ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

“Evaluación y optimización de diferentes fluidos de perforación aplicados para el campo Villano, Operado por Agip Oil Ecuador”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO.

Presentada por:

Álvaro Fernando Castillo Parrales

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2008

AGRADECIMIENTO

Gracias Dios, una vez mas gracias. Tú que siempre has estado a mi lado, guiándome, siendo mi fortaleza y ayudándome de muchas formas, en esta ocasión pusiste muchas personas en mi camino las cuales fueron piezas fundamentales en la realización de mi tesis. Yo seria un ingrato si comienzo a enumerar a estas personas, ya que fueron muchas. A todos.

“GRACIAS TOTALES”.

DEDICATORIA

Papá, Mamá, Danilo y Carol. Les dedico este trabajo que representa el comienzo de mi vida profesional. A ustedes padres que siempre confiaron en mí, y, aun en la distancia siempre estuvieron a mi lado. A ustedes hermanos míos, para los cuales espero ser un buen ejemplo, siempre deseando que sean mejores que yo. A segunda familia en Guayaquil, al amor de mi vida Mafer (MyA), mi ñaña Carlita y a mi mamiya Jane y a la Sra. Mariana, por que me dieron techo y apoyo de manera incondicional, a Cristina y a Cristian.

Dedico este trabajo de tesis a toda la comunidad estudiantil, aportando con una gotita de petróleo (metafóricamente expresando) para el desarrollo y éxito las futuras generaciones.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO DE LA FICT y DIRECTOR DE TESIS.
PRESIDENTE

Ing. Daniel Tapia F.
VOCAL

Ing. Héinz Terán M.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

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

Álvaro Fernando Castillo Parrales

RESUMEN

En el presente trabajo se evaluó la interacción entre varios sistemas de perforación, unos de base agua dulce, otros de base agua saldada y uno base aceite, con las arcillas más reactivas tomadas del pozo X del Campo Villano (el cual en este trabajo se lo llamó *Campo AV),* con el objetivo de determinar el fluido de perforación más adecuado. En el análisis también se incluyó el sistema de perforación con el cual fue perforado el pozo X, y así poder tener un criterio de comparación.

El trabajo comenzó con el muestreo de las arcillas del pozo X, para luego seleccionar las formaciones más reactivas, usando como herramienta la difracción con rayos X. Luego se revisaron las formulaciones, se tomaron las propiedades físicas y químicas de todos los sistemas de fluidos de perforación para analizar sus características individuales.

Finalmente se analizó la interacción entre las arcillas seleccionadas más reactivas y los fluidos de perforación, por medio de pruebas de Tiempo de Succión Capilar (CST), Dispersión/Erosión e hinchamiento lineal. Se concluyó que el sistema que mas inhibición ofrece es el Sistema Base Aceite – OBM, y

para los sistemas base agua el sistema de perforación seleccionado fue el Sistema de Alto Desempeño Base Agua – HY con 60 lpb de Cloruro de Potasio.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

CAPÍTULO 1

CAPÍTULO 2

CAPÍTULO 3

CAPÍTULO 4

CAPÍTULO 5

ABREVIATURAS

API	Instituto Americano del Petróleo
CEB	Contenido Equivalente de Bentonita
CMC	Carboximetil Celulosa
CST	Tiempo de succión Capilar
DT	Dureza total
LSM	Hinchamiento Lineal
MBT	Prueba de azul de metileno
Meq/100	Mili-equivalentes de azul de metileno, absorbido por 100 g de mineral
OBM	Sistema Base Aceite – OBM
pc	Punto de cedencia
Pf / Mf	Relación de la alcalinidad del filtrado
pH	Potencial de hidrogeno
Pm	Alcalinidad del lodo
psi	Libra Por pulgada cuadrada
rpm	Revoluciones por minuto
SAD-BX	Sistema de Alto Desempeño Base Agua – BX
SAD-HY	Sistema de Alto Desempeño Base Agua – HY
SC-PLY	Sistema de Cal en Base Agua – PLY
SIA-CS	Sistema Inhibidor de Arcilla Base Agua – CS
SP-PHP	Sistema de Poliacrilamida en Base Agua – PHP
THTS	Solución tituladora de dureza
vp	Viscosidad plástica

SIMBOLOGÍA

bbl	Barriles
Ca^2	Ión calcio
$Ca(OH)_2$	Cal Hidratada, Hidróxido de Carbono
cc	Centímetros cúbicos
Cl^-	Ión cloruro
cm	Centímetro
CO_2	Dióxido de Carbono
CO_3Ca	Calcita o Carbonato de calcio
cps	Centi-poises
ft	Pies
g	Gramo
gal	Galones
h	Horas
H^+	Ión hidrogeno
K^+	Ión potasio
KCl	Cloruro de potasio
Kg	Kilogramo
lb	Libras
lpb	Libras por barril
Mg^2	Ión magnesio
Mg/ L	Miligramos por litro
min	Minutos
mL	Mililitros
NaCl	Cloruro de sodio
pH	Potencial de hidrogeno
SO_4Ba	Sulfato de Bario o Barita
um	Micrones

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE GRÁFICAS

ÍNDICE DE TABLAS

INTRODUCCIÓN

Al perforar el pozo X del Campo AV, con el Sistema Inhibidor de Arcillas – CS (SIA-CS), se suscitaron problemas con las arcillas reactivas del área, por lo que en el presente trabajo se busca determinar experimentalmente un sistema de perforación el cual inhiba de mejor manera las arcillas del área para evitar estos problemas.

Se evaluaran distintos sistemazas perforación, en total 23; entre los cuales existe un sistema base aceite, ya que se sabe que estos ofrecen gran inhibición a las arcillas; además se analizarán cinco sistemas primarios base agua y en estos se probará la capacidad de inhibición de los iones de sodio, potasio, incluyendo en sus formulaciones sales de cloruro de sodio y cloruro de potasio, además se probarán otras fuentes de inhibición como el ión calcio, un polímero llamado poliacrilamida y el material anfótero llamado Clay AS que es producto base del sistema SIA-CS; por lo que será probado a una mayor concentración.

Para observar el grado de inhibición que ofrecen los sistemas de perforación a las arcillas, se usarán pruebas especiales de laboratorio como la prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST), Dispersión/Erosión e Hinchamiento Lineal.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

En el presente trabajo se determina experimentalmente un fluido de perforación adecuado para el Campo Villano, en función a las arcillas más reactivas que se existen en su litología.

El nombre “Campo Villano” por efectos de privacidad impuestos por la compañía operadora del campo, no será mencionado, en su lugar, en este trabajo se lo llamará **Campo AV** (nombre definido para el campo de explotación de hidrocarburos, ubicado en el Oriente ecuatoriano).

A continuación se revisarán los conceptos básicos de fluidos de perforación, como sus funciones, materiales que se usan para lograr estas funciones y la clasificación de fluidos de perforación en base a su acción sobre las arcillas y sobre los sólidos perforados.

1.1. Fluidos de Perforación.

Los fluidos de perforación cumplen un papel primordial en el proceso de la perforación de un pozo. Debido a que en el análisis se utilizarán fluidos de perforación líquidos, a continuación se presenta cuáles sus funciones estándares, las propiedades que ayudan al cumplimiento de estas funciones y los posibles daños colaterales que pueden causar.

1.1.1. Funciones básicas de los fluidos de perforación.

Las funciones de los fluidos de perforación son las siguientes:

- ✓ Transporte de recortes y derrumbes a la superficie.
- ✓ Control de presiones subterráneas.
- ✓ Sostener las paredes del pozo.

- ✓ Suspensión de los sólidos cuando se detiene la circulación.
- ✓ Lubricación y enfriamiento de los sistemas dentro del pozo.
- ✓ Flotabilidad de los sistemas de perforación y revestimiento.
- ✓ Trasmitir energía hidráulica.
- ✓ Transmitir información sobre las formaciones perforadas.
- ✓ Mantener las características de las formaciones.

1.1.2. Efectos secundarios.

Los fluidos de perforación también generan efectos secundarios los cuales deben ser controlados continuamente. Estos efectos son los siguientes:

- ✓ Crea un ambiente corrosivo.

- ✓ Reducción en la velocidad de perforación.
- ✓ Presiones diferenciales de compresión y pintoneo.
- ✓ Pérdida de Circulación.
- ✓ Aprisionamiento de la sarta de perforación.
- ✓ Erosión de las paredes del pozo.
- ✓ Retención de sólidos indeseables.
- ✓ Desgaste de la bomba de lodo de perforación.
- ✓ Contaminación medioambiental y del cemento.

1.2. Productos comunes que se emplean en los fluidos de perforación.

Funcionalmente los productos deben proveer:

- ✓ Densidad.
- ✓ Viscosidad.
- ✓ Control de filtración.
- ✓ Control de la pérdida de circulación.
- ✓ Modificación de la actividad superficial.
- ✓ Lubricación.
- ✓ Floculación.
- ✓ Estabulación de las lutitas.
- ✓ Protección contra la corrosión.
- ✓ Inhibidor de precipitados.

- ✓ Precipitación.

Una vez conocido cuales son las propiedades que deben de proveer los materiales en un fluido de perforación, revisaremos en forma mas detallada cada uno de ellos.

1.2.1 Densificantes.

Son materiales que cuando son disueltos o suspendidos en un líquido aumentan la densidad de éste. Estos se usan en el fluido de perforación para controlar las presiones de las formaciones y para controlar el derrumbe en áreas poco consolidadas. Estos materiales deben de tener inactividad química, no debe de ser tóxico o peligroso para manejar. Generalmente los materiales que se usan como densificantes son:

TABLA 1

MATERIALES DENSIFICANTES

Material	Ecuación Química	Gravedad Especifica	Nombre
Barita	SO_4Ba	4,2 – 4,5	Sulfato de Bario
Calcita	CO_3Ca	2,6 – 2,8	Carbonato de Calcio

1.2.2. Viscosificantes.

Todo material que aumenta la resistencia a fluir de un fluido, es un viscosificante, sin embargo no todos cumplirán las necesidades específicas en un fluido de perforación. Los viscosificantes deben mejorar la habilidad de un fluido de perforación para remover los recortes del pozo o hueco y suspenden los demás sólidos durante las maniobras.

A continuación se nombra cuáles son los viscosificantes más utilizados:

TABLA 2

VISCOSIFICANTES MÁS USADOS

Material	Componente Principal
Bentonita	Silicato de Aluminio y Sodio/Calcio
CMC	Derivado de la Goma Xántica
Goma Xánthan	Derivado de la Celuloso

1.2.3. Materiales para el control del filtrado.

En el proceso de perforación la columna de fluido genera una presión hidrostática sobre las formaciones, las cuales la mayoría de las veces son permeables, esto produce que cierto volumen de filtrado migre hacia las formaciones. Los materiales de control de filtrado tienen como finalidad reducir este volumen migratorio.

La pérdida de volumen de filtrado se controla comúnmente mediante dos procesos:

1. Se forma un revoque des-floculado sobre la pared del pozo, la cual forma una pared delgada poco permeable limitando la migración.

2. Si la fase líquida que se está forzando sobre las paredes del pozo es de alta viscosidad, el caudal de filtración se verá reducido.

Los materiales mas usados para el control de la filtración son:

- Polímeros

- Almidones

- Adelgazantes Orgánicos.

1.2.4. Materiales para el control Reológico.

El control de la reología se logra mediante el control del viscosificante primario en el sistema. Sin embargo cuando no se puede tener un control sobre estos materiales se usan los denominados adelgazantes o dispersantes.

Adelgazantes, dispersantes.- Estos materiales causan una interacción físico químico entre los sólidos del sistema o entre los sólidos y sales disueltos. En un sistema alcalino que contiene arcillas, estos materiales que son aniónicos funcionan por absorción a las partículas de arcillas, haciéndolas más negativas, el efecto que causa es de reducir las fuerzas de atracción, incrementando la dispersión y por la tanto reduciendo la viscosidad al reducir la resistencia al flujo. Otros efectos de los adelgazantes son de reducir la filtración, disminuir el espesor de un revoque.

Los adelgazantes más comunes son:

a. Taninos

b. Lignitos

1.2.5. Materiales Alcalinos y del control del pH.

Se necesita tener el pH en un rango óptimo para permitir tener el desempeño adecuado de otros aditivos. Además el control del pH como de la alcalinidad puede determinar la presencia de contaminantes. Esto podría afectar la solubilidad o causar la precipitación de materiales como polímeros, lignosulfonatos, etc.

El material más común para el control de pH, es: Soda Cáustica, entre otros.

1.2.6. Materiales de pérdida de circulación.

Los materiales de pérdida de circulación se los puede clasificar principalmente en tres:

1. Materiales fibrosos, como fibra de madera.
2. Materiales escamosos, como fragmentos de plástico.
3. Materiales granulares, como la cáscara de nuez.

1.2.7. Materiales lubricantes.

Estos materiales se los usa con la finalidad de disminuir el arrastre y el torque en las operaciones de perforación. Estos productos crean una capa que recubre las superficies metálicas, reduciendo la fricción entre la sarta de perforación y la pared del pozo.

1.2.8. Bactericidas.

Inhiben o eliminan el crecimiento de bacterias y hongos. Estos productos se deben usar antes de que las bacterias se hayan extendido mucho y produzcan enzimas.

1.3. Clasificación de los Fluidos de perforación.

Los fluidos de perforación se clasifican en líquidos, gaseosos y mixtos. Dentro de la clasificación de los fluidos líquidos, en base a la acción que este fluido tiene sobre los sólidos perforados que se incorporan al sistema y al efecto que el fluido tiene sobre las arcillas que se encuentran en las formaciones a perforar; se tiene:

- ✓ Base Agua:
    - No dispersos – No Inhibidos
    - No dispersos – Inhibidos

  - Dispersos – No Inhibidos

  - Dispersos – Inhibidos

- ✓ Base Aceite (emulsiones).

En los fluidos base agua, la primera parte de la clasificación indica el efecto del fluido sobre los sólidos perforados, mientras que la segunda indica el efecto sobre las arcillas en las formaciones.

1.3.1. Sistemas No Dispersos – No Inhibidos.

El término "no disperso" indica que dentro del sistema no se utilizan dispersantes, por lo que las arcillas comerciales adicionadas al fluido y las que se incorporan provenientes de las formaciones van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema en forma natural.

El término “no inhibido”, se refiere a la carencia de electrolitos. Lo que significa que el sistema no tiene iones de potasio, calcio o sodio para la inhibición de arcillas de las formaciones.

Estos sistemas son usados generalmente, como fluidos de perforación, para zonas poco profundas o también conocidos como fluidos de comienzo.

1.3.1.1. Ventajas:

- Como se requiere poca cantidad de sólidos la densidad podrá ser baja también, esto reducirá las posibilidades de pérdida de circulación e incrementar el caudal de perforación, en formaciones con presiones de formaciones bajas.

- Con valores de medios a altos, en la relación de viscosidad plástica sobre punto cedente se tiene:

a. Efectiva limpieza del pozo con velocidades bajas del fluido de perforación en el anular.

b. Baja densidad equivalente de circulación.

c. Eficiente uso de los caballos de fuerza de las bombas.

- Es un sistema económico, ya que su principal componente es bentonita y todos los demás productos se los requiere en un porcentaje bajo.

- Puede ser convertido fácilmente otro sistema disperso o no disperso.

1.3.1.2. Desventajas:

- La falta de inhibición y la falta de tolerancia de sólidos del sistema puede causar excesivos volúmenes de dilución, en arcillas y lutitas reactivas.

- Baja tolerancia de calcio y sal. Si cemento, anhidrita o grandes concentraciones de sal se introducen al sistema y no pueden ser diluidos o sacados del sistema, éste debe de ser convertido.

1.3.2. Sistemas No dispersos – Inhibidos.

Las mismas características poseen los sistemas no dispersos reforzado con un fluido o aditivos especiales que inhiben la hidratación de las arcillas de la formación o de los cortes.

Para la inhibición se puede usar:

- Iones calcio.

- Sales cloruro de sodio o cloruro de potasio.

- Polímeros.

1.3.3. Sistemas Dispersos - No inhibidos.

Se utilizan dispersantes químicos para dispersar las arcillas y no se usan iones de inhibición, ya que los dispersantes van ha actuar sobre los sólidos perforados maximizando su dispersión.
Ejemplo: Sistemas Lignito y Bentonita.

1.3.3.1 Consideraciones:

- Se usan generalmente para perforar las secciones superficiales de los pozos.

- Usualmente son formulados con agua fresca y muchas de sus propiedades provienen de la dispersión de los sólidos perforados o de la bentonita.

- Las propiedades de flujo son controladas por un dispersante.

- La pérdida de filtrado es controlada con la adición de bentonita y polímeros de baja viscosidad.

Otras consideraciones:

Sólidos.- Excesivas concentraciones de sólidos pueden producir valores elevados de viscosidad y fuerza de geles, lo que produciría un alto consumo de químicos. El nivel de los sólidos en el sistema es controlado con el uso de los equipos convencionales de control de sólidos y/o dilución con agua.

Viscosidad plástica.- Si existen altos valores de viscosidad plástica esto puede indicar problemas provocados por sólidos indeseables. Se puede agregar agua o utilizar equipo de control de sólidos para reducir la cantidad de sólidos indeseables.

El punto cedente y la fuerza de geles.- Son disminuidas con dispersantes y aumentan con la adición de bentonita y/o polímeros.

Control de la pérdida de fluido API (filtrado).- La propiedad de dispersión de la bentonita, le dará una pérdida de fluido API aproximadamente de 12 a 14 cc a bajas temperaturas. Los polímeros pueden ser agregados para dar un mejor control de pérdida de fluido API.

1.3.3.2 Ventajas:

- Realiza un máximo uso de los sólidos perforados y puede reducir en general el consumo de materiales.

- Puede tolerar altos niveles de sólidos perforados, con bajo peso del fluido.

- Se puede convertir en un sistema Disperso – Inhibido; si es necesario.

1.3.3.3 Desventajas:

- Acumulación rápida de sólidos de formación.
- Muy altos valores de viscosidad y resistencia de geles.
- Grandes volúmenes de dilución, lo que provoca tener que usar en su reemplazo, tratamientos químicos y el uso de material pesante como barita. Por lo que estos sistemas se limitan a un peso máximo de 12 lb/gal.
- Severa erosión del pozo, producida por la dispersión de la arcilla, y esto puede causar problemas en la perforación de pozos direccionales o en la cementación del casing (tubería de revestimiento).
- Hidratación o hinchamiento de las lutitas, lo que puede causar derrumbes o desmoronamientos y/o embolamiento de la broca.

- Dispersión o movilización de arcillas en las formaciones de arena, taponando los poros, lo que provocará una disminución de la producción.

- Calcios y sales solubles, pueden causar floculación con deterioro de las propiedades de flujo y altos niveles de pérdida de fluido.

1.3.4. Sistemas Dispersos – Inhibidos.

Los sistemas Dispersos – Inhibidos, combinan dispersantes de arcillas, usados para controlar la viscosidad y pérdida de fluido API (filtrado); con un fluido base o aditivos especiales los cuales limitarán o inhibirán la hidratación de arcillas de la formación o de los cortes.

Dentro de los sistemas Dispersos – Inhibidos tenemos:

- Sistemas con base de agua salada.

- Sistemas de Calcio.

1.3.4.1 Sistemas con base de agua salada.

La hidratación de las arcillas puede ser reducida con un incremento en el nivel de sal.

Sales como:

a. Cloruro de Sodio.

b. Cloruro de Calcio.

c. Cloruro de Potasio.

d. Agua de mar.

e. Agua de formación que contenga más del 1% de sal o 6000 mg/L de ion cloruro.

1.3.4.2 Sistema de Calcio.

Los iones calcio pueden intercambiarse con los iones sodio para inhibir la hidratación de las formaciones de arcillas.

Los iones calcio tienen que estar en relativamente bajas concentraciones (500 – 2000 mg/L).

El calcio es mantenido en solución, ya sea por la adición de cal (hidróxido de calcio) o (Sulfato de Calcio Hidratado). La alcalinidad controla la solubilidad de la cal y es regulada con la adición de Soda Cáustica.

CAPÍTULO 2

2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS.

Luego de tener los conocimientos necesarios y básicos de los fluidos de perforación, en el presente capítulo empieza el proceso que se realiza para la selección de fluidos de perforación, los cuales serán evaluados experimentalmente para observar el grado de inhibición a las arcillas del pozo en cuestión.

El proceso comienza con el estudio breve de la química de las arcillas, con la finalidad de conocer las características principales de los minerales arcillosos que influyen y afectan el proceso de perforación de un pozo, luego analizando los datos de difracción con rayos X de muestras litológicas tomadas del Campo AV (nombre definido para el campo de explotación de hidrocarburos, ubicado en el Oriente ecuatoriano) a diferentes profundidades y teniendo en consideración las características geológicas del lugar, se procede a analizar la distribución de los distintos minerales y determinar la porción de arcilla en esta distribución a lo largo de la litología del pozo X, junto con la distribución de los minerales arcillosos en la fracción de arcilla. Luego con los conocimientos de la química de las arcillas se seleccionará las formaciones más adecuadas para usar en el estudio. Todo esto será revisado en el presentado capítulo.

Una vez que son seleccionadas las formaciones, se procede a revisar las características principales de los distintos sistemas de fluidos de perforación a usar, así como su formulación y realización de pruebas para determinar sus propiedades físicas y químicas, entendiendo de esta forma cuál es el efecto de los distintos productos químicos usados en cada una de las formulaciones. Tema que se revisará en el capítulo 3.

Finalmente, entendidas las características de las arcillas de la zona del pozo X del Campo AV y de los sistemas de perforación, en el capítulo 4 se analizará la interacción entre estas dos variables, abarcando la parte principal de este proyecto.

Una vez realizado todo el proceso explicado anteriormente, se puede seleccionar un sistema adecuado el cual inhiba eficazmente las arcillas que se encuentran en la litología del pozo X del campo AV. Consecuentemente al fluido de perforación seleccionado se lo analizará económicamente.

2.1. Química de las arcillas.

Químicamente el grupo de las arcillas puede ser clasificado como silicato de aluminio hidratado, es decir que está compuesto por silicio (**Si**), aluminio (**Al**)**,** oxígeno (**O**) e hidrógeno (**H**).

Físicamente se describen como una mezcla heterogénea de minerales finamente definidos (de tamaño de dos micrones o menos) como cuarzos, feldespatos, calcita, pirita y otros materiales sedimentarios compuestos de materiales como sílice, aluminio y agua.

2.1.1. Estructura de las arcillas.

La familia de los silicatos comprende la mayoría de los minerales de la corteza terrestre incluso el cuarzo. Los minerales de arcilla son cristalinos en su mayoría y la estructura atómica de estos cristales es un factor importante en sus propiedades. La identificación de los minerales se lo puede realizar por medio de estudios con rayos X.

