaciones perforadas
- Incrementar la reología

Se tienen a disposición diferentes tipos de polímeros entre los que se encuentran la celulosa, los acrilamida y productos naturales a base de goma. (Ver figura 1.10).

También es frecuente usar sales inhibidoras como NaCl ó KCl para mejorar la estabilidad de las arcillas. Estos sistemas normalmente contienen una mínima cantidad de bentonita y pueden ser sensibles a sales de calcio y de magnesio. La mayoría de los polímeros son afectados por la temperatura y su límite generalmente esta por debajo de

300°F pero bajo condiciones especiales puede ser usada a altas temperaturas de fondo.

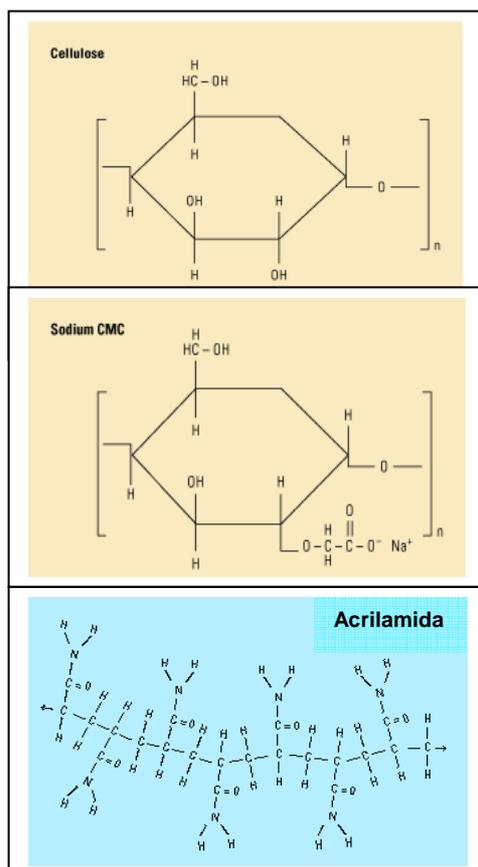


Figura 1.10 Clase de Polímeros

1.3.4. Agentes y Productos utilizados en un fluido de perforación

Existe una gran lista de aditivos para lodos de perforación, de los cuales en la mayoría de las empresas de servicios tienen similares características, cambiando solo el nombre comercial. Esta lista cada vez es mayor y se ha puesto

más responsabilidad en el ingeniero de lodos de perforación para la selección apropiada en un problema particular. Es indispensable que el ingeniero de lodos tenga un conocimiento suficiente de los productos como para saber cuál de ellos corresponde a una condición determinada y para conocer también cualquier efecto adverso que el aditivo pueda tener sobre el lodo. Existen diferentes productos o aditivos usados en la industria de los lodos, algunos de los cuales cumplen múltiples funciones como los que se presentan a continuación:

a. Agentes Densificantes

Se utilizan materiales inertes, con gravedad específica media ó alta y sirven para controlar las presiones de la formación, sostener las paredes del pozo y para facilitar la salida de la tubería seca. Entre los principales materiales densificantes:

- Barita
- Hematina
- Galena
- Carbonato de calcio

b. Agentes Viscosificantes

Los agentes que se usan para incrementar la viscosidad al fluido son de gran importancia para la perforación de pozos especialmente en los horizontales debido a que previene la erosión del hueco, dan características óptimas de suspensión y acarreo, reducen las pérdidas por fricción y proveen viscosidades efectivas a las tasas de cortes deseadas. Entre los principales agentes viscosificantes tenemos:

- Bentonita
- Atapulguita
- CMC, carboximetilcelulosa
- Pac, celulosa polianionica

c. Dispersantes

Son utilizados para reducir la reología del lodo, modificando la relación de viscosidad y porcentaje de sólidos; algunos ayudan también a reducir la pérdida de filtrado. Tales como:

- Taninos
- Lignitos

- Lignosulfonatos
- Polifosfatos
- Polímeros modificados

d. Aditivos para el Control de Pérdida de Filtrado

Utilizados para reducir filtrado, formando un revoque homogéneo e impermeabilizante. Los principales aditivos conocidos son:

- Bentonita
- Almidón pregelatinizado
- CMC (carboximetilcelulosa)
- Goma Guar
- Lignito
- Pac (polianionica)
- Poliacrilato

e. Materiales para Pérdida de Circulación

Se emplean muchos materiales para corregir o prevenir la pérdida de lodo hacia las formaciones perforadas. Dichos materiales son generalmente sólidos inertes con tamaños de partículas suficientemente grandes como para servir de

ayuda en el relleno (sello) de fracturas en las formaciones. Los tamaños de partícula varían, pero están por encima de 70 micrones. Entre estos aditivos tenemos:

- Cascarilla de arroz
- Mica
- Mezclas de cáscaras de coco y nueces
- Aserrín
- Semilla de algodón
- Cemento

f. Inhibidores de arcillas/ lutitas

Las arcillas son materiales plásticos, de grano fino, que ocurren naturalmente en el suelo y de naturaleza coloidal. En su estructura, en forma de plaquetas, se encuentran comúnmente átomos de silicio, de aluminio, de magnesio, de hidrógeno y de oxígeno. La diferente disposición de éstos átomos en las moléculas con presencia de pequeñas cantidades de sodio, calcio y otros cationes, explican la amplia variedad de arcillas conocidas, como se puede observar en el anexo 1 las diferentes clases y porcentajes de arcillas que se encuentran la perforación en el oriente Ecuatoriano. Las arcillas se encuentran en la mayoría de

las arenas, y generalmente están en las uniones entre granos. Las arenas que contienen entre 1% y 5% de arcilla son consideradas como arenas limpias; una arena sucia es aquella que contiene entre un 5% y 20% de arcilla.

Una de las arcillas más comúnmente encontradas en las rocas reservorios es la **Motmorilonita** (Esmectita) con su fórmula química $Al_2Si_4O_{10}(OH)_2 \cdot H_2O$. Esta clase de arcilla atrae y retiene moléculas de agua; por tal motivo se llama hidrófila. En cambio las arcillas que no adsorben agua se llaman hidrofóbicas como la caolinita, illita, clorita. Existen dos tipos de mecanismos de hinchamiento, que pueden ocurrir durante la invasión de fluidos al reservorio. Hinchamiento cristalino (hidratación superficial) el cual sucede debido a la absorción de capas de agua sobre la base cristalina de la superficie de las partículas de arcilla. Este tipo de hidratación no va más allá del doble del volumen original de la partícula de arcilla. Si se presenta sobre las paredes del poro, su efecto es mínimo sobre la permeabilidad.

Por otro lado, el hinchamiento osmótico es causado porque la concentración catiónica es mayor entre las láminas de arcilla. Consecuentemente, el agua es atraída entre las capas, por lo que se incrementa el espaciamiento entre láminas. La hidratación osmótica puede causar que el volumen de la arcilla se incremente hasta veinte veces su volumen original, de esta manera es posible que su efecto sea el de bloquear toda la permeabilidad.

Generalmente el agua fresca tiende a afectar a las arcillas hidratables y las salmueras de alta salinidad tienden a encogerlas. Para evitar la hidratación se utilizan fuentes de calcio y potasio soluble así como sales inorgánicas y compuestos orgánicos, tales como:

- Cloruro de potasio
- Nitrato de potasio
- Cloruro de calcio
- Cal hidratada
- Asfalto
- Glicol

Los productos inhibidores de arcilla son muy importantes en la preparación de un buen sistema de lodos, debido a que como mencionamos anteriormente, las arcillas son unos de los componentes que en mayor porcentaje se encuentra en los reservorios, por lo cual se debe tener muy en cuenta que inhibidor utilizar que sea compatible a la formación a perforar.

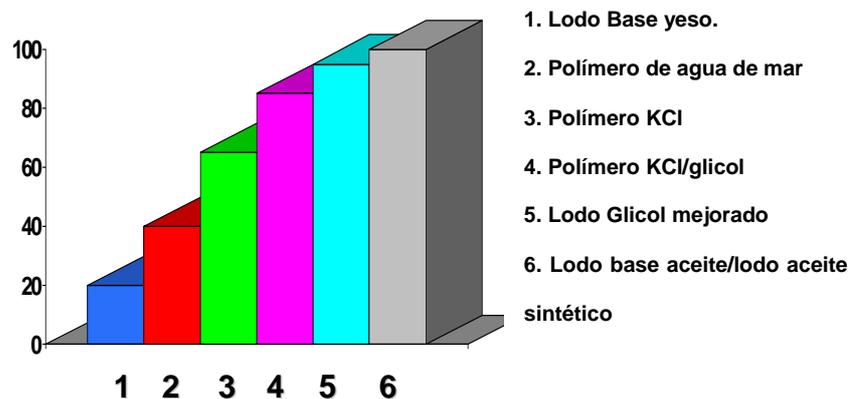


Figura 1.11 Inhibición con respecto a la lutita

En la figura 1.11 se describe diferentes sistemas inhibidores de arcilla; donde el lodo base aceite inhibe el 100% las arcillas por su misma naturaleza de no hidratarlas, pero por costos se ha utilizado comúnmente el sistema KCl/polímero, que inhibe un 70%, a pesar que

existen otros sistemas de inhibición como lo es el glicol mejorado que inhibe un 95%, también es aceptable el sistema de lodos Polímero/KCl/Glicol que inhibe un 90% las arcillas, y su calidad depende de un buen diseño de formulación de los productos, además no tienen tan elevados costos y por éstas razones se decidió escoger para optimizar el fluido “Drill-In” en combinación de este sistema mencionado y aplicado al campo del Oriente Ecuatoriano. Con el objetivo de mejorar la producción esperada de los pozos reduciendo el daño de formación que se produce por diversas causas ya mencionadas en este trabajo.

A continuación se describe brevemente las funciones de los **glicoles**, éstos son moléculas con, al menos, dos grupos hidroxilo, básicamente líquidos transparentes, incoloros, sin olor y más densos y viscosos que el agua. La aplicación principal de los glicoles solubles en agua y de bajo peso molecular es la perforación de lutitas reactivas.

La estabilidad del pozo mejora significativamente a través de los mecanismos de inhibición que se piensan son

múltiples en cuanto a número y naturaleza. Como resultado del mecanismo de punto de niebla, a medida que el filtrado con el glicol disuelto comienza a invadir la formación *más caliente*, la temperatura del filtrado aumenta y el glicol disuelto sale de la solución y se adsorbe sobre la matriz de lutita. De esa manera, se bloquea de manera efectiva una invasión ulterior de filtrado a través de la red porosa de la lutita. El glicol que permanece disuelto en el filtrado sigue siendo un componente del mismo a medida que se van invadiendo las lutitas en el momento del contacto en la perforación. Debido a que es un agente viscoso, el glicol disuelto impide una ulterior invasión del filtrado, a través del mecanismo de una mayor viscosidad del dicho filtrado. Otro mecanismo útil es la adhesión directa entre el glicol que ha salido de la solución a los recortes, a medida que éstos van apareciendo en la cara de la roca/broca. Los recortes, calentados por su reciente encuentro energético con la broca, enturbian el glicol que está en el fluido que ellos encuentran en su estado de *alta temperatura*, y de esa manera habrá más glicol libre a disposición para ser adsorbido en el ripio a través de la transferencia de calor casi instantánea. Debido a la

atracción entre el glicol ligeramente aniónico y los sitios de carga positiva en las partículas de arcilla que se encuentran dentro de los recortes, el glicol libre es atraído hacia la arcilla y adsorbido sobre la superficie del ripio. Esta película protectora del glicol permanece asociada a los ripios hasta que éstos son transportados bastante hacia arriba en el pozo, a un ambiente más frío, donde el glicol se vuelve a disolver y no es desechado junto con los ripios. Esto reduce significativamente la degradación de dichos ripios, lo cual permite lograr tasas de dilución mucho más bajas (en comparación con otros sistemas de base agua) para mantener las propiedades del fluido. Así, los volúmenes de desecho no solamente se reducen, sino que también son ambientalmente aceptables.

g. Aditivos para alcalinidad

Se utilizan diferentes sales para incrementar ó reducir el pH del fluido:

- Soda Caústica
- Potasa caústica
- Cal hidratada
- Yeso

- Soda ash ó carbonato liviano de sodio
- Bicarbonato de sodio
- Pirofosfato ácido de sodio (sapp)

h. Otros aditivos

- Lubricantes
- Detergentes
- Emulsionantes
- Antiespumígenos
- Floculantes
- Bactericidas

1.3.5. Pruebas Básicas de Laboratorio

a. Densidad

La densidad, o peso del lodo, es el peso por unidad de volumen y puede expresarse de diferentes maneras: libras por galón (lpg), libras por pie cúbico (lpc), peso específico (sg) o kilogramos por metro cúbico (kg/m³).

b. Propiedades Reológicas

La medición de las propiedades reológicas de un lodo es importante para calcular las pérdidas de presión por

fricción; para determinar la capacidad del lodo para elevar los recortes y desprendimientos hasta superficie; para analizar la contaminación del lodo por sólidos, sustancias químicas o temperatura; y para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje. Las pruebas para medir las propiedades reológicas fundamentales son:

Viscosidad de Embudo: Se emplea el embudo de Marsh, que mide la velocidad de flujo en un tiempo medido. Es el número de segundos requerido para que un cuarto (946 mL) de lodo pase a través de un tubo de 3/16 de pulgada colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo. Este es un valor cualitativo.

Viscosidad Plástica: Se mide por medio del viscosímetro de Fann, de la resta entre lecturas a 600 rpm y 300 rpm. Unidad: Centipoise.

Punto de Cedencia: Se obtiene de la resta del valor de la lectura a 300 rpm y la viscosidad plástica. Unidades: libras por 100 pies cuadrados.

Resistencia de Gel: Se mide esta propiedad porque representa las características tixotrópicas de los lodos, es decir, para medir su capacidad de desarrollar una estructura de gel rígido o semirrígido durante períodos de reposo. Se hacen para ello dos mediciones de resistencia del gel, después de 10 segundos y de 10 minutos de reposo, respectivamente.

En el siguiente gráfico se puede observar los equipos que miden la densidad y reología.



Figura 1.12 Equipos para medir densidad y reología

c. pH y Alcalinidad del lodo

Hay dos métodos principales para determinar el pH de los lodos. El método calorimétrico se basa en el efecto de los ácidos y los álcalis sobre el color de ciertos indicadores químicos colocados sobre tiras de papel de pH.

d. Características de Filtración

Filtrado: líquido que se pierde por filtración hacia la formación.

Costra de lodo: los sólidos del lodo se depositarán sobre las paredes del pozo, en un espesor que, idealmente, es de 1/32 de pulgada aproximadamente. Existen varios métodos para la obtención de Filtrado, como son las siguientes de acuerdo a las normas API (Anexo 2, 3, 4):

- Filtrado API @100 psi y temperatura ambiente.
- Alta Presión y Alta Temperatura (HPHT),
- Permeability Plug Tester (PPT)

Análisis del Filtrado: es importante conocer la alcalinidad para ayudar a controlar las propiedades del lodo y para asistir en la determinación de los tratamientos de lodo que se requieran. Se efectúan ensayos en el filtrado que

incluyen: Alcalinidad, Concentraciones de Sal (Cloruros), Concentraciones de Calcio, los cuales se pueden observar en el anexo 5.

e. Análisis de Sólidos

El contenido en sólidos afecta la mayor parte de las propiedades de los lodos, incluyendo la densidad, la viscosidad, gel, pérdida de fluido, y la estabilidad a la temperatura. Los elementos importantes en el análisis de sólidos son:

- Contenido de Arena: se mide de un tubo para contenido de arena, se lee directamente el porcentaje de arena en volumen.
- Contenido Total de Sólidos, de Petróleo, de Agua: Se determinan usando una retorta, que es una cámara especial de destilación. De una muestra de lodo se evapora la fase líquida, se enfría y luego se recoge el volumen de petróleo y agua. El volumen restante es el contenido total de sólidos.
- MBT (prueba del azul metileno): Mide el porcentaje de arcillas bentoníticas presentes. Una muestra de lodo se diluye con agua, se trata con peróxido de

hidrógeno y con ácido, y después se hierve. Se agrega una solución de Azul Metileno y de la mezcla se coloca en un papel de filtro. El punto final de titulación se alcanza cuando aparece en el papel un anillo azul verdoso. (Anexo 6)

f. Análisis de Tamaño de Partículas

Para la selección adecuada de granulometría de agentes puenteantes se necesita equipos que puedan realizar un análisis de distribución de tamaño de partículas ó llamado PSD (Particle Sized Distribution), para lo que se utiliza el “Laser Particle Sizer Analysette 22 Compact” el cual puede determinar la distribución de tamaño de partículas en suspensión (líquido) o en circulación de aire (seco). (Ver figura 1.13)



Figura 1.13 Celda medidora en seco y en líquido

El rayo láser que propaga el LPS (Laser Particle Sizer) se basa en el principio físico de propagación de ondas electromagnéticas, en donde el rayo láser se esparce a ángulos espaciales fijos que dependen del tamaño de la partícula y las propiedades ópticas de las mismas. Un lente enfoca la propagación de la luz concéntrica al plano focal donde un detector mide el espectro de Fourier. El programa calcula las distribuciones de tamaño de partícula, con la ayuda de métodos matemáticos complejos. El rango que mide es de 0.3 a 300 μm . El procedimiento de medición se indica en el anexo 7.

g. Temperatura

La medición se efectúa en los tanques de succión y en la línea de descarga.

CAPÍTULO 2

2. FLUIDO DE PERFORACION PARA ZONAS PRODUCTORAS (DRILL-IN)

2.1. Introducción

Los fluidos “Drill-In” son especialmente formulados para minimizar el daño de formación, de esta manera se preserva el potencial de productividad del pozo.

Los fluidos de perforación convencionales pueden causar serios daños a los reservorios productivos. Este impacto puede ser minimizado reduciendo la pérdida de fluido y controlando el contenido de sólidos. Al controlar estos dos parámetros, se reduce la invasión de filtrado dentro de la formación y ayuda a obtener una zona de aislamiento reservorio-cemento en el caso de cementación. En completaciones a hueco entubado, las

elevadas caídas de presión y disparos de alta penetración pueden ayudar a reducir los efectos de daño de formación causados por fluidos convencionales. En completaciones a hueco abierto, el filtrado y la costra de lodo deben tener la capacidad de fácil remoción sin necesidad de tratamiento. Los fluidos “Drill-In” son especialmente diseñados para reducir el daño de formación y descartar la remoción de revoque en tales pozos. Son extremadamente importantes en pozos horizontales, donde las bajas caídas de presión hacen más difícil la remoción del revoque.

Una variedad de fluidos pueden ser usados como base en los lodos “Drill-In”, tales como agua, aceite y fluidos sintéticos. La selección depende del tipo de formación, composición química de los fluidos del yacimiento, y los métodos de completación y mecanismos de daño.

2.2. Concepto y Características

Los fluidos “Drill-In” son fluidos de perforación utilizados para la zona productora, que generalmente utilizan la técnica del puenteo que controla efectivamente la fuga del fluido hacia la formación productora y ofrece una zona de revoque que puede ser removida

de manera fácil y eficaz, por el fluido producido y que al mismo tiempo tiene los atributos de un fluido de completación.



Figura 2.1 El espesor del revoque es fácilmente removido con bajas presiones de producción.

CARACTERISTICAS

Un fluido “Drill-In” debe tener las siguientes características:

- No debe contener arcillas o materiales densificantes (barita) insolubles al ácido los cuales pueden migrar dentro de la formación y taponar los poros.
- Debe ser formulado con rompedores o viscosificantes solubles al ácido, agentes controladores de filtrado, materiales puenteantes con apropiados tamaños de partículas, de tal forma minimizar la pérdida de filtrado a la formación y obtención de una remoción de revoque eficaz.
- El filtrado debe ser formulado para prevenir la hidratación y migración de arcillas que se encuentran en la zona

productora, evitando el taponamiento de los poros de la formación.

- El filtrado debe ser compatible con los fluidos de la formación con el objetivo de no precipitar las escalas de minerales.
- El fluido y el filtrado no debe cambiar la mojabilidad de la formación de agua-petróleo a petróleo-agua ó de petróleo-agua a agua-petróleo.
- El filtrado no debe formar emulsiones con los fluidos de la formación ocasionando bloqueo en la misma
- Contener agentes que provean lubricidad, limpieza e inhibición a la perforación del pozo.
- Ser compatible con los procesos y equipos de completación tales como: Las partículas deben ser del tamaño de poro de la formación para el puenteo sin embargo deben ser aún más pequeñas que tengan la capacidad de atravesar el equipo de completación.
- El fluido debe ser formulado con materiales soluble al ácido y al agua, oxidantes-degradables, los cuales no causan precipitados o emulsiones.
- Los rompedores deben ser compatibles con los fluidos de formación y con el filtrado de los fluidos "Drill-In".

2.3. Funciones

Las principales son:

- Minimizar el daño de formación.
- Proveer óptimas propiedades de limpieza, lubricidad e inhibición durante la perforación del pozo, ya sea éste horizontal.
- Minimizar el ensanchamiento del hoyo y proveer estabilidad a las paredes del hoyo.
- Ofrecer un control eficaz de las pérdidas lentas de filtrado en un intervalo amplio de permeabilidades de formación.
- Maximizar el potencial de productividad del pozo.

Facilitar la remoción del revoque con o sin rompedores o fluidos para disolver los sólidos puenteantes, dependiendo del tipo de completación programada para el pozo. Es posible que no se requieran rompedores o fluidos para disolver los sólidos puenteantes y la remoción del revoque, que está en la cara de la formación, se logra al hacer fluir el pozo.

2.4. Tipos de agentes puenteantes

Carbonato de calcio

El carbonato cálcico o carbonato de calcio es el producto obtenido por la molienda fina o micronización de las rocas sedimentarias

calizas extremadamente puras (e.j.: calcitas ó dolomíticas), por lo general con mas del 98.5% de contenido en CaCO_3 .



Figura 2.2 Carbonato de calcio

General	Características	Estructura
<i>Nombre sistemático:</i> Carbonato de calcio	<i>Densidad y fase:</i> 2.83 gr/cc, sólidos	<i>Forma Molecular:</i> Linear
<i>Fórmula Molecular:</i> CaCO ₃	Insoluble en agua	<i>Coordinación geométrica:</i>
<i>Aspecto:</i> Polvo blanco	<i>Punto de fusión:</i> 825°C	Tetraédrico

Tabla 2.1 Generalidades del Carbonato de calcio

El carbonato de calcio además de ser un agente densificante es un material puenteante. Se lo prefiere por ser solubles al ácido y puede ser disuelto fácilmente en el proceso de remoción en la zona productora. El tamaño de partícula debe tener un adecuado control de tal forma que provea también un adecuado peso. El tamaño de partícula a ser escogidas depende relativamente a las propiedades de la zona a ser perforada.

Sal

La sal como agente puenteante son diseñados para proveer un óptimo puenteo y sello en los intervalos de la zonas productoras. Son de fácil remoción aplicando salmueras bajo saturadas, agua de la formación o agua dulce. La sal debe tener una adecuada distribución de tamaño de partícula de acuerdo a las características de la formación a puentear.

Generalmente, las sales utilizadas en los fluidos drill-in son el cloruro de sodio, bromuro de sodio, cloruro de potasio, bromuro de potasio, cloruro de calcio y bromuro de calcio.