La mayor parte de las arcillas tiene una estructura semejante a las micas, es decir, formadas por láminas de cristales dispuestos cara a cara, parecidos a un mazo de barajas. Estas placas o láminas individuales se hayan compuestas por átomos dispuestos en forma octaedral o tetraedral, en diferentes configuraciones.

2.1.2. Minerales arcillosos.

Luego de estudiar la estructura de las arcillas a continuación trataremos los minerales de arcilla de mayor interés para nuestro estudio, los cuales son:

- Caolín
- Mica – Ilita

- Montmorillonita
- Sepiolita
- Atapulgita
- Clorita

TABLA 3

CARACTERÍSTICAS DE MINERALES

Características principales de los minerales de arcilla					
Propiedad	**Montmorillonita**	**Caolín**	**Mica -Ilita**	**Atapulgita**	**Clorita**
Tipo de estructura	2;1	1;1	2;1	2;1	2;1
Estructura cristalina	Hoja	hoja	Hoja	Hoja	hoja
Capacidad de intercambio Catiónico (meq/100)	80 – 150	3 -- 15	10 -- 40	15 -- 25	10 --40
Viscosidad en agua	Alta	Baja	Baja	Alta	Alta
Efecto de Sales	Flocula	Flocula	Flocula	Flocula	Flocula

TABLA 4

COMPORTAMIENTO DE MINERALES DE ARCILLA BAJO LA INFLUENCIA DEL AGUA

Minerales de arcilla VS Agua	
Esméctita	(Montmorillonita) arcillas hinchables, sensibles al agua fresca, absorbe agua y se expande
Ilita	Se dispersa en agua fresca y migra rápidamente
Capas Mezcladas	Capas de esméctita /Ilita, arcillas hinchables, no tanto como la esméctita, se dispersan en agua fresca
Caolinita	Afectada por la dispersión y migración, en menor grado que la Ilita
Clorita	No es sensible al agua fresca, no se hincha, algunas veces sensible a los ácidos

2.1.3. Estados de las arcillas en los fluidos de perforación.

Los principales estados de asociación de las partículas de arcilla en los fluidos de perforación son:

2.1.3.1. Estado Agregado.

Los minerales de arcilla como ya lo fue analizado se disponen a maneras de láminas como mazos de barajas. La figura 2.10 muestra un estado agregado.

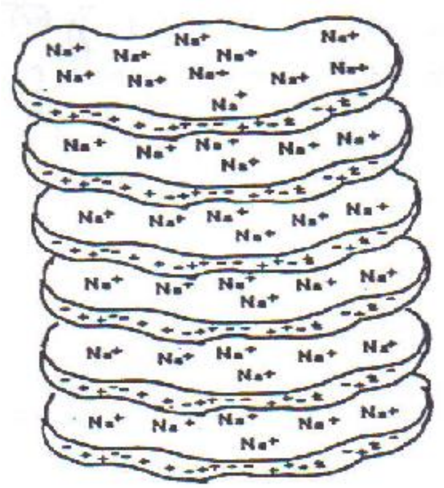


FIGURA 2.1 ESTADO AGREGADO DE LAS ARCILLAS

FUENTE: Manual de Educación Continua – Halliburton

Estas láminas pueden ser separadas con agitación mecánica y por hidratación y dispersión de las láminas.

Esto incrementará el área superficial expuesta, aumentando la viscosidad del sistema.

2.1.3.2. Estado disperso.

El estado disperso es el resultado de la subdivisión de las láminas del mineral mediante la aplicación de fuerzas mecánicas o por hidratación de las láminas. Como se indicó el área superficial va a incrementar de una manera considerable, constituyendo esto un estado disperso. La figura 2.11 ilustra un estado de dispersión.

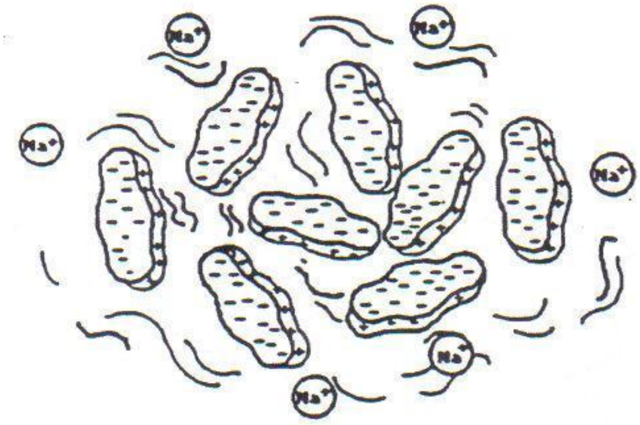


FIGURA 2.2 ESTADO DISPERSO DE LAS ARCILLAS

FUENTE: Manual de Educación Continua – Halliburton

En condiciones estáticas las láminas se congregan en grupos, desarrollando lo que se conoce como fuerza de gel. Las caras cargadas de forma negativa se atraen con los bordes cargados positivamente.

2.1.3.3. Estado floculado.

Un sistema se puede describir como floculado cuando se desarrollan fuerzas netas de atracción entre las partículas de arcillas, mediante estas fuerzas de atracción así creadas las partículas de arcilla se asocian formando una estructura suelta. Tanto una arcilla agregada o dispersa puede ser floculada o desfloculada. En el estado floculado se incrementa la asociación cara borde entre las partículas. La consecuencia de este estado es una alta viscosidad y una pérdida de filtrado. La figura 2.12 describe un estado floculado.

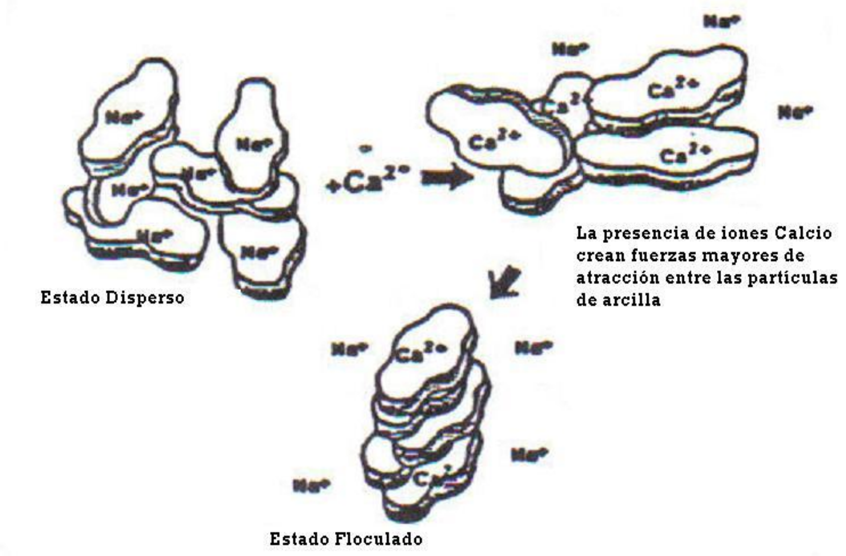


FIGURA 2.3 ESTADO FLOCULADO DE LAS ARCILLAS

FUENTE: Manual de Educación Continua – Halliburton

Hay diferentes mecanismos mediante el cual se produce la floculación entre los cuales tenemos:

- Altas concentraciones de sales
- Cationes polivalentes
- Condiciones de pH

- Alta temperatura

2.1.3.4. Estado hidratado.

Las estructuras laminares de las arcillas y las moléculas de agua tienen una gran interacción, dada principalmente por fuerzas electrostáticas. Esta fuerza es resultado del carácter dipolar de la molécula de agua, es decir que se comporta como un pequeño imán, ya que se haya compuesta por un átomo de oxigeno ($\mathbf{O^{2-}}$) y dos de hidrógeno ($\mathbf{H^{+}}$); ya que los hidrógenos se encuentran en los extremos de la molécula, aparece a un lado una concentración de carga positiva y en el otro una carga más negativa.

Por eso las moléculas de agua se asocian rápidamente a la superficie de las láminas de arcilla, las cuales también presentan una carga neta negativa.

Ahora analizaremos en forma secuencial el proceso de hidratación e hinchamiento de las estructuras de las arcillas.

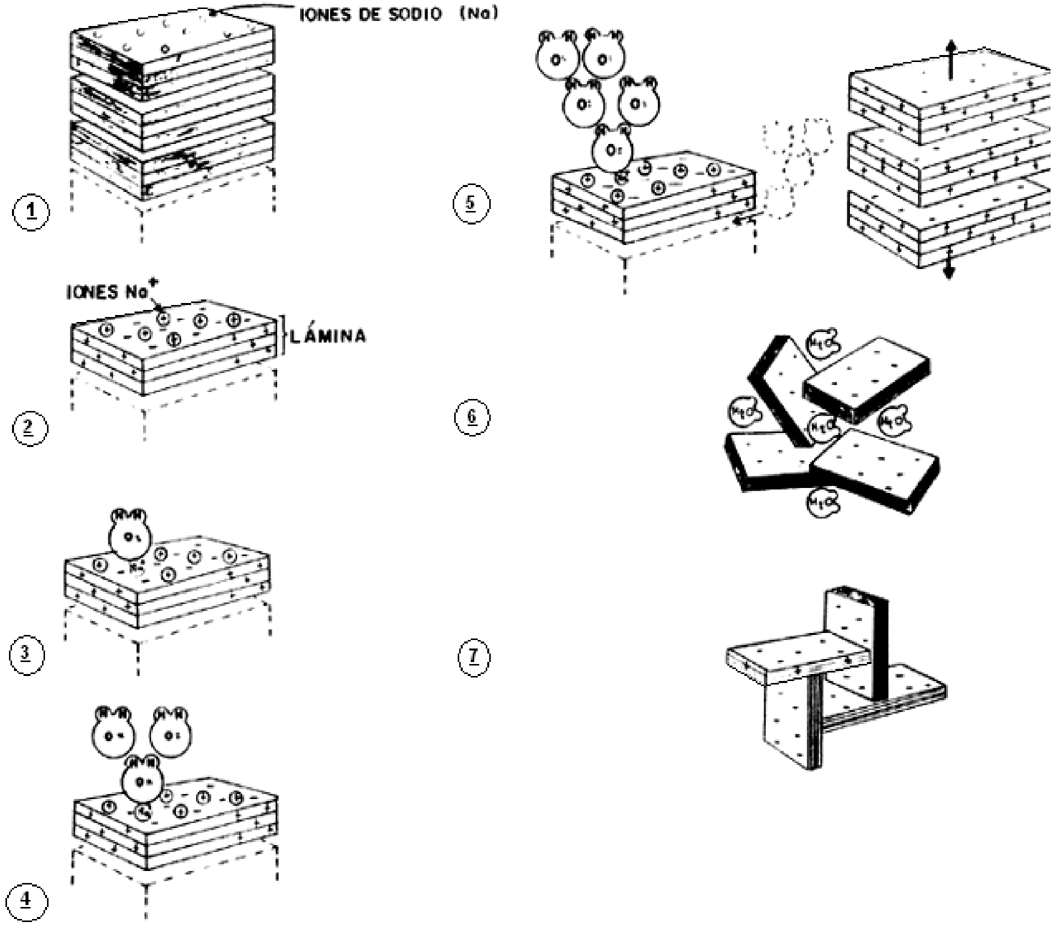


FIGURA 2.4 ETAPAS SECUENCIALES EN LA INTERACCIÓN DEL AGUA CON LA ARCILLA

FUENTE: Manual de Educación Continua - Halliburton

Etapa 1: Al inicio la arcilla se encuentra en estado deshidratado, son algunos iones de sodio (Na^+), potasio (K^+) o tal vez calcio (Ca^{2+}) absorbidos en el espacio ínter-laminar.

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

Etapa 3: Al ponerse en contacto con la arcilla, las moléculas de agua, son atraídas fuertemente hacia las superficies planas debido a la presencia de los iones sodio cargados positivamente.

Nota: A escala molecular, las fuerzas electrostáticas son las más importantes.

Etapa 4: En este estado las moléculas de agua se hacen más dipolares atrayendo más moléculas de agua.

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

Etapa 6: Las moléculas de agua continúan llenando el espacio interpaginar, neutralizando parcialmente las superficies expuestas y manteniendo las láminas apartadas unas de otras, hasta que el agua es eliminada mediante algún proceso de secado, lo cual origina una contracción del volumen de la hojuela.

Etapa 7: El equilibrio de la hidratación es alcanzado cuando termina la mezcla de la arcilla con el agua, dando como resultado una estructura interna hidratada que hace coincidir los bordes cargados positivamente con las caras cargadas negativamente, de modo que se forma una estructura de castillo de naipes, dando lugar a que las moléculas de agua entren y salgan libremente. Pero esta estructura puede derrumbarse mediante la agitación vigorosa de la suspensión, pero tiende a formarse de nuevo si la agitación termina. Este último efecto se da ya que las hojas mantienen la fuerte carga electrostática que las atrae.

En resumen, entre las características más importantes de las arcillas podemos mencionar:

- Las arcillas están formadas por cristales muy pequeños.

- Tienen capacidad de cambiar iones.

- Pueden alojar moléculas en el interior de su espacio inter-laminar.

- La superficie de las láminas presenta una actividad química considerable.

- Los cambios físicos de la estructura laminar, por ejemplo el hinchamiento, son reversibles.

2.2. Selección de las formaciones a estudio.

Una vez revisado los conceptos necesarios sobre las arcillas, se tienen las herramientas para la selección de las formaciones arcillosas del Campo AV (nombre definido para el campo de explotación de hidrocarburos, ubicado en el Oriente ecuatoriano) a estudiar experimentalmente.

En el presente estudio, el proceso de selección de las formaciones arcillosas que se seleccionarán para estudiar su interacción con los diferentes fluidos de perforación, tuvo los siguientes pasos:

1. El proceso comienza en el campo, en la locación donde se encuentra el pozo X, con la recolección de muestras de ripios representativas de la litología del sector, muestras que fueron tomadas cada 500 ft en el proceso de perforación del pozo X.

2. Luego las muestras son llevadas al laboratorio para su revisión y cerciorarse de que no estén contaminadas o mezcladas, puesto a que esto puede causar errores posteriores de interpretación.

3. Las muestras son secadas a una temperatura de 250 ºF, por 24 horas con la finalidad de evaporar cualquier fluido u otro agente que este contaminando la muestra.

4. Ahora con las muestras a temperatura ambiente se procede a guardarlas de tal manera que estas no se mezclen unas con otras y de que permanezcan secas. Además de clasificarlas y etiquetarlas indicando el campo y el pozo provenientes que en este caso son el campo AV y X, respectivamente, la profundidad,

la fecha, peso e indicar a que formación pertenecen (información que es de suma importancia).

5. Entre los criterios que se tendrán para la selección de las formaciones a ser estudiadas experimentalmente están:

- Máximo porcentaje de arcilla presente en la formación.
- Máximo porcentaje de los minerales arcillosos Ilita y Esmectita o también conocida como Montmorillonita, ya que estos, bajo la presencia de agua son los que más fácilmente se dispersan e hinchan, respectivamente.
- Porcentaje de capas mezcladas de Ilita-Esmectitas, Caolinita, Clorita.

Por lo que se necesita enviar muestras de 100 g, de los ripios de las formaciones debidamente etiquetadas a una compañía externa para realizar análisis con difracción con rayos X y poder así determinar la mineralogía total de las muestras y el porcentaje de los minerales arcillosos en la fracción de arcilla.

Los topes y fondos de las formaciones en esta área geográfica, sector donde se encuentra el pozo X en el campo AV, se los especifica en la tabla 5 Se envió una muestra de 100 g de cada formación para ser analizados por medio de la difracción con rayos X.

TABLA 5

TOPES Y FONDOS DEL ÁREA GEOGRÁFICA EN ESTUDIO

Formación	**Profundidad**	
	Tope (ft)	**Fondo (ft)**
Chambira	0	2150
Arajuno	2000	3600
Chalcana	3450	5530
Orteguaza	5420	7500
Tiyuyacu	7400	8200
Tena	8000	9100
Napo	8950	10300
Hollín	10200	11350

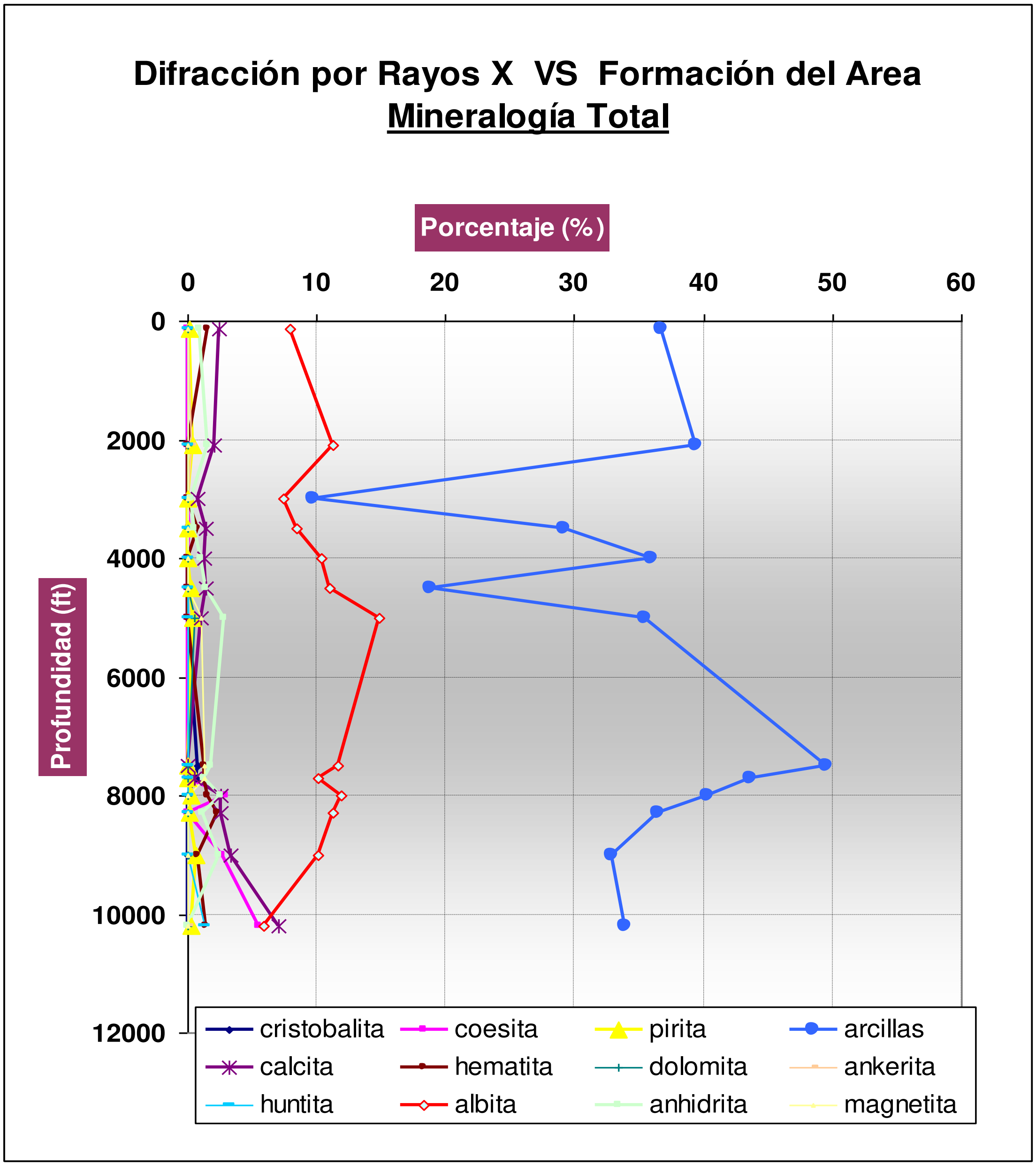
6. Los resultados de los análisis de difracción con rayos X donde se especifica la mineralogía total y los minerales arcillosos en la fracción de arcilla de las diferentes muestras litológicas, se los puede observar en la Gráfica 2.1 y 2.2.

7. Como se aprecia en las marcas ubicadas en la Gráfica 2.3, la mayor presencia de arcillas se encuentran en cuatro zonas a distintas profundidades, las cuales se aprecian en la tabla 6.

TABLA 6

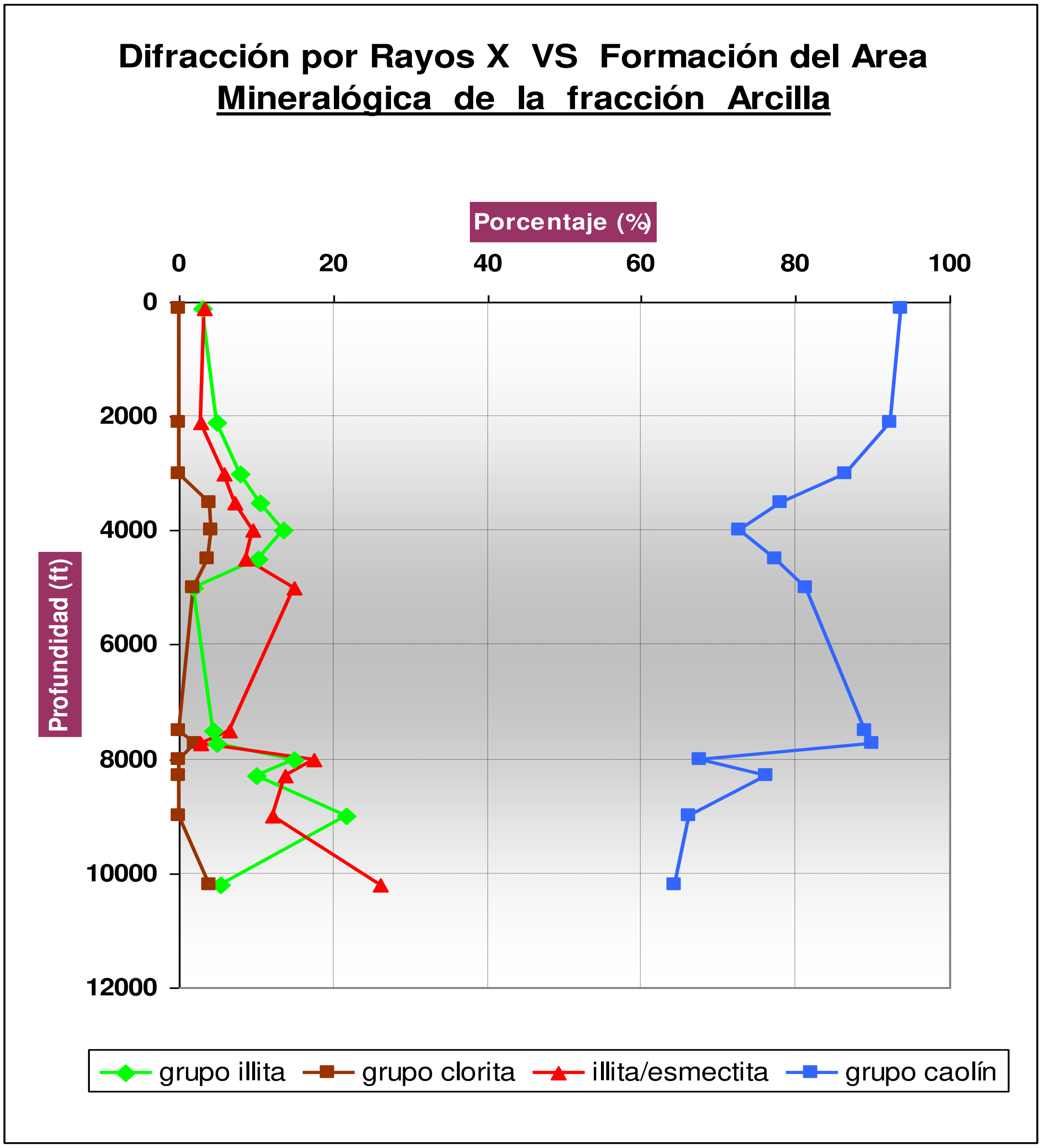
PROFUNDIDADES A LAS CUALES EXISTE MAYOR PRESENCIA DE ARCILLAS, OBSERVADO EN LA GRÁFICA 2.3

Profundidades con mayor presencia de arcillas
1900 – 2100 ft
5000 – 5500 ft
7800 – 8100 ft
10000 - 10100 ft



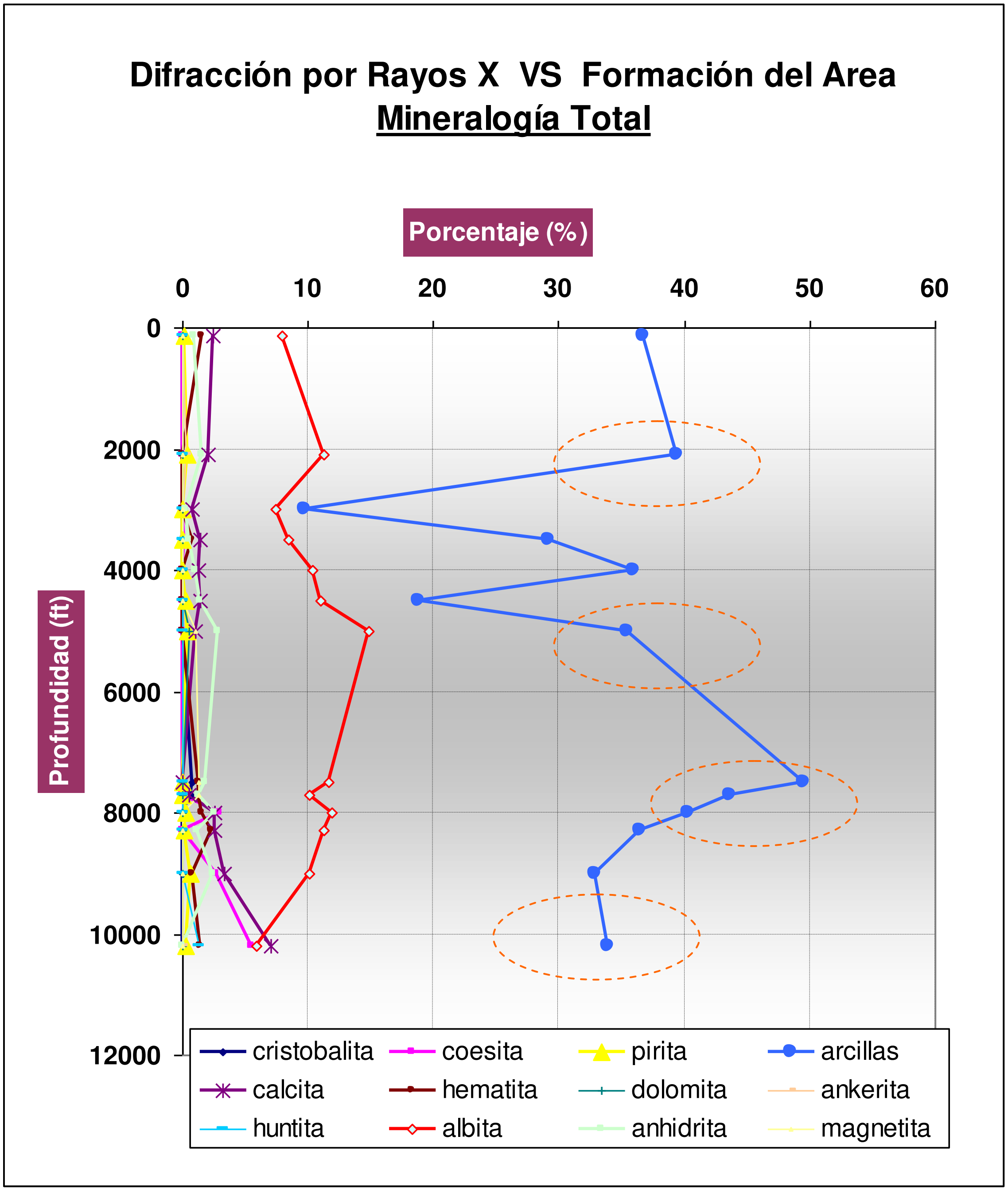
GRÁFICA 2.1 COMPOSICIÓN MINERALÓGICA TOTAL DE LA LITOLOGÍA DEL ÁREA.

AUTOR: Álvaro Castillo P.



GRÁFICA 2.2 COMPOSICIÓN MINERALÓGICA DE LA FRACCIÓN DE ARCILLA DE LA LITOLOGÍA DEL ÁREA DEL CAMPO AV, DONDE SE ENCUENTRA EL POZO X.

AUTOR: Álvaro Castillo P.



GRÁFICA 2.3 SECCIONES CON MAYOR PRESENCIA DE ARCILLA

AUTOR: Álvaro Castillo p.

8. Estas profundidades podrían ser las seleccionadas para realizar los análisis experiméntales con los fluidos de perforación, pero también hay que tener en cuenta cual es el porcentaje de los minerales de Ilita y Esméctita, ya que estos minerales son los que se dispersan o hidratan más fácilmente bajo la presencia de agua y obviamente los que más problemas causan en la perforación de un pozo.

La mayor presencia de estos minerales se los observa en la Gráfica 2.4, estos valores son presentados en la tabla 7.

TABLA 7

PROFUNDIDADES A LAS CUALES EXISTE MAYOR PRESENCIA DE LOS MINERALES ILITA Y ESMÉCTITA, OBSERVADO EN LA GRÁFICA 2.4

Profundidades con mayor presencia de Ilita y Esméctita
4950 - 5700 ft
8000 - 8300 ft

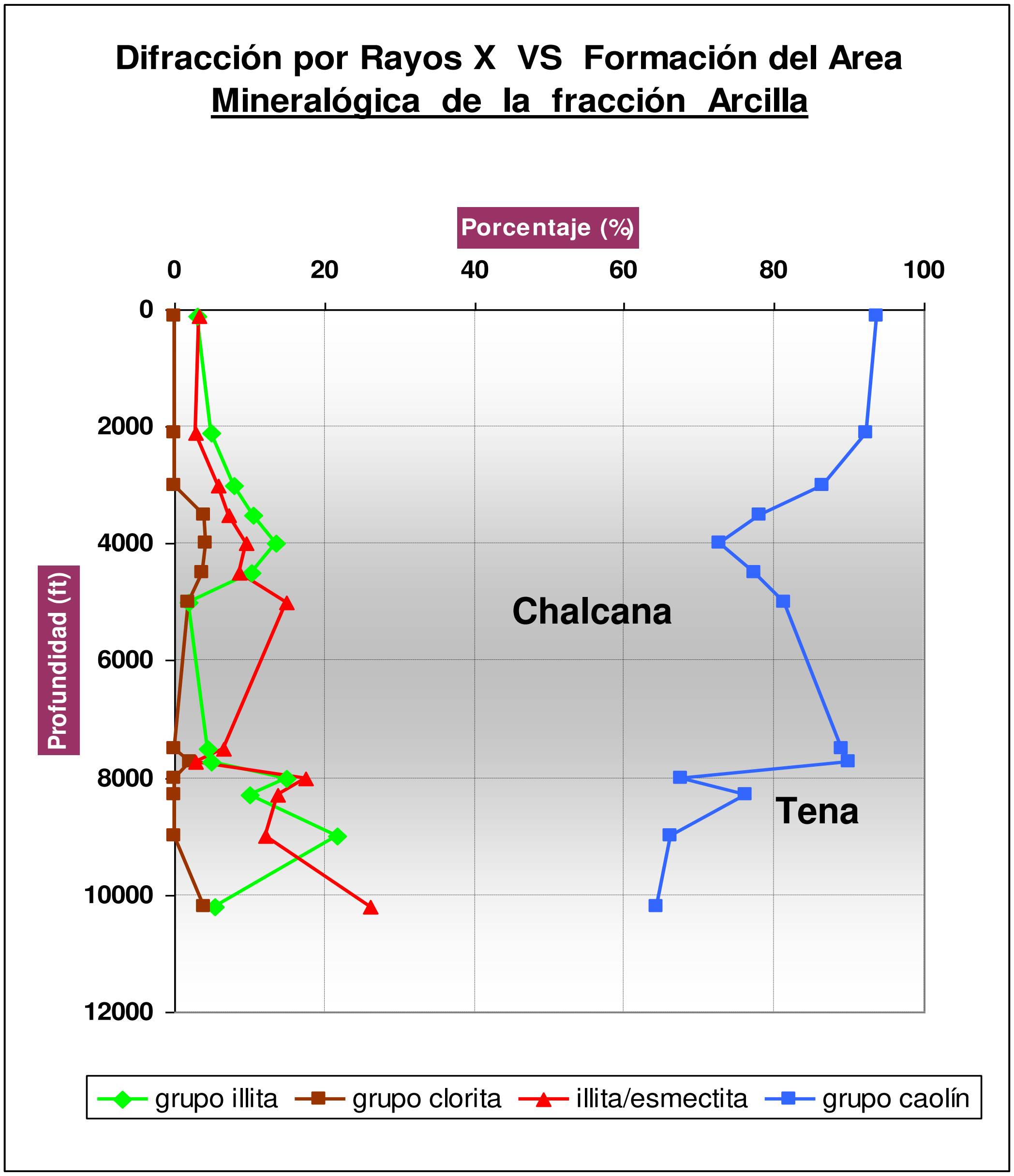
Por lo que seleccionando las zonas donde existe mayor porcentaje de arcilla en la litología del área y mayor porcentaje de los minerales arcillosos Ilita y Esmectita, basándonos en los resultados obtenidos de las difracciones con rayos X; las secciones adecuadas para estudio se encuentran entre las profundidades mostradas en la Tabla 8.

TABLA 8

SECCIONES ELEGIDAS PARA ESTUDIO

Secciones elegidas para estudio
5000 - 5700 ft
7800 - 8600 ft

9. Puesto que el rango es amplio en cada sección, se formará una muestra la cual será representativa para toda la sección, además para fines prácticos de ahora en adelante a la sección comprendida entre 5000 y 5700 ft se la denominará formación CHALCANA, a la sección entre 7800 y 8300 ft formación TENA.



GRÁFICA 2.4 SECCIONES CON MAYOR PRESENCIA DE ARCILLA Y MINERALES ARCILLOSOS DE GRUPO ILITA Y ESMECTITA

AUTOR: Álvaro Castillo P.

Cabe recalcar que justamente son estas las zonas arcillosas que más problemas causaron en el proceso de perforación del pozo X, del campo AV, lo cual no es ninguna casualidad, puesto que ya hemos explicado el por qué de este fenómeno, problemas que se encuentran registrados en la bitácora de perforación del pozo, pero que lastimosamente no pueden ser publicados debido a restricciones de la compañía Operadora.

Pero lo que sí podemos comentar es que estos problemas son básicamente causados por las características de fácil hidratación y dispersión de las arcillas de las formaciones Chalcana y Tena ya que poseen grandes porcentajes de los minerales arcillosos del grupo de las Esmectitas y las Ilitas.

Estos problemas de hidratación y dispersión de las arcillas en el proceso de perforación entre otras cosas se transforman en:

- Incremento de la viscosidad del fluido de perforación de manera considerable, causando principalmente aumento de presión en el equipo de bombas, aumento de los geles, afección a la penetración.

- La adición de sólidos al sistema incrementa la densidad equivalente de circulación.

- El hinchamiento de las paredes del pozo, si es muy grave puede causar hasta pega de la tubería o impedir que se pueda bajar el casing cuando sea necesario.

Obviamente todos estos problemas se transforman en pérdidas económicas, problemas de dispersión e hinchamiento que se trata de disminuir a máximo dentro de equilibrio económicamente rentable en la continuación del presente trabajo.

Luego de seleccionar las formaciones Chalcana, Tena, se procederá a revisar los distintos sistemas de fluidos de perforación para los análisis experimentales con las arcillas, además las propiedades físicas y químicas, importantes para la comprensión del estado de los sistemas de fluidos.

CAPÍTULO 3

3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO.

3.1. Descripción de los fluidos de perforación.

En el capítulo presente se conocerán las características principales, de los sistemas de fluidos de perforación base agua y uno base aceite, que se usarán en el presente trabajo para estudiar experimentalmente su interacción con las arcillas más reactivas de la zona litológica a estudiar. Además estudiaremos las principales propiedades físicas y químicas las cuales nos permitirán entender el comportamiento de los sistemas en cuestión.

El primer sistema a estudiar es el SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA –CS), ya que este es el sistema base agua dulce con el cual fue perforado el pozo X, en el campo AV (nombre definido para el campo de explotación de hidrocarburos, ubicado en el Oriente ecuatoriano) analizaremos cuáles son sus características, sus ventajas y desventajas, para luego analizar de una forma similar los sistemas propuestos en este trabajo con diferentes características y mecanismos de inhibición de arcillas, especialmente los SISTEMAS DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – HY (SAD-HY) y los SISTEMAS DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX (SAD-BX) ya que estos introducen la propuesta diferente en la cual se enfoca este proyecto y esta propuesta consiste en usar sales de cloruro de sodio o cloruro de potasio en sus formulaciones tratando de reducir al mínimo la dispersión e hinchamiento de éstas.

3.1.1. SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA – CS)

Este es un sistema:

- ✓ No disperso – Inhibido.
- ✓ Base Agua.

3.1.1.1. Aplicación.

El Sistema Inhibidor de Arcilla Base Agua - CS (SIA – CS), es un sistema versátil y muy eficiente el cual está formado por un poderoso anfótero de bajo peso molecular, el cual tiene la principal función de minimizar la dispersión e hidratación de las formaciones de arcillas reactivas y lutitas.

3.1.1.2. **Ventajas**:

- Disminución del embolamiento de la broca.
- Buena remoción de los sólidos perforados.
- Buen inhibidor de arcillas y lutitas.

3.1.1.3. Desventajas.

Sin un adecuado control de sólidos, se tendrán reologías altas.

3.1.1.4. Formulación.

Como ya hemos mencionado este fue el sistema con el cual se perforó el pozo X, donde el principal producto que se usa para inhibir las arcillas es el CLAY AS, en su formulación original se usó 6 lpb, en este trabajo se realizarán pruebas con esa concentración y adicional a eso se probará la formulación pero con una concentración de 8 lpb de CLAY AS, para ver qué efecto tiene este incremento sobre el hidratación de las arcillas.

TABLA 9

FORMULACIÓN DEL SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA - CS (SIA – CS)

Producto	Función	Material	Cantidad
BENTONITA	Viscosificante	Montmorillonita sódica	5 – 8
CAP L-WM	Agente de control de filtrado	Celulosa poliamionica	0 – 4
AC FILTER	Agente de control de filtrado	Almidón modificado	1 – 5
GOMA DE XANTHAN B	Agente de suspensión viscosificante	Bio polimero en polvo (goma de Xanthan)	0 – 2
BACTERICIDA PLUS	Bactericida	Solución de glutaraldehido	0 – 2
CLAY AS	Estabilizador de lutitas	Material anfótero de bajo peso molecular	6 – 8
MATERIAL OBTURANTE CSS	Material obturante	Material flexible, angular, a base de carbono	4 – 8
MEZCLA DE HIDROCARBUROS BT	Estabilizador de lutitas	Asfalto sulfonado	2 – 6
$CaCO_3$ 325	Agente puenteante	Carbonato de calcio 325	0 – 25
$CaCO_3$ 200	Agente puenteante	Carbonato de calcio 200	0 – 25
$CaCO_3$ 100-40	Agente puenteante	Carbonato de calcio 100-40	0 – 25
NaOH	Agente para aumentar el pH, alcalinidad	Hidróxido de sodio o soda cáustica	pH entre 8 – 10

Una vez que ya hemos revisado el sistema **SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA – CS)** que fue el sistema con el que fue perforado el pozo X del campo AV, ahora se procede a revisar los sistemas que se proponen para la perforación de los pozos con características parecidas a éste, comenzando con el análisis con los Sistemas de alto desempeño base agua – HY (SAD-HY) y BX (SAD BX), ya que estos usan sales en su formulación.

3.1.2. SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – HY (SAD-HY)

Este es un sistema de alto rendimiento para formaciones reactivas y localidades ambientalmente sensibles. Este es un sistema base agua:

- ✓ Libre de arcillas.
- ✓ No disperso – Inhibido.

3.1.2.1. Características del sistema.

Este fluido a base de agua fue diseñado para máxima inhibición de lutita en formaciones altamente reactivas.

El sistema, Sistema de Alto Desempeño Base Agua – HY (SAD-HY), puede suministrar estabilidad en el pozo de perforación, altas velocidades de penetración y propiedades reológicas aceptables sobre una amplia gama de temperaturas.

Excelente inhibidor de las arcillas.

El sistema contiene dos aditivos poliméricos patentados, que pueden minimizar hidratación de lutita casi instantáneamente:

- Un floculante que puede ser efectivo a bajas concentraciones; los sólidos de perforación son encapsulados a medida que la barrena (broca de perforación) los va generando.

- Un inhibidor que puede evitar la hidratación y la desintegración de formaciones ricas en arcilla, particularmente en formaciones problemáticas, como las que se encuentran en perforaciones de aguas profundas.

Otras Características:

El sistema posee reologías estables desde 4°C hasta 150°C (39°F hasta 302°F).

Estas características de desempeño son atribuibles en parte a la ausencia de arcilla comercial, a las eficaces propiedades inhibidoras del sistema y la química de los polímeros que controlan las propiedades reológicas.

3.1.2.2. Formulación.

TABLA 10

FORMULACIÓN DEL SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – HY (SAD-HY)

Producto	Función	Material	Cantidad
AC FILTER	Agente de control de filtrado	Almidón modificado	4 – 8
GOMA XANTHAN BA	Agente de suspensión viscosificante	Bio polímero en polvo (goma de Xanthan)	0 – 3
BACTERICIDA PLUS	Bactericida	Solución de glutaraldehido	0 – 2
CLAY IF	Inhibidor de arcillas y estabilizador de lutitas	Polímero	0 – 3
CLAY EG	Floculante y Encapsulador de arcillas	Polímero de alto peso molecular	0 – 4
CLAY AS	Estabilizador de lutitas	Material anfótero de bajo peso molecular	4 – 8
MATERIAL OBTURANTE CSS	Material obturante	Material flexible, angular, a base de carbono	4 – 8
MEZCLA DE HIDRACARBUROS BT	Estabilizador de lutitas	Asfalto sulfonado	2 – 6
GLICOL POLIALQUILENICO GP	Estabilizador de lutitas	Glicol polialquilénico	6 – 10
$CaCO_3$ 325	Agente puenteante	Carbonato de calcio 325	0 – 25
$CaCO_3$ 200	Agente puenteante	Carbonato de calcio 200	0 – 25
$CaCO_3$ 100-40	Agente puenteante	Carbonato de calcio 100-40	0 – 25
NaOH	Agente para aumentar el Ph, alcalinidad	Hidróxido de sodio o soda cáustica	Ph entre 8 – 10

3.1.3. SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX (SAD-BX)

Es un fluido a base de agua con rendimiento de emulsión inversa, este es un sistema:

- ✓ De bajos sólidos.
- ✓ No disperso – Inhibido.

3.1.3.1. Características del sistema.

Este es un fluido de perforación de agua dulce, que por sus características tiene un desempeño elevado, como los sistemas de emulsión inversa en términos de velocidades de penetración y estabilidad de pozo, mientras ayuda a los operadores a reducir al mínimo el impacto ambiental y ahorrar en costos de dilución y de eliminación. Ofrece gran inhibición a formaciones causantes de problemas.

3.1.3.2. Formulación con polímeros.

- Polímero no iónico técnicamente diseñado para inhibición y floculación.
- Mezcla patentada de bentonita de primera calidad/ polímero diseñado para viscosidad.
- Polímeros diseñados para control de filtrado.

3.1.3.3. Formulación.

TABLA 11

FORMULACIÓN DEL SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX

(SAD-BX)

Producto	Función	Material	Cantidad (lpb)
AC FILTER	Agente de control de filtrado	Almidón modificado	4 – 8
GOMA XANTHAN BA	Agente de suspensión viscosificante	Bio polímero en polvo (goma de Xanthan)	0 – 3
BACTERICIDA PLUS	Bactericida	Solución de glutaraldehido	0 – 2
CLAY IF	Inhibidor de arcillas y estabilizador de lutitas	Polímero	0 – 3
CLAY EG	Floculante y Encapsulador de arcillas	Polímero de alto peso molecular	0 – 4
CLAY AS	Estabilizador de lutitas	Material anfótero de bajo peso molecular	4 – 8
MATERIAL OBTURANTE CSS	Material obturante	Material flexible, angular, a base de carbono	4 – 8
MEZCLA DE HIDRACARBUROS BT	Estabilizador de lutitas	Asfalto sulfonado	2 – 6
GLICOL POLIALQUILENICO GP	Estabilizador de lutitas	Glicol polialquilénico	6 – 10
COPOLIMERO PLUS BP	Reductor de filtrado	Copolímero de acrilato	0 – 4
BHIB	Estabilizador de arcillas	Mezcla de componentes	0 – 4
$CaCO_3$ 325	Agente puenteante	Carbonato de calcio 325	0 – 25
$CaCO_3$ 200	Agente puenteante	Carbonato de calcio 200	0 – 25
$CaCO_3$ 100-40	Agente puenteante	Carbonato de calcio 100-40	0 – 25
NaOH	Agente para aumentar el pH, alcalinidad	Hidróxido de sodio o soda cáustica	Ph entre 8 – 10

3.1.4. SISTEMA DE CAL EN BASE AGUA – PLY (SC – PLY)

Este es un sistema:

- ✓Fluido base agua.
- ✓Disperso – Inhibido.
- ✓Sistema base Cal.