Granulometría del agente puenteante

El carbonato de calcio y la sal deben ser seleccionados con un adecuado tamaño de partícula de acuerdo al tamaño de garganta de poro de la formación productora. Por lo cual hay que definir que es garganta de poro.

Garganta de Poro: Son las conexiones entre los espacios porales y deben mantenerse abiertas para permitir el flujo. Puede determinarse mediante dos métodos: inyección de mercurio o microscopía electrónica. (Figura 2.3).

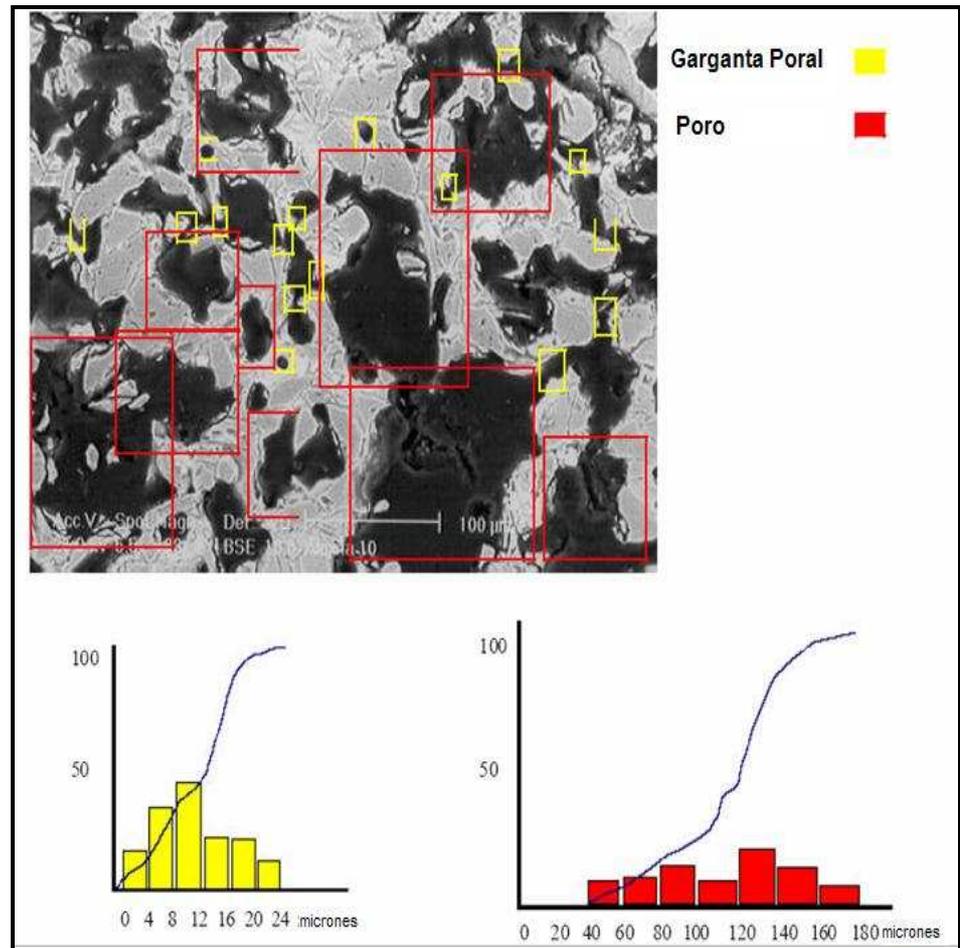


Figura 2.3 Garganta de poro y Poro.

La selección de la granulometría del agente puenteante ha sido basado en diferentes criterios, como los que se describen a continuación:

Abraham propuso “el tamaño de partícula medio (D_{50}) del añadido que tiende a puentear debe ser igual o mayor que un tercio del tamaño mediano del poro de la roca para prevenir la obstrucción”.

Similarmente, Hands propuso que “el D_{90} (el tamaño de partícula por debajo del cual el 90% del volumen del material puenteante) debe ser igual al tamaño del poro para limitar la penetración del lodo en la estructura del poro”.

Método para calcular la granulometría del agente puenteante

Basándose en los criterios mencionados anteriormente se recomienda los siguientes pasos para obtener una óptima granulometría del agente puenteante a usarse en los fluidos “Drill-In”:

Paso 1

- Se toma de la gráfica el tamaño de garganta promedio, frecuencia acumulada de 50, para la mayor población de garganta de poro. (Ver figura 2.4)
- Se hace lo mismo para el tamaño de poro.

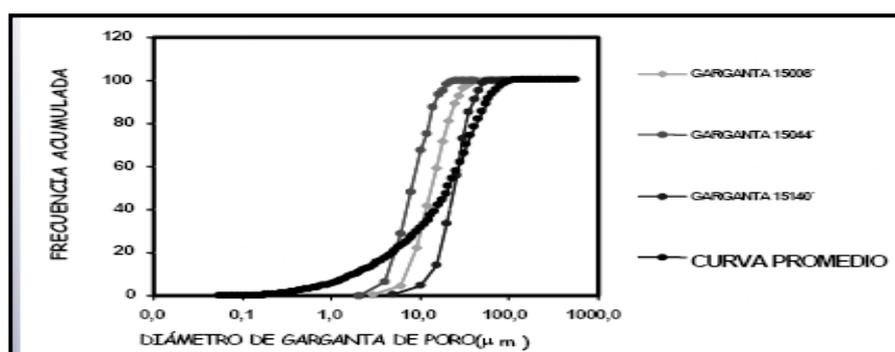


Figura 2.4 Curva Frecuencia Acumulada vs. Tamaño garganta poral

Paso 2

- Se tabulan los valores promedio de garganta y de poro.
- Se divide esos tamaños de garganta y de poro entre 3 y se tabula.

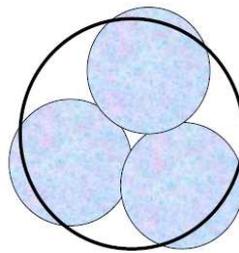


Figura 2.5 Regla geométrica

Existe una regla “geométrica” de filtración: Esferas de diámetro equivalente a un tercio del diámetro de un círculo, harán puente entre ellas sobre el círculo como se muestra en la figura 2.5.

Paso 3

- Se buscan las gráficas de distribución granulométrica del agente de puente.
- Se determina para cada gráfica el tamaño que corresponde a los percentiles 10, 50 y 90. Se tabulan. (Figura 2.6)

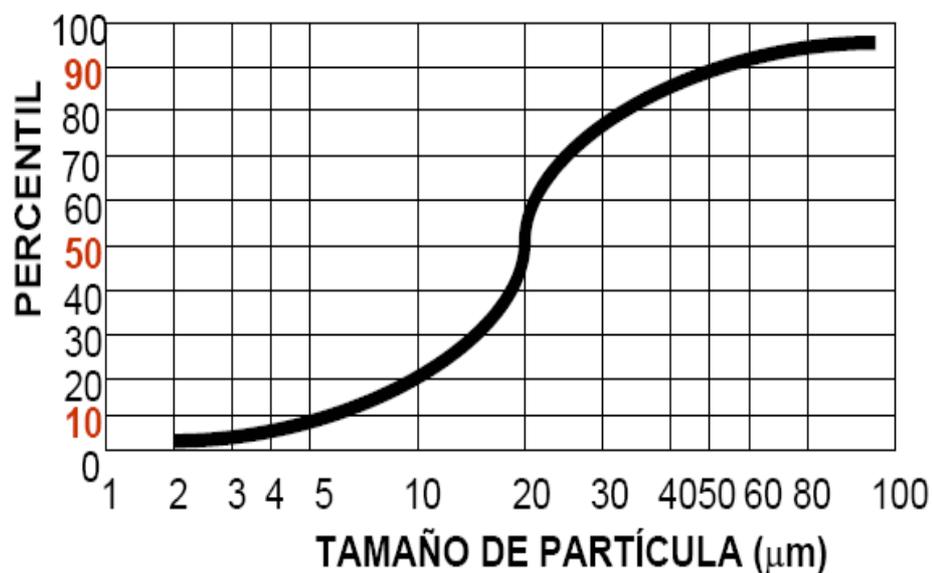


Figura 2.6 Curva Percentiles vs. Tamaño de partícula del agente puenteante

Paso 4

Comparando los valores de tamaños de garganta y poro y la de percentiles de granulometría:

- Se determina cuál distribución tiene un D_{10} equivalente o similar al tercio de la garganta de poro.
- El D_{90} debe ser similar al tamaño de poro

Ventajas y Desventajas de agentes puenteantes

Ventajas:

- Ofrece la función de puenteo para zonas de diferentes rangos de permeabilidad de un yacimiento.

- Al tener un adecuado tamaño de partícula crean un revoque interno que fácilmente es removido aún por bajas presiones de producción sin necesidad de rompedores o fluidos que disuelven al agente puenteante.
- Minimiza el daño a la formación debido a que crea un revoque sellante de muy baja permeabilidad, soportando altos sobrelances de presión. Por ejemplo, formaciones de lutitas presurizadas.
- Una adecuada distribución de tamaño de partículas del agente puenteante crea un revoque consistente y delgado, previene la invasión de sólidos y otros componentes del lodo por ejemplo de polímeros, que se incorporan dentro de la formación.

Desventajas

- Si el tamaño de partícula del agente puenteante no es seleccionado adecuadamente para dicho reservorio, ocasionaría un alto espesor de revoque y permeable de tal forma que ingresaría con mayor velocidad el filtrado a la formación e invasión de sólidos ocasionando daño a la formación.

- El agente puenteante al tener otros aditivos en su composición puede no ser compatibles con los fluidos de la formación ocasionando la reducción de su permeabilidad.



Figura 2.7 Invasión de sólidos debido a mala selección de tamaño de partícula.

CAPÍTULO 3

3. ENSAYOS DE LABORATORIO

A continuación se presenta la información obtenida de las diferentes pruebas requeridas para optimizar el diseño de un fluido “Drill-in” para determinados rangos de permeabilidades de reservorio. Basado en la utilización de diferentes formulaciones de fluidos “Drill-in” propuestos, y con el uso del método prueba-error en cada uno de los ensayos de laboratorio más importantes.

CRITERIO DE SELECCIÓN Y OPTIMIZACIÓN

Para el proceso de selección y optimización de un apropiado fluido “Drill-In” se debe conocer inicialmente lo siguiente:

- a. Tipo de yacimiento
- b. Caracterización mineralógica

- c. Presión de poro/fondo
- d. Temperatura
- e. Fluidos que lleva la formación
- f. Permeabilidad
- g. Porosidad

En la tabla 3.1 se observa la información de los reservorios a ser analizados para obtener una adecuada formulación de fluido drill-in y cumplir el principal objetivo, minimizar el daño de formación para un amplio rango de permeabilidades.

Descripción de Información	Zonas Productoras			
	Napo		Hollín	
	"U" Inferior	"T" Inferior	Hollín Superior	Hollín Inferior
Tipo de Yacimiento	Subsaturados	Subsaturados	Subsaturados	Subsaturados
Características Mineralógicas	Arenisca caolinítica y cemento silicio de granos muy finos a medios	Arenisca cuarzosa	Arenisca cuarzosa glauconítica, con cemento silicio, de grano fino a medio	Arenisca Cuarzosa de grano medio a grueso con niveles limosos y arcillosos
Fluidos que lleva la formación	Sw=12.8%, So=67.2%	Sw=20%, So=80%	Sw=33.3%, So=66.7%	Sw=29.4%, So=70.6%
Presión poro/fondo (psi)	1122	1230	3500	4200
Temperatura (°F)	214	216	225	225
Permeabilidad (md)	100	200	70	500
Porosidad (%)	17	15.6	14	18

Tabla 3.1 Datos de Formación Napo y Hollín, cortesía de PETROPRODUCCION.

En las gráficas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 se muestran la distribución de diámetro de poro y garganta poral para las diferentes zonas productoras.

Formación Napo

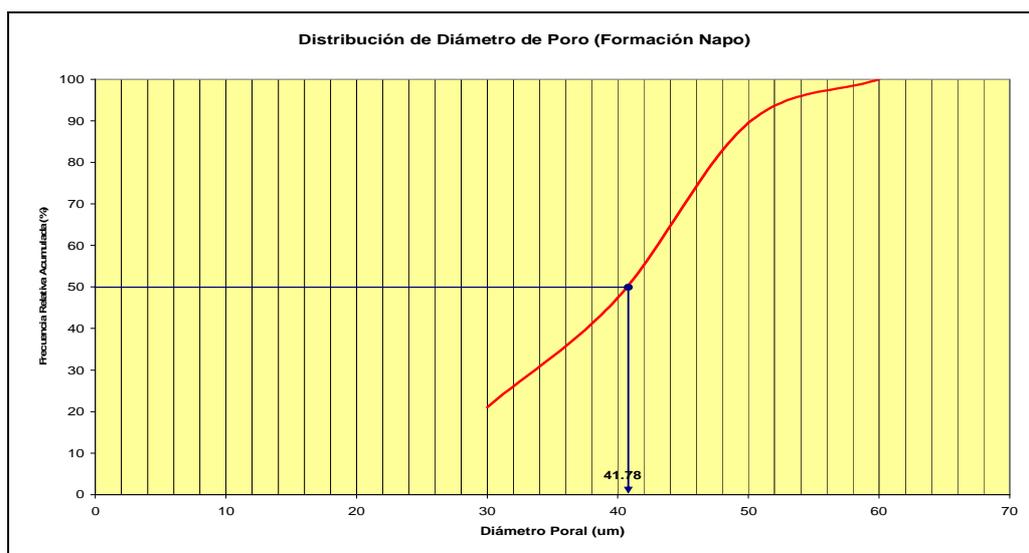


Figura 3.1 Distribución de Tamaño de Poro de la Formación Napo

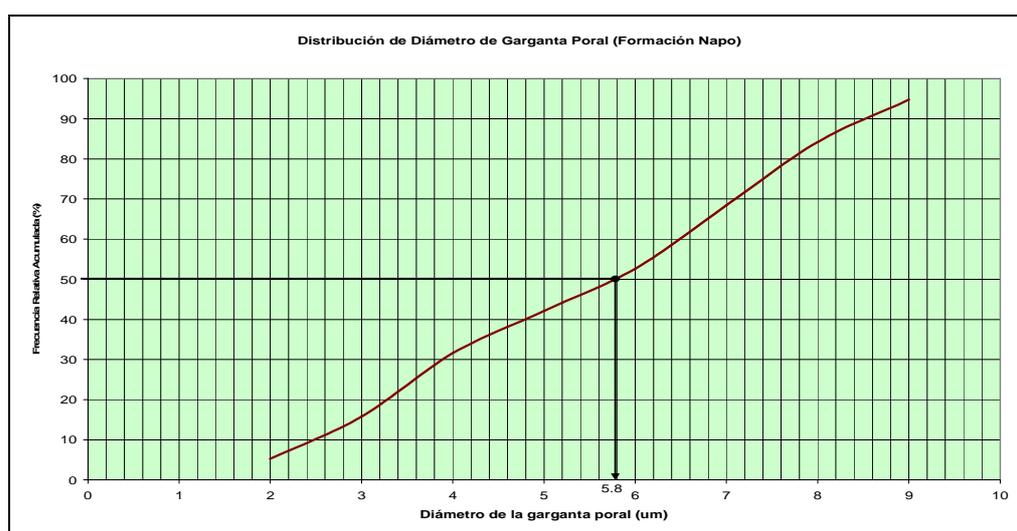


Figura 3.2 Distribución de Tamaño de Garganta poral de la Formación Napo

Formación Hollín

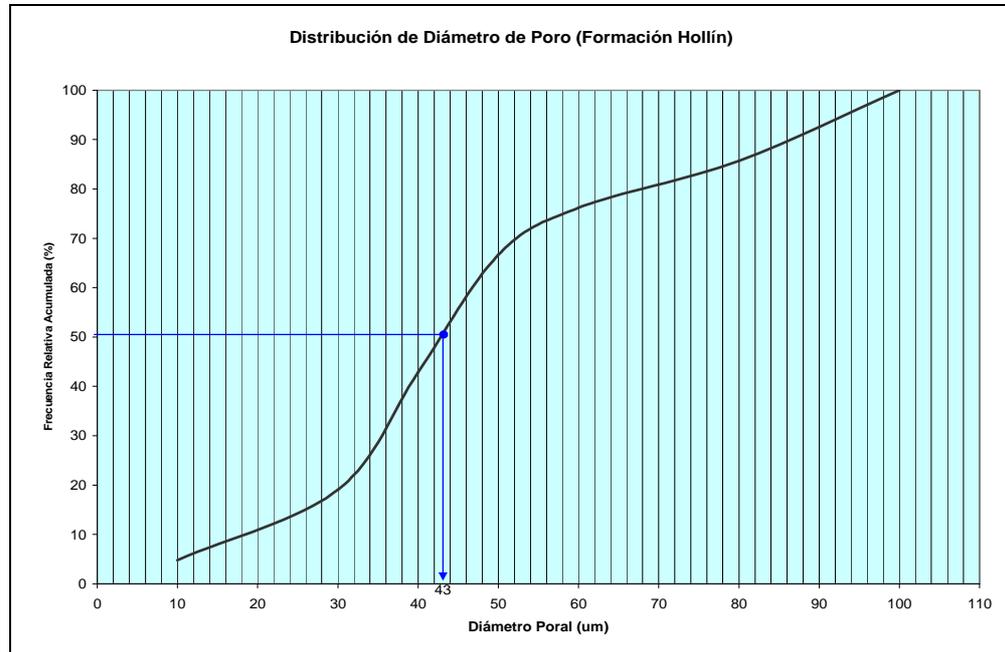


Figura 3.3 Distribución de Tamaño de poro de la Formación Hollín

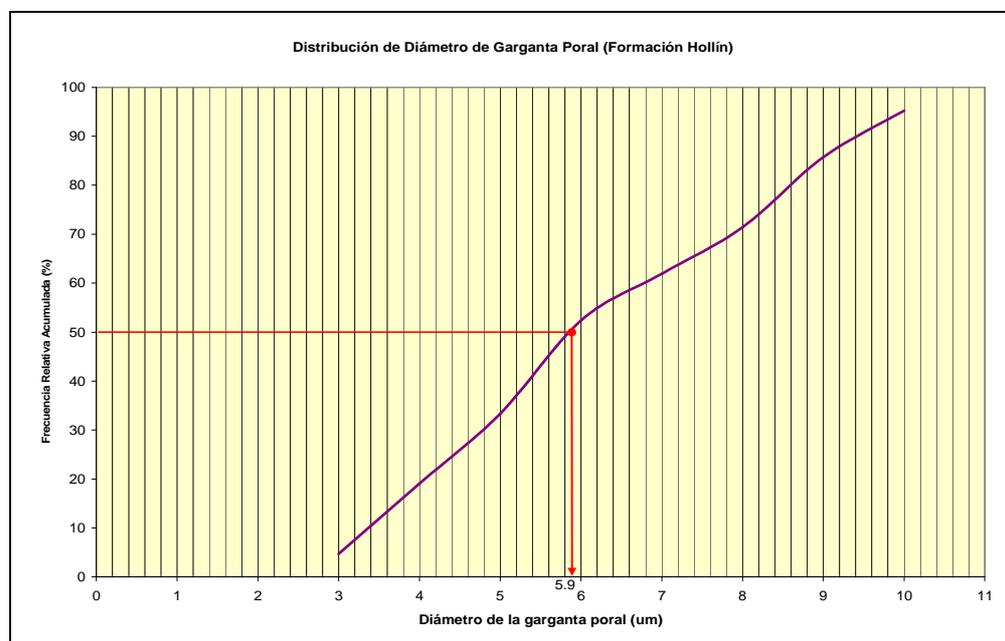


Figura 3.4 Distribución de tamaño de garganta poral de la Formación Hollín

3.1. Formulaciones de Fluido “Drill-In”

Se considera los siguientes aditivos a ser utilizados debido a sus funciones, presentados en la siguiente tabla:

Productos	Función
XCD Polymer	Viscosificante
Flowzan	
Xanplex	
AQUACOL B	Inhibidor de arcillas
KCl	
Claytrol	
Biopac	Controla la pérdida de filtrado
Mil Pac R	
Biolose	
Soda Cáustica	Control de alcalinidad
Xcide 102	Bactericida
*Carbonato High Mix	Agente puenteante y densificante

Tabla 3.2 Productos Baker Hughes Inteq utilizados en los Fluidos Drill-In

*El Carbonato de calcio HIGH MIX es un agente densificante y puenteante con una distribución de tamaño de partículas que fue diseñado para un amplio rango de permeabilidades, para lo cual su granulometría fue cuidadosamente seleccionada mediante una serie de ensayos que conjuntamente con otros aditivos se muestran posteriormente.

En las siguientes tablas se muestra las diferentes formulaciones con diferentes tipos de carbonatos, los cuales fueron utilizados para evaluación del daño de la formación productora.

FORMULACION No. 1					
Productos	Concentración (lpb)	Concentración (gr/cc)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
MIL PAQ R	1.72	0.0048	0.65	7.41	4.82
MIL PAQ LV	0.39	0.0011	1.6	0.68	1.09
Xanplex D	0.1	0.0003	1.5	0.19	0.28
CaCO3 A100	36.6	0.1025	2.71	37.82	102.48
Claytrol	0.93	0.0026	1.1	2.37	2.60
Soda Caustica	0.21	0.0006	2.13	0.28	0.59
Xcide 102	0.19	0.0005	1	0.53	0.53

Constante de conversión (lpb a gr/cc)	0.0028
---------------------------------------	--------

Volumen de agua(cc)	950.731
Volumen total(cc)	1000

Tabla 3.3 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 1.

FORMULACION No. 2

Productos	Concentración (lpb)	Concentración (gr/cc)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
Biopaq	7	0.0196	0.65	30.15	19.60
XCD	1	0.0028	1.5	1.87	2.80
CaCO3 High Mix TIPO A	65	0.1820	2.71	67.16	182.00
AQUACOL B	7.14	0.0200	1	19.99	19.99
KCI	5	0.0140	1.98	7.07	14.00
Xcide 102	0.357	0.0010	1	1.00	1.00

Constante de conversión (lpb a gr/cc)	0.0028
---------------------------------------	--------

Volumen de agua(cc)	872.759
Volumen total(cc)	1000

Tabla 3.4 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 2.

FORMULACION No. 3

Productos	Concentración (lpb)	Concentración (gr/cc)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
Biopaq	6	0.0168	0.65	25.85	16.80
XCD	1	0.0028	1.5	1.87	2.80
CaCO3 High Mix TIPO B	65	0.1820	2.71	67.16	182.00
AQUACOL B	7.14	0.0200	1	19.99	19.99
KCI	5	0.0140	1.98	7.07	14.00
Xcide 102	0.357	0.0010	1	1.00	1.00

Constante de conversión (lpb a gr/cc)	0.0028
---------------------------------------	--------

Volumen de agua(cc)	877.066
Volumen total(cc)	1000

Tabla 3.5 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 3.

FORMULACION No. 4

Productos	Concentración (lpb)	Concentración (gr/cc)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
Biopaq	5.21	0.0146	0.65	22.44	14.59
MIL PAQ R	1.13	0.0032	1.6	1.98	3.16
Flowzan	0.42	0.0012	1.5	0.78	1.18
Xanplex D	0.7	0.0020	1.5	1.31	1.96
XCD	0.27	0.0008	1.5	0.50	0.76
CaCO3 High Mix Tipo C	46.6	0.1305	2.71	48.15	130.48
Claytrol	0.94	0.0026	1.01	2.61	2.63
Soda Caustica	0.11	0.0003	2.13	0.14	0.31
Xcide 102	0.357	0.0010	1	1.00	1.00

Constante de conversión (lpb a gr/cc)	0.0028
---------------------------------------	--------

Volumen de agua(cc)	921.087
Volumen total(cc)	1000

Tabla 3.6 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 4.