3.1.4.1. Características del sistema.

El Sistema de Cal en base agua – PLY (SC – PLY), pertenece al grupo de los sistemas DISPERSOS-INHIBIDOS.

El sistema combina las características de inhibición de los iones calcio ($Ca+^2$) con las propiedades de encapsulación de los sistemas de polímeros y la utilización de lignosulfonato, específicamente para el control reológico de fluidos de cal a altas temperaturas, y para prevenir la gelificación y solidificación asociada con estos fluidos.

Este material posee como función primaria el control de la reología del sistema.

3.1.4.2. Funcionamiento de un sistema base cal.

La cal estabiliza las lutitas que pudieran estar presentes, a través de una reacción de intercambio catiónico, convirtiendo las arcillas de sodio, en arcillas de calcio. El lignosulfonato se absorbe en la superficie de las arcillas para proporcionar una capa coloidal protectora, que limita la interacción química y la degradación de las arcillas.

El Sistema de Cal en base agua – PLY (SC – PLY), es más tolerante a los sólidos que los sistemas no dispersos.

Esto significa que se pueden disminuir sustancialmente las tasas de dilución. Como resultado, se puede correr un sistema más económico, considerando que se necesitará menos lodo. Esto implica menores costos de preparación, tratamiento y deposición final del fluido.

3.1.4.3. Ventajas del Sistema:

El Sistema de Cal en base agua – PLY (SC – PLY), posee las siguientes ventajas:

a. Presenta un óptimo desempeño:

- Estabiliza las arcillas reactivas.
- Estable control de reología a elevadas temperaturas.
- Estable control de filtración en elevadas temperaturas.

- Tolera la contaminación con: $C0_2$
  H_2S
  Cemento
  Sólidos Perforados
  Cloruros.

- Flexibilidad.

b. Brinda una inhibición efectiva.

3.1.4.4. Formulación.

TABLA 12

FORMULACIÓN DEL SISTEMA DE CAL EN BASE AGUA – PLY

(SC – PLY)

Producto	Función	Material	Cantidad
BENTONITA	Viscosificante	Montmorillonita Sódica tratada	20 – 28
CAP H-WM	Agente de control de filtrado	Celulosa polianiónica de alto peso molecular	0 – 3
MEZCLA DE HIDRACARBUROS BT	Estabilizador de lutitas	Asfalto sulfonado	2 – 5
AND FILTER	Agente de control de filtrado	Derivado del almidón	2 – 6
LIGNOSULFONATO	Adelgazante	Copolímero de lignosulfonato de calcio	0 – 4
CAL HIDRATADA	Fuente de Calcio, base del fluido	$Ca(OH)_2$ Hidróxido de Calcio	3 – 7
Na OH	Agente para aumentar el pH, alcalinidad	Hidróxido de sodio o soda cáustica	0.5 – 2

3.1.5. SISTEMA DE POLIACRILAMIDA EN BASE AGUA - PHP (SP – PHP)

Este es un sistema:

- ✓ Base Agua.

- ✓ Bajo Contenido coloidal.
- ✓ No disperso – Inhibido.

3.1.5.1. Características del sistema:

- Máxima penetración.
- Limpieza mejorada del hueco.
- Flujo laminar para mayor estabilidad del hueco.
- Eficiencia mejorada del control de los sólidos.
- Cementación primaria de mayor eficiencia.
- Tiempo reducido de perforación.
- Torsión y arrastres minimizados.

- Huecos en calibre.
- Inhibición efectiva.
- Mínima dispersión de recortes.
- Hidratación y dispersión reducida de las arcillas.
- Concentración mínima de sólidos coloidales.

3.1.5.2. Desventajas:

- No adecuado para perforar largas secciones de arena o formaciones no consolidadas.
- Reducida solubilidad de calcios.

3.1.5.3. Aplicación.

El Sistema de Poliacrilamida en base agua - PHP (SP - PHP) de bajo contenido coloidal, esta diseñado para dar soluciones efectivas y costos mínimos a los problemas relacionados con lutitas. La inhibición prevista por los polímetros encapsulador, permitirá un mayor tiempo de exposición a las arcillas, antes de que estas se hidraten.

3.1.5.4. Formulación.

TABLA 13

FORMULACIÓN DEL SISTEMA DE POLIACRILAMIDA EN BASE AGUA - PHP (SP - PHP)

Producto	Función	Material	Cantidad
BENTONITA	Viscosificante	Montmorillonita sódica	4 – 8
CAP L-WH	Agente de control de filtrado	Celulosa poliamionica	0 – 4
AC FILTER	Agente de control de filtrado	Almidón modificado	1 – 5
GOMA DE XANTHAN B	Agente de suspensión viscosificante	Bio polimero en polvo (goma de Xanthan)	0 – 2
BACTERICIDA PLUS	Bactericida	Solución de glutaraldehido	0 – 2
POLYACRYLAMIDE	Estabilizador de lutitas	Copolímero	0 – 1
CLAY AS	Estabilizador de lutitas	Material anfótero de bajo peso molecular	4 – 8
MATERIAL OBTURANTE CSS	Material obturante	Material flexible, angular, a base de carbono	4 – 8
MEZCLA DE HIDROCARBUROS EN POLVO BT	Estabilizador de lutitas	Asfalto sulfonado	2 – 6
NaOH	Agente para aumentar el pH, alcalinidad	Hidróxido de sodio o soda cáustica	Ph entre 8 – 10

3.1.6. Sistema base aceite - OBM

Este es un sistema:

- ✓ Base Aceite.
- ✓ Emulsión inversa.

3.1.6.1. Características del sistema.

Los sistemas de fluidos base aceite ofrecen una gran estabilidad del pozo, muy superior a los sistemas base agua. Esto se debe a que los fluidos base aceite tienen una mínima interacción con la formación, por lo que los problemas que tienen los sistemas base agua con las formaciones, son evitados. Ya que, casi no existe reacción entre el fluido y las formaciones, estos sistemas son muy tolerantes a las contaminaciones, pudiendo incorporar al sistema grandes cantidades de sólidos sin afectar mayormente al sistema.

Estos sistemas ofrecen una lubricidad más elevada y efectiva, una gran protección a la corrosión y permanecen estables por mucho tiempo.

3.1.6.2. Ventajas de sistema base aceite:

Estabilización de la lutitas.

La película de aceite alrededor de cada gota de agua, funciona como una membrana semi-permeable a través de la cual se puede generar presión osmótica. Debido al efecto deshidratante causado por la presión osmótica, es posible controlar la hidratación de las formaciones, evitando la reacción de las lutitas.

Protección de arenas productoras.

- *Arenas arcillosas*.- el aceite no hincha las arcillas de la formación, por lo tanto no reduce la permeabilidad.

- *Arenas limpias*.- es sistema previene el bloqueo de agua, causado por el filtrado de agua en los sistemas base agua.

Perforación a grandes temperaturas.

Otra ventaja es que estos sistemas soportan hasta 500 F de temperatura.

Perforación de formaciones solubles.

Estos sistemas no se ven afectados al perforar formaciones de yeso, potasio y sal. Lo contrario en los sistemas base agua, en los cuales habrán problemas con la viscosidad, fuerza de los geles, filtración y densidad. Además de producir cavernas en estas formaciones. Ninguna de las sales que se encuentran generalmente son solubles en los sistemas base aceite, a excepción de cloruro de calcio y cloruro de magnesio que se disolverán en el agua emulsificada.

Prevención de pegas de tubería.

El bajo filtrado de aceite, revoque de poco espesor y el excelente coeficiente de lubricidad, ayudan a la prevención y corrección del pegado diferencial en formaciones con altas permeabilidades o en pozos con ángulos de desviación.

Protección de la corrosión.

Estos sistemas crean una capa que protege a las tuberías de los agentes como el oxígeno, sulfuro de hidrógeno y ácidos orgánicos.

3.1.6.3. Emulsión inversa.

Se define al sistema donde la fase continua es el aceite y el filtrado también es aceite. El agua que es parte del sistema forma pequeñas gotas que se encuentran dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada gota de agua como sólidos. Se usan emulsificantes para crear un sistema estable entre el aceite y el agua.

Existen varios motivos por los cuales no se usan sistemas solo de aceite:

- El aceite por si solo no puede suspender las materiales densificantes.

- El aceite solo no puede tener un control de la filtración.

El agua trae los siguientes beneficios:

- Economía. Generalmente el agua es más barata que el aceite.

- Viscosidad y gelatinización, ya que el agua actúa como sólido, su presencia ayudará a incrementar la viscosidad. Por otro lado el agua ayuda en la dispersión de arcillas que se usan para controlar las características de gelatinización del sistema.

- Solubilidad de sales, la inclusión de agua ayudará a la solubilidad de sales que ayudarán el equilibrio con la formación o la deshidratación osmótica de la misma.

- Seguridad, el agua incrementa la temperatura a la cual el aceite haga combustión.

3.1.6.4. Formulación.

TABLA 14

FORMULACIÓN DEL SISTEMA BASE ACEITE

OBM

Producto	Función	Material	Cantidad
MATERIAL OBTURANTE CSS	Material obturante	Material flexible, angular, a base de carbono	4 – 7
TALL OIL	Agente emulsificante Y controlador de filtrado	Derivado de petróleo	1 – 4
LEONARDITA ORGANOFILICA DT	Reductor de velocidad de filtración	Leonardita Organofolica	2 – 6
BENTONITA ORGANOFILICA GT	Viscosificante y aporta con propiedad de suspensión	Arcilla Organofílica	1 – 5
$CaCl_2$	Fuente de salinidad, inhibidor de arcillas	Cloruro de calcio	0 – 4
SULFONATO SÓDICO DE PETRÓLEO	Reductor de Punto Cedente y Resistencia de geles	Sulfonato Sódico de petróleo	Como se requiera
ACIDO GRASO 36	Aumenta propiedades reologicas de baja velocidad	Ácidos grasos	Como se requiera
AGENTE DE HUMECTACION POR ACEITE DT	Promueve la humectación por aceite	Dispersión liquida de lecinita	Como se requiera
CAL HIDRATADA	Fuente de Calcio, base del fluido	Hidróxido de Calcio, Cal Hidratada	3 – 7
$CaCO_3$ 325	Agente puenteante	Carbonato de calcio 325	5 – 30
$CaCO_3$ 200	Agente puenteante	Carbonato de calcio 200	5 – 30
$CaCO_3$ 100-40	Agente puenteante	Carbonato de calcio 100-40	5 – 30
BARITA	Agente densificante	Sulfato de bario	100 - 200

3.1.6.5. Resumen de los sistemas a usar.

Hasta el momento se han revisado 6 sistemas en general, pero para el actual estudio se usarán 23 fluidos de perforación diferentes, ya que se implementarán sistemas de fluidos de base con agua salada, con sales de cloruro de potasio (KCl) y cloruro de sodio (NACl), a los sistemas: SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – HY (SAD – HY) y el SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX (SAD – BX), además al SISTEMA DE POLIACRILAMIDA EN BASE AGUA PHP (SP – PHP) le agregaremos adicionalmente arcilla de las formaciones litológicas del área con un contenido equivalente de bentonita de 25 lb/bbl; formando así 23 sistemas de fluidos de perforación en total.

TABLA 15

NOMBRES DE LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN A USAR

Fluidos de Perforación a evaluar	
Sistema de Alto Desempeño Base Agua – HY (SAD-HY)	Sin Sal KCl (lpb) 10 - 15 - 20 - 40 - 60 NaCl (lpb) 20 - 40 - 80
Sistema de Alto Desempeño Base Agua – BX (SAD-BX)	Sin Sal KCl (lpb) 10 - 15 - 20 - 40 - 60 NaCl (lpb) 20 - 40 - 80
Sistema de Cal en Base Agua PLY (SC- PLY)	
Sistema de Poliacrilamida en Base Agua PHP (SP-PHP)	Original Con 25 lb/bbl de Contenido Equivalente de Bentonita (CEB), con arcillas de la litología del área
Sistema Inhibidor de Arcilla Base Agua – CS (SIA-CS)	Clay AS (lpb) 6 - 8
Sistema Base Aceite – OBM	

En los sistemas, Sistema de Alto Desempeño Base Agua – HY (SAD-HY) y Sistema de Alto Desempeño Base Agua – BX (SAD-BX), cuando estén formulados con base en agua salada ya sea cloruro de potasio o de sodio no se le agregará Clay AS, pero si Glicol Polialquilénico a su formulación.

Una vez que se revisó en totalidad los fluidos de perforación, a continuación se estudiarán cuáles son las pruebas físicas y químicas junto con los procedimientos a seguir para su realización, considerando que estas pruebas son de suma importancia para entender el comportamiento de cada fluido.

3.2. Propiedades y pruebas físicas de los sistemas de fluidos de perforación aplicados.

En los fluidos de perforación el control de las propiedades físicas y químicas son primordiales para tener un buen desempeño en todas las operaciones del fluido en el pozo.

Las pruebas físicas son las siguientes:

✓ Reología de los fluidos:

a. Viscosidad plástica.

b. Punto de Cedencia.

c. Geles.

- ✓ Filtrado del fluido de perforación, perdida de agua API.
- ✓ Densidad de los fluidos.

3.2.1. Reología de los fluidos.

Las propiedades reológicas nos permiten calcular las pérdidas de presión por fricción, además nos permiten determinar la capacidad de limpieza del fluido de perforación en el pozo, analizar la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas y temperatura. La reología es definida como el estudio del flujo de los fluidos. Las propiedades reológicas principales son la viscosidad, punto de cedencia y la resistencia de geles.

En el análisis de los fluidos de perforación en este trabajo, se utilizó el viscosímetro Fann modelo 35 rotatorio y no el viscosímetro de embudo.

3.2.1.1. Viscosidad plástica y punto cedente

El propósito de la prueba es determinar la reología de un fluido.

La reología de un fluido es determinada usando un reómetro rotativo (viscosímetro) a varias velocidades.

El equipo consiste en:

- Reómetro (Viscosímetro) Fann Modelo 35.
- Termo-copa, Termómetro.

FIGURA 3.1 VISCOSÍMETRO FANN

FUENTE:

http://www.fann.com/product_overview1.asp?iprod=30164&catid=4

FECHA: 1 de Noviembre del 2007

El procedimiento es el siguiente:

a. Colocar la muestra de fluido en la termo-copa y esperar hasta q la temperatura se estabilice en 120 F.

b. En forma descendiente medir los valores de las lecturas de 600, 300, 200,100, 6 y 3 rpm.

c. Calcular la viscosidad plástica y punto cedente.

Viscosidad plástica **vp** = lec. 600 - lec. 300 [cps.]

Punto de cedencia ***pc*** = *lec. 300 - vp.* *[lb/ 100 ft2*]

3.2.1.2. Resistencia de los geles o propiedad de Tixotropía.

El procedimiento de la prueba es el siguiente:

a. Luego de tomar las lecturas de reología, hacer girar el reómetro a 600 rpm por 10 segundos inmediatamente apagar el equipo y luego de 10 segundos tomar la lectura a 3 rpm.

b. Repetir el paso anterior pero apagar el equipo por 10 min y luego tomar la lectura de 3 rpm.

c. Repetir el paso número dos pero apagar el equipo por 30 min.

Gel a 0 min. = lectura a 3 rpm [lb / 100 ft^2]

Gel a 10 min. = lectura a 3 rpm [lb / 100ft^2]

$$\textit{Gel a 30 min.} = \text{lectura a 3 rpm} \quad [\,lb / 100ft^2\,]$$

3.2.2. Filtrado del fluido de perforación, pérdida de agua API.

Cuando el fluido de perforación se encuentra en forma estática o dinámica dentro del pozo en las formaciones permeables perderá parte de su fase líquida hacia en el interior de la formación, a esta fase líquida que se introduce en la formación se la llama filtrado o pérdida de agua API.

El propósito de la prueba es medir el volumen de filtrado de un fluido de perforación.

Una muestra de fluido es puesto en una celda a una presión de 100 psi por 30 min. El volumen del filtrado de la muestra es medido.

El equipo consiste en:

- Bombona de presión, Ensamblaje API, filtro prensa.

- Papel filtro, Cilindro graduado, Cronómetro.

FIGURA 3.2 FILTRO PRENSA

FUENTE: http://www.fann.com/product_info_main.asp?catid =210

Fecha: 1 de Noviembre del 2007

El procedimiento es el siguiente:

a. Chequee y ensamble las piezas del filtro prensa, base, malla, empaque, papel filtro y apriete firmemente.

- **b.** Llenar con fluido de perforación la celda, dejando 13 mm de espacio libre. Coloque la tapa y apriétela con el tornillo.

- **c.** Coloque una probeta bajo la descarga de la celda y cierre la válvula de alivio, ajuste el regulador de presión hasta 7 kg/cm2 (100 psi), la que deberá de aplicarse durante 30 min.

- **d.** Lea el volumen recuperado y repórtelo en mL.

- **e.** Cierre la válvula del regulador de presión y abra la válvula de alivio y cuando la presión sea de cero, desarme el sistema.

3.2.3. Densidad.

La densidad de un fluido es el peso por unidad por volumen y puede expresarse en distintas unidades.

El propósito de la prueba es medir la densidad de un fluido.

El peso de un volumen de una mezcla de fluidos es obtenido usando un principio de equilibrio o balance. La densidad de un fluido puede ser medido directamente de la escala de la balanza en: lb/gal, g/cm3.

Ejemplo = 12 lb/gal = 1.44 g/cm3

El equipo consiste en: Balanza de lodo

FIGURA 3.3 BALANZA DE LODO

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

FECHA: 1 de Noviembre del 2007

El procedimiento es el siguiente:

a. Llenar el recipiente limpio y seco con el fluido a ser pesado.

b. Coloque la tapa en el recipiente, y asiéntelo firme pero lentamente con un movimiento giratorio. Asegúrese de que parte del fluido salga por el hoyo de la tapa.

c. Limpie todo el fluido de la parte externa del recipiente y del brazo de la balanza.

d. Lea la densidad del fluido en la parte izquierda del peso movible.

e. Reporte el resultado a la división más precisa de la balanza en lb/gal, lb/pie cúbico, gravedad específica o psi/100 pies de profundidad.

3.3. Pruebas y propiedades químicas de los sistemas de fluidos de perforación aplicados.

Los análisis químicos se los realiza tanto al fluido de perforación como al filtrado con la finalidad de obtener la presencia y concentración de ciertos iones.

Es importante mantener el equilibrio de los sistemas que se encuentran en las formaciones dentro del subsuelo, por lo que el fluido de perforación y su filtrado deben ser compatibles para evitar el daño de formación, además debe de tener las características químicas para evitar la hidratación de arcillas, disolución de sales, entre otros.

Los procedimientos para los análisis químicos de los fluidos de perforación y de filtrado se describen en el API RP-13B.

Las pruebas químicas que se usaron en este trabajo y que comúnmente se usan en el campo son:

- ✓ Alcalinidad lodo base agua (Pm)

- ✓ Alcalinidad de filtrado (Pf/Mf)
- ✓ Contenido de cloruros
- ✓ Dureza del calcio
- ✓ Dureza total
- ✓ MBT
- ✓ pH

3.3.1. Determinación de Alcalinidad lodo base agua (pm)

El propósito de la prueba es determinar la cantidad de material alcalino soluble e insoluble de un fluido de perforación. Esta prueba determina la alcalinidad (P_m) de un lodo base agua.

El equipo consiste en:

- Plato de titulación, Varilla agitadora
- Jeringa 3-mL.
- Pipeta 5-mL.
- Cilindro graduado 50-mL.
- 0.02N solución de ácido sulfúrico.
- Solución indicadora de fenolftaleína, agua destilada.

El procedimiento es el siguiente:

Pm

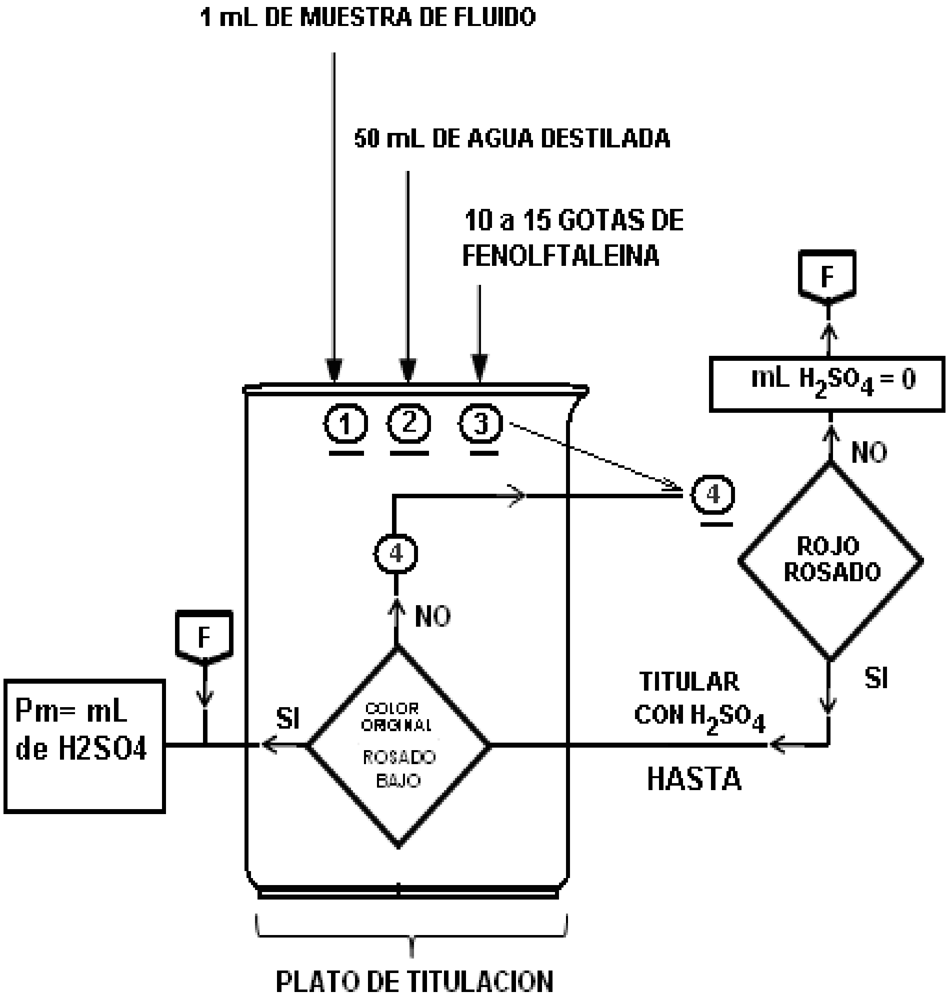


FIGURA 3.4 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE PM

Basado en procedimiento estándar para la realización de pruebas de campo de fluidos de perforación. Véase Anexo 1

AUTOR: Álvaro Castillo P.