FORMULACION No. 5

Productos	Concentración (lpb)	Concentración (gr/cc)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
Biopaq	5.21	0.0146	0.65	22.44	14.59
MIL PAQ R	1.13	0.0032	1.6	1.98	3.16
Flowzan	0.42	0.0012	1.5	0.78	1.18
Xanplex D	0.7	0.0020	1.5	1.31	1.96
XCD	0.27	0.0008	1.5	0.50	0.76
CaCO3 High Mix Tipo C	46.6	0.1305	2.71	48.15	130.48
AQUACOL B	7.14	0.0200	1	19.99	19.99
Claytrol	0.94	0.0026	1.01	2.61	2.63
KCI	5	0.0140	1.98	7.07	14.00
Soda Caustica	0.11	0.0003	2.13	0.14	0.31
Xcide 102	0.357	0.0010	1	1.00	1.00

Constante de conversión (lpb a gr/cc)	0.0028
---------------------------------------	--------

Volumen de agua(cc)	894.024
Volumen total(cc)	1000

Tabla 3.7 Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 5.

3.2. Datos Obtenidos

Pruebas de Laboratorio

A los diferentes tipos de carbonato de calcio utilizados en las formulaciones se les realizaron pruebas de análisis de tamaño de partículas (PSD), para lo cual se utilizó el Analysette 22 Compact cuyos datos obtenidos se presentan a continuación en los siguientes gráficos:

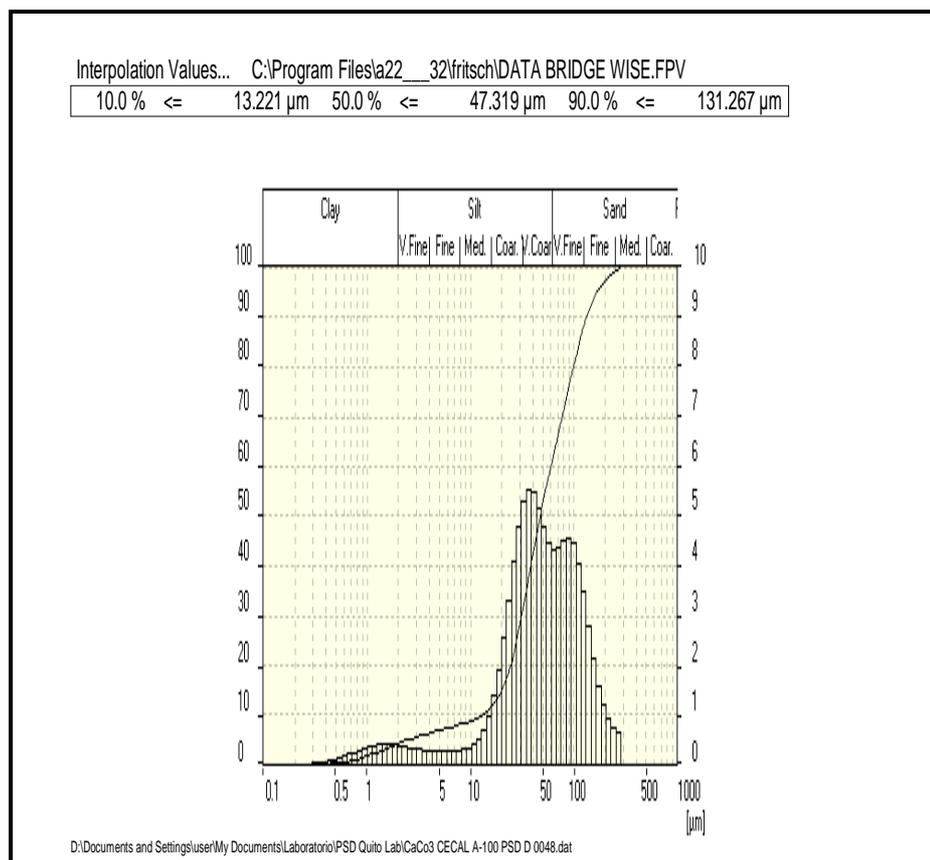


Figura 3.5 PSD de Carbonato de Calcio A100

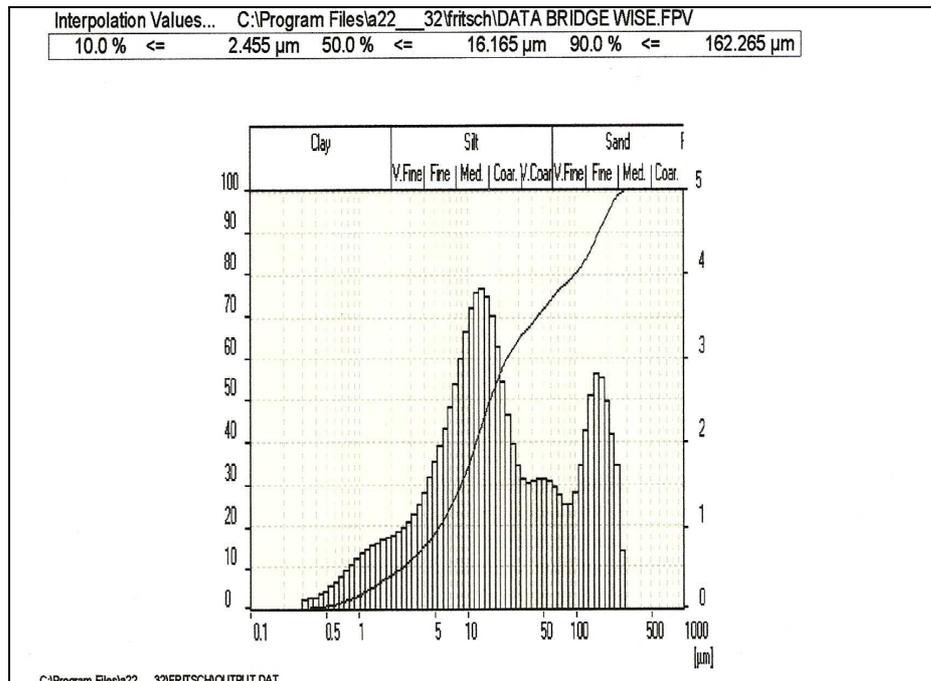


Figura 3.6 PSD Carbonato de Calcio High Mix Tipo "A"

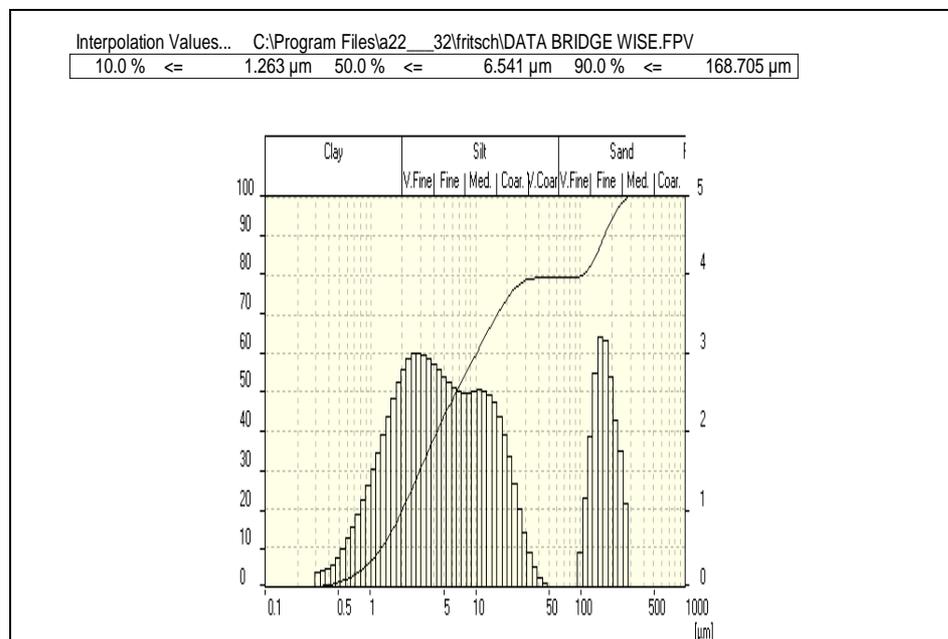


Figura 3.7 PSD Carbonato de Calcio High Mix Tipo "B"

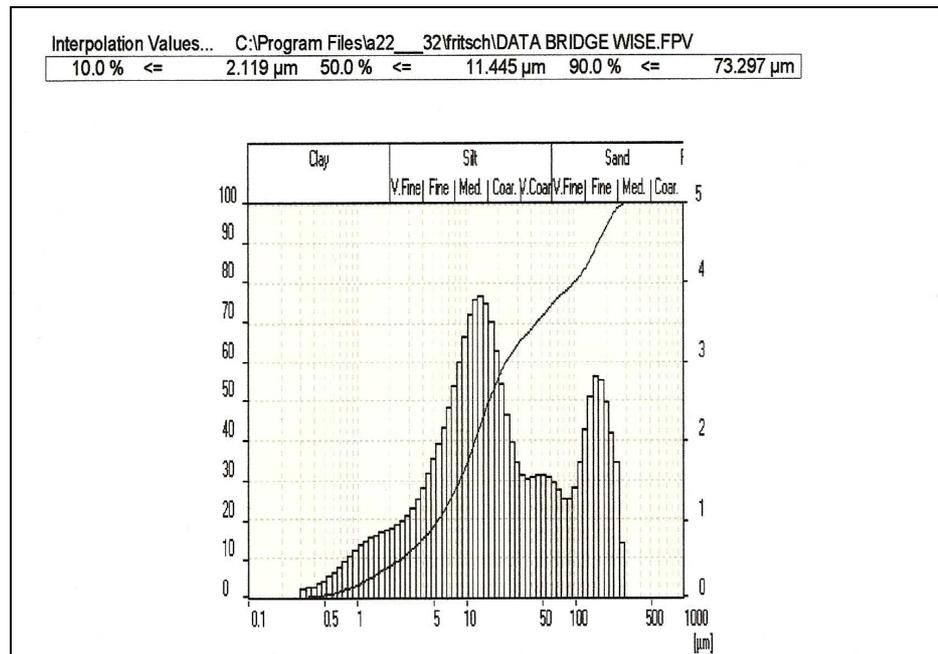


Figura 3.8 PSD de Carbonato de Calcio High Mix Tipo “C”

Los ensayos más importantes para la evaluación del fluido Drill-In son los siguientes:

- Densidad
- Reología
- Alcalinidad
- Permeability Plug Tester (PPT)
- Sandpack Permeameter

Todos estos ensayos se realizaron con lodos preparados con las formulaciones mencionadas anteriormente. Estos lodos fueron rolados durante 16 horas a una temperatura de 220°F

(temperatura aproximada de reservorio) dentro de un horno especializado, con el objetivo de medir sus propiedades a condiciones dentro del pozo mediante esta simulación.

En las siguientes tablas se observa los datos que se obtuvieron de cada ensayo mencionado para las diferentes formulaciones.

No. Formulación	Densidad (lpg)	*pH	L@600 rpm	L@300 rpm	L@ 6 rpm	L@ 3 rpm	VP	YP	Geles 10"/10'/30'
1	8.9	9.4	40	26	7	6	14	12	6/8/10
2	9.3	7.5	75	59	14	12	16	43	12/23/32
3	9.3	7.5	72	55	12	10	17	38	10/17/28
4	9.1	9	55	43	10	7	12	31	7/13/20
5	9.1	9	54	42	10	7	12	30	7/12/21

*La temperatura a la cual se midió el Ph fue 80°F

Tabla 3.8 Propiedades Reológicas y alcalinidad.

DISCO ALOXITA: 200 milidarcy				
No. Formulación	Spurt Loss (ml)	Volumen Total Pérdida de Filtrado (ml)	Espesor del revoque (in/32)	Características del revoque
1	2.5	25	1.5	Grueso, poco adherente, poco resistente
2	1.2	16.4	N/A	No adherente
3	0	2	<1	Liso, consistente, resistente
4	0.4	17	1	Liso, consistente, resistente
5	0.4	18	1	Liso, adherente, resistente

Tabla 3.9 Prueba PPT con disco de aloxita de 200 milidarcies.

DISCO ALOXITA: 400 milidarcy				
No. Formulación	Spurt Loss (ml)	Volumen Total Pérdida de Filtrado (ml)	Espesor del revoque (in/32)	Características del revoque
1	2.3	23	2	Grueso, poco adherente, poco resistente
2	1	14.8	1.2	Liso, adherente, resistente
3	0	2	<1	Liso, consistente, resistente
4	0.6	19.6	1	Liso, consistente, resistente
5	0.5	19.5	1	Liso, consistente, resistente

Tabla 3.10 Prueba PPT on disco de aloxita de 400 milidarcies.

DISCO ALOXITA: 700 milidarcy				
No. Formulación	Spurt Loss (ml)	Volumen Total Pérdida de Filtrado (ml)	Espesor del revoque (in/32)	Características del revoque
1	2.1	24	2	Grueso, poco resistente, no adherente
2	0.5	13.9	1	Liso, adherente, resistente
3	2.4	21.8	1.5	Liso, no adherente, poco resistente
4	0.9	17.9	1	Liso, adherente, resistente
5	1	18.2	1	Liso, adherente, resistente

Tabla 3.11 Prueba PPT con disco de aloxita de 700 milidarcies.

Permeabilidad	Formulación No. 1	Formulación No. 2	Formulación No. 3	Formulación No. 4	Formulación No. 5
200 md					
400 md					
700 md					

Figura 3.9 Discos de aloxita utilizados en las pruebas de PPT.

Sand Pack Worksheet

Formulation: No.1

Formation Sand Type: 140/270 & 50/70

500 gms used

Oil Type: Kerosene

Permeability Test:				
Volume	Rate	Pressure	Temperature	Permeability
[ml]	[ml/min]	[psi]	[°F]	[mD]
500	60	7,5	72,8	3,22
1000	60	5,8	73,1	4,15
1500	60	5,3	72,9	4,55
2000	60	5	73	4,82
2500	60	4,8	73	5,02
3000	60	4,6	73,2	5,22

Mud Off Temperature: 71°F

Diff. Pressure: 500 psi

Time	Fluid Loss
1 min	30
4 min	55
9 min	91cc

No sostuvo desde este punto

Return Permeability Test					
Volume	Rate	Pressure	Temperature	%RP	Permeability
[ml]	[ml/min]	[psi]	[°F]	[%]	[mD]
500	60	10,2	74	44,7	2,34
1000	60	8,3	74	54,9	2,87
1500	60	7,5	73,9	60,9	3,18
2000	60	6,9	73,9	66,2	3,46
2500	60	6,4	74	71,2	3,72
3000	60	6,2	74	73,5	3,84

Coments: Presión inicial 17.7 psi

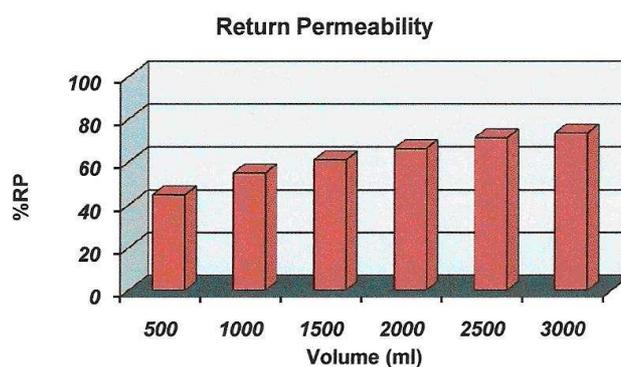


Figura 3.10 Resultados de Retorno de Permeabilidad con Formulación No. 1.

Sand Pack Worksheet

Formulation: No.5

Formation Sand Type: 140/270 & 50/70

500 gms used

Oil Type: Kerosene

Permeability Test:				
Volume	Rate	Pressure	Temperature	Permeability
[ml]	[ml/min]	[psi]	[°F]	[mD]
500	60	4,9	73,1	4,91
1000	60	4	73,2	6,01
1500	60	3,6	73,5	6,65
2000	60	3,2	73,6	7,48
2500	60	3	73,8	7,96
3000	60	3	73,8	7,96

Mud Off Temperature: 71°F

Diff. Pressure: 500 psi

Time	Fluid Loss
1 min	13
4 min	14,2
9 min	14,8
16 min	15,6
25 min	15,8
36 min	16,2
49 min	17,2
60 min	18

Return Permeability Test					
Volume	Rate	Pressure	Temperature	%RP	Permeability
[ml]	[ml/min]	[psi]	[°F]	[%]	[mD]
500	60	4,2	74	71,3	5,67
1000	60	3,8	74	78,8	6,27
1500	60	3,4	73,9	88,1	7,01
2000	60	3,2	73,9	93,6	7,45
2500	60	3,2	74	96,6	7,44
3000	60	3,1	74	99,2	7,68

Coments: Presión inicial 17.7 psi

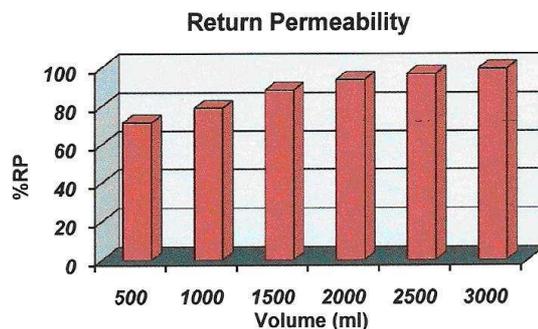


Figura 3.11 Resultados de Retorno de Permeabilidad con Formulación No. 5.

3.3. Observaciones

❖ Durante la operación de mezclado de los productos se observó asentamiento del CaCO_3 debido al mal procedimiento.

❖ En la mezcla de los aditivos según las formulaciones se observó grandes volúmenes de espuma por lo cual es necesario añadir una cantidad de antiespumante durante la agitación.

❖ Se observó errores en las lecturas de los equipos debido a fallas de calibración de los equipos.

❖ Durante la prueba PPT se observó que la caída de presión aumenta o disminuye, si no se mantiene constante la temperatura del ensayo, por lo cual induce errores en la toma de datos.

Todos los lodos a los cuales fueron realizadas las pruebas pasaron por el enrolamiento dinámico a una temperatura de 220° F.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS DE LA OPTIMIZACIÓN DEL FLUIDO “DRILL-IN”

4.1. Análisis de Formulación y Concentraciones

De acuerdo a las formulaciones presentadas en el capítulo anterior se puede obtener el siguiente análisis de cada una a continuación:

Formulación No. 1. Generalmente los fluidos “Drill-In” para la perforación de las zonas productoras utilizan este tipo de formulación la cual describe una mezcla de polímeros para el control de filtrado, agentes inhibidores de arcillas y agentes puenteantes como el carbonato de calcio con una distribución de tamaño de partículas el cual es utilizado sin considerar un estudio de las características del reservorio. (*Ver Tabla 3.3*).

En las siguientes formulaciones se utiliza el carbonato High Mix considerando un estudio de distribución de tamaño de partículas y las características petrofísicas de las formaciones productoras Napo y Hollín.

Formulación No. 2 y 3. Describen una combinación de productos que controlan la filtración, propiedades reológicas, agentes puenteantes Carbonatos de calcio High Mix Tipo A y B, inhibidores de arcilla como el uso de glicol y cloruro de potasio que ayudan a prevenir el daño de formación.

Formulación No. 4. En esta formulación las concentraciones de cada componente para el control de filtrado, reología, puenteo con Carbonato High Mix Tipo C, inhibidor de arcilla, control de alcalinidad son las apropiadas para obtener un mínimo daño a la formación productora.

Formulación No. 5. Para obtener una alta efectividad en las funciones del fluido “Drill-in” en las formaciones productoras, se incorporó a la formulación No. 4, otros dos inhibidores de arcilla el glicol y cloruro de potasio que ayudan a mejorar el puenteo y minimizan el daño a la formación. Esta formulación de acuerdo a

los resultados de los ensayos realizados en el laboratorio es la óptima para ser un fluido “Drill-in” adecuado para la perforación de zonas productoras.

Debido a que la formulación No. 5 fue la más adecuada para ser aplicada en el campo, se decide perforar las zonas productoras de los pozos 102D, 103D con los siguientes datos característicos de yacimientos (*Ver Tabla No. 3.1*) y requerimientos de perforación que se detallan a continuación:

	POZO 101D*	POZO 102D	POZO 103D
Intervalo de pies perforados (MD)	8957' - 10336' (1379')	8950' - 10350' (1400')	8801' - 10348' (1547')
Profundidad Final TVD (pies)	9875	9982	9458
Diámetro del hueco(pulg)	8.5	8.5	8.5
Diámetro del revestidor previo(pulg)	9.625	9.625	7
Diámetro Interno del revestidor previo(pulg)	8.681	8.681	8.681
Lavado del hueco	5%	5%	5%
S.B.G.	6%	6%	6%
E.E.C.S.	95%	95%	95%
Volumenes en superficie(bls.)	400	400	400
Volumen de revestidor previo(bls.)	656	655	644
Volumen del hueco(bls.)	97	98	109
Volumen de dilución(bls.)	80	81	89
Volumen a procesar para el intervalo(bls.)	1232	1234	1242

Tabla 4.1 Información de los pozos previo análisis de un Fluido “Drill-In”.

*Pozo 101D es usado como referencia, no se uso fluido drill in en su zona productora.

En la tabla 4.2 se observa las diferentes concentraciones utilizadas en la perforación de la sección de 8 ½” de las zonas productoras en los pozos direccionales 101D, 102D, 103D, donde el pozo 101D no fue aplicada la formulación No. 5 como en los otros dos pozos. Además de una comparación de concentraciones entre la formulada en el laboratorio y las utilizadas en el campo.

Productos	Formulación No.5	Pozo 101D	Pozo 102D	Pozo 103D
Biopaq	5.21		5	6
MIL PAQ R	1.13	1.72	1.25	1.55
MIL PAQ LV		0.39		
Flowzan	0.42		0.75	0.5
Xanplex D	0.7	0.1	0.5	0.65
XCD	0.27		0.25	0.39
AQUACOL B	7.14		5	7
Claytrol	0.94	0.93	2	1.3
KCl	5		4.2	4.5
Soda Cáustica	0.11	0.21	0.2	0.18
Xcide 102	0.357	0.19	0.25	0.18
CaCO3 High Mix Tipo C	46.6		87.8	86.75
CaCO3 A100		78		

Tabla 4.2 Cuadro Comparativo de Concentraciones (lpb) utilizadas en Laboratorio y en el Campo

En los gráficos 4.1 y 4.2 se puede observar que los productos de mayor consumo son el Aquacol B (Inhibidor de Arcillas), Biopaq (Control de Filtrado) y Carbonato de calcio High Mix (Agente Sellante), precisamente los agentes principales para obtener una mejor protección del reservorio. Los demás componente fueron seleccionados para una adecuada reología de acuerdo a las necesidades del pozo.

Concentraciones utilizadas para el diseño de un fluido drill-in para la perforación de zonas productoras

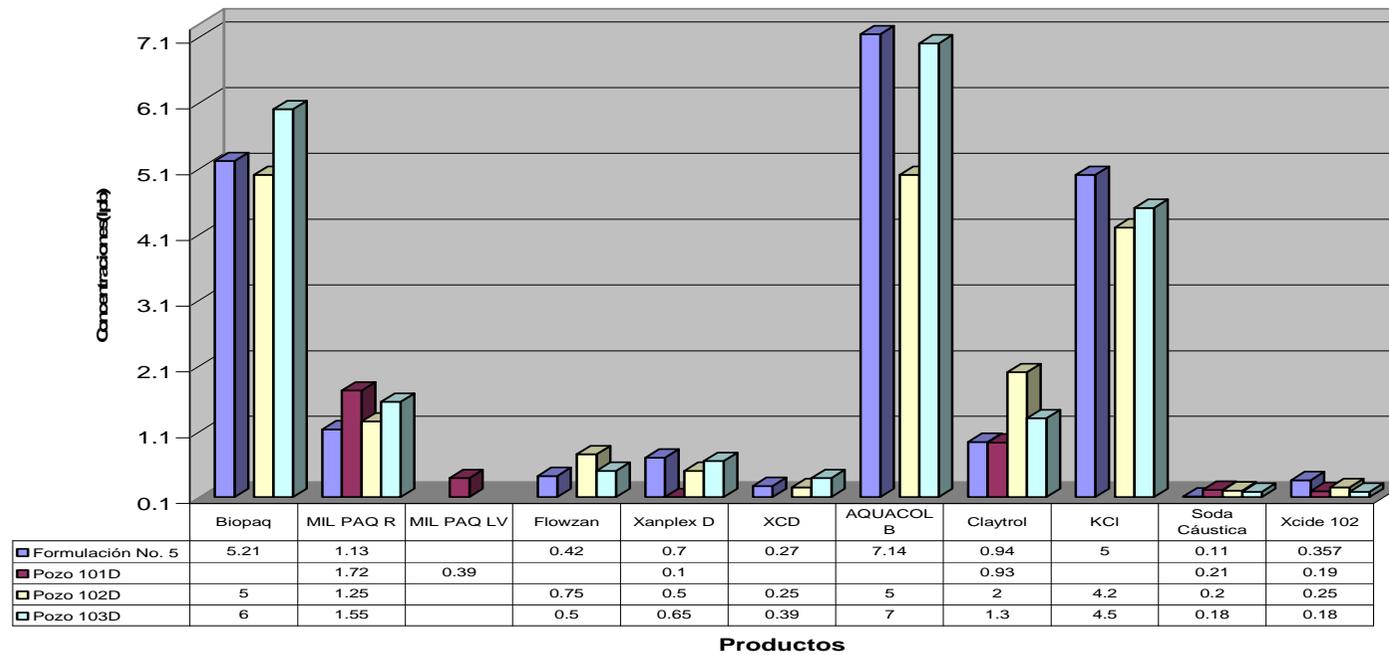


Figura 4.1 Concentraciones de principales productos utilizados en el diseño de un fluido “Drill-in” y aplicadas en la perforación de zonas productoras.

Concentraciones de agentes puenteantes para el diseño de un fluido drill-in para la perforación de zonas productoras

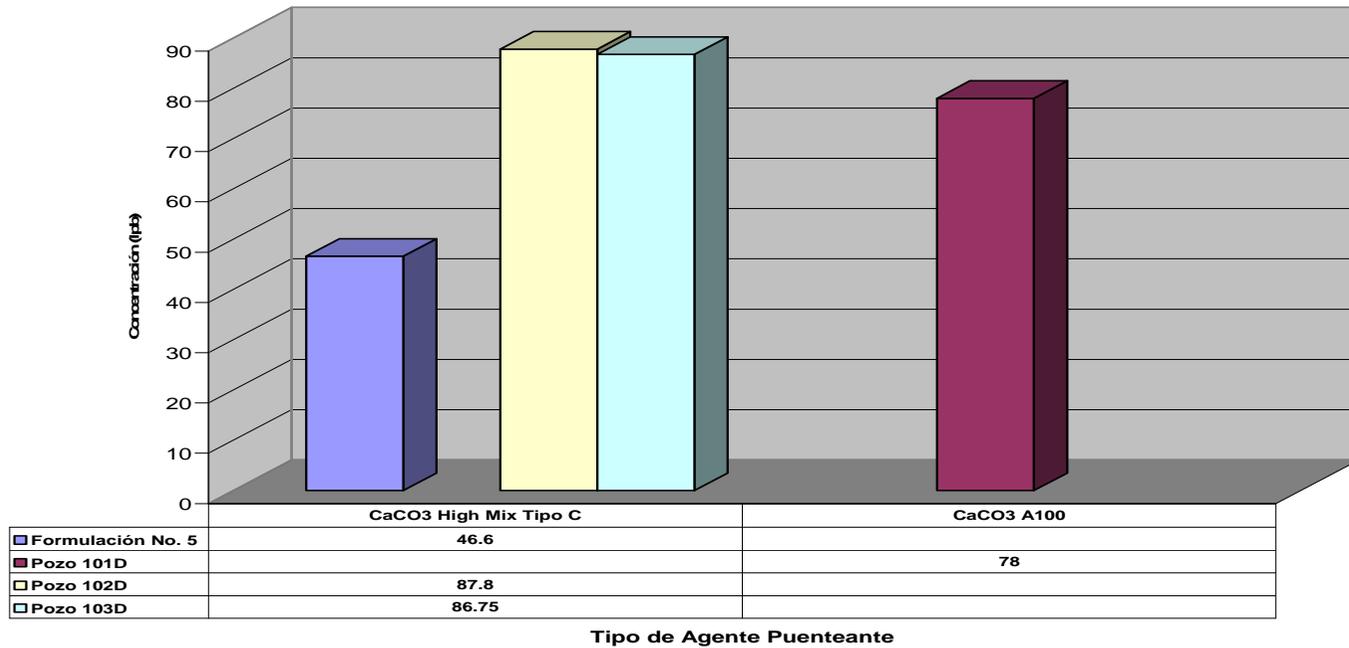


Figura 4.2 Concentraciones de principales de agentes puenteantes utilizados en el diseño de un fluido “Drill-in” para zonas productoras.

En la Tabla 4.3 se observa las principales propiedades de los fluidos drill-in durante la perforación de los pozos 101D, 102D y 103D, tomando en cuenta que en el pozo 101D se utilizó un agente puenteante, carbonato de calcio, sin ningún análisis en la selección del tamaño de partícula adecuado para las zonas productoras. Mientras que los otros dos pozos se aplicó la formulación No. 5, la cual fue analizada en el laboratorio y mejorada a anteriores formulaciones comúnmente utilizadas.

Propiedades del Fluido Drill-In	POZO 101D	POZO 102D	POZO 103D
Densidad (lpg)	9.5	9.6	9.6
Vp (cp)	16	15	17
Yp (lbf/100pies ²)	22	23	24
Filtrado API (cc/30min.)	6.5	5.8	5.3
Espesor de costra (pulg/32)	1	1	1
Sólidos (%)	10	6.2	6.5
MBT (lb/bls.)	9	10	10

Tabla 4.3 Propiedades del Fluido Drill-In durante la perforación de las zonas productoras.

4.2. Análisis de Retorno de Permeabilidad

De acuerdo a los datos obtenidos en este tipo de pruebas en la cual fueron escogidas la formulación No. 1 y No. 5 para poder realizar una comparación y observar como influye en su efecto el tipo de agente puenteante sin considerar un estudio de las características del reservorio a ser perforado.

Según los resultados de los ensayos realizados se observa que utilizando la formulación No. 5 tiene mayor porcentaje promedio de retorno de permeabilidad (99.2 %) que utilizando la formulación No. 1 (73.5 %). (Ver Figura 4.3).

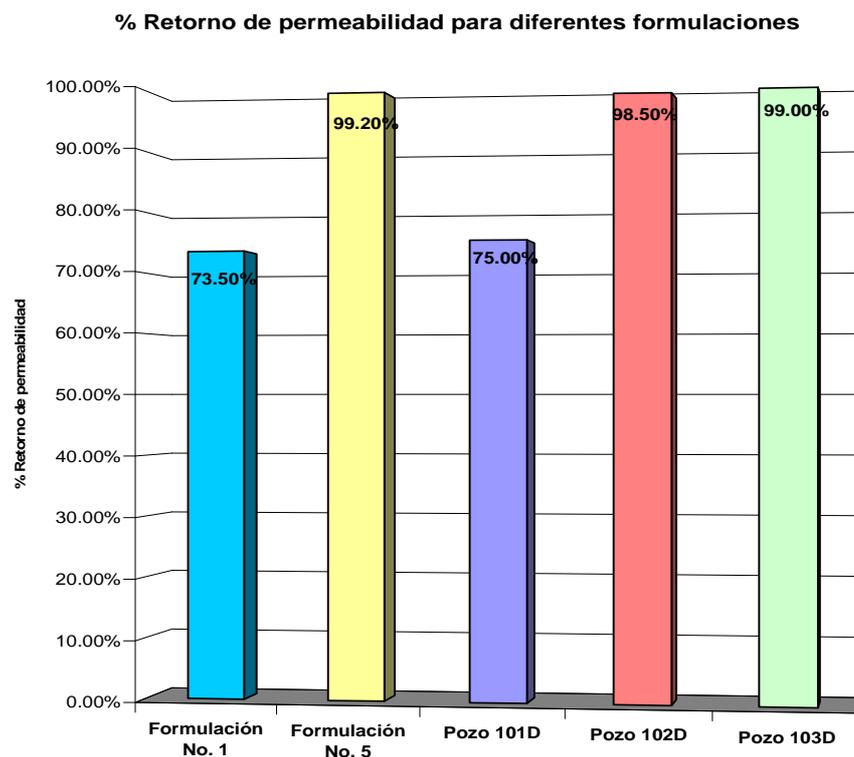


Figura 4.3 Resultados de Retorno de Permeabilidad.

Además se puede observar el retorno de permeabilidad entre los tres pozos que fueron perforados utilizando la formulación No. 1, en el pozo 101D y formulación No. 5 en los pozos 102D y 103D. En el pozo 101D se obtuvo un 75%, cuyo porcentaje es bajo en

comparación a la de los pozos 102D y 103D con 98.5% y 99% respectivamente, es decir que se obtuvieron mejores resultados.

4.3. Análisis de Daño a la Formación

El objetivo de optimizar un fluido drill-in es de minimizar el daño al reservorio durante la perforación. El análisis granulométrico de los carbonatos de calcio utilizados en los ensayos y cuya distribución fueron obtenidas en los ensayos de PSD, se describe en la tabla 4.4.

TIPO	D10 (um)	D50(um)	D90(um)
Carbonato de Calcio A100	13.221	47.319	131.267
Carbonato de Calcio High Mix "A"	2.455	16.165	162.265
Carbonato de Calcio High Mix "B"	1.263	6.541	168.705
Carbonato de Calcio High Mix "C"	2.119	11.445	73.297

Tabla 4.4 Diámetro de partícula de diferentes carbonatos a 10,50 y 90%v/v

De acuerdo al método descrito en el capítulo 2, la distribución de tamaño de partícula del carbonato de calcio High Mix Tipo "C" es similar al tamaño de poro y garganta de poro de los reservorios a ser puenteados (*Ver Tabla 4.5*).

Formación Productora	Diámetro de Poro (um)	1/3 Diámetro Garganta de Poro (um)
	D50	(D50)/3
Napo	41.78	1.93
Hollín	43	1.97

Tabla 4.5 Diámetro de poro y 1/3 de garganta poral de las formaciones productoras.

En los pozos 102D y 103D que fueron perforados utilizando el fluido "Drill-in", formulación No. 5, y obtuvieron los siguientes resultados con respecto al daño a la formación, aplicando las pruebas de build up o de restauración de pozos presentados en la Tabla 4.6.

	Pozo 101D		Pozo 102D	Pozo 103D
Zona productora	"Ui"	"Hi"	"Ui"	"Ui"
Intervalo	9728' - 9764'	9849' - 9858'	9722' - 9762'	10346' - 10773'
Qo (STB/dia)	564	459	431	263
Qw (STB/dia)	36	69	121	79
BSW (%)	6	13.11	21.9	23.1
pwf (psi)	853	1325	903	726
pws (psi)	1192	4117	1262	793
Stotal	1	2.82	-0.13	-0.39
IP Actual (STB/dia/psi)	1.02	0.19	1.54	5.10
ko (md)	105	218.2	194	74

Tabla 4.6 Datos obtenidos en las pruebas de Build Up.

Como se observa en la tabla 4.6, el pozo 101D en el cual la zona productora fue perforada con un fluido drill-in, cuyo concentraciones no fueron seleccionadas de acuerdo a las características del reservorio, se obtuvo un daño de uno, el cual nos indica que la zona productora se encuentra dañada, afectada por el fluido de perforación, mala inhibición de arcillas, no hay un adecuado agente sellante, además que fue afectada por punzados y cementación.

En los pozos 102D y 103D se observa como el daño a la formación es negativo, es decir se minimizó el daño de formación, afectó positivamente a la producción deseada de los pozos.

Según los estudios realizados se concluyen que la formulación aplicada a estos pozos fue la más óptima en la perforación de zonas productoras, partiendo de las características de los reservorios a ser puenteados por un agente sellante de fácil remoción y compatible con la formación.

4.4. Costos

Se presenta a continuación un gráfico donde se observa una comparación de los costos generados por la utilización del fluido drill-in con la formulación recomendada en los pozos 102D, 103D y una comparación con el pozo 101D, que no utilizó este fluido.

De acuerdo al gráfico 4.4 se observa que el fluido drill-in utilizado en la sección de 8 ½" del pozo 102 es más costoso, cuyas concentraciones fueron tomadas a base de la formulación No. 5 (más óptima), sin embargo los costos generados por la utilización de este fluido son afectado por otros factores como intervalos a ser perforados, eficiencia del equipo de control de sólidos,

volúmenes, eficiencia de lavado del pozo, geometría del pozo, litología, y eficiencia del taladro de perforación.

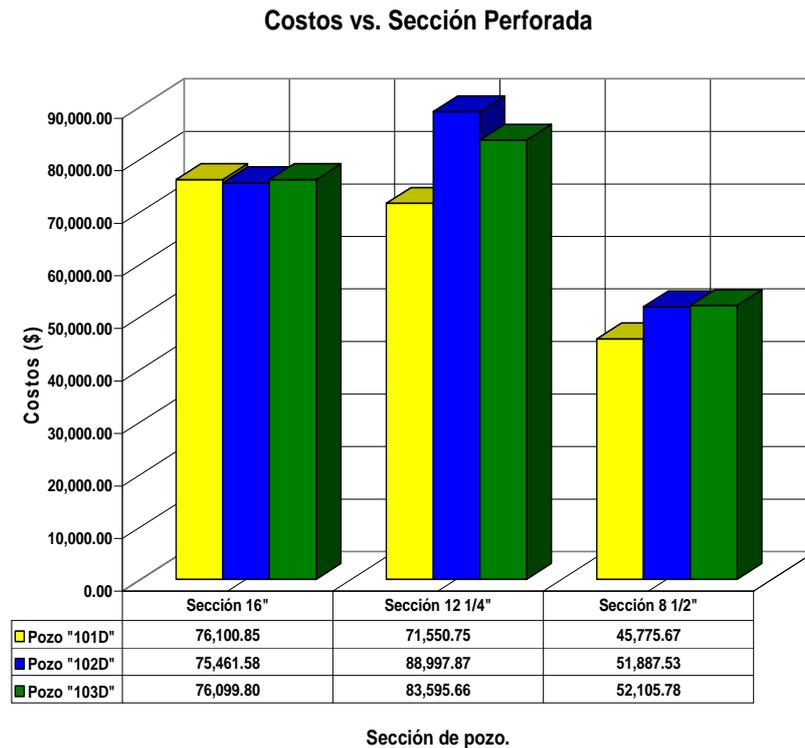


Figura 4.4 Costos vs. Sección Perforada de Pozo.

Se puede considerar una ventaja económica para la operadora, ya que con ello maximiza su producción al minimizar el daño a la formación, esto debido a la fácil remoción del carbonato de calcio seleccionado, dejando libre los poros y gargantas porales para el mayor flujo del fluido de producción hacia el pozo, eliminando costos de estimulación, acidificación ó fracturamientos innecesarios.

4.5. Análisis de Resultados

De acuerdo a los datos obtenidos de los reservorios de estudio y pruebas de laboratorio realizadas con diferentes formulaciones se realiza el siguiente análisis:

- La formulación No. 1, 2, 3, no fueron las apropiadas para optimizar el fluido drill-in para zonas productoras de acuerdo a los resultados de las pruebas de laboratorio, presentan alto volumen de filtrado, no existe un buen puenteo, el revoque formado se presenta suave y poco resistente, lo cual minimiza la protección de la zona productora al daño de formación.
- La formulación No. 4, de acuerdo a las pruebas de laboratorio presentan un buen control de volumen de filtrado, sin embargo el fluido de perforación para una zona productora, no solo depende del puenteo sino de otras funciones como es la inhibición, limpieza del pozo y densidades apropiadas para obtener mejores resultados.
- La formulación No. 5, contiene las mismas concentraciones de algunos productos de la formulación No. 4, a diferencia que se agrega otros dos componentes inhibidores de arcillas, por cual

ayuda a mejorar las funciones y cumplir los objetivos para la óptima perforación de pozos en zonas productoras.

- Las pruebas de retorno de permeabilidad nos indican que el fluido con la formulación No. 1 no se obtuvo buenos resultados, mientras que en la formulación No. 5, se obtuvo un notable porcentaje de retorno de la permeabilidad.
- Las concentraciones de la formulación No. 5 son las óptimas para utilizarlas en el diseño de un fluido “Drill-in” para la perforación de los yacimientos.
- En el pozo 101D, en el cual no se realizó ningún análisis de las formulaciones de los fluidos “Drill-In” comúnmente utilizadas en la perforación del hueco productor, se obtuvieron resultados poco aceptables para la producción esperada de un pozo, se presenta daño a la formación, principalmente debido a que el agente sellante no era el adecuado y las concentraciones de inhibidores y controladores de filtrado no fueron las apropiadas.
- En los pozos 102D y 103D, se utilizó la formulación No. 5, la cual describe las más óptimas concentraciones para la perforación

de zonas productoras según las pruebas de laboratorio. Cuyos resultados influyó positivamente al reservorio, induciendo un mejoramiento de la producción esperada.

- Los costos son más elevados utilizando la más óptima formulación en comparación con las formulaciones comúnmente usadas. Sin embargo, considerando que al minimizar el daño a la zona productora, mejora la producción y evita trabajos adicionales de reacondicionamiento, podemos decir que los costos son justificados o beneficiosos para la operadora.

CAPÍTULO 5

5. MANEJO AMBIENTAL

5.1. Parámetros a Cumplir

Los sistemas de fluidos de perforación son complejos y los reglamentos se refieren al sistema en su totalidad y no a sus partes. Los componentes químicos son sometidos a pruebas individuales para determinar los impactos sobre el medio ambiente y la salud, en el anexo 8 se puede observar los diferentes los MSDS (Material Safety Data Sheet) de los productos utilizados en las formulaciones para el estudio de optimización del sistema “Drill-In”.

En la fase de perforación de pozos se generan residuos sólidos y líquidos los mismos que deben tener un apropiado manejo

ambiental. El manejo ambiental de dichos residuos está regulado mediante el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOH) del Decreto 1215 publicado en el Registro oficial No. 265 del 13 de Febrero del 2001, en el cual se indican todos los parámetros a cumplirse para disponer los desechos previamente tratados. En el Anexo 2, Tabla No. 4a y 4b (*Anexo 9 y 10*) del reglamento describen los límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento, y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

Para la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie se considera el Anexo 2, Tabla 7 (*ver Anexo 11*) del reglamento, en donde describe los parámetros y límites permisibles.

5.2. Objetivos del Estudio Ambiental

El monitoreo y control ambiental es muy indispensable para disponer de una forma segura los desechos que en este caso provienen de los sistemas de fluidos de perforación de pozos. De acuerdo al reglamento, el estudio ambiental que se realizan a los

fluidos y ripsos de perforación se los caracteriza de grado tres de dificultad.

Prevenir la contaminación y minimizar el impacto ambiental de una manera económica son los objetivos principales que debe cumplir el estudio ambiental de los desechos líquidos y sólidos de los fluidos de perforación. En la siguiente figura observamos un diagrama de flujo, en cual describe como se obtienen los residuos líquidos y sólidos de un fluido "Drill-In" que posteriormente pasarán a un adecuado tratamiento.

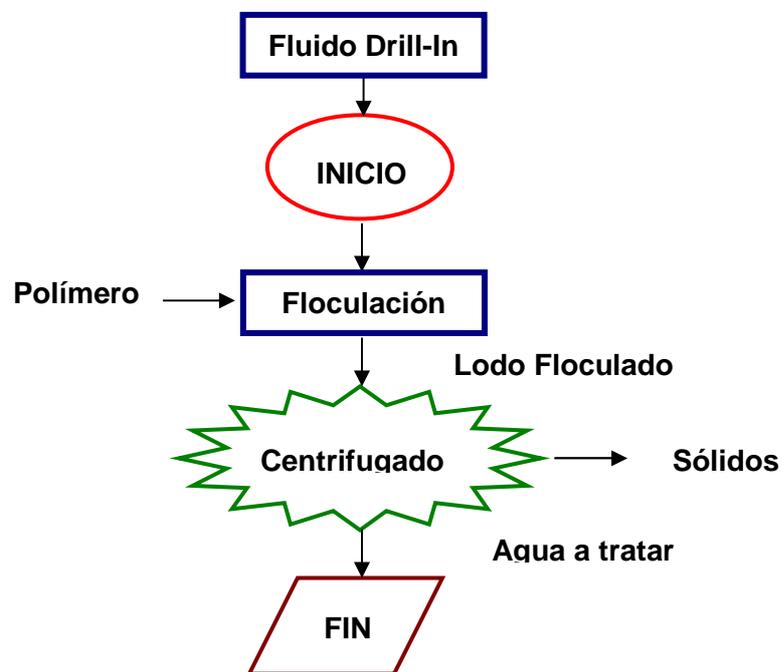


Figura 5.1 Diagrama de flujo de residuos de un Fluido "Drill-In".

Tratamiento de Desechos Líquidos

En el siguiente diagrama se observa el proceso de tratamiento que se recomienda utilizar para un adecuado tratamiento de desechos líquidos de un fluido de perforación provenientes de las unidades de centrifugado.

En el siguiente diagrama se observa el proceso de tratamiento que se recomienda utilizar para un adecuado tratamiento de desechos líquidos de un fluido de perforación provenientes de las unidades de centrifugado.