3.3.2. Determinación de Alcalinidad de filtrado (pf/mf)

El propósito de la prueba es determinar las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad en un fluido de perforación base agua.

El equipo consiste en:

- Plato de titulación, Pipeta de 1-mL, 2 -mL y 5 -mL.
- Varilla agitadora.
- Agua destilada.
- 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico.
- Solución indicadora de fenolftaleína.
- Solución indicadora de naranja de metilo.

El procedimiento es el siguiente:

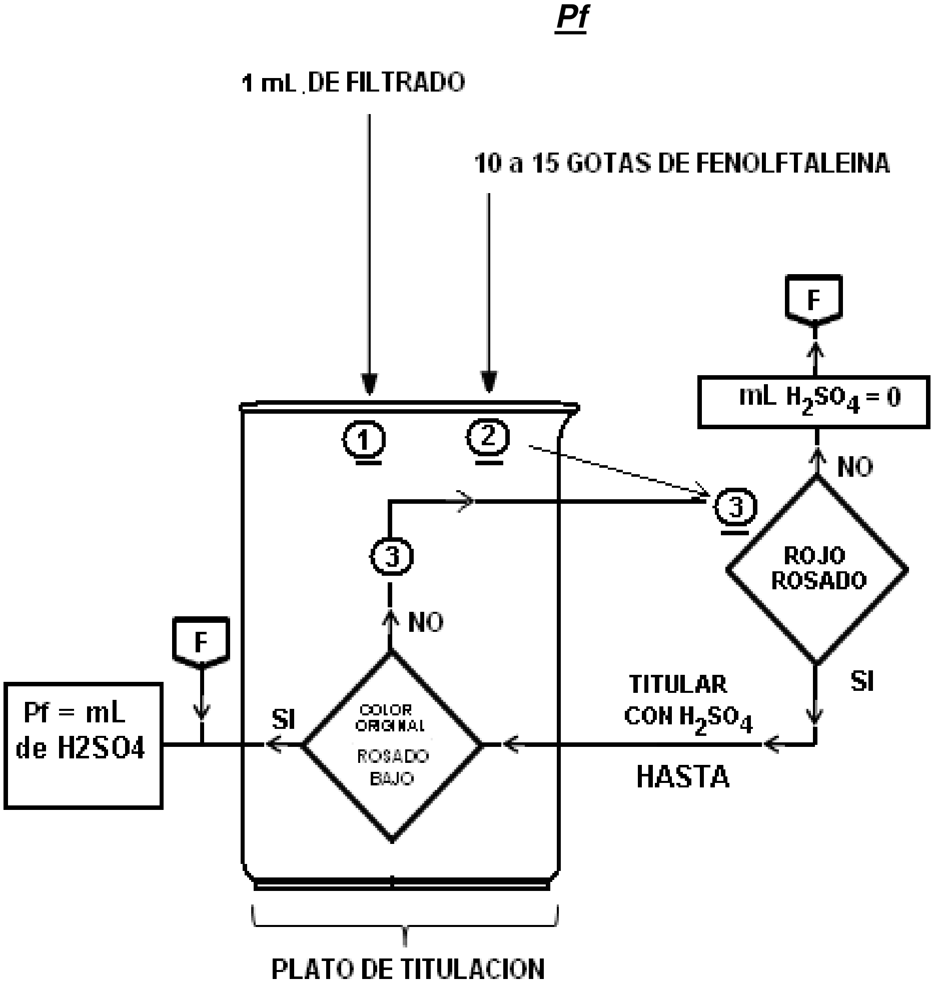


FIGURA 3.5 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE PF

Basado en procedimiento estándar para la realización de pruebas de campo de fluidos de perforación. Véase Anexo 2

AUTOR: Álvaro Castillo P.

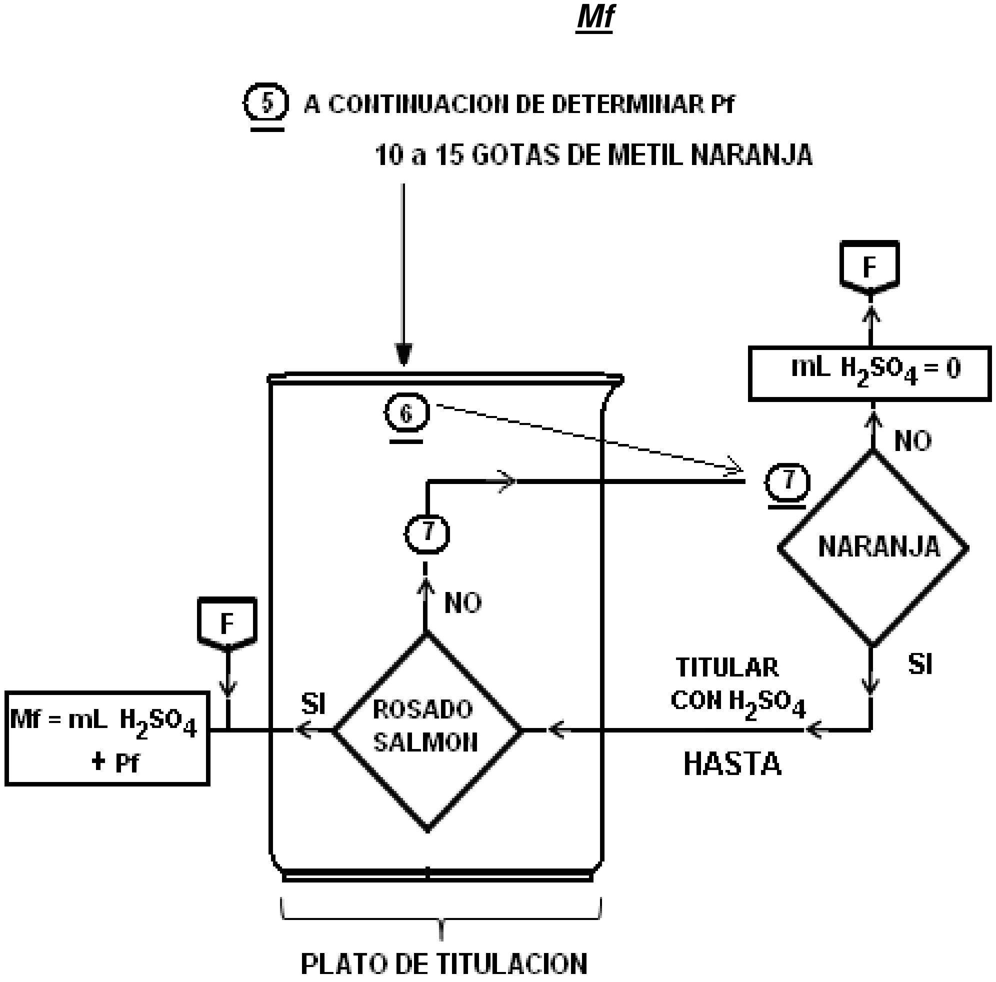


FIGURA 3.6 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE MF

Basado en procedimiento estándar para la realización de pruebas de campo de fluidos de perforación. Véase Anexo 2

AUTOR: Álvaro Castillo P.

3.3.3 Determinación de cloruros.

El propósito de la prueba es determinar la concentración de iones de cloruro disuelto en el filtrado.

El equipo consiste en:

- Plano de titulación
- Pipeta de 1-mL y 10 mL
- Varilla agitadora
- Solución indicadora de cromato de potasio
- Solución ácido sulfúrico 0.02N (N/50)
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Agua destilada

- 0.0282N Solución de nitrato de plata ($AgNO_3$).

El <u>procedimiento</u> es el siguiente:

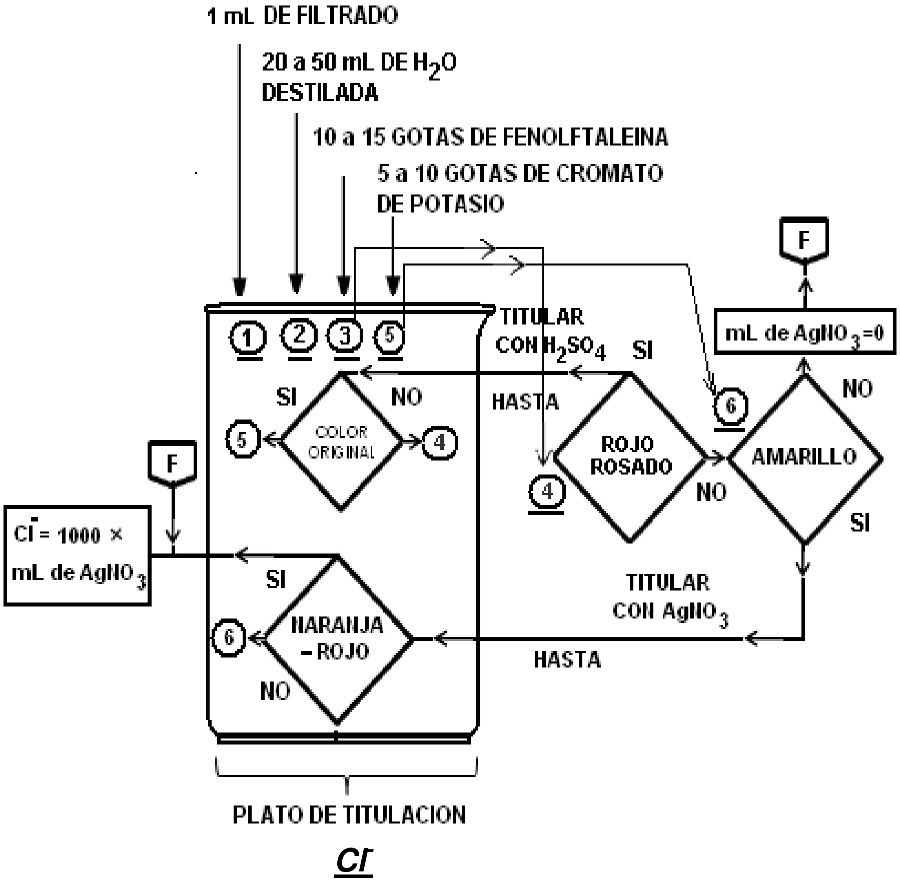


FIGURA 3.7 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CL^-

Basado en procedimiento estándar para la realización de pruebas de campo de fluidos de perforación. Véase Anexo 3

AUTOR: Álvaro Castillo P.

3.3.4 Determinación de dureza del calcio.

El propósito de la prueba es determinar la concentración de iones del calcio en un fluido base agua.

El equipo consiste en:

- Plato de titulación
- Pipeta de 5-mL y 1-mL
- Cilindro graduado de 50-mL
- Solución tituladora de dureza total (THTS)
- Solución amortiguadora de calcio (Calcium Buffer Solution)
- Polvo indicador CalVer II
- Agua destilada

El procedimiento es el siguiente:

$\underline{Ca^2}$

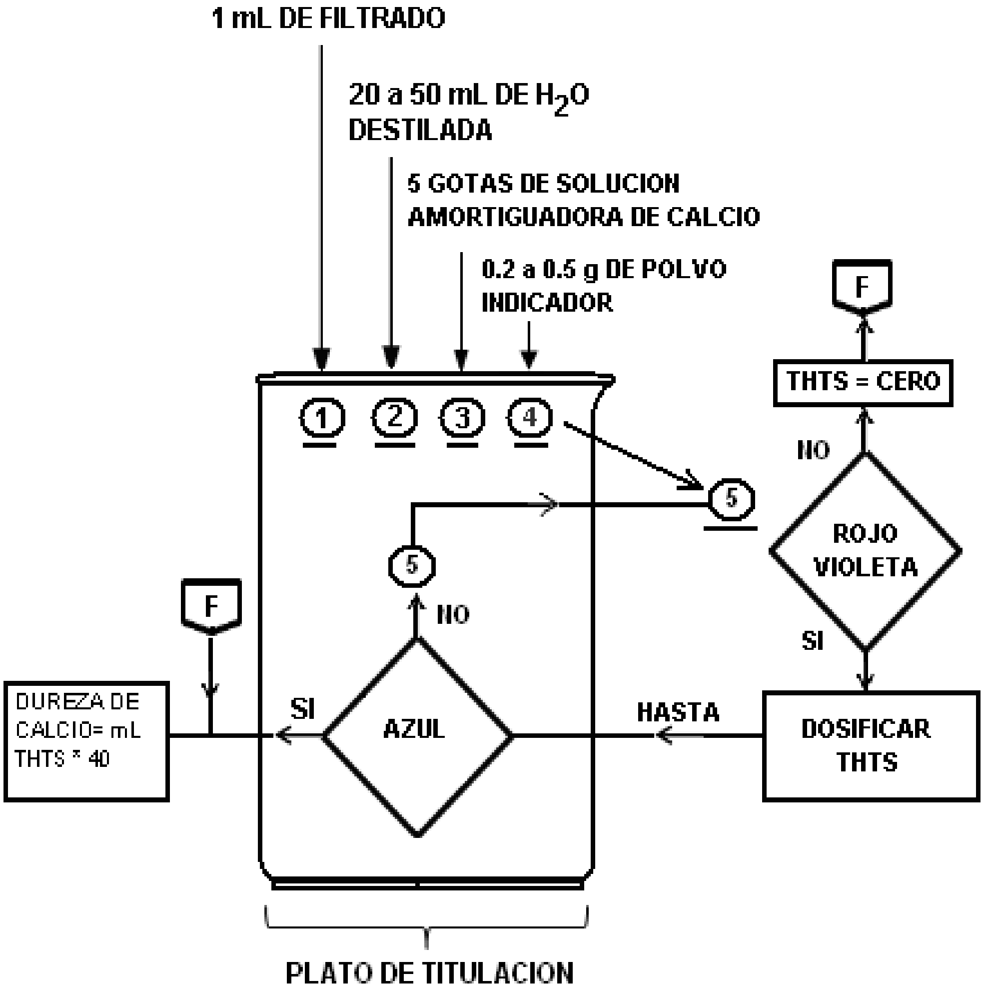


FIGURA 3.8 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CA^2

Basado en procedimiento estándar para la realización de pruebas de campo de fluidos de perforación. Véase Anexo 4

AUTOR: Álvaro Castillo P.

3.3.5 Determinación de dureza total.

El propósito de la prueba es determinar la suma total de la concentración de iones Calcio (Ca $^{+2}$) y Magnesio (Mg $^{+2}$) en el filtrado del lodo. La dureza total del filtrado se reporta como mg/L de Calcio.

El equipo consiste en:

- Plato de titulación, Dos pipetas de 1-mL, Cilindro graduado de 50-mL.
- Agua destilada.
- Solución tituladora de dureza total (THTS).
- Solución Versenato compensadora de dureza.
- Solución Versenato indicadora de dureza.

El procedimiento es el siguiente:

DT

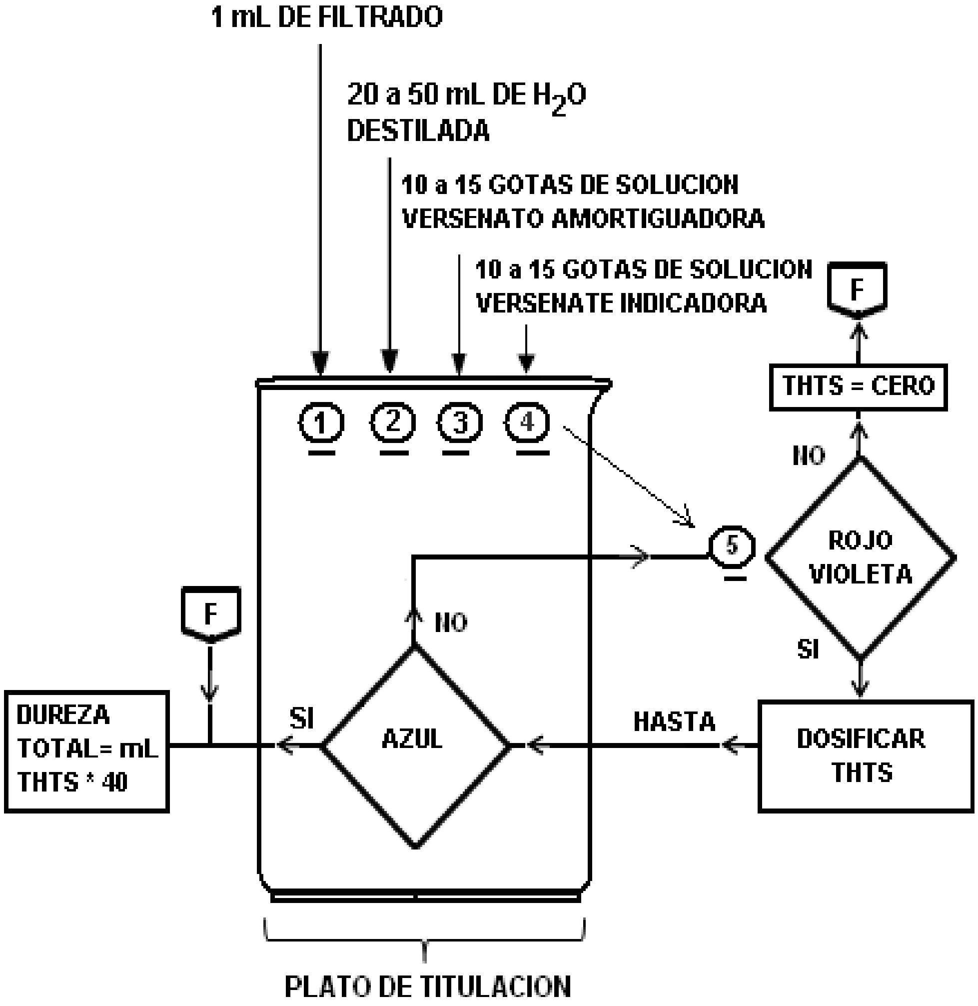


Figura 3.9 Procedimiento para la determinación de DT

Basado en procedimiento estándar para la realización de pruebas de campo de fluidos de perforación. Véase Anexo 5

AUTOR: Álvaro Castillo P.

3.3.6. MBT (Prueba de azul de metileno).

El propósito de la prueba es determinar la capacidad de intercambio de cationes y la concentración equivalente de bentonita de un fluido de perforación por medio de la titilación con la solución de azul de metileno.

El equipo requerido está compuesto de lo siguiente:

- Frasco Erlenmeyer de 250-mL, Jeringa 10-mL (sin aguja).
- Dos pipetas de 1-mL, Cilindro graduado de 25-mL.
- Varilla agitadora, Calentador eléctrico, Agua destilada.
- Solución de azul de metileno (3.74 g/L; 1 mL =0.01 meq).

FIGURA 3.10 EQUIPO DE PRUEBA MBT

FUENTE: http://www.fann.com/product_overview1.asp?iprod=

4254 0&catid=44

FECHA: 1 de Noviembre del 2007

El procedimiento es el siguiente:

MBT

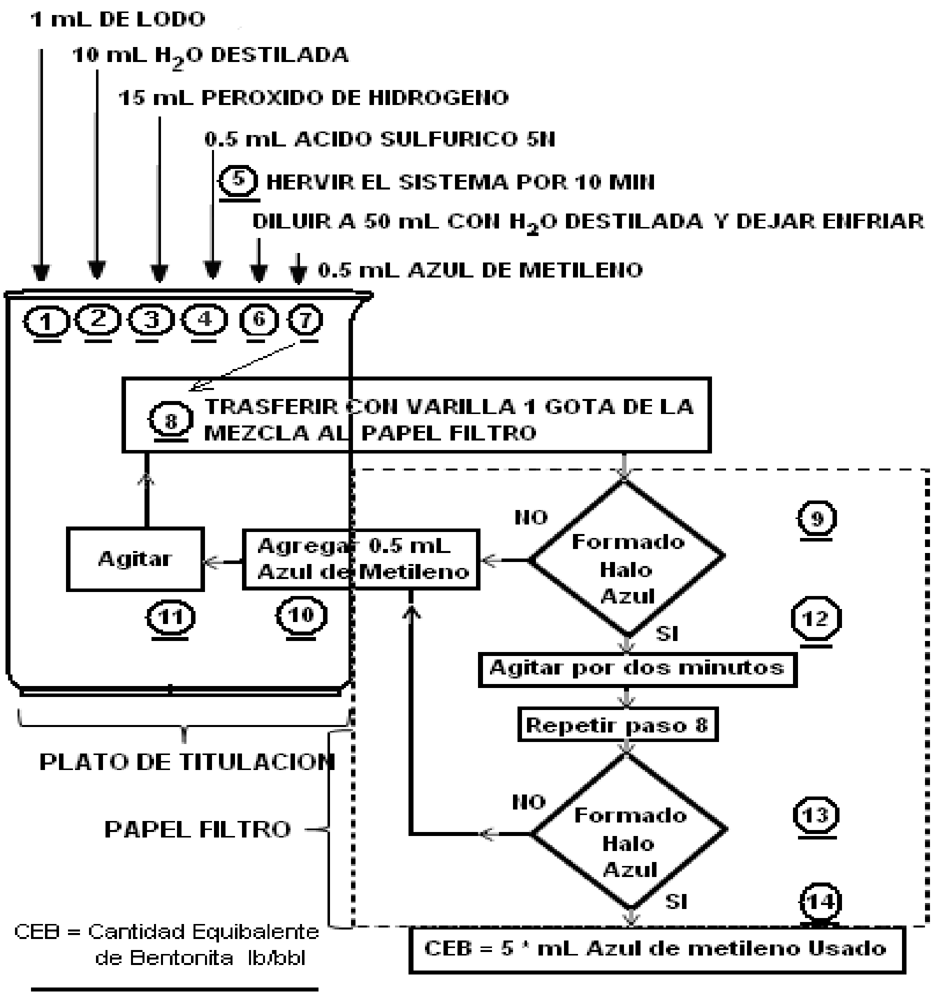


FIGURA 3.11 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE MBT

Basado en procedimiento estándar para la realización de pruebas de campo de fluidos de perforación. Véase Anexo 6.

AUTOR: Álvaro Castillo P.