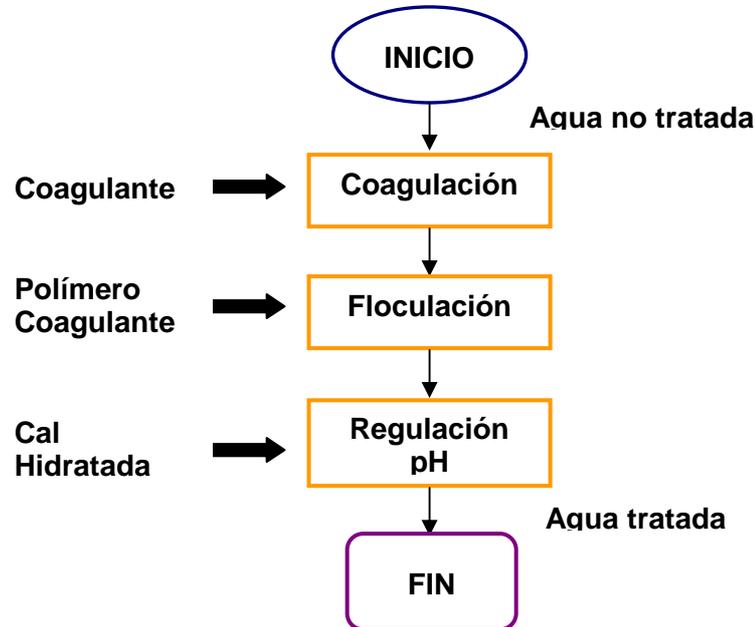


Figura 5.2 Diagrama de flujo para el tratamiento de aguas.

Coagulación: Se añade un coagulante (sulfato de aluminio, sulfato de cobre, policloruro de aluminio) al líquido residual. Este reacciona liberando iones positivos, capaces de atraer a las partículas coloidales y neutralizar su carga mediante la formación de productos de baja solubilidad que precipitan arrastrando coloides.

Floculación: Es un proceso de aglomeración de partículas previamente coaguladas, que une dos o más partículas para formar partículas más grandes de fácil asentamiento llamadas flóculos. Los floculantes generalmente que se utilizan son los minerales como sílice activada u orgánico.

Regulación de pH: Las aguas residuales deben tener valores de pH entre 6 y 9 para un mínimo impacto sobre el medio ambiente, con valores menores a 6 tienden a ser corrosivos, y con valores mayores a 9 causa que algunos de los iones metálicos precipiten como carbonatos.

Tratamiento de Desechos Sólidos

Durante la perforación de un pozo, hay que controlar la cantidad excesiva de sólidos en los lodos, de esta manera se evitará la

reducción en el rendimiento hidráulico, elevados pesos de lodo, problemas de pega de tubería y de la misma manera se podrá reutilizar el fluido. En la figura 5-3 se observa el diagrama que se recomienda utilizar para un adecuado tratamiento de desechos sólidos de un fluido de perforación provenientes de las zarandas.

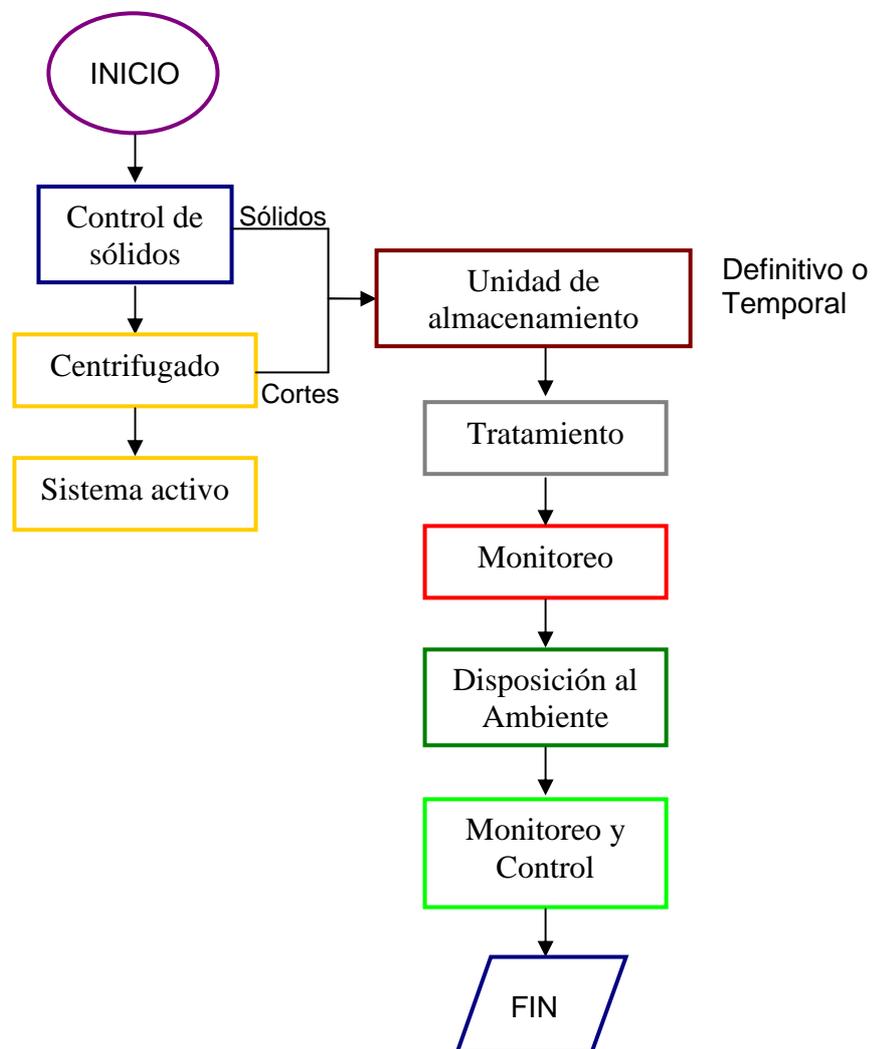


Figura 5.3 Diagrama de flujo para el tratamiento de sólidos.

Generalmente el 95% de las partículas del carbonato de calcio son menores que 128 μm , por tal motivo se recomiendan utilizar mallas de 210 mesh para evitar una pérdida excesiva de fluido o componentes sellantes.

Los fluidos drill-in dentro de su estructura química contienen sales disueltas en donde se eleva la solubilidad de la salmuera en agua que influye directamente en ciertos parámetros considerados en el RAOH, por tal motivo será necesario el acondicionamiento de los ripios y sólidos antes de su disposición al ambiente.

Los sitios de disposición de desechos, tales como rellenos sanitarios y piscinas de disposición final, contarán con un sistema adecuado de canales para el control de lixiviados, así como tratamiento y monitoreo de éstos previo a su descarga.

La selección del método óptimo de tratamiento y manejo de los residuos sólidos se lo hará considerando los siguientes parámetros como tipo de residuo, clase de peligro, impacto ambiental y volumen de residuo.

CONCLUSIONES

En función de las observaciones realizadas en este estudio podemos concluir que:

1. Los fluidos drill-in son utilizados especialmente para la perforación de las zonas productoras, debido a que minimiza el daño a la formación.
2. Para la optimización de los fluidos drill-in hay que considerar un estudio de las características petrofísicas de los reservorios a ser puenteados.
3. El diseño de la formulación debe considerar diversos parámetros del pozo a perforarse, es decir, si es vertical o direccional, profundidad, eficiencia de equipos de control de sólidos, eficiencia del taladro de perforación.

4. Es necesario realizar diversos ensayos en laboratorio, entre las principales como densidad, reología, alcalinidad, Permeability Plug Tester (PPT) y Sandpack Permeameter de acuerdo a las necesidades del pozo a perforarse.
5. La selección del agente puenteante, carbonato de calcio, debe ser sometido a ensayos que determinen la distribución de tamaños de partículas, ajustado a los tamaños de poro y garganta poral.
6. La aplicación de la formulación No. 5, la más óptima, fue aplicada en los pozos 102D y 103D, cuyos resultados durante la perforación alcanzaron el objetivo del fluido drill-in, minimizar el daño a la formación.
7. Mediante las pruebas de build up realizadas en los pozos 102D y 103D, se obtuvieron valores de daño a la formación "S" de -0.13 y -0.39 respectivamente. Mejorando la producción esperada de ambos pozos.
8. Los productos que fueron utilizados en las formulaciones para el diseño del fluido drill-in, tienen un mínimo impacto ambiental, por lo

tanto su uso se lo hace de acuerdo a normas ambientales regulados por los organismos de control (DINAPA).

RECOMENDACIONES

1. En la preparación de lodos, el procedimiento de mezclado debe ser cuidadosamente realizado, caso contrario la consistencia y las funciones de cada componente no van a ser efectivas, por ejemplo el carbonato se asienta en el fondo debido a un mal procedimiento de mezclado de los componentes de las formulaciones.
2. Durante la realización de las pruebas se debe calibrar los equipos y asegurarse que se encuentren en buen estado para evitar errores en los resultados.
3. Los fluidos drill-in preparados en el laboratorio deben ser sometidos a un proceso de enrolamiento por 16 horas a temperatura de reservorio, con la finalidad de simular el fluido en el fondo del pozo.

4. Preparar volúmenes nuevos de lodo “Drill-in” es muy importante, será más efectivo en la perforación de las zonas productoras de los pozos. El fluido reciclado no tendrá las mismas características iniciales, y esto afectará a eficiencia del fluido “Drill-in”.

5. Es importante una excelente eficiencia en el funcionamiento de los equipos de control de sólidos, debido a que el mantenimiento de las propiedades del fluido drill-in dependerá de un buen manejo de éstos equipos.

ANEXO 1

TIPOS DE ARCILLAS EN EL ORIENTE ECUATORIANO

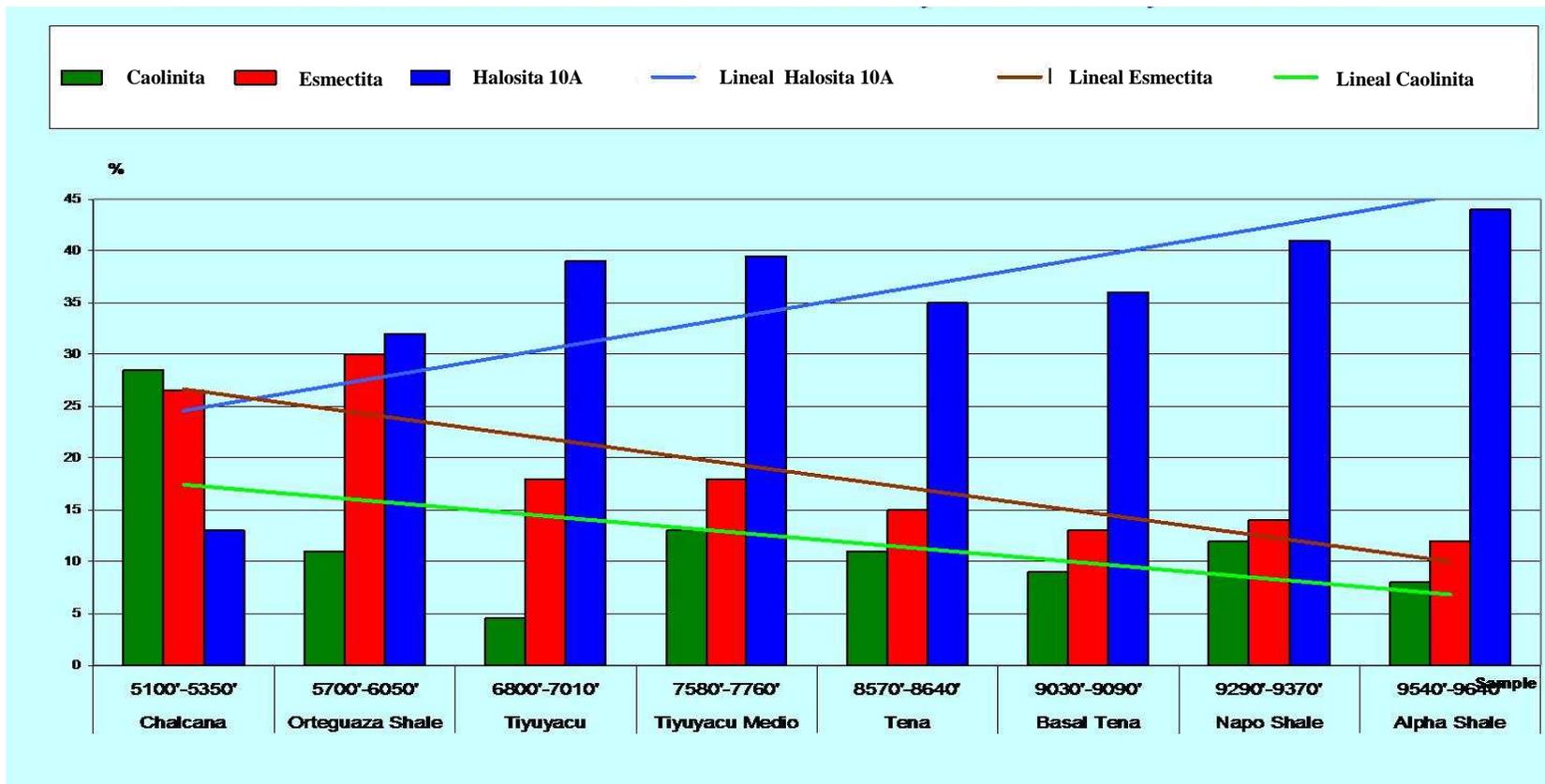


Figura: Cuadro Comparativo del análisis de arcillas en el Oriente Ecuatoriano.

ANEXO 2

**ENSAYO DE OBTENCIÓN DE FILTRADO API @100 PSI Y
TEMPERATURA AMBIENTE**

Para la prueba API de pérdida de fluido a baja temperatura/baja presión se emplea un filtro prensa API estándar, presurizada hasta un diferencial de 100 psi. La presión se puede aplicar con un medio fluido no peligroso, bien sea gas o líquido. Para obtener resultados correlativos, se empleará el mismo espesor de un papel de filtro apropiado, de 9 cm, Whatman No. 50, S & S No. 576, u otro equivalente.



Figura: Equipo del ensayo API

Procedimiento

1. Asegúrese de que cada pieza de la celda esté limpia y seca, y que las empacaduras no estén deformes o gastadas. Vierta la muestra de fluido en la celda y complete el ensamblaje con el papel de filtro en su lugar.

2. Coloque un cilindro graduado seco por debajo del tubo de drenaje, para que reciba el filtrado. Cierre la válvula de alivio y ajuste el regulador de manera tal que se aplique una presión de 100 ± 1 psi ($690 \pm 6,9$ kPa) en 30 segundos o menos. El período de prueba se inicia en el momento de la aplicación de la presión.

3. Al final de los 30 minutos, mida el volumen de filtrado. Interrumpa el flujo que pasa por el regulador de presión y abra cuidadosamente la válvula de alivio.

4. Registre el volumen de filtrado en centímetros cúbicos (con una precisión de $0,1 \text{ cm}^3$) como filtrado API, y también registre la temperatura inicial del fluido en °C. Guarde el filtrado para ser posteriormente sometido a las correspondientes pruebas químicas.

5. Desmonte la celda y deseche el fluido, con extremo cuidado para guardar el papel de filtro con un mínimo de perturbación del revoque. Lave el revoque sobre el papel, con un chorro de agua suave o con aceite diesel en el caso de los fluidos de base aceite. Mida el espesor del revoque y regístrelo en 32avos de pulgada o en milímetros.

6. Si bien es prácticamente imposible contar con descripciones estándar, anotaciones como *duro, blando, resistente, gomoso, firme, etc.* pueden dar una cierta idea de la consistencia del revoque.

ANEXO 3

ENSAYO DE OBTENCIÓN DE FILTRADO A ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA (HPHT)

El instrumento consiste, básicamente en una fuente de presión controlada, una celda de muestra, un sistema para el calentamiento de la misma y una celda colectora presurizada. La celda de filtración posee un termómetro, el receptáculo del termómetro, empackaduras resistentes al aceite y un soporte para el medio filtrante. Utilice papel de filtro (Whatman No. 50 u otro equivalente). Una válvula en el tubo de salida del filtrado controla el flujo desde la celda. Se deberá emplear un gas no peligroso como el nitrógeno (preferible) o el anhídrido carbónico, para la fuente de presión. No utilice óxido nitroso, pues podría producirse un escape de gas explosivo.

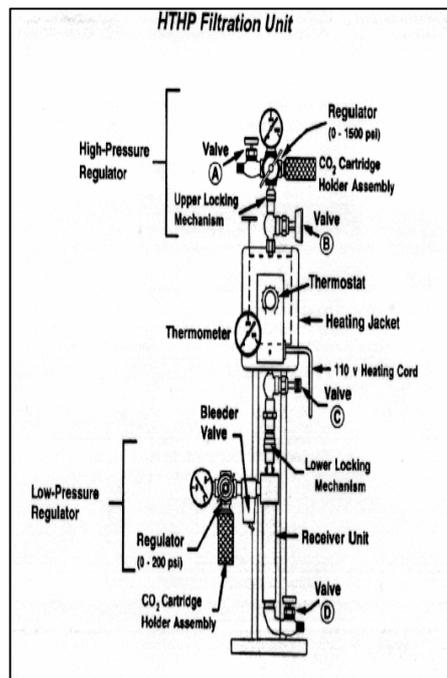


Figura: Equipo HPHT

Procedimiento: Temperaturas < 300°F (149°C).

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10°F (6°C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.
3. Coloque la muestra de fluido en la celda, procurando no llenarla más de 1/2 pulgada (1,3 cm) desde la parte superior. Coloque el papel de filtro y cierre la celda.
4. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas superior e inferior cerrados. Lleve el termómetro al receptáculo.
5. Coloque las unidades de presión sobre las válvulas y asegure en su lugar. Aplique 100 psi (690 kPa) en ambas unidades, con las válvulas cerradas. Abra la válvula superior y aplique presión al fluido, mientras calienta hasta la temperatura seleccionada.
6. Cuando la muestra llegue a dicha temperatura, aumente la presión de la unidad superior hasta 600 psi (4137 kPa).

7. Abra la válvula inferior. Durante la prueba, libere la presión sacando filtrado. Registre el volumen total.

8. Al final de la prueba, cierre las válvulas superior e inferior, desenrosque el tornillo en T y purgue la presión de ambos reguladores. **Nota:** La presión en la celda de filtración aún será de unos 500 psi (3448 kPa). Mantenga la celda en posición vertical y enfríe hasta la temperatura ambiente.

ANEXO 4

PERMEABILITY PLUGGING TESTER (PPT)

La prueba de PPT es la siguiente:

1. Verificar que todos los O-rings de las válvulas y de la celda se encuentren en excelente estado y las válvulas estén limpias.
2. En la celda verificar que el pistón se encuentra en la parte inferior de la misma.
3. Colocar en la celda 275 ml del fluido a analizar.
4. Conectar la bomba hidráulica a la celda y aplicar presión llevando el fluido hasta $\frac{1}{2}$ pulgada debajo del borde de la celda.
5. Tomar el disco de aloxita con el cual se correrá la prueba y saturarlo del líquido de la fase continua del lodo por ejemplo : Si es base agua, en agua, si es base aceite dejar el disco en diesel, low tox etc. dejarlo 5 minutos sumergido.
6. Sacar el disco de la saturación y colocarlo en la parte superior de la celda sobre el lodo.

7. Desconectar la bomba hidráulica de la celda.
8. Tapar la celda y ajustar muy bien con los tornillos.
9. Precalentar la chaqueta del PPT para correr la prueba a 250°F.
10. Colocar la celda en la chaqueta.
11. Ajustar la celda dando vuelta a la misma hasta que se asegure bien en la chaqueta.
12. Conectar en la parte inferior la bomba hidráulica.
13. En la parte superior colocar primero al celda colectora ajustándola con un pin y luego encima de ella una unidad de presión de alta y de igual forma ajustándola con un pin.
14. Mientras que se alcanza la temperatura de prueba se debe abrir la válvula de abajo la que se encuentra conectada a la bomba y se aplica 100 psi.

15. Una vez se alcance la temperatura 250 F, se debe colocar 1100 psi en la parte inferior con la bomba hidráulica y 100 psi en la unidad de alta, parte superior, para que haya un diferencial de 1000 psi.
16. Abrir válvula para tomar filtrado en la celda colectora.
17. Si se presenta una baja en la presión inferior debe estar pendiente para aplicar presión y siempre mantenerla en 1100 psi.
18. Tomar filtrado durante 30 segundos y cerrar válvula de entrada a la celda colectora.
19. Tomar este filtrado en una probeta y registrar este valor como SPURT.
20. Cerramos válvula de drenaje de la celda colectora y abrimos nuevamente la válvula de entrada para continuar tomando filtrado durante 29 minutos 30 segundos.
21. Durante todo este tiempo siempre debe tener presente las presiones 1100 psi en la parte inferior y 100 psi en la parte superior.

22. Una vez termine el tiempo de prueba, cierre la válvula de entrada de filtrado de la celda colectora.

23. Despresurice la bomba hidráulica con un tornillo que esta en la bomba en un lado.

24. Sobre la misma probeta donde tomó el SPURT coloque allí el filtrado final. Registre este valor como VOLUMEN TOTAL.

25. Desconecte el equipo.

26. Espere a que se enfría muy bien el equipo y limpie la celda.

27. Fórmula para PPT:

$$PPT = 2(VOLUMEN TOTAL) - SPURT$$

En el siguiente esquema se puede observar una breve descripción del ensayo:

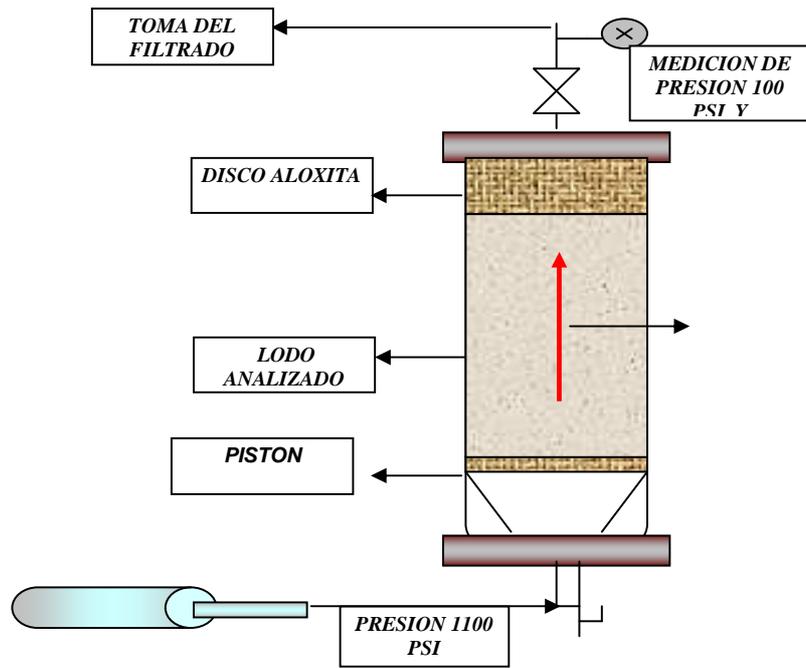


Figura: Diagrama del equipo PPT.

ANEXO 5

ANÁLISIS QUÍMICO DEL FILTRADO

A.5.1 Contenido de ión cloruro

Procedimiento

1. Mida un mL o más de filtrado en el recipiente de titulación. Agregue dos o tres gotas de solución de fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregue el ácido gota a gota, con la pipeta, mientras sigue agitando, hasta que el color desaparezca. Si la coloración del filtrado es intensa, agregue 2 cm³ de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 normal (n/50) y agite. Ahora añada 1 g de carbonato de calcio y agite.

2. Agregue 25 a 50 mL de agua destilada y 5 a 10 gotas de solución de cromato de potasio. Agite de manera continua mientras agrega la solución patrón de nitrato de plata gota a gota, con la pipeta, hasta que el color cambie de amarillo a rojo naranja y se mantenga así durante 30 segundos. Registre el número de mL de nitrato de plata requeridos para alcanzar el punto final. Si se emplean más de 10 mL de solución de nitrato de plata, repita la prueba con una muestra más pequeña del filtrado.



Figura: Análisis Químico

A.5.2 Alcalinidad del filtrado

Procedimiento

1. Coloque un mL o más de filtrado en el recipiente de titulación. Agregue dos o tres gotas de solución indicadora de fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregue ácido 0,02N (N/50) gota a gota, con la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color rosado apenas desaparezca. Si el color de la muestra es tal que se enmascara el cambio de color del indicador, el punto final se toma cuando el pH cae a 8,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio.
2. Registre Pf como el número de mL de ácido 0,02N (N/50) requeridos por mL de filtrado.

3. A la muestra que ha sido titulada hasta el punto final Pf, agregue dos o tres gotas de indicador de anaranjado de metilo. Agregue ácido, gota a gota, utilizando la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color del indicador cambie de amarillo a rosado. Si el color de la muestra es tal que el cambio de color del indicador no es evidente, el punto final se toma cuando el pH cae a 4,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio.
4. Registre Mf como los mL totales de ácido 0,02N (N/50) por mL de filtrado requeridos para alcanzar el punto final con el anaranjado de metilo (incluyendo los requeridos para el punto final Pf).

A.5.3 Determinación de Ca⁺ sólo en el filtrado de fluido

Procedimiento

1. Con la pipeta, lleve 1 a 2 mL de filtrado del fluido a una cápsula de titulación o a un vaso de precipitados. Si el filtrado no tiene color o presenta una ligera coloración, omita los pasos 2 al 5.
2. Agregue 10 mL de Clorox y mezcle.
3. Agregue 1 mL de ácido acético y mezcle.

4. Hierva durante 5 minutos. Mantenga el volumen agregando agua desionizada.

5. Enfríe y lave los lados del vaso de precipitados con agua desionizada.

6. Diluya con 25 a 50 mL de agua desionizada.

7. Agregue tres mL de NaOH 1N.

8. Agregue una cucharada de indicador de calcio (azul de hidroxinaftol-no utilice el indicador de dureza total o amortiguador). Si hay Ca^{++} presente, el color de la solución cambiará a rosado.

9. Agregue 1 mL de agente de enmascaramiento de trietanolamina y mezcle.

10. Titule la muestra con solución Versenate hasta lograr un color violeta, el cual será el punto final.

ANEXO 6

PRUEBA AZUL METILENO (MBT)

La capacidad de Azul de metileno (MBT) de los fluidos de perforación es una indicación de la cantidad de arcillas reactiva (Bentonita y/o sólidos de perforación) presentes en el sistema.

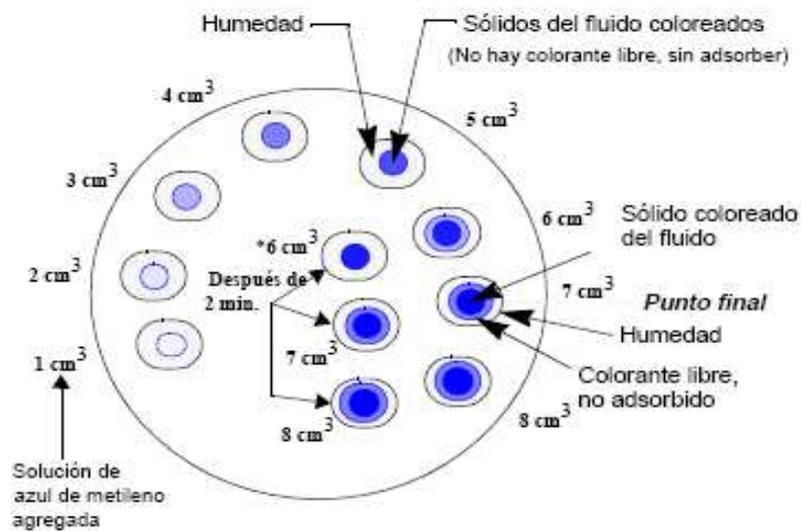


Figura: Papel Filtro del ensayo MBT

Procedimiento

1. Agregar 1 cc de muestra de fluido en el matraz Erlenmeyer, el cual contiene 10 cc de agua destilada.
2. Agregar 15 cc de Peróxido de Hidrógeno al 3 %.

3. Agregar 0.5 cc de Acido Sulfúrico 5 N y agitar.
4. Hervir suavemente por 10 minutos, llevar el volumen, a un total de 50 cc con agua destilada (dejar enfriar muestra).
5. Agregar 1 cc de Azul de Metileno y agitar por 30 seg.
6. Tomar una muestra con una varilla de vidrio y aplicar en forma de gota sobre el papel Whatman ó filtro.
7. Observar si se forma un anillo Azul – Verdoso sobre la gota marcada, si no se forma, agregar Azul de Metileno en adiciones de 0.5 cc cuantas veces sea necesario hasta alcanzar la aureola (Punto Final).
8. Tomar una muestra con una varilla de vidrio y aplicar en forma de gota sobre el papel Whatman ó filtro.
9. Observar si se forma un anillo Azul – Verdoso sobre la gota marcada, si no se forma, agregar Azul de Metileno en adiciones de 0.5 cc cuantas veces sea necesario hasta alcanzar la aureola (Punto Final).

CALCULOS:

$$\text{MBT} = \text{Capacidad de azul de metileno} = \frac{\text{mL de azul de metileno}}{\text{mL de fluido}}$$

$$\text{Bentonita equivalente,} \\ \text{lb}_m / \text{bbl fluid} = 5 \times \text{Capacidad de azul de metileno}$$

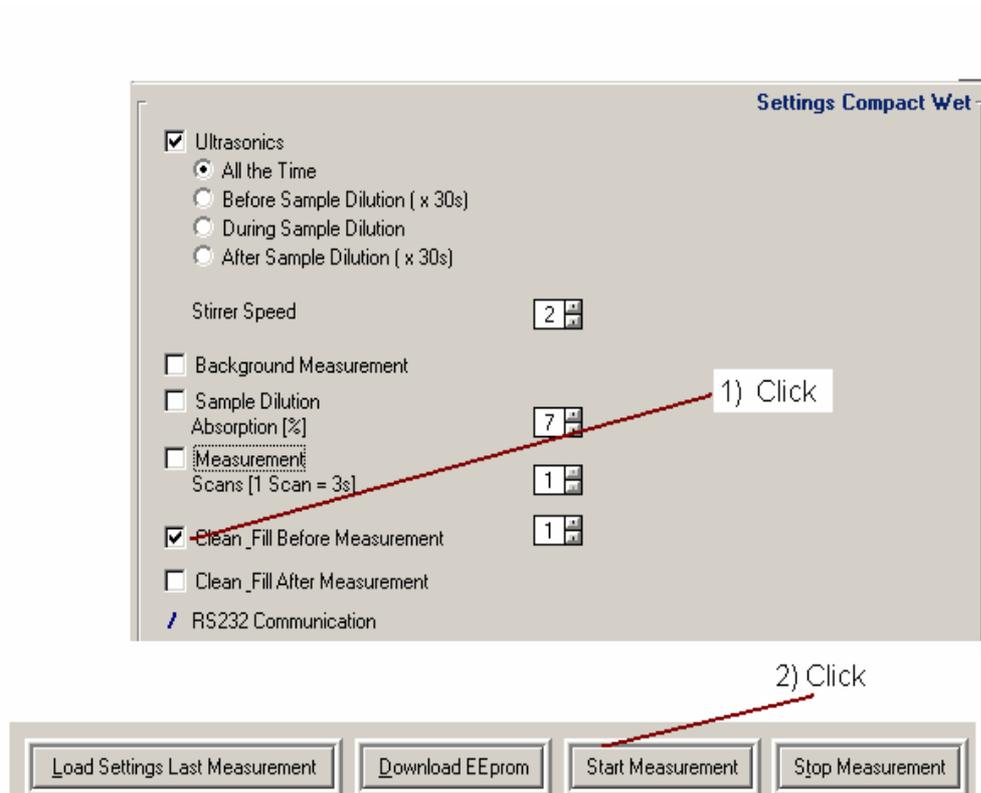
ANEXO 7

ANALIZADOR DE TAMAÑO Y DISTRIBUCION DE PARTICULAS (PSD)

1) Limpieza.

1.1) Llenar el recipiente del equipo con agua.

1.2) Realizar los siguientes pasos en el software.

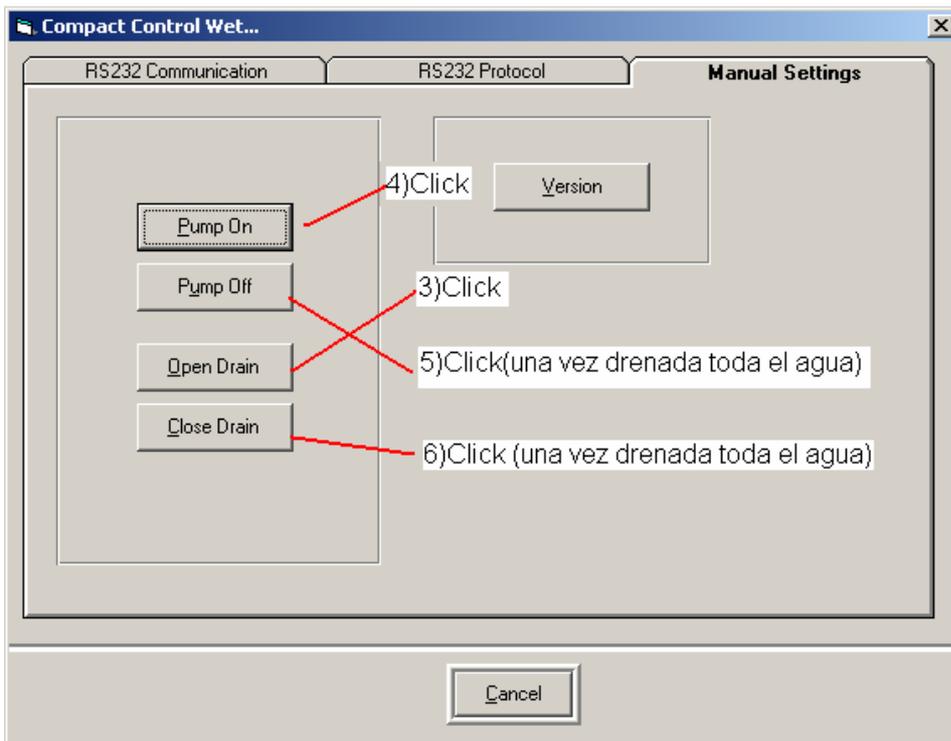
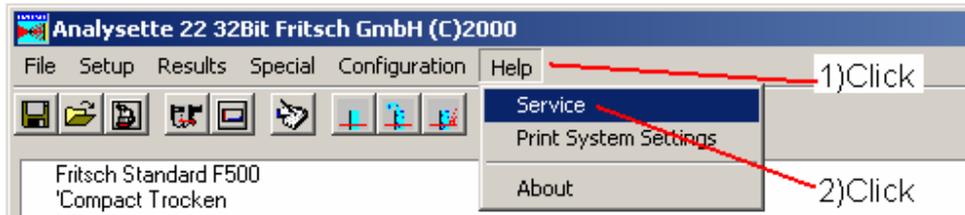


1.3) Esperar hasta que aparezca “Ready” en el display del equipo, lo que indica que terminó la limpieza.

2) Drenaje del agua.

2.1) Colocar la manguera para drenaje en el recipiente adecuado.

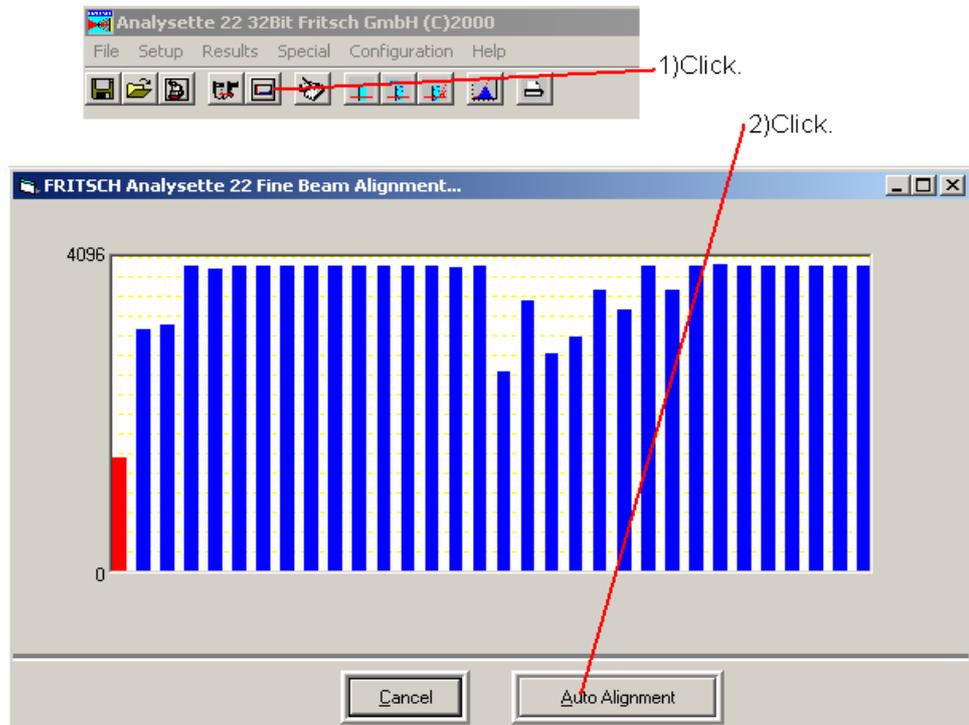
2.2) Seguir los siguientes pasos en software.



Nota: Una vez drenada el agua, se siguen los pasos 5) y 6).

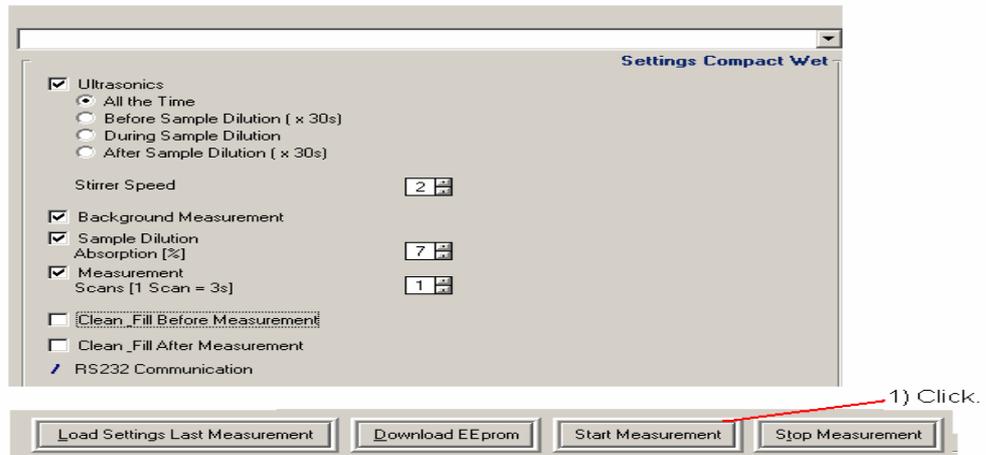
3) Alineamiento.

3.1)



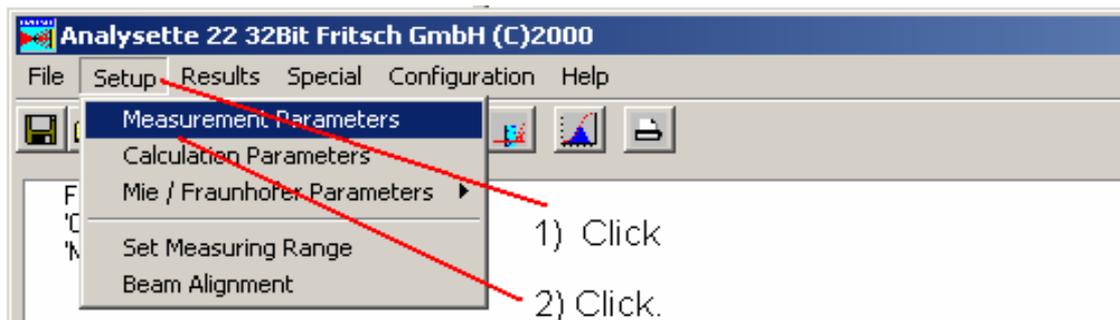
Esperar el mensaje "Ready" en el display del equipo.

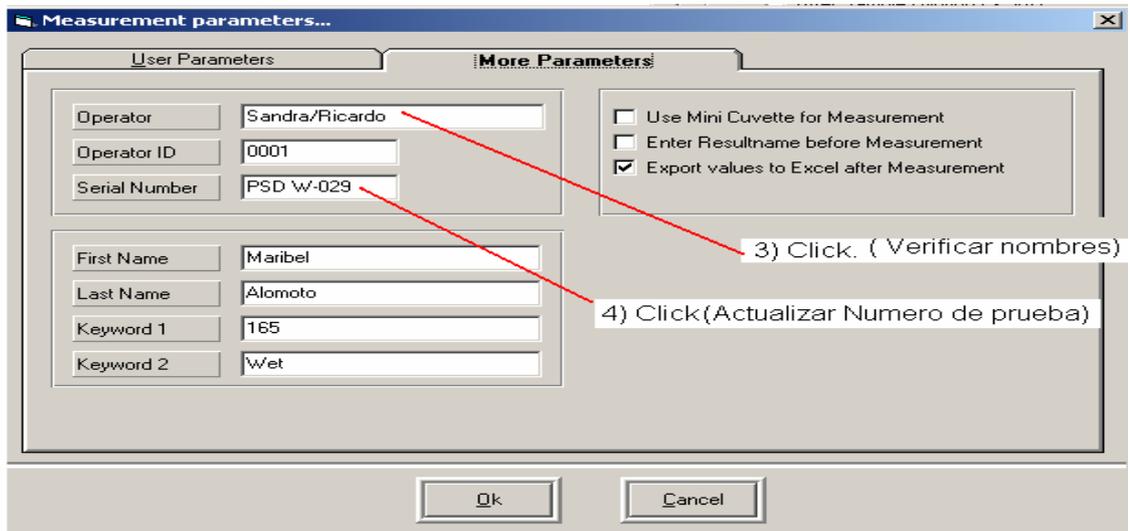
4) Comenzar la medida de las partículas Nota: El recipiente debe estar lleno con agua. Confirmar que estén activados y desactivados los iconos que se muestran en la figura, se debe obtener un valor de porcentaje de dilución de cero, caso contrario volver a limpiar.



Confirmado porcentaje de cero, agregar la muestra en el recipiente del equipo, hasta el porcentaje de dilución mostrado (en este caso 7).

Para grabar (esto se debe realizar al principio de cada prueba para poder identificarlas):





Este paso debe ser igual el primero antes de comenzar la prueba. Para guardar en la memoria de la computadora, el procedimiento es el standard y para imprimir hacer click en file-page layout-preview.

ANEXO 8

MSDS (MATERIAL SECURITY DATA SHEET) DE PRINCIPALES PRODUCTOS UTILIZADOS EN LOS FLUIDOS “DRILL-IN”



HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE LOS MATERIALES

Dirección: 2001 Rankin Road
Houston, Texas 77073 USA

INTEQ

I. INFORMACION DEL FABRICANTE:

Fabricante:	BAKER HUGHES INTEQ	Riesgo HMIS	Salud	1	Mínimo	0
Nombre del producto:	AQUA-COL B	Clasificación y Clave	Inflamabilidad	1	Ligero	1
Nombre químico:	ETER GLICOLICO		Reactividad	0	Moderado	2
Descripción química:	POLIALQUILENO GLICOL ETER		Protección personal		Serio	3
				D	Grave	4
Descripción de envío:	DRILLING FLUID COMPOUND, N.O.S					
Clase de riesgo:	NO REGULADO	Número UN:	NA	Etiqueta de riesgo:	NA	Guía de respuesta DOT: NA
Nota de transporte:	NA					

II. IDENTIFICACION DE RIESGOS:

Componentes peligrosos:	ACGIH TLV:	OSHA PEL:	%	Número CAS:	RQ Producto:
PARTICULAS MOLESTAS	ND	ND	100%	068459-87-0	NA
Riesgos asociados con el uso del producto					
SI	SI	SI	SI	SI	SI
Líquido combustible	Material inflamable	Material pirofórico	Material explosivo		
Material inestable	Reacciona con agua	Oxidante	Peróxido orgánico		
Material corrosivo	Gas comprimido	Irritante	Partículas molestas	X	
Riesgo para la piel	X Riesgo para ojos	X Agente tóxico	Agente altamente tóxico		
Sensibilizador	Cancerígeno	Toxina aparato reproductor	Toxina en sangre		
Toxina en sistema nervioso	Toxina en pulmones	Toxina en hígado	Toxina en riñones		

Derecho de la comunidad a saber (SARA Título III, Sección 311-312)

Incendio: Liberación repentina de presión: Reactividad: Inmediato (Agudo): X Retardado (Crónico):

III. DATOS FISICOS:

Punto de ebullición (F):	>212	Presión de vapor (mmHg):	BAJA	pH:	7
Punto de fusión (F):	ND	Densidad del vapor (aire=1):	ND	Gravedad específica:	1,02
Punto de congelamiento(F):	ND	Solubilidad en agua:	APRECIABLE	% volátiles en volumen (%):	100
Umbral de olor:	ND	Apariencia y olor:	AMARILLO PALIDO, LIGERO	Tasa de evaporación(—=1)	ND
El material es:	LIQUIDO PURO	Coefficiente de distribución agua/aceite:	PARCIALMENTE SOLUBLE EN ACEITE		

IV. DATOS SOBRE RIESGO DE INCENDIO Y EXPLOSION:

Punto de inflamación (F):	337 (PMCC)	Temp. de autoignición (F):	NA	Límite explosivo-Inferior	NA	Superior:	NA
Medio de extinción:	Agua: X	CO2:	X	Químico seco:	X	Espuma:	X
				Niebla:	X		

Productos peligrosos de la combustión:
AL PRODUCIRSE LA COMBUSTION, EL PRODUCTO PUEDE FORMAR OXIDOS DE CARBONO, HUMO ACRE Y VAPORES TOXICOS

Procedimiento de extinción de incendios:
SE PUEDE REQUERIR EQUIPO DE PROTECCION COMPLETO CON RESPIRADOR INTEGRAL Y DE PRESION POSITIVA, EN LAS AREAS CERRADAS O CONFINADAS DURANTE UN INCENDIO. UTILICE UN ROCIADO SUAVE DE AGUA PARA ENFRIAR LOS RECIPIENTES EXPUESTOS A LAS LLAMAS Y DISPERSAR LOS VAPORES

Riesgos de incendio y explosión inusuales:
EL PRODUCTO DERRAMADO PUEDE SER RESBALOSO

V. DATOS DE REACTIVIDAD

Químicamente estable:	Si: X	No:		Si es no, en qué condiciones?	EVITAR EL CONTACTO CON OTROS QUIMICOS. NO DEJAR EN RECIPIENTES ABIERTOS
Incompatibilidad (materiales a evitar):	EVITAR OXIDANTES FUERTES				
Descomposición peligrosa de subproductos:	EL PRODUCTO NO SE DESCOMPONE FACILMENTE				
Polimerización peligrosa	Puede ocurrir:	No ocurrirá:	X	Condiciones a evitar:	NA

ND-No determinado NA- No se aplica > Mayor que < Menor que C - Límite máx.