3.3.7. Determinación del pH.

El pH es el potencial hidrógeno, es decir que está determinado por el número de iones libres de hidrógeno (H^+) en una sustancia. El pH típicamente va de 0 a 14 en disolución acuosa, siendo ácidas las disoluciones con pH menores a 7, y básicas las que tienen pH mayores a 7. El pH es un factor muy importante, porque determinados procesos químicos solamente pueden tener lugar a un determinado pH.

La medición del pH se lo puede realizar de dos formas. La primera es mediante tiritas de papel y la segunda mediante el medidor con electrodo de vidrio.

FIGURA 3.12 PH METRO

FUENTE: http://www.fann.com/product_overview1.asp?iprod =60010& catid =45

FECHA: 1 de Noviembre del 2007

En este trabajo se midió el pH con el electrodo de vidrio.

El procedimiento es el siguiente:

a. Calibrar el medidor con soluciones estandarizadas.

b. Lavar los extremos de los electrodos y cuidadosamente secarlos.

c. Insertar el electrodo en la muestra de prueba contenida en una cubeta de precipitación pequeña.

d. Rotar el fluido alrededor de los electrodos rotando la cubeta.

e. Registrar el pH de la muestra cuando se estabilice el indicador.

3.4. Resultados de las pruebas físicas y químicas.

3.4.1. Resultados pruebas físicas de los Sistemas de Fluidos de perforación aplicados.

A continuación se muestran los resultados más importantes de las propiedades físicas, como la reología, el filtrado API, pH y su densidad, antes y después de rolado de los diferentes sistemas que se analizan en este estudio, los cuales son:

- Sistema inhibidor de arcilla base agua – CS (SIA-CS), sistema con el cual fue perforado el pozo X en el Campo AV.

- Sistema de alto desempeño base agua – BX (SAD-BX) (base KCl y NaCl)

- Sistema de alto desempeño base agua – HY (SAD-HY) (base KCl y NaCl)

- Sistema de Poliacrilamida en base agua – PHP (SP-PHP).

- Sistema de Poliacrilamida en base agua – PHP con 25 lb/bb CEV (SP-PHP con 25 lb/bb CEV).

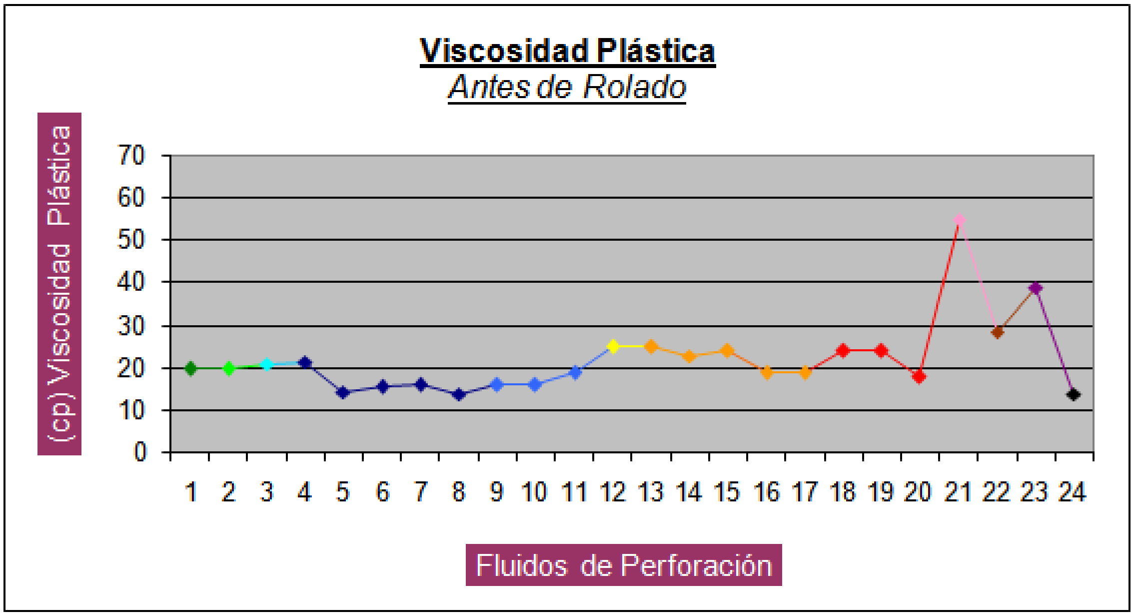
- Sistema de cal en base agua – PLY (SC-PLY).

- Sistema base aceite – OBM (SBA-OBM).

TABLA 16

RESUMEN DE LAS PRINCIPALES PROPIEDADES FÍSICAS ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO

Resumen de las principales propiedades físicas									
		Vp		Yp		Filtrado		Densidad	
Fluido de Perforación		Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
SIA-CS	**6 Clay AS lpb**	20	19	18	21	6.9	5.2	8.7	8.55
	8 Clay AS lpb	20	23	28	25	6.1	7	8.7	9.2
SAD-HY	**Sin Sal**	21	22	30	39	4.6	5	9	9
	10 Kcl lpb	21.5	21	27	39	4.5	5.2	9.25	9.2
	15 Kcl lpb	14.5	15	14.5	15	4	4.2	9.05	9.2
	20 Kcl lpb	15.5	16.5	18.5	17	4.4	4.7	9.2	9.2
	40 Kcl lpb	16	14	18	15	4.3	4.5	9.2	9.2
	60 Kcl lpb	14	12	15	13	5	4.4	9.3	9.55
	20 NaCl lpb	16	16	20	17	4	4.4	9.1	9.1
	40 NaCl lpb	16	14	19	18	3.8	3.8	9.5	9.45
	80 NaCl lpb	19	16	20	19	2.9	3.8	9.8	9.8
SAD-BX	**Sin Sal**	25	29	30	34	5.6	6	9	9
	10 Kcl lpb	25	30	28	32	5.5	5	9.2	9.2
	15 Kcl lpb	23	25	28	29	4	4.4	9.2	9.2
	20 Kcl lpb	24	24	26	31	4.2	4.9	9.3	9.3
	40 Kcl lpb	19	20.5	23	22	4	4	9.4	9.4
	60 Kcl lpb	19	19.5	22	20.5	4.2	4.2	9.6	9.55
	20 NaCl lpb	24	23	28	37	3.2	3.3	9.2	9.5
	40 NaCl lpb	24	25	27	31	3.2	3.4	9.5	9.5
	80 NaCl lpb	18	25	42	27	3.4	3.6	9.7	9.7
SC-PLY		55	37	65	19	6.5	6.5	8.8	8.7
SP-PHP		28.6	28	24	23	4.2	3.8	9.2	9.2
SP-PHP	**con 25 lb/bb CEB**	39	45	32	35	3.9	7.4	9.8	9.8
SBA-OBM		14	18	11	9	1.2	1.2	10.75	10.75



GRÁFICA 3.1

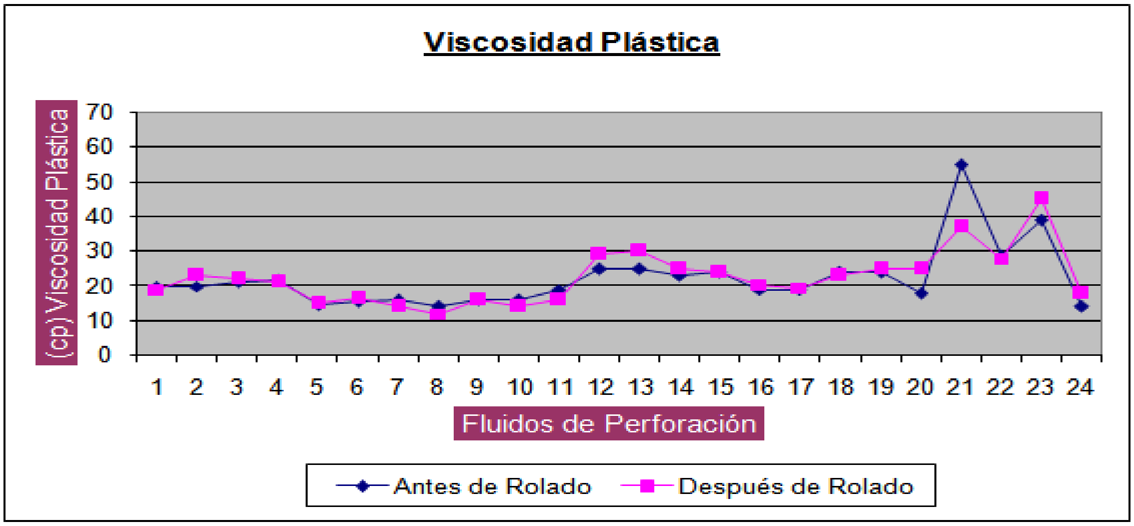
RESUMEN DE LA VISCOSIDAD PLÁSTICA DE LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES DE SER ROLADOS

TABLA 17

SERIES DE LA GRÁFICA 3.1

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	9	SAD-HY 20 lpb de NaCl	17	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	10	SAD-HY 40 lpb de NaCl	18	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	11	SAD-HY 80 lpb de NaCl	19	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	12	SAD-BX sin sal	20	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	13	SAD-BX 10 lpb de KCl	21	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	14	SAD-BX 15 lpb de KCl	22	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	15	SAD-BX 20 lpb de KCl	23	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	16	SAD-BX 40 lpb de KCl	24	SBA-OBM



GRÁFICA 3.2

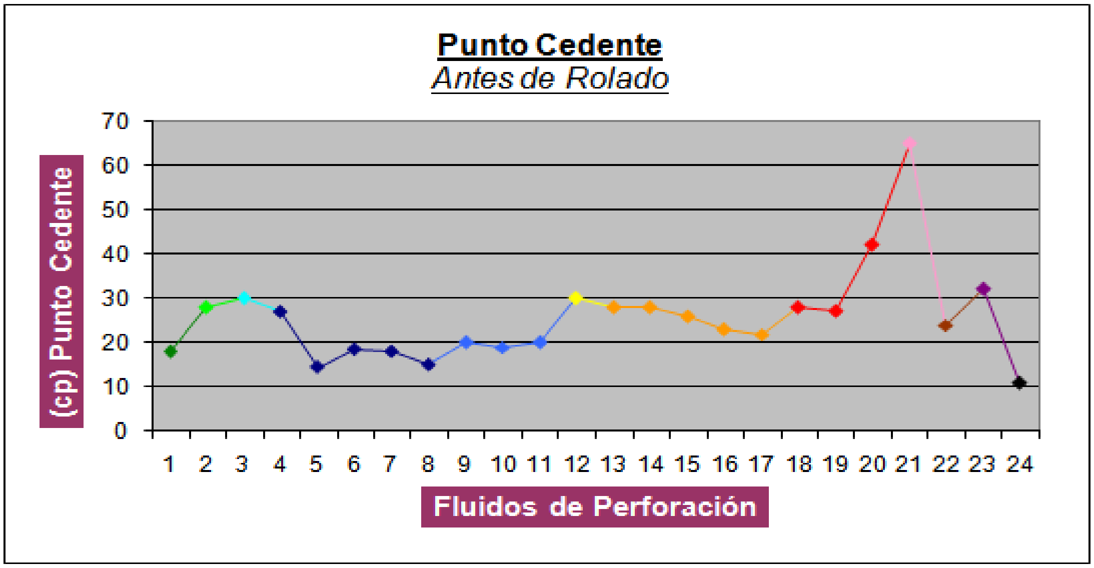
COMPARACIÓN DE LA VISCOSIDAD PLÁSTICA DE LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES Y DESPUÉS DE ROLADOS

TABLA 18

SERIES DE LA GRÁFICA 3.2

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	**9**	SAD-HY 20 lpb de NaCl	**17**	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	**10**	SAD-HY 40 lpb de NaCl	**18**	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	**11**	SAD-HY 80 lpb de NaCl	**19**	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	**12**	SAD-BX sin sal	**20**	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	**13**	SAD-BX 10 lpb de KCl	**21**	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	**14**	SAD-BX 15 lpb de KCl	**22**	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	**15**	SAD-BX 20 lpb de KCl	**23**	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	**16**	SAD-BX 40 lpb de KCl	**24**	SBA-OBM



GRÁFICA 3.3

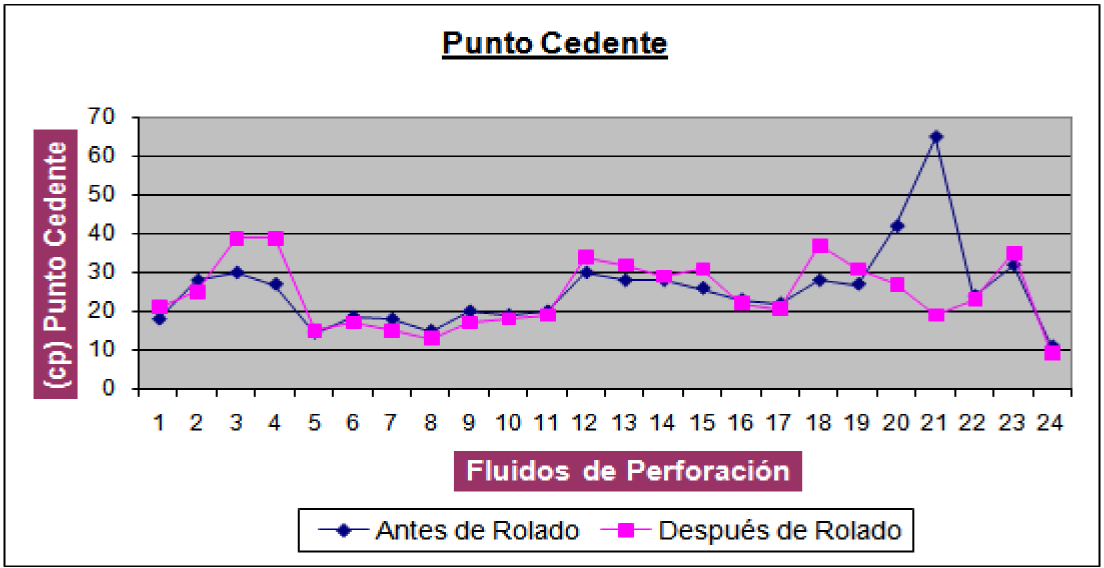
RESUMEN DEL PUNTO CEDENTE DE LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES DE SER ROLADOS

TABLA 19

SERIES DE LA GRÁFICA 3.3

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	9	SAD-HY 20 lpb de NaCl	17	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	10	SAD-HY 40 lpb de NaCl	18	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	11	SAD-HY 80 lpb de NaCl	19	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	12	SAD-BX sin sal	20	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	13	SAD-BX 10 lpb de KCl	21	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	14	SAD-BX 15 lpb de KCl	22	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	15	SAD-BX 20 lpb de KCl	23	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	16	SAD-BX 40 lpb de KCl	24	SBA-OBM



GRÁFICA 3.4

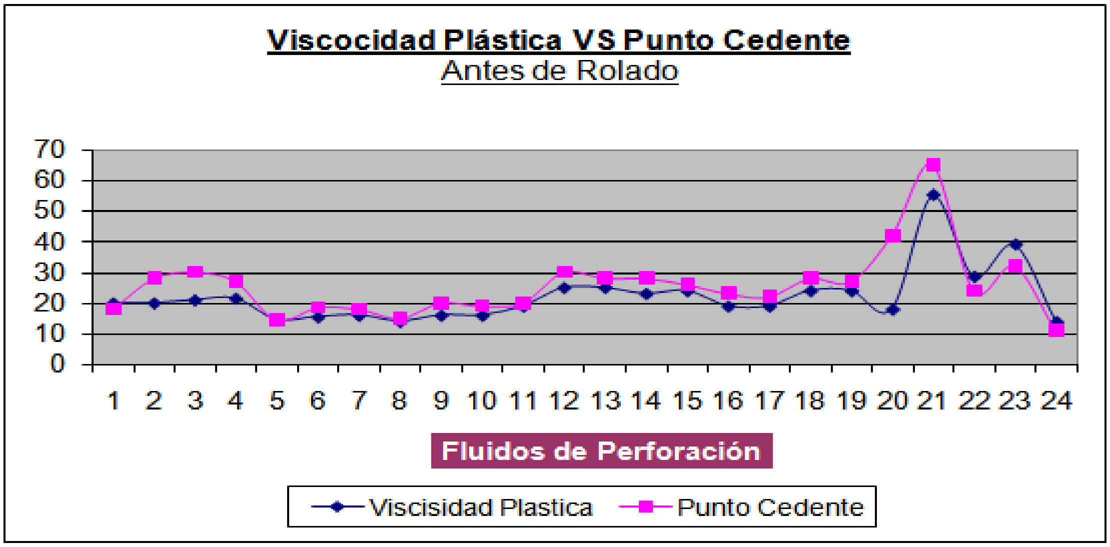
COMPARACIÓN DEL PUNTO CEDENTE DE LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES Y DESPUÉS DE ROLADOS

TABLA 20

SERIES DE LA GRÁFICA 3.4

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	**9**	SAD-HY 20 lpb de NaCl	**17**	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	**10**	SAD-HY 40 lpb de NaCl	**18**	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	**11**	SAD-HY 80 lpb de NaCl	**19**	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	**12**	SAD-BX sin sal	**20**	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	**13**	SAD-BX 10 lpb de KCl	**21**	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	**14**	SAD-BX 15 lpb de KCl	**22**	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	**15**	SAD-BX 20 lpb de KCl	**23**	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	**16**	SAD-BX 40 lpb de KCl	**24**	SBA-OBM



GRÁFICA 3.5

COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES VALORES DE VISCOSIDAD PLÁSTICA Y PUNTO CEDENTE DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS

TABLA 21

SERIES DE LA GRÁFICA 3.5

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	**9**	SAD-HY 20 lpb de NaCl	**17**	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	**10**	SAD-HY 40 lpb de NaCl	**18**	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	**11**	SAD-HY 80 lpb de NaCl	**19**	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	**12**	SAD-BX sin sal	**20**	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	**13**	SAD-BX 10 lpb de KCl	**21**	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	**14**	SAD-BX 15 lpb de KCl	**22**	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	**15**	SAD-BX 20 lpb de KCl	**23**	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	**16**	SAD-BX 40 lpb de KCl	**24**	SBA-OBM

Análisis

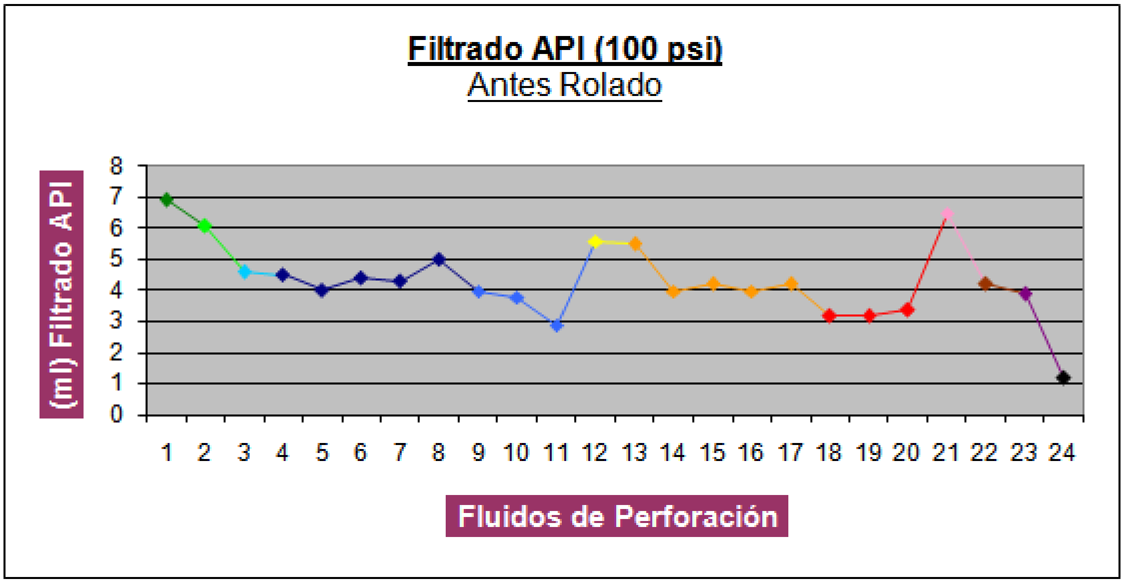
- Todos los sistemas tienen una buena viscosidad plástica, además en promedio se encuentran en un mismo rango. El sistema que mayor viscosidad posee obviamente es el Sistema de Cal en Base Agua PLY (SC- PLY) debido a su misma composición base CAL (punto 21).

- Los otros dos sistemas que tienen la viscosidad mayor a los demás, pero menor que el sistema SC-PLY, son los Sistemas de Poliacrilamida en Base Agua PHP (SP-PHP) Original y con 25 lb/bbl (Contenido Equivalente de Arcilla CEB) (puntos 22 y 23), pero se puede observar claramente que uno de los efectos de los 25 lb/bbl de arcilla es aumentar la viscosidad en el sistema (punto 23).

- El efecto que se puede apreciar de las sales sobre esta propiedad es que provoca su disminución, esto se debe a las propiedades de inhibición bajo los cuales se ven influenciados ciertos productos en el fluido de perforación, provocando que la viscosidad disminuya un poco, bajo la presencia de la sal.

- Por medio de la comparación de todos los resultados de la viscosidades antes y después de rolado que se muestran en las Gráficas 3.2 y 3.4 es que todos los sistemas resisten muy bien las temperaturas puesto que la reología se mantiene constante después de 24 horas proceso de envejecimiento a alta temperatura, debido que los valores antes y después de rolado se mantienen constantes a acepción del Sistema de Cal en Base Agua PLY (SC- PLY) (punto 21), ya que después de rolado la viscosidad disminuye considerablemente, pero cabe resaltar que se mantiene dentro de los parámetros aceptables.

- Comparando los valores de Viscosidad Plástica y Punto Cedente, se observa que la tendencia entre estas dos curvas (gráfica 3.5) es buena, donde los valores de Punto Cedente sean ligeramente mayor a la Viscosidad Plástica.