VI. INFORMACION DE RIESGOS PARA LA SALUD

Ruta primaria de exposición	Contacto piel: X	Absorción por piel:	Contacto ojos: X	Inhalación: X	Ingestión:
Carcinogenicidad del producto -	NTP: NINGUNO	IARC: NINGUNO			

Efectos agudos de la exposición:

PUEDE OCASIONAR ÁRDOR LIGERO EN OJOS Y PIEL. PUEDE IRRITAR EL SISTEMA RESPIRATORIO SUPERIOR, CON DOLOR DE CABEZA, MAREO, NAUSEA O VOMITO, POR SOBREEXPOSICION. NO SE ESPERAN RIESGOS ASOCIADOS CON LA INGESTION DE PEQUEÑAS CANTIDADES.

Efectos crónicos de la sobreexposición:

NO ES PROBABLE QUE EL CONTACTO PROLONGADO CAUSE UNA IRRITACION SIGNIFICATIVA EN LA PIEL O ABSORCION. NO SE ESPERAN RIESGOS DEBIDO A LA INGESTION DE PEQUEÑAS CANTIDADES DURANTE SU MANIPULACION.

VII. INSTRUCCIONES PARA EMERGENCIAS Y PRIMEROS AUXILIOS

Ojos:	MANTENGA LOS PÁRPADOS ABIERTOS Y LAVE LOS OJOS ABUNDANTEMENTE CON AGUA CORRIENTE, DURANTE AL MENOS 15 MINUTOS. CONSULTE A UN MEDICO SI LA IRRITACION PERSISTE.
Piel:	LAVE LA PIEL ABUNDANTEMENTE CON AGUA, DESPUES LAVE MUY BIEN CON JABON SUAVE Y AGUA. SI LA IRRITACION PERSISTE, CONSULTE A UN MEDICO.
Ingestión:	NO SE ESPERAN EFECTOS ADVERSOS DEBIDO A ESTE TIPO DE EXPOSICION DURANTE UNA MANIPULACION INDUSTRIAL CORRECTA DEL PRODUCTO.
Inhalación:	SAQUE AL AIRE LIBRE. SI LA PERSONA NO RESPIRA, SUMINISTRE RESPIRACION ARTIFICIAL. SI LA RESPIRACION ES DIFICIL, SUMINISTRE OXIGENO.

VIII. PROCEDIMIENTOS DE PROTECCION AMBIENTAL:

Respuesta frente a derrames:

CONTENGA CUALQUIER DERRAME. UTILICE UN ABSORBENTE INERTE Y TRANSFIERA A UN RECIPIENTE PARA DESECHOS APROBADO. EL PRODUCTO DERRAMADO ES MUY RESBALOSO. MANTENGA LEJOS DE CURSOS DE AGUA Y ALCANTARILLAS. LOS DERRAMES PEQUEÑOS SE PUEDEN LLEVAR HACIA UN DRENAJE CON GRANDES VOLUMENES DE AGUA.

Método de disposición de los desechos:

EL PRODUCTO NO ES PELIGROSO SEGUN LOS CRITERIOS RCRA O COMO SE SUMINISTRA. SIGA TODAS LAS NORMATIVAS LOCALES, ESTATALES Y FEDERALES PARA LA DISPOSICION DE LOS DESECHOS.

Manipulación:

PRECAUCION! PUEDE IRRITAR LOS OJOS, LA PIEL O EL SISTEMA RESPIRATORIO SUPERIOR. EVITE EL CONTACTO CON LOS OJOS, LA PIEL O ROPA. UTILICE EQUIPO DE PROTECCION ADECUADO COMO SE INDICA EN LAS HOJAS DE SEGURIDAD.

Almacenamiento :

GUARDE EN UN AREA FRESCA Y SECA. MANTENGA LOS CONTENEDORES CERRADOS CUANDO NO SE ESTEN UTILIZANDO. UTILICE CON VENTILACION ADECUADA.

IX. MEDIDAS DE CONTROL EN EL TRABAJO

Protección respiratoria:	UTILICE UN RESPIRADOR PARA PARTICULAS APROBADO, SI SE EXCEDEN LOS LIMITES DE EXPOSICION.
Ventilación:	UTILICE VENTILACION MECANICA ADECUADA PARA MANTENER UN NIVEL SEGURO DE EXPOSICION A VAPORES Y HUMOS.
Vestido:	UTILICE ROPAS RESISTENTES A QUIMICOS, CON UN DELANTAL DE PROTECCION
Protección de ojos:	UTILICE LENTES CONTRA SALPICADURAS DE QUIMICOS O MASCARA, CUANDO MANIPULE EL PRODUCTO
Guantes:	UTILICE GUANTES DE NEOPRENO O CAUCHO BUTILICO PARA EVITAR CONTACTO CON LA PIEL
Calzado:	UTILICE BOTAS DE SEGURIDAD CON SUELA DE GOMA.

X. INFORMACION ADICIONAL**Renuncia de responsabilidad**

Baker Hughes INTEQ y su personal responsable considera que las afirmaciones, información y datos en esta hoja de datos de seguridad para materiales son confiables; sin embargo, no existe ninguna otra garantía, declaración o responsabilidad expresa o implícita hacia cualquier usuario, independientemente de que se utilice todo o parte de este material. Esto incluye garantías de comerciabilidad o idoneidad para un propósito específico, y Baker Hughes INTEQ no asume ninguna responsabilidad por ningún consejo o recomendación presentada. Nada de lo contenido en este documento se interpretará como si permitiera, indujera o condonara la violación de cualquier ley por el uso, cesión o disposición de un producto.

Preparado por: Cheryl Hood

Fecha Preparación: 13/10/97

Substituye fecha:

**HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE LOS MATERIALES**

Dirección: 2001 Rankin Road
Houston, Texas 77073 USA

INTEQ**I. INFORMACION DEL FABRICANTE:**

Fabricante:	BAKER HUGHES INTEQ	Riesgo HMIS	Salud	0	Mínimo	0
Nombre del producto:	CLAY-TROL	Clasificación y Clave	Inflamabilidad	1	Ligero	1
Nombre químico:	COMPLEJO ACIDO DE AMINA		Reactividad	0	Moderado	2
Descripción química:	ESTABILIZADOR DE LUTITAS		Protección personal	B	Serio	3
					Grave	4
Descripción de envío:	DRILLING FLUID COMPOUND, N.O.S.					
Clase de riesgo:	NO REGULADO	Número UN: NINGUNO	Etiqueta de riesgo: NA	Guía de respuesta DOT: NINGUNA		
Nota de transporte:	NA					

II. IDENTIFICACION DE RIESGOS:

Componentes peligrosos:	ACGIH TLV:	OSHA PEL:	%	Número CAS:	RQ Producto:
NO TIENE COMPONENTES PELIGROSOS					

Riesgos asociados con el uso del producto

	SI	SI	SI	SI
Líquido combustible		Material inflamable	Material pirofórico	Material explosivo
Material inestable		Reacciona con agua	Oxidante	Peróxido orgánico
Material corrosivo		Gas comprimido	Irritante	Partículas molestas:
Riesgo para la piel		Riesgo para ojos	Agente tóxico	Agente altamente tóxico
Sensibilizador		Cancerígeno	Toxina aparato reproductor	Toxina en sangre
Toxina en sistema nervioso		Toxina en pulmones	Toxina en hígado	Toxina en riñones

Derecho de la comunidad a saber (SARA Título III, Sección 311-312)

Incendio: Liberación repentina de presión: Reactividad: Inmediato (Agudo) : X Retardado (Crónico):

III. DATOS FISICOS:

Punto de ebullición (F):	NA	Presión de vapor (mmHg):	NA	pH:	6,5-7,5
Punto de fusión (F):	NA	Densidad del vapor (aire=1):	NA	Gravedad específica:	1,01
Punto de congelamiento (F):	NA	Solubilidad en agua:	DISPERSIBLE	% volátiles en volumen (%):	NA
Umbral de olor:	NA	Apariencia y olor:	AMBAR OSCURO, LIGERO	Tasa de evaporación(— =1)	NA
El material es:	LIQUIDO	Coeficiente de distribución agua/aceite: ND			

IV. DATOS SOBRE RIESGO DE INCENDIO Y EXPLOSION:

Punto de inflamación (F):	>200	Temp. de autoignición (F):	NA	Límites explosivos-Inferior:	NA	Superior:	NA
Medio de extinción:	Agua	CO2:	X	Químico seco:	X	Espuma:	X
				Niebla:			

Productos peligrosos de la combustión:
NINGUNO REPORTADO.

Procedimiento de extinción de incendios:

EN CASO DE INCENDIO, UTILICE ESPUMA, QUÍMICOS SECOS O DIOXIDO DE CARBONO.

Riesgos de incendio y explosión inusuales:

NINGUNO REPORTADO

V. DATOS DE REACTIVIDAD

Químicamente estable:	Sí: X	No:		Si es no, en qué condiciones:	NA
Incompatibilidad (materiales a evitar):	NINGUNO REPORTADO				
Descomposición peligrosa de subproductos:	PRODUCTOS USUALES DE LA COMBUSTION: DIOXIDO DE CARBONO, MONOXIDO DE CARBONO, ETC.				
Polimerización peligrosa	Puede ocurrir:	No ocurrirá:	X	Condiciones a evitar:	NA

ND-No determinado NA- No se aplica >- Mayor que <- Menor que C - Límite máx.

VI. INFORMACION DE RIESGOS PARA LA SALUD

Ruta primaria de exposición	Contacto piel: X	Absorción por piel:	Contacto ojos: X	Inhalación:	Ingestión:
Carcinogenicidad del producto -	NTP: NO	IARC: NO			

Efectos agudos de la exposición:

PUEDE CAUSAR LIGERA IRRITACION DE OJOS

Efectos crónicos de la sobreexposición:

NINGUNO REPORTADO

VII. INSTRUCCIONES PARA EMERGENCIAS Y PRIMEROS AUXILIOS

Ojos: ENJUAGUE CON AGUA ABUNDANTE. LLAME A UN MEDICO SI LA IRRITACION PERSISTE.

Piel: RETIRE LA ROPA CONTAMINADA. ENJUAGUE LA PIEL AFECTADA CON ABUNDANTE AGUA.

Ingestión: NO SE ESPERAN REACCIONES ADVERSAS. CONSULTE A UN MEDICO SI SE DESARROLLAN SINTOMAS.

Inhalación: NO SE ESPERAN REACCIONES ADVERSAS. CONSULTE A UN MEDICO SI SE DESARROLLAN SINTOMAS.

VIII. PROCEDIMIENTOS DE PROTECCION AMBIENTAL:

Respuesta frente a derrames:

ABSORBA CON MATERIAL INERTE COMO ARENA, ARCILLA, ETC. LOS DERRAMES GRANDES SE PUEDEN RECOGER CON BOMBAS DE VACIO, PALAS, CUBETAS U OTROS MEDIOS Y COLOCARSE EN TAMBORES U OTROS CONTENEDORES APROPIADOS.

Método de disposición de los desechos:

SIGA LAS NORMATIVAS LOCALES, ESTATALES Y FEDERALES PARA LA DISPOSICION DE LOS DESECHOS.

Manipulación:

PUEDE CAUSAR LIGERA IRRITACION DE OJOS. EVITE EL CONTACTO CON LOS OJOS. LAVASE MUY BIEN DESPUES DE MANIPULAR EL PRODUCTO.

Almacenamiento:

MANTENGA EN UN LUGAR SECO Y BIEN VENTILADO. MANTENGA EL RECIPIENTE CERRADO CUANDO NO ESTE EN USO. UTILICE EL PRODUCTO CON LA DEBIDA VENTILACION.

IX. MEDIDAS DE CONTROL EN EL TRABAJO

Protección respiratoria: SI HAY VAPORES O NIEBLAS PRESENTES, UTILICE UNA MASCARA PURIFICADORA DE AIRE CON FILTRO.

Ventilación: UTILICE VENTILACION ADECUADA.

Vestido: UTILICE ROPA PROTECTORA CON MANGAS LARGAS. LAVE LA ROPA ANTES DE VOLVER A UTILIZARLA.

Protección de ojos: UTILICE LOS LENTES DE SEGURIDAD PARA MANIPULACION DE QUIMICOS.

Guantes: UTILICE GUANTES PARA EVITAR LA IRRITACION DE LA PIEL.

Calzado: UTILICE LAS BOTAS USUALES DE SEGURIDAD.

X. INFORMACION ADICIONAL**Renuncia de responsabilidad**

Baker Hughes INTEQ y su personal responsable considera que las afirmaciones, información y datos en esta hoja de datos de seguridad para materiales son confiables; sin embargo, no existe ninguna otra garantía, declaración o responsabilidad expresa o implícita hacia cualquier usuario, independientemente de que se utilice todo o parte de este material. Esto incluye garantías de comerciabilidad o idoneidad para un propósito específico, y Baker Hughes INTEQ no asume ninguna responsabilidad por ningún consejo o recomendación presentada. Nada de lo contenido en este documento se interpretará como si permitiera, indujera o condonara la violación de cualquier ley por el uso, cesión o disposición de un producto.

Preparado por: Cheryl Hood

Fecha Preparación: 27/05/98

Substituye fecha

**HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE LOS MATERIALES****INTEQ**Direccion: 2001 Rankin Road
Houston, Texas 77073 USA**I. INFORMACION DEL FABRICANTE:**

Fabricante:	BAKER HUGHES INTEQ	Riesgo HMIS	Salud	0	Mínimo	0
Nombre del producto:	BIO-PAQ	Clasificación y Clave	Inflamabilidad	2	Ligero	1
Nombre químico:	AGENTE PARA CONTROL DE FILTRACION		Reactividad	0	Moderado	2
Descrip. química:	POLISACARIDO MODIFICADO		Protección personal	E	Serio	3
					Grave	4
Descripción de envío:	DRILLING FLUID COMPOUND, N.O.S.					
Clase de riesgo:	NO REGULADO	Número UN:	NA	Etiqueta de riesgo:	NA	Guía de respuesta DOT: NA
Nota de transporte:	NA					

II. IDENTIFICACION DE RIESGOS:

Componentes peligrosos:	ACGIH TLV:	OSHA PEL:	%	Número CAS:	RQ Producto:
PARTICULAS MOLESTAS	10 MG/M3 C	15 MG/M3 T	100	NA	NA

Riesgos asociados con el uso del producto

	SI	SI	SI	SI
Líquido combustible	Material inflamable	Material pirofórico	Material explosivo	
Material inestable	Reacciona con agua	Oxidante	Peróxido orgánico	
Material corrosivo	Gas comprimido	Irritante	Partículas molestas	X
Riesgo para la piel	Riesgo para ojos	Agente tóxico	Agente altamente tóxico	
Sensibilizador	Cancerígeno	Toxina aparato reproductor	Toxina en sangre	
Toxina en sistema nervioso	Toxina en pulmones	Toxina en hígado	Toxina en riñones	

Derecho de la comunidad a saber (SARA Título III, Sección 311-312)

Incendio: Liberación repentina de presión: Reactividad: Inmediato (Agudo) : X Retardado (Crónico):

III. DATOS FISICOS:

Punto de ebullición (F):	NA	Presión de vapor (mmHg):	NA	pH:	10-11 (4%SOL)
Punto de fusión (F):	NA	Densidad del vapor (aire=1):	NA	Gravedad específica:	ND
Punto de congelamiento(F):	NA	Solubilidad en agua:	APRECIABLE	% volátiles en volumen (%):	NA
Umbral de olor:	ND	Apariencia y olor:	BLANQUECINO, LEVE OLOR A ETER	Tasa de evaporación(—=1)	NA
El material es:	SOLIDO PURO	Coefficiente de distribución agua/aceite:	ND		

IV. DATOS SOBRE RIESGO DE INCENDIO Y EXPLOSION:

Punto de inflamación (F):	NA	Temp. de autoignición (F):	NA	Límites explosivos-Inferior:	NA	Superior:	NA			
Medio de extinción:	Agua	X	CO2:	X	Químico seco:	X	Espuma:	X	Niebla:	X

Productos peligrosos de la combustión:

DURANTE LA COMBUSTION, SE PUEDEN FORMAR OXIDOS DE CARBONO Y VAPORES TOXICOS.

Procedimiento de extinción de incendios:

EN CASO DE INCENDIO, SOFOQUELO SUAVEMENTE CON NIEBLA DE AGUA, CON CUIDADO DE NO LEVANTAR POLVO.

PUEDE SER NECESARIO EL USO DE RESPIRADORES INTEGRALES EN LAS AREAS CERRADAS DURANTE UN INCENDIO

Riesgos de incendio y explosión inusuales:

CUANDO LA CONCENTRACION DE POLVO ES MUY ELEVADA, EL PRODUCTO PUEDE FORMAR MEZCLAS EXPLOSIVAS DE POLVO-AIRE.

V. DATOS DE REACTIVIDAD

Químicamente estable:	Sí:	X	No:		Si es no, en qué condiciones	CONCENTRACION MUY ALTA DE POLVO
Incompatibilidad (materiales a evitar):	OXIDANTES FUERTES.					
Descomposición peligrosa de subproductos:	EL PRODUCTO NO SE DESCOMPONE FACILMENTE.					
Polimerización peligrosa	Puede ocurrir:	No ocurrirá:	X	Condiciones a evitar:	NA	

ND-No determinado

NA- No se aplica

>-Mayor que

<- Menor que

C - Límite máx.

VI. INFORMACION DE RIESGOS PARA LA SALUD

Ruta primaria de exposición	Contacto piel:	Absorción por piel:	Contacto ojos:	X	Inhalación:	X	Ingestión:
Carcinogenicidad del producto -	NTP: NO	IARC: NO					

Efectos agudos de la exposición:

PUEDE CAUSAR IRRITACION MECANICA DE LOS OJOS, LA PIEL Y DEL TRACTO RESPIRATORIO SUPERIOR.

Efectos crónicos de la sobreexposición:

ALGUNAS PARTICULAS DE POLVO PUEDEN CAUSAR SENSIBILIZACION ALERGICA EN ALGUNAS PERSONAS, CARACTERIZADA BIEN SEA POR SINTOMAS DE DIFICULTAD RESPIRATORIA O DE IRRITACION TOPICA DE LA PIEL.

VII. INSTRUCCIONES PARA EMERGENCIAS Y PRIMEROS AUXILIOS

Ojos:	MANTENGA LOS PARPADOS ABIERTOS Y ENJUAGUE CON ABUNDANTE AGUA DURANTE POR LO MENOS QUINCE MINUTOS. CONSULTE A UN MEDICO SI PERSISTE LA IRRITACION.
Piel:	LAVE COMPLETAMENTE LA ZONA AFECTADA CON JABON SUAVE Y AGUA. APLIQUE CREMAS MEDICADAS PARA ALIVIAR LA IRRITACION Y REPONER LOS ACEITES DE LA PIEL.
Ingestión:	SUMINISTRE LIQUIDOS PARA ENJUAGAR LA BOCA Y GARGANTA Y PARA DILUIR EL PRODUCTO INGERIDO. CONTACTE A UN MEDICO SI EL AFECTADO PRESENTA SINTOMAS ADVERSOS.
Inhalación:	SAQUE AL AFECTADO AL AIRE LIBRE. SI NO RESPIRA, SUMINISTRE RESPIRACION ARTIFICIAL. SI SE DIFICULTA LA RESPIRACION, SUMINISTRE OXIGENO.

VIII. PROCEDIMIENTOS DE PROTECCION AMBIENTAL:

Respuesta frente a derrames:

UTILICE EQUIPO DE PROTECCION ADECUADO (SECCION IX). RECOJA Y COLOQUE EN SU RECIPIENTE ORIGINAL PARA LA VENTA, SI ES POSIBLE, O EN UN RECIPIENTE PARA DESECHOS ADECUADO. MINIMICE EL LEVANTAMIENTO DE POLVO DURANTE LA LIMPIEZA. LAVE LOS RESIDUOS CON AGUA.

Método de disposición de los desechos:

EL PRODUCTO NO ES PELIGROSO SEGÚN LOS CRITERIOS RCRA O COMO SE SUMINISTRA. SIGA TODAS LAS NORMATIVAS LOCALES, ESTATALES Y FEDERALES PARA LA DISPOSICION DE LOS DESECHOS.

Manipulación:

¡PRECAUCION! PUEDE CAUSAR IRRITACION MECANICA DE LOS OJOS, LA PIEL Y EL SISTEMA RESPIRATORIO. EVITE EL CONTACTO Y UTILICE EL EQUIPO DE PROTECCION ADECUADO. EVITE RESPIRAR EL POLVO.

Almacenamiento:

MINIMICE EL LEVANTAMIENTO DE POLVO. MANTENGA EL RECIPIENTE CERRADO CUANDO NO LO USE. UTILICE EL PRODUCTO CON LA VENTILACION ADECUADA.

IX. MEDIDAS DE CONTROL EN EL TRABAJO

Protección respiratoria:	UTILICE UN RESPIRADOR APROBADO PARA PARTICULAS SI SE EXCEDEN LOS LIMITES DE EXPOSICION O PARA SU COMODIDAD..
Ventilación:	UTILICE LA VENTILACION NECESARIA PARA ASEGURAR UNA EXPOSICION SEGURA A LAS PARTICULAS MOLESTAS (15 MG/M3, POLVO TOTAL).
Vestido:	UTILICE ROPA CON MANGAS LARGAS O UN DELANTAL .
Protección de ojos:	UTILICE LENTES DE SEGURIDAD O LENTES CON PROTECTORES LATERALES. PARA UNA MEJOR PROTECCION, ASEGURESE DE QUE LOS LENTES ESTEN BIEN AJUSTADOS.
Guantes:	UTILICE GUANTES PARA EVITAR LA IRRITACION MECANICA.
Calzado:	TOME LAS PRECAUCIONES NORMALES.

X. INFORMACION ADICIONAL**Renuncia de responsabilidad**

Baker Hughes INTEQ y su personal responsable considera que las afirmaciones, información y datos en esta hoja de datos de seguridad para materiales son confiables; sin embargo, no existe ninguna otra garantía, declaración o responsabilidad expresa o implícita hacia cualquier usuario, independientemente de que se utilice todo o parte de este material. Esto incluye garantías de comerciabilidad o idoneidad para un propósito específico, y Baker Hughes INTEQ no asume ninguna responsabilidad por ningún consejo o recomendación presentada. Nada de lo contenido en este documento se interpretará como si permitiera, indujera o condonara la violación de cualquier ley por el uso, cesión o disposición de un producto.

Preparado por: Jim Rushing

Fecha Preparación: 17/01/97

Substituye fecha //

ND-No determinado

NA- No se aplica

>-Mayor que

<- Menor que

C - Límite máx.



HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE LOS MATERIALES

Direccion: 2001 Rankin Road
Houston, Texas 77073 USA

INTEQ

I. INFORMACION DEL FABRICANTE:

Nombre del Producto: MIL-PAC-R Numero CAS: NA Código: 1217732
Nombre Químico: CONTROL DE FILTRADOS PARA LODOS BASE AGUA
Descripción Química: UN AUDITIVO DE CONTROL DE FILTRADO PARA LODOS BASE AGUA,, POLIMERO, ETER CELU-
LOSA.

II. INGREDIENTES:

Table with 6 columns: Componentes de Riesgo (OSHA 29 CFR 1910.1200), PIN, TLV, PEL, %, Numero CAS. Rows include POLVO MOLESTO (CELULOSA) and Substancias de Riesgo (EPA 40 CFR 302).

III. DATOS FISICOS:

Punto de Ebullición (°F): NA Presión de Vapor (mmHg): NA Gravedad Especifica: 1.6 pH: NA
Punto de Fusión (°F): NA Densidad del Vapor (Aire=1): NA Porcentaje Volátil por Volumen (%): 8-10
Punto de Congelación (°F): NA Solubilidad en el Agua: BASTANTE Rata de Evaporación (____=1): NA
Olor: NA Apariencia y Olor: POLVO DE COLOR CLARO DE POCO OLOR
El Material es: POLVO PURO Coefic. Distribución Agua/Aceite: NA

IV. DATOS SOBRE RIESGO DE FUEGO Y EXPLOSION:

Punto de Inflamación (°F): NA Temperatura Autoignacion (°F): NAV
Limite Inflamable: LFL: NA UFL: NA Explosión: LEL: NA UEL: NA
Rata de Quemado: NA Sensibilidad al Impacto: NA
Medio de Extensión: Agua: X CO2: X Halon: Químico Seco: X Espuma: X Humo: X
Productos de Combustión Riesgosa: CO (COMBUSTION INCOMPLETA)
Procedimientos para Combatir el Fuego: USE EL APARATO DE RESPIRACION DE PRESION POSITIVA Y ROPA PROTEC-
TORA PARA COMBATIR EL FUEGO EN AREAS ENCERRADAS.
Riesgos de Fuego Inusual y Explosión: SI ESTA EN ESTADO DE SUSPENSION TRATAR COMO POLVO INFLAMABLE.

V. DATOS DE REACTIVIDAD:

Químico Estable: Si: X No: Si no, bajo que Condiciones?:
ALMACENE EN UN LUGAR FRESCO Y SECO.
Incompatibilidad (Materiales a Evitar): ACIDOS
Descomposición Peligrosa o Subproductos: CUANDO ES CALENTADO PARA DESCOMPOSICION, EMITE HUMOS Y VAPO-
RES ACRIMONIOSOS DE Na2o.
Polimerización Peligrosa: Puede Ocurrir: No Ocurrirá: x Condiciones a Evitar: NA

VI. EFECTOS SOBRE EL ORGANISMO:

MIL-PAC-R

Cancerígeno - Programada NTP: NA Cancerígeno - Programada IARC: NA
 Sintomas de Exposición: NA

Condiciones Medicas Agravadas por Exposición: NA

Primeros Auxilios - Procedimientos:
 Ojos: LAVE CON AGUA POR 15 MINUTOS Y CONTACTE UN MEDICO SI LA IRRITACION PERSISTE.
 Piel: LAVE CON AGUA.
 Ingestión: TOME AGUA. SI SE DESARROLLA ENFERMEDAD CONSULTE UN MEDICO.
 Inhalación: TOME AIRE FRESCO. SI SE DESARROLLA LA ENFERMEDAD CONSULTE UN MEDICO.

VII. PROCEDIMIENTOS PARA PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE:

En Caso de Derrame: PROCEDIMIENTO NORMAL, BARRER, LIMPIAR ETC. SI EL MATERIAL ESTA HUMEDADO SE PONE MUY RESBALADIZO.
 Método de Disposición de Desechos: PONGASE DE ACUERDO CON LA JUNTA LOCA, ESTADO Y REGULACIONES FEDERALES.
 Manejo y Almacenamiento: NORMAL.

VIII. INFORMACION SOBRE PROTECCION PERSONAL:

Protección Respiratoria: MASCARA
 Ventilación: ESCAPE LOCAL
 Vestido: NORMAL Guantes: OPCIONAL
 Ojos: GAFAS DE SEGURIDAD
 Calzado: NORMAL Otros: NA

Riesgos Conocidos (29 CFR 1910.1200)	HMIS		NFPA	
	Si			
Líquido Combustible:		Salud: 1	Salud: 1	
Material Inflamable:		Inflamabilidad: 1	Inflamabilidad: 1	
Material Piroforico:		Reactividad: 0	Estabilidad: 0	
Material Explosivo:		Protección Personal: E	Especial:	
Material Inestable:				
Reacciona con Agua:				
Material Oxidificador:				
Peróxido Orgánico:				
Material Corrosivo:				
Gas Comprimido:				
Irritante:				
Polvo Molesto:	X			

IX. PRECAUCIONES ESPECIALES:

Precauciones para Reparacion y Mantenimiento de Equipos Contaminados: USE EQUIPO PROTECTOR Y/O ROPA DE TRABAJO DESCRITAS ANTES SI EXISTE POSIBILIDADES DE EXPLOSION.
 Otras Precauciones: NA

X. APROBACION: Elaborada Por: Departamento Seguridad Código: 1217732 Fecha de Elaboración: 05/01/91



HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE LOS MATERIALES

Dirección: 2001 Rankin Road
Houston, Texas 77073 USA

INTEQ

I. INFORMACION DEL FABRICANTE:

Nombre del Producto: **CLORURO DE POTASIO** Numero CAS: NAV Código: 1218750
Nombre Químico: ****
Descripción Química: CLORURO DE METAL ALCALINO

II. INGREDIENTES:

Componentes de Riesgo (OSHA 29 CFR 1910.1200):	PIN:	TLV:	PEL:	%	Numero CAS:
CLORURO DE POTASIO - POLVO MOLESTO	NA	10 MG/M3	NA	95-99	7447-40-7
CLORURO DE SODIO	NA	NA	NA	0-5	7647-14-15
NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	NA	NA	NA	NA	NA
Substancias de Riesgo (EPA 40 CFR 302):	PIN:	TLV:	PRODUCTO	%	Numero CAS:
NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	NA	NA	NA	NA	NA

III. DATOS FISICOS:

Punto de Ebullición (°F): 2732 Presión de Vapor (mmHg): NA Gravedad Especifica: 1.984 pH: 9.2@1%SLN
Punto de Fusión (°F): 1423 Densidad del Vapor (Aire=1): NA Porcentaje Volátil por Volumen (%): NA
Punto de Congelación (°F): NA Solubilidad en el Agua: DISPERSA Rata de Evaporación (____=1): NA
Olor: NA Apariencia y Olor: CRISTALES BLANCOS DE POCO OLOR
El Material es: SOLIDO PURO Coefic. Distribución Agua/Aceite: NA

IV. DATOS SOBRE RIESGO DE FUEGO Y EXPLOSION:

Punto de Inflamación (°F): NA Temperatura Autoignación (°F):
Limite Inflamable: LFL: NA UFL: NA Explosión: LEL: UEL:
Rata de Quemado: NA Sensibilidad al Impacto:
Medio de Extensión: Agua: CO2: X Halon: Químico Seco: X Espuma: X Humo:
Productos de Combustión Riesgosa:
Procedimientos para Combatir el Fuego: NA
Riesgos de Fuego Inusual y Explosión: CUANDO ES SOMETIDO A ALTAS TEMPERATURAS, PUEDE DESPRENDER CANTIDADES PEQUEÑAS DE GAS DE CLORO.

V. DATOS DE REACTIVIDAD:

Químico Estable: Si: X No: Si no, bajo que Condiciones?:
CONTACTO CON ACIDO NITRICO CALIENTE Y OTROS ACIDOS FUERTES PUEDEN PRODUCIR GAS VENENOSO.
Incompatibilidad (Materiales a Evitar): CONTACTO CON ACIDO NITRICO CALIENTE PUEDE CAUSAR LA EVOLUCION DE CLORURO DE TOXICO. CONTACTO CON OTROS ACIDOS FUERTES PUEDE PRODUCIR GASES DE CLORURO DE HIDROGENO IRRITANTE.
Descomposición Peligrosa o Subproductos: NINGUNO
Polimerización Peligrosa: Puede Ocurrir: No Ocurrirá: X Condiciones a Evitar: NA

VI. EFECTOS SOBRE EL ORGANISMO:

CLORURO DE POTASIO

Cancerígeno - Programada NTP: NA Cancerígeno - Programada IARC: NA
 Síntomas de Exposición: SENSACION LEVE DE ARDOR EN OJOS, CANAL NASAL Y TRAQUEA
 IRRITACION LEVE EN HERIDAS ABIERTAS O CORTADURAS.
 Condiciones Medicas Agravadas por Exposición: NINGUNA

Primeros Auxilios - Procedimientos:
 Ojos: LAVE CON AGUA POR 15 MINUTOS Y CONTACTE UN MEDICO SI LA IRRITACION PERSISTE.
 Piel: LAVE CON AGUA Y JABON
 Ingestión: TOME BASTANTE AGUA Y PRODUZCA VOMITO. SI ES INGERIDA UNA GRAN CANTIDAD BUSQUE ATENCION MEDICA.
 Inhalación: TOME AIRE FRESCO. BUSQUE ATENCION MEDICA SI EL PACIENTE NO VUELVE EN SI RAPIDAMENTE.

VII. PROCEDIMIENTOS PARA PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE:

En Caso de Derrame: PROCEDIMIENTO NORMAL, BARRER, LIMPIAR ETC. RETORNE AL RECIPIENTE.
 Método de Disposición de Desechos: DE ACUERDO CON LA JUNTA LOCAL. REGULACIONES FEDERALES Y DEL ESTADO. ESTE MATERIAL NO ESTA LISTADO COMO UNA SUBSTANCIA RIESGOSA.

Manejo y Almacenamiento: MANTENGA LOS RECIPIENTES CERRADOS CUANDO NO ESTEN SIENDO USADOS
 ALMACENE EN LUGAR SECO . EVITE EMPELNASAMIENTOS

VIII. INFORMACION SOBRE PROTECCION PERSONAL:

Protección Respiratoria: USE EL RESPIRADOR NIOSH/ MSHA SI LA CONCENTRACION DE POLVO EXCEDO EL TLV.
 Ventilación: ESCAPE LOCAL
 Vestido: POR COMODIDAD Guantes: POR COMODIDAD
 Ojos: GAFAS, SI LAS CONCENTRACIONES DE POLVO SON ALTAS
 Calzado: NORMAL Otros: SEGUN NECESIDAD PARA COMODIDAD DE LA PERSONA.

Riesgos Conocidos (29 CFR 1910.1200)		HMIS		NFPA		
	Si	Si				
Líquido Combustible:		X	Salud:	2	Salud:	2
Material Inflamable:		X	Inflamabilidad:	0	Inflamabilidad:	0
Material Piroforico:			Reactividad:	0	Estabilidad:	0
Material Explosivo:			Protección Personal:	F	Especial:	
Material Inestable:						
Reacciona con Agua:						
Material Oxidificador:						
Peróxido Orgánico:						
Material Corrosivo:						
Gas Comprimido:						
Irritante:						
Polvo Molesto:	X					

IX. PRECAUCIONES ESPECIALES:

Precauciones para Reparación y Mantenimiento de Equipos Contaminados: NA
 Otras Precauciones: NO ES LISTADO COMO CANCERIGENO POR IARC, AGGIH, TRATAR COMO POLVO MOLESTO

X. APROBACION: Elaborada Por: Departamento Seguridad Código: 1218750 Fecha de Elaboración: 05/01/91

**HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE LOS MATERIALES**

Dirección: 2001 Rankin Road
Houston, Texas 77073 USA

INTEQ**I. INFORMACION DEL FABRICANTE:**

Fabricante:	BAKER HUGHES INTEQ	Riesgo HMIS	Salud	0	Mínimo	0
Nombre del producto:	XCD POLYMER	Clasificación y Clave	Inflamabilidad	2	Ligero	1
Nombre químico:	POLIMERO DE POLISACARIDO		Reactividad	0	Moderado	2
Descripción química:	VISCOSIFICANTE PARA FLUIDO DE PERFORACION		Protección personal		Serio	3
Descripción de envío:	DRILLING FLUID COMPOUND, N.O.S			E	Grave	4
Clase de riesgo:	NO REGULADO	Número UN: NA	Etiqueta de riesgo:	NA	Guía de respuesta DOT:	NA
Nota de transporte:	NA					

II. IDENTIFICACION DE RIESGOS:

Componentes peligrosos:	ACGIH TLV:	OSHA PEL:	%	Número CAS:	RQ Producto:
PARTICULAS MOLESTAS	15 MG/M3 T	10 MG/M3 T	ND	11138-66-2	NA

Riesgos asociados con el uso del producto

	SI	SI	SI	SI
Líquido combustible	Material inflamable	Material pirofórico	Material explosivo	
Material inestable	Reacciona con agua	Oxidante	Peróxido orgánico	
Material corrosivo	Gas comprimido	Irritante	Partículas molestas	X
Riesgo para la piel	Riesgo para ojos	Agente tóxico	Agente altamente tóxico	
Sensibilizador	Cancerígeno	Toxina aparato reproductor	Toxina en sangre	
Toxina en sistema nervioso	Toxina en pulmones	Toxina en hígado	Toxina en riñones	

Derecho de la comunidad a saber (SARA Título III, Sección 311-312)

Incendio: Liberación repentina de presión: Reactividad: Inmediato (Agudo) : X Retardado (Crónico):

III. DATOS FISICOS:

Punto de ebullición (F):	NA	Presión de vapor (mmHg):	NA	pH:	5,4-8,6
Punto de fusión (F):	NA	Densidad del vapor (aire=1):	NA	Gravedad específica:	1,5
Punto de congelamiento(F):	NA	Solubilidad en agua:	APRECIABLE	% volátiles en volumen (%):	15
Umbral de olor:	BAJO	Apariencia y olor:	BEIGE CLARO,LEVE	Tasa de evaporación(—=1)	NA
El material es:	POLVO PURO	Coefficiente de distribución agua/aceite:	INSOLUBLE EN ACEITE		

IV. DATOS SOBRE RIESGO DE INCENDIO Y EXPLOSION:

Punto de inflamación (F):	NA	Temp. de autoignición (F):	NA	Límite explosivo-Inferior	ND	Superior:	ND	
Medio de extinción:	Agua:	X	CO2:	X	Químico seco:	X	Espuma:	X
					Niebla:	X		

Productos peligrosos de la combustión:

DURANTE LA COMBUSTION, SE FORMA DIOXIDO DE CARBONO.

Procedimiento de extinción de incendios:

UTILICE RESPIRADORES INTEGRALES DE PRESION POSITIVA Y EQUIPO DE EXTINCCION COMPLETO, EN AREAS CERRADA INUNDE CUIDADOSAMENTE CON NIEBLA DE AGUA, PROCURANDO NO LEVANTAR POLVO.

Riesgos de incendio y explosión inusuales:

EN CONTACTO CON LLAMAS, EL PRODUCTO SE QUEMA. TRATAR COMO POLVO INFLAMABLE. PUEDE FORMAR MEZCLA EXPLOSIVAS DE AIRE-POLVO.

V. DATOS DE REACTIVIDAD

Químicamente estable:	Sí:	X	No:		Si es no, en qué condiciones? ND	
Incompatibilidad (materiales a evitar):	OXIDANTES FUERTES					
Descomposición peligrosa de subproductos:	EL PRODUCTO NO SE DESCOMPONE FACILMENTE					
Polimerización peligrosa	Puede ocurrir:		No ocurrirá:	X	Condiciones a evitar:	NA

ND-No determinado

NA- No se aplica

>-Mayor que

<- Menor que

C - Límite máx.

VI. INFORMACION DE RIESGOS PARA LA SALUD

Ruta primaria de exposición	Contacto piel	Absorción por piel:	Contacto ojos:	Inhalación:	X	Ingestión:
Carcinogenicidad del producto - NTP: NA		IARC: NA				

Efectos agudos de la exposición:

LA INHALACION EXCESIVA DEL POLVO PUEDE IMPEDIR LA RESPIRACION, DEBIDO A LAS PROPIEDADES HIGROSCOPICAS DEL MATERIAL. EL POLVO PUEDE CAUSAR IRRITACION MECANICA DE OJOS, NARIZ, GARGANTA Y PULMONES. EL CONTACTO BREVE CON EL PRODUCTO PUEDE OCASIONAR DERMATITIS Y ASMA

Efectos crónicos de la sobreexposición:

EL CONTACTO PROLONGADO PUEDE CAUSAR O AGRAVAR UNA CONDICION ALERGICA EXISTENTE

VII. INSTRUCCIONES PARA EMERGENCIAS Y PRIMEROS AUXILIOS

Ojos: MANTENGA LOS PARPADOS ABIERTOS Y LAVE CON AGUA CORRIENTE DURANTE AL MENOS 15 MINUTOS. COMUNIQUESE CON UN MEDICO SI LA IRRITACION PERSISTE

Piel: LAVE MUY BIEN CON JABON SUAVE Y AGUA. APLIQUE CREMAS MEDICADAS PARA ALIVIAR LA IRRITACION Y RESTAURAR LOS ACEITES NATURALES.

Ingestión: BASICAMENTE, NO ES TOXICO. TOME AGUA PARA DILUIR. CONSULTE A UN MEDICO SI HAY MALESTAR GASTROINTESTINAL

Inhalación: SAQUE AL AFECTADO AL AIRE LIBRE. SI NO RESPIRA, SUMINISTRE RESPIRACION ARTIFICIAL. SI PRESENTA PROBLEMAS PARA RESPIRAR, SUMINISTRE OXIGENO.

VIII. PROCEDIMIENTOS DE PROTECCION AMBIENTAL:

Respuesta frente a derrames:

UTILICE EQUIPO DE PROTECCION ADECUADO (SECCION IX). RECOJA EL MATERIAL DERRAMADO Y COLOQUELO EN SU RECIPIENTE ORIGINAL PARA VENDERLO, SI ES POSIBLE, O EN UN RECIPIENTE ADECUADO PARA DESECHOS. MINIMICE EL LEVANTAMIENTO DE POLVO DURANTE LA LIMPIEZA. REMUEVA LOS RESIDUOS CON AGUA.

Método de disposición de los desechos:

EL PRODUCTO NO ES PELIGROSO SEGÚN LOS CRITERIOS RCRA O COMO SE SUMINISTRA. SIGA TODAS LAS NORMATIVAS LOCALES, ESTATALES Y FEDERALES PARA LA DISPOSICION DE LOS DESECHOS.

Manipulación:

¡PRECAUCION! PUEDE CAUSAR IRRITACION MECANICA EN LOS OJOS, LA PIEL O EL SISTEMA RESPIRATORIO. EVITE RESPIRAR EL POLVO Y UTILICE EL EQUIPO DE PROTECCION ADECUADO INDICADO EN LAS HOJAS DE SEGURIDAD.

Almacenamiento:

MANTENGA LEJOS DEL CALOR Y LLAMAS DIRECTAS, CUANDO HAY POLVO EN LA ATMOSFERA. GUARDE EN UN AREA SECA Y MANTENGA EL RECIPIENTE CERRADO, CUANDO NO ESTE EN USO. MANTENGA EL POLVO AL MINIMO. EL MATERIAL MOJADO ES RESBALOSO

IX. MEDIDAS DE CONTROL EN EL TRABAJO

Protección respiratoria: UTILICE UN RESPIRADOR APROBADO PARA PARTICULAS, SI ES NECESARIO

Ventilación: SUMINISTRE LA VENTILACION NECESARIA PARA MANTENER UNA EXPOSICION SEGURA A LAS PARTICULAS MOLESTAS

Vestido: UTILICE ROPA DE PROTECCION CON MANGAS LARGAS Y UN DELANTAL.

Protección de ojos: UTILICE LENTES DE SEGURIDAD O ANTEOJOS CON PROTECCION LATERAL. PARA UNA MEJOR PROTECCION, ASEGURESE DE QUE LOS LENTES ESTEN BIEN AJUSTADOS.

Guantes: UTILICE GUANTES PARA EVITAR LA IRRITACION MECANICA DE LA PIEL

Calzado: UTILICE LAS BOTAS USUALES DE SEGURIDAD

X. INFORMACION ADICIONAL**Renuncia de responsabilidad**

Baker Hughes INTEQ y su personal responsable considera que las afirmaciones, información y datos en esta hoja de datos de seguridad para materiales son confiables; sin embargo, no existe ninguna otra garantía, declaración o responsabilidad expresa o implícita hacia cualquier usuario, independientemente de que se utilice todo o parte de este material. Esto incluye garantías de comerciabilidad o idoneidad para un propósito específico, y Baker Hughes INTEQ no asume ninguna responsabilidad por ningún consejo o recomendación presentada. Nada de lo contenido en este documento se interpretará como si permitiera, indujera o condonara la violación de cualquier ley por el uso, cesión o disposición de un producto.

Preparado por: Jim Rushing

Fecha Preparación: 21/03/97

Substituye fecha: 25/07/89

ND-No determinado

NA- No se aplica

>-Mayor que

<- Menor que

C - Límite máx.

ANEXO 9

REGLAMENTO AMBIENTAL PARA OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS

a) EFLUENTE (punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹	Promedio anual ²⁾	Destino de descarga
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8	Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos) ³⁾	NH ₄ -N	mg/l	<20	<15	Todos
Fenoles ³⁾		mg/l	<0.15	<0.10	Todos

Tabla 4.a) Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).

ANEXO 10

REGLAMENTO AMBIENTAL PARA OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS

b) INMISION (punto de control en el cuerpo receptor)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹⁾	Promedio anual ²⁾	Aplicación
Temperatura ⁴⁾		°C	+3°C		General
Potencial hidrógeno ⁵⁾	pH	---	6.0<pH<8.0	6.0<pH<8.0	General
Conductividad eléctrica ⁶⁾	CE	µS/cm	<170	<120	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<0.5	<0.3	General
Demanda química de oxígeno ⁷⁾	DQO	mg/l	<30	<20	General
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.0003	<0.0002	General

Tabla 4.b) límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).

ANEXO 11

REGLAMENTO AMBIENTAL PARA OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS

a) SIN impermeabilización de la base			
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	6<pH<9
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	4,000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<1
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.003
Cadmio	Cd	mg/l	<0.05
Cromo total	Cr	mg/l	<1.0
Vanadio	V	mg/l	<0.2
Bario	Ba	mg/l	<5
b) CON impermeabilización de la base			
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	4<pH<12
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	8,000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<50
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.005
Cadmio	Cd	mg/l	<0.5
Cromo total	Cr	mg/l	<10.0
Vanadio	V	mg/l	<2
Bario	Ba	mg/l	<10

Tabla 7. Límites permisibles de lixiviados para la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie.

BIBLIOGRAFÍA

1. BAKER HUGHES INTEQ, Drilling Fluids Systems Manual, U.S.A., 1999.
2. DARLEY H., GRAY G., Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, Quinta Edición, U.S.A., 1983
3. CRAFT B. & HAWKINS F., Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, 1959.
4. BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, Escuela de Lodos, 2007..
5. LASTENIO M., “Análisis del Fluido de Perforación Visplex para Pozos Horizontales utilizados en un campo del Oriente Ecuatoriano”, Tesis, FICT, ESPOL, 2003.
6. DONOVAN J., JONES T., “Specific Selection Criteria and Testing Protocol Optimize Reservoir Drill-in Fluid Design”, paper SPE 30104, 1995.

7. GUZMÁN J., "Pore size and Geometry determination method for drilling and completion fluid design", Paper, 2007.

8. Página Web: www.bakerhughes.com