GRÁFICA 3.6

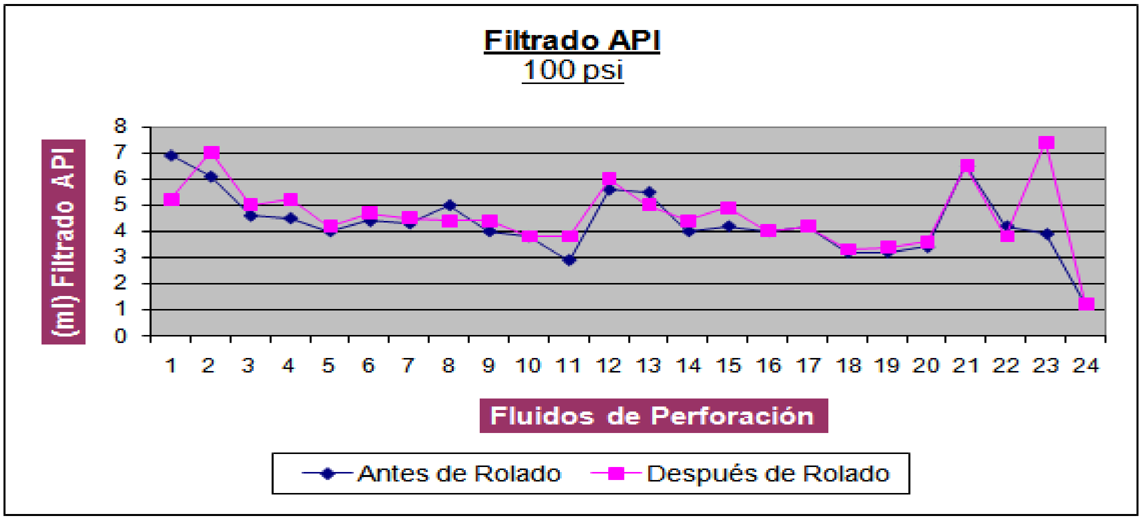
RESUMEN DEL FILTRADO API (100 PSI) DE LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES DE SER ROLADOS

TABLA 22

SERIES DE LA GRÁFICA 3.6

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	9	SAD-HY 20 lpb de NaCl	17	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	10	SAD-HY 40 lpb de NaCl	18	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	11	SAD-HY 80 lpb de NaCl	19	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	12	SAD-BX sin sal	20	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	13	SAD-BX 10 lpb de KCl	21	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	14	SAD-BX 15 lpb de KCl	22	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	15	SAD-BX 20 lpb de KCl	23	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	16	SAD-BX 40 lpb de KCl	24	SBA-OBM



GRÁFICA 3.7

COMPARACIÓN DEL FILTRADO API (100 PSI) DE LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES Y DESPUÉS DE ROLADOS

TABLA 23

SERIES DE LA GRÁFICA 3.7

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series **Fluidos de Perforación**					
1	SIA-CS 6 lpb	**9**	SAD-HY 20 lpb de NaCl	**17**	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	**10**	SAD-HY 40 lpb de NaCl	**18**	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	**11**	SAD-HY 80 lpb de NaCl	**19**	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	**12**	SAD-BX sin sal	**20**	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	**13**	SAD-BX 10 lpb de KCl	**21**	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	**14**	SAD-BX 15 lpb de KCl	**22**	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	**15**	SAD-BX 20 lpb de KCl	**23**	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	**16**	SAD-BX 40 lpb de KCl	**24**	SBA-OBM

Análisis

- Podemos observar claramente que todos los sistemas tienen un filtrado menor a 7 ml (a 100 psi y 30 min), inclusive podemos observar en la gráfica 3.7, que el valor del filtrado es muy similar después de rolado, es decir que los polímeros que se usan para controlar el filtrado soportan muy bien el proceso de envejecimiento. Esto demuestra una vez más que todos son buenos sistemas, pero dentro de ellos también se nota que los que menor filtrado API tienen, son los Sistema de Alto Desempeño Base Agua – HY (SAD-HY) y Sistema de Alto Desempeño Base Agua – BX (SAD-BX), esto se debe justamente a la composición formulación con materiales de alto desempeño.

- Adicionalmente se observa que la sal ya sea de Cloruro de Potasio o Cloruro de Sodio tiene un efecto positivo sobre el filtrado, ya que a medida que aumenta la concentración de la sal, disminuye el valor del filtrado en los sistemas SAD-HY y SAD-BX.

3.4.2. Resultados pruebas Químicas de los Sistemas de Fluidos de perforación aplicados.

A continuación se presentan los resultados más importantes de las propiedades químicas tales como la alcalinidad del fluido, como de su filtrado API, además de cloruros, calcios y dureza total de los todos los sistemas que se analizaron:

- Sistema inhibidor de arcilla base agua – CS (SIA-CS), sistema con el cual fue perforado el pozo X en el Campo AV.

- Sistema de alto desempeño base agua – BX (SAD-BX) (base KCl y NaCl).

- Sistema de alto desempeño base agua – HY (SAD-HY) (base KCl y NaCl).

- Sistema de Poliacrilamida en base agua – PHP (SP-PHP).

- Sistema de Poliacrilamida en base agua – PHP con 25 lb/bb CEV (SP-PHP con 25 lb/bb CEV).

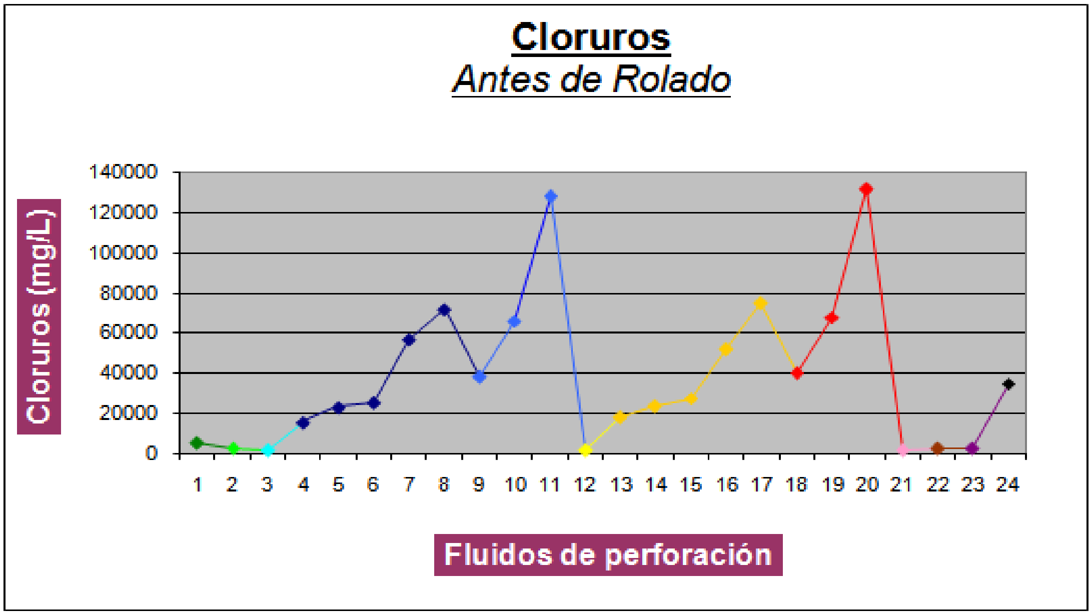
- Sistema de cal en base agua – PLY (SC-PLY).

- Sistema base aceite – OBM (SBA-OBM).

TABLA 24

RESUMEN DE LAS PRINCIPALES PROPIEDADES QUÍMICAS ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO

Resumen de las principales Propiedades químicas					
		Cloruros Mg/L		**Dureza Total DT Mg/L**	
Fluido de Perforación		Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
SIA-CS	**6 Clay AS lpb**	4700	4900	120	260
	8 Clay AS lpb	2200	2800	320	360
SAD-HY	**Sin Sal**	1400	1400	235	230
	10 Kcl lpb	15500	17500	240	240
	15 Kcl lpb	23000	23000	360	320
	20 Kcl lpb	25500	25000	440	430
	40 Kcl lpb	57000	57000	400	440
	60 Kcl lpb	72000	78000	440	440
	20 NaCl lpb	38000	38000	264	320
	40 NaCl lpb	66000	65000	440	640
	80 NaCl lpb	128000	132000	680	700
SAD-BX	**Sin Sal**	1200	1000	100	70
	10 Kcl lpb	18000	14000	110	80
	15 Kcl lpb	23300	21000	280	200
	20 Kcl lpb	27500	27500	320	260
	40 Kcl lpb	52000	53500	192	200
	60 Kcl lpb	75000	78000	300	300
	20 NaCl lpb	40000	40000	360	300
	40 NaCl lpb	68000	68000	400	380
	80 NaCl lpb	132000	137000	480	400
SC-PLY		1200	1120	360	180
SP-PHP		2000	2000	280	240
SP-PHP	**con 25 lb/bb CEB**	2000	2000	160	176
SBA-OBM		35000	35000	3200	3200



GRÁFICA 3.8

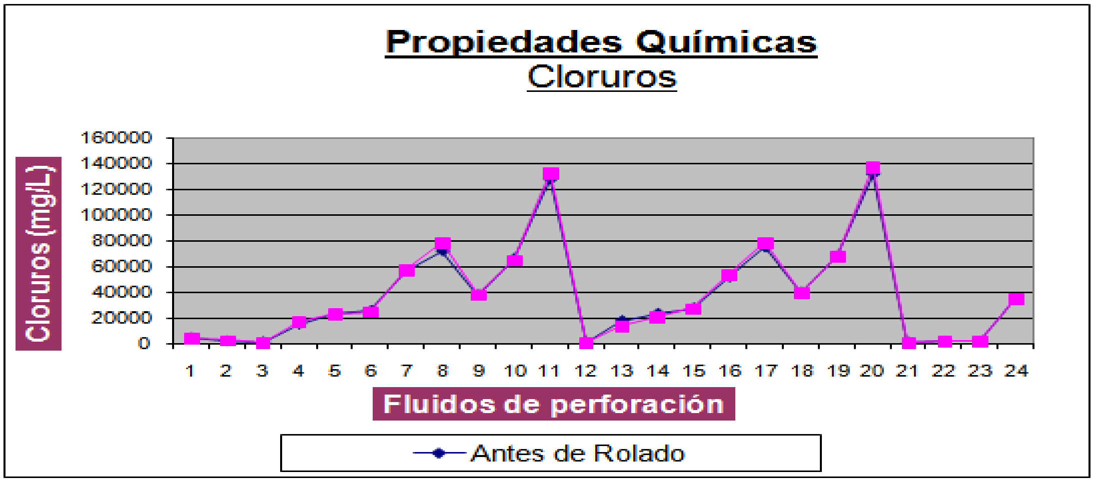
RESUMEN DE LA CONCENTRACIÓN DE CLORUROS EN LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES DE SER ROLADOS

TABLA 25

SERIES DE LA GRÁFICA 3.8

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	9	SAD-HY 20 lpb de NaCl	17	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	10	SAD-HY 40 lpb de NaCl	18	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	11	SAD-HY 80 lpb de NaCl	19	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	12	SAD-BX sin sal	20	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	13	SAD-BX 10 lpb de KCl	21	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	14	SAD-BX 15 lpb de KCl	22	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	15	SAD-BX 20 lpb de KCl	23	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	16	SAD-BX 40 lpb de KCl	24	SBA-OBM



GRÁFICA 3.9

COMPARACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE CLORUROS EN LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES Y DESPUÉS DE SER ROLADOS

TABLA 26

SERIES DE LA GRÁFICA 3.9

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	**9**	SAD-HY 20 lpb de NaCl	**17**	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	**10**	SAD-HY 40 lpb de NaCl	**18**	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	**11**	SAD-HY 80 lpb de NaCl	**19**	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	**12**	SAD-BX sin sal	**20**	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	**13**	SAD-BX 10 lpb de KCl	**21**	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	**14**	SAD-BX 15 lpb de KCl	**22**	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	**15**	SAD-BX 20 lpb de KCl	**23**	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	**16**	SAD-BX 40 lpb de KCl	**24**	SBA-OBM

Análisis

Se puede considerar claramente en la Gráfica 3.8 la tendencia de los iones cloruros, y es que ésta aumenta a medida que concentración de sales de cloruro de potasio o cloruro de sodio aumenta en los Sistemas de Alto Desempeño Base Agua – HY (SAD-HY) y los Sistemas de Alto Desempeño Base Agua – BX (SAD-BX),

Recordando que el principal objetivo de este trabajo es encontrar un fluido de perforación que inhiba en una forma eficaz la hidratación de las arcillas del Campo AV, en el área donde fue perforado el pozo X, para lo cual se probaran diferentes mecanismos, de los cuales se pueden apreciar los diferentes mecanismos de inhibición en la Gráfica 3.8.

Los distintos sistemas usan:

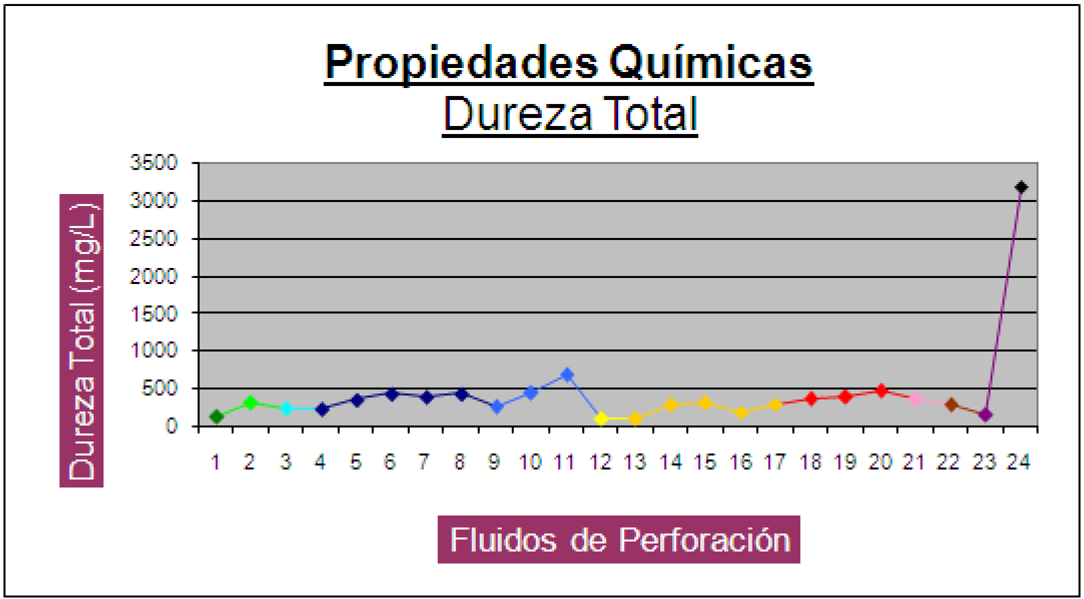
- SIA-CS usa principalmente un Material anfótero de bajo peso molecular, producto que aumenta la cantidad de iones cloruros.

- SAD-HY y SAD-BX emplea principalmente Sales (NaCl y KCl), esto se lo puede observar claramente en la Gráfica 3.8, ya que la tendencia de sus puntos es en aumento a medida que la concentración de sal aumenta.

- SC-PLY, este sistema contiene baja presencia de iones cloruro (Gráfica 3.8) debido a que este usa las propiedades de inhibición de la Cal y además las propiedades de dispersión de el Lignosulfonato.

- SP-PHP, el sistema principalmente contiene un polímero que encapsula los cortes de arcillas para que no se incorporen al sistema. Representado en la Gráfica 3.8 con poca cantidad de iones cloruro.

- SBA-OBM, es un sistema base-aceite y contienen muchas propiedades de inhibición, adicionalmente contiene gran cantidad de iones cloro, por lo cual es un sistema muy superior a los demás.



GRÁFICA 3.10

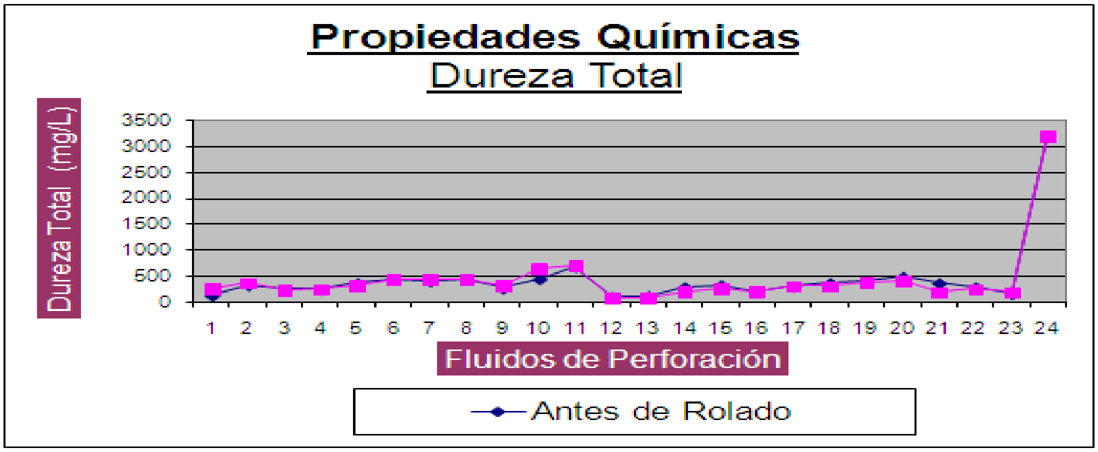
RESUMEN DE LOS VALORES DE DUREZA TOTAL DE LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES DE SER ROLADOS

TABLA 27

SERIES DE LA GRÁFICA 3.10

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	9	SAD-HY 20 lpb de NaCl	17	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	10	SAD-HY 40 lpb de NaCl	18	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	11	SAD-HY 80 lpb de NaCl	19	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	12	SAD-BX sin sal	20	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	13	SAD-BX 10 lpb de KCl	21	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	14	SAD-BX 15 lpb de KCl	22	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	15	SAD-BX 20 lpb de KCl	23	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	16	SAD-BX 40 lpb de KCl	24	SBA-OBM



GRÁFICA 3.11

COMPARACIÓN DE LOS VALORES DE DUREZA TOTAL DE LOS DIFERENTES FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS ANTES Y DESPUÉS DE SER ROLADOS

TABLA 28

SERIES DE LA GRÁFICA 3.11

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	**9**	SAD-HY 20 lpb de NaCl	**17**	SAD-BX 60 lpb de KCl
2	SIA-CS 8 lpb	**10**	SAD-HY 40 lpb de NaCl	**18**	SAD-BX 20 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	**11**	SAD-HY 80 lpb de NaCl	**19**	SAD-BX 40 lpb de NaCl
4	SAD-HY 10 lpb de KCL	**12**	SAD-BX sin sal	**20**	SAD-BX 80 lpb de NaCl
5	SAD-HY 15 lpb de KCL	**13**	SAD-BX 10 lpb de KCl	**21**	SC-PLY
6	SAD-HY 20 lpb de KCl	**14**	SAD-BX 15 lpb de KCl	**22**	SP-PHP
7	SAD-HY 40 lpb de KCl	**15**	SAD-BX 20 lpb de KCl	**23**	SP-PHP con 25 lb/bb CEB
8	SAD-HY 60 lpb de KCl	**16**	SAD-BX 40 lpb de KCl	**24**	SBA-OBM

Análisis

- Se observa que la dureza del filtrado de los sistemas en general es menor a 500 mg/L a excepción del sistema SBA-OBM ya que este en su formulación contiene gran aporte de Calcio, por medio de la sal de Cloruro de Calcio e Hidróxido de Calcio, también el efecto del cloruro de calcio lo podemos observar en la Gráfica 3.8, puesto que se observa gran presencia de iones cloruro.

- Otro punto muy importante que se pueden observar en las Gráficas 3.9 y 3.11 es que la cantidad de mg/L Cloruros y Dureza Total es la misma antes y después de rolado. La explicación de esto es muy simple, el proceso de rolado consiste en envejecer el fluido de perforación bajo la presencia de temperatura, simulando el envejecimiento en el pozo, como en esta prueba no existe ningún agente de contaminación externa los sistemas obviamente no aumentarán ni disminuirán la cantidad de mg/L de Cloruros y Dureza total.

- La presencia de cal, que es preponderante en el sistema de cal en base agua PLY, (SC-PLY), se puede observar en las pruebas de Pm, Pf/Mf, resultados de la pruebas que se encuentran en el Anexo 21.

Hasta el momento en este capítulo hemos estudiado cuáles son las características de los diferentes sistemas de perforación pudiéndolas observar por medio de las pruebas y propiedades físico y químicas, haciéndose notar el efecto que han tenido cada uno de los productos en la formulación de los distintos tipos de sistemas, ya que cada uno de estos son muy diferentes entre si.

Cabe recalcar que en si, la finalidad de las pruebas para determinar las propiedades físicas y químicas es poder darle un seguimiento al fluido de perforación en el proceso de ésta de un pozo y poder de esta manera cumplir con los requerimientos que demanda cada pozo o detectar cualquier tipo de contaminante.

Ya que el objetivo de este trabajo no es estudiar cuales son los contaminantes y los tratamientos que deben de tener los fluidos de perforación bajo estos efectos, no se profundizará en este tema.

Pero a continuación se muestra en resumen en forma práctica, cuales son los contaminantes y los indicios que se pueden observar con la ayuda de las pruebas físicas y químicas, para luego en el siguiente capítulo, poder unir todas las herramientas obtenidas tanto sobre los fluidos de perforación, como del comportamiento de las arcillas y así analizar con resultados de pruebas experimentales la interacción entre estos dos factores.

TABLA 29

RESUMEN DE LOS CAMBIOS EN LAS PROPIEDADES FÍSICO Y QUÍMICA DE EN FLUIDO DE PERFORACIÓN

SEGÚN EL CONTAMINANTE

Propiedad	C. S.	Temp	Geles	MBT	Filtrado	pH	Pm	Pf	Mf	Cl	Ca	Dt
Contaminante												
Arcilla	↑	-	-	↑	-	-	↓	↓	-	-	-	-
Bicarbonato de Sodio	-	-	↑	-	↑	-	-	↓	↑	-	↓	↓
Carbonato	-	-	↑	-	↑	↑	↑	↑	↑	-	↓	↓
Cloruro de Sodio (SAL)	-	-	-	-	-	↓	↓	↓	↓	↑	-	-
Cemento	-	-	-	-	-	↑	↑	↑	-	-	↑	↑
Anhidrita	-	-	-	-	-	↓	↓	↓	↓	-	↑	↑
Alta temperatura	↑	↑	-	-	↑	↓	↓	↓	-	-	-	-

C. S = Contenido de Sólidos
Temp.= Temperatura

CAPÍTULO 4

4. PRUEBAS ESPECIALES DE LABORATORIO.

Como ya lo hemos mencionado existen problemas en el proceso de perforación como pega de tubería, hinchamiento de las paredes del pozo y por ende pozos estrechos y desprendimiento de las paredes, estos problemas se los puede atribuir a la estabilidad de las arcillas en el pozo. Por lo que es muy importante entender la interacción posible de las arcillas que se encuentran en la litogía del área a perforar.

En el capítulo 2 estudiamos que son las arcillas, su estructura, los estados en que se pueden encontrar en un fluido de perforación y con la ayuda de análisis de difracción con rayos X seleccionamos las formaciones a estudiar, las cuales fueron la formación Chalcana y Tena. En el capítulo 3 revisamos las propiedades físicas y químicas que permiten entre otras cosas analizar la interacción fluido de perforación – arcillas.

En el capítulo presente llegaremos a la pate final y más importante de este proyecto de tesis, puesto a que con la ayuda de pruebas especiales que se realizan específicamente a las arcillas para ver su comportamiento de dispersión, hinchamiento, bajo presencia de los mecanismos que proporcionan los distintos inhibidores que se encuentran en la formulación de los fluidos de perforación.

Cuando se esté analizando este tipo de reacciones, el primer sistema será el Sistema Inhibidor de Arcilla Base Agua – CS (SIA-CS), con su formulación original y luego agregándole 2 lpb mas del principal inhibidor de este sistema, producto llamado CLAY AS, puesto a que este es el sistema con el cual se perforó el pozo X, en el campo AV; pozo del cual se extrajo las muestras de arcillas que fueron seleccionadas para ser analizadas con todos los demás sistemas.

Estas pruebas especiales son:

- Prueba del tiempo de succión capilar (CST)
- Prueba de hinchamiento lineal (LSM)
- Prueba de erosión o dispersión de arcillas
- Prueba de difracción con rayos X.

Por consideraciones económicas y técnicas, la prueba de difracción con rayos X se la realizó en un laboratorio especializado y no en el laboratorio de fluidos de perforación, por lo que recordamos que este trabajo se centra solo en el análisis de los resultados de la prueba de difracción con rayos X y no en su realización, tema que ya fue revisado en el capítulo 2.

4.1. Prueba del tiempo de succión capilar (CST).

La prueba consiste en medir el tiempo que toma viajar radialmente entre dos electrodos sobre un papel filtro grueso y poroso una cantidad determinada de agua con arcilla y si es el caso un inhibidor.

Por lo que esta prueba mide las propiedades hidratantes y dispersantes de las arcillas simulando las fuerzas de agitación y químicas durante la perforación.

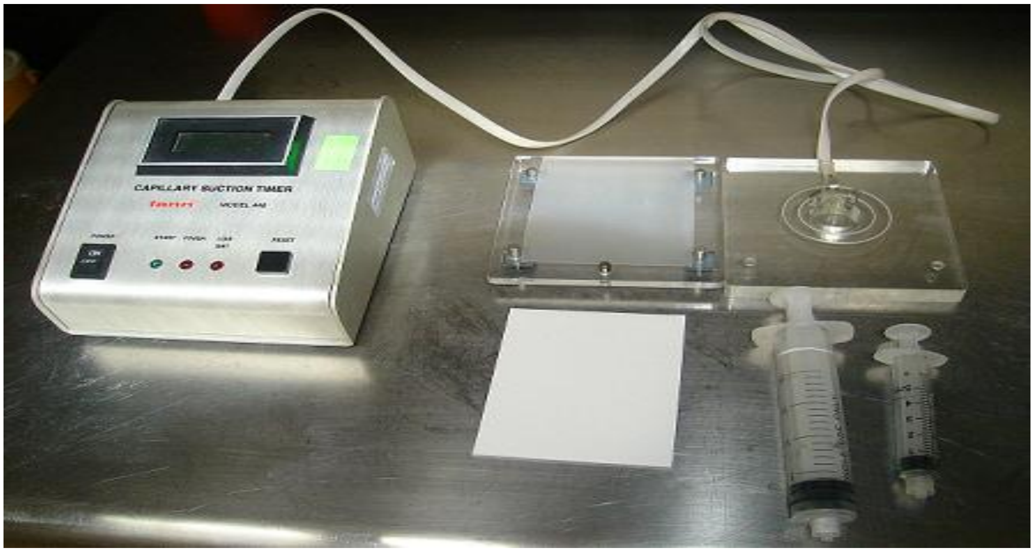


FIGURA 4.1 EQUIPO DE CST

FOTO TOMADA POR ÁLVARO CASTILLO P.

5 DE MAYO DEL 2007

Consideraciones:

El valor del tiempo de succión capilar CST depende de la cantidad y del tipo de sólidos en el fluido, pH, tipo y concentración de polímero, del defloculante o dispersante, de la salinidad y de la intensidad de la mezcla.

En la prueba (CST), el contenido de sólidos arcillosos y el tiempo de mezclado se mantienen siempre constantes, pero las características químicas como de pH y de salinidad, varían.

Interpretación:

Los valores de CST, nos dan una idea de la permeabilidad del revoque, considerando que partículas altamente dispersas dan baja permeabilidad del filtrado y altos valores de CST, mientras que bajos valores de CST indican partículas floculadas con alta permeabilidad de revoque.

Los resultados de la prueba de CST se grafican para mostrar el valor de tiempo de succión capilar en segundos en función del tipo de fluido probado. Por ejemplo podemos mostrar los resultados de los efectos de inhibición de varias sales y su concentración sobre la dispersión de una arcilla.

Procedimiento:

1. Secar la muestra de arcilla que se desea analizar.
2. Moler la muestra.
3. Tamizar la muestra usando mallas de 75 um (# 100) y 15 um (# 200).
4. Recoger la muestra que se ha retenido en la malla de 15 um (# 200) pero que ha pasado la malla 75 um (# 100).
5. Pesar 2 gr de muestra del tamaño obtenido entre la malla 15 um y 75 um (# 100).
6. Armar el equipo de CST.
7. Preparar un fluido con agua destilada y el inhibidor de arcilla a usar, agitándolo por 2 minutos.

8. Tomar 24 ml del fluido y mezclar con 2 gramos de arcilla y agitar la muestra por un minuto.

9. Tomar de 3.5 a 5 ml de la mezcla y colocar en la copa de CST.

10. Obtener la medida del CST, en segundos con una apreciación de 0.1 segundos.

Simbología

= número de filamentos cruzados / pulgada cuadrada.

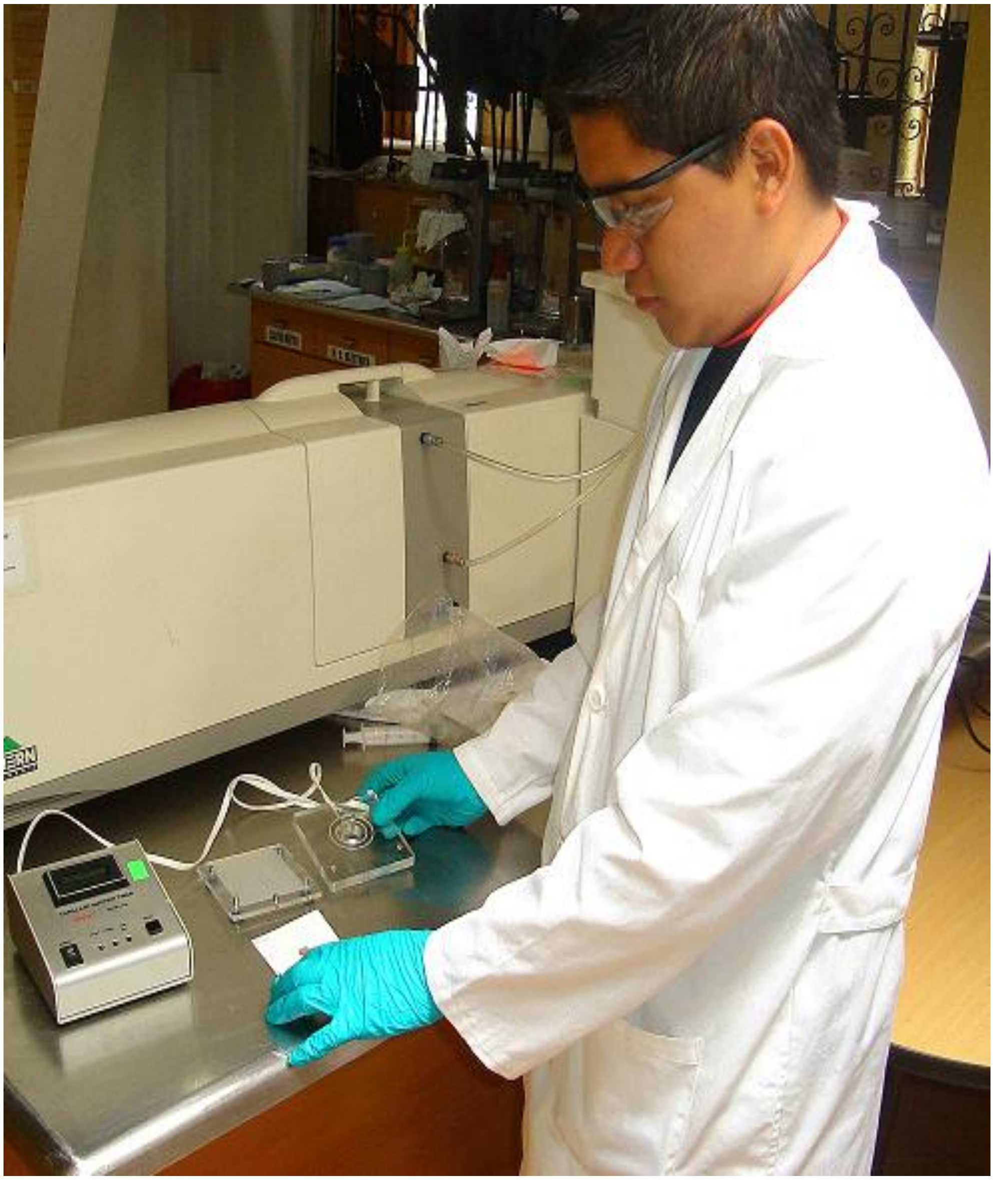


FIGURA 4.2 REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE CST

Ejecutada por Álvaro Castillo P

Foto tomada por personal de laboratorio de Halliburton

5 de Mayo del 2007

4.1.1. Resultados del tiempo de Succión Capilar.

4.1.1.1. Formulación para las pruebas de CST.

Esta es la primera prueba especial que se realiza en el proceso del análisis de la interacción arcilla-fluido de perforación. Recordando que la prueba de difracción con rayos X fue la primera prueba especial realizada, pero solo se basa en el análisis de arcilla.

En esta prueba se analizará el producto principal de cada sistema de fluido de perforación que se utiliza para inhibir las arcillas a distintas concentraciones (los cuales se encuentran especificados en la tabla 30) y poder observar su comportamiento.

TABLA 30

FORMULACIÓN PARA LAS PRUEBAS DE CST

Formulación				
	Clay AS lpb	Cal lpb	Cloruro de Potasio lpb	Cloruro de Sodio lpb
1	6	2	10	10
2	10	4	15	15
3	-	6	20	20
4	-	-	40	40

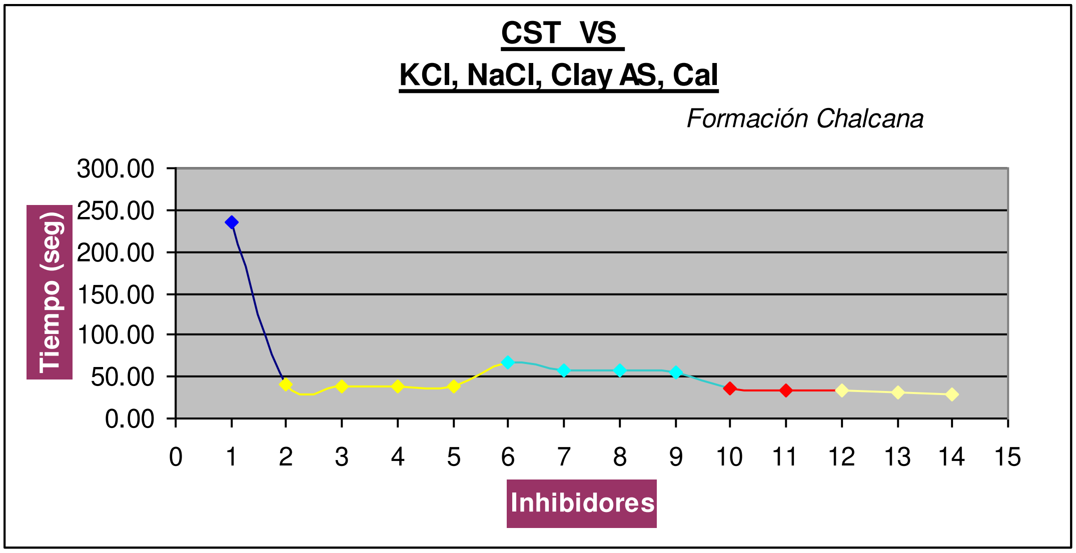
4.1.1.2. Resultados del Tiempo de Succión Capilar (CST) evaluadas con KCl, NaCl, Clay AS y Cal.

FORMACIÓN CHALCANA

TABLA 31

RESULTADOS TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST) DE LA FORMACIÓN CHALCANA EVALUADA CON KCL, NACL, CLAY AS Y CAL

C S T				
Formación Chalcana				
Inhibidor	**Concentración lpb**	**Lectura 1**	**Lectura 2**	**Promedio**
Agua Destilada		***239.20***	***232.50***	***235.85***
KCL				
	10	39.70	39.70	**39.70**
	15	39.10	36.90	**38.00**
	20	40.00	36.80	**38.40**
	40	38.50	38.10	**38.30**
NaCL				
	10	67.90	65.00	**66.45**
	15	58.50	58.90	**58.70**
	20	57.20	56.90	**57.05**
	40	55.50	54.50	**55.00**
Clay AS				
	6	35.30	35.10	**35.20**
	10	31.87	34.40	**33.14**
Cal				
	2	33.70	33.60	**33.65**
	4	33.30	28.90	**31.10**
	6	28.80	29.40	**29.10**



GRÁFICA 4.1

TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST) DE LA FORMACIÓN CHALCANA VS KCL, NACL, CLAY AS Y CAL

TABLA 32

SERIES DE LA GRÁFICA 4.1

Inhibidor			
1	Agua Destilada	8	20 lpb NaCl
2	10 lpb KCl	9	40 lpb NaCl
3	15 lpb KCl	10	6 lpb Clay AS
4	20 lpb KCl	11	10 lpb Clay AS
5	40 lpb KCl	12	2 lpb Cal
6	10 lpb NaCl	13	4 lpb Cal
7	15 lpb NaCl	14	6 lpb Cal

FIGURA 4.3 FOTO DEL PAPEL FILTRO DONDE SE REALIZÓ PRUEBA SE CST, CON LA FORMACIÓN CHALCANA, 20 LPB DE KCL Y 15 LPB DE NACL

Tomada por Álvaro Castillo P.

7 de Mayo del 2007

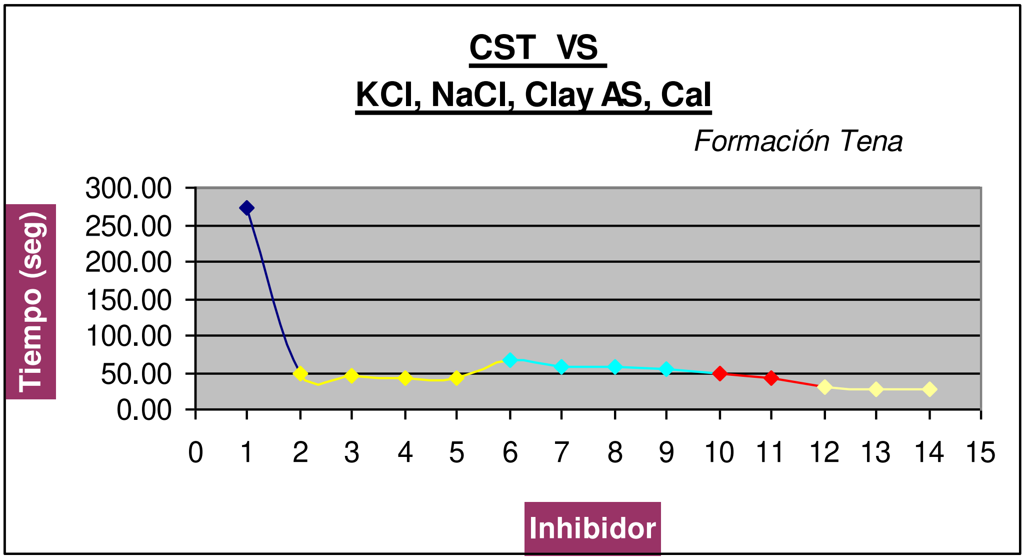
4.1.1.3. Resultados del Tiempo de Succión Capilar (CST) evaluadas con KCl, NaCl, Clay AS y Cal.

FORMACION TENA

TABLA 33

RESULTADOS TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST) DE LA FORMACIÓN TENA EVALUADO CON KCL, NACL, CLAY AS Y CAL

C S T				
Formación Tena				
Inhibidor	**Concentración Lpb**	**Lectura 1**	**Lectura 2**	**Promedio**
Agua Destilada		***270.00***	***273.00***	***271.50***
KCL				
	10	48.70	48.80	**48.75**
	15	44.90	47.10	**46.00**
	20	44.00	42.70	**43.35**
	40	44.60	42.80	**43.70**
NaCL				
	10	67.90	65.00	**66.45**
	15	58.50	58.90	**58.70**
	20	57.20	56.90	**57.05**
	40	55.50	54.50	**55.00**
Clay AS				
	6	51.50	48.10	**49.80**
	10	44.60	42.80	**43.70**
Cal				
	2	29.40	30.70	**30.05**
	4	26.80	28.50	**27.65**
	6	26.70	26.80	**26.80**



GRÁFICA 4.2

TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST) DE LA FORMACIÓN TENA

VS KCL, NACL, CLAY AS Y CAL

TABLA 34

SERIES DE LA GRÁFICA 4.2

Inhibidor			
1	Agua Destilada	8	20 lpb NaCl
2	10 lpb KCl	9	40 lpb NaCl
3	15 lpb KCl	10	6 lpb Clay AS
4	20 lpb KCl	11	10 lpb Clay AS
5	40 lpb KCl	12	2 lpb Cal
6	10 lpb NaCl	13	4 lpb Cal
7	15 lpb NaCl	14	6 lpb Cal

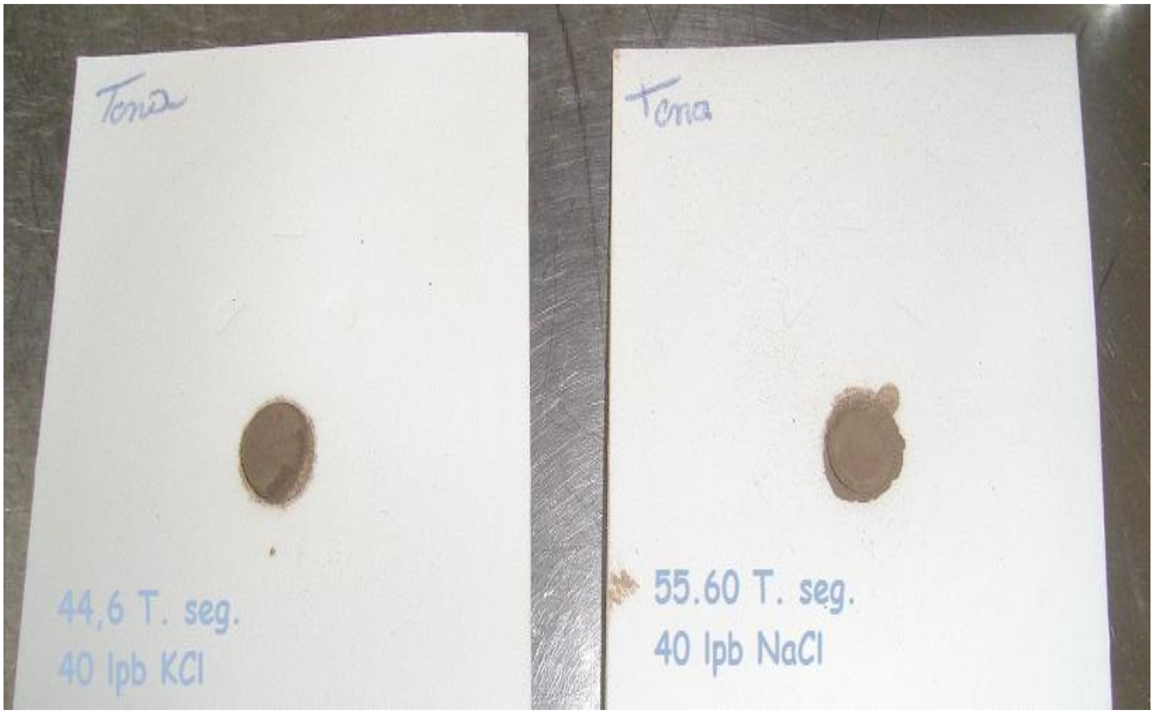


FIGURA 4.4 FOTO DEL PAPEL FILTRO DONDE SE REALIZÓ PRUEBA SE CST, CON LA FORMACIÓN TENA, 20 LPB DE KCL Y 15 LPB DE NACL

Tomada por Álvaro Castillo P.

10 de Mayo del 2007

Análisis

- Se hicieron pruebas de CST tanto para la formación Chalcana y Tena, en ambas se realizaron pruebas solamente con agua destilada con la finalidad de tener un punto inicial y así poder observar más claramente el efecto de inhibición de los distintos inhibidores.

- Podemos observar claramente en las Gráficas 4.1 y 4.2 el efecto de los inhibidores sobre la arcilla de ambas formaciones, puesto que cuando se realiza la prueba solo con agua el valor de CST en promedio fue de 250 seg, al contrario, cuando se usaron inhibidores tienen un valor promedio de CST de 50 seg, recordando que los valores altos de CST, en este caso los del agua destilada indican que la arcilla absorbió el agua por ende esta se demora mucho más en pasar ambos sensores, mientras que los valores bajos nos indican que los inhibidores cumplieron la función de impedir que las arcillas absorban el agua, permitiendo que esta pase en un tiempo menor por los sensores.

- En las Gráficas podemos observar claramente la tendencia de los valores de CST y esta indica, que aunque con valores pequeños, a media que se aumenta la concentración de los inhibidores el tiempo en que el agua pasa ambos sensores disminuye, hasta un determinado valor en el cual así aumente la concentración del inhibidor el valor del CST ya no disminuye.

- Cabe una vez más enfatizar que en esta prueba solo se prueba el inhibidor principal, donde los mejores resultados CST en ambas formaciones tuvo la Cal, mientras que los valores más altos a parte del agua destilada los tuvo la sal de cloruro de sodio, ahora se procede a revisar los resultados de las dos pruebas faltantes donde se analizaran el efecto de inhibición no solamente de un producto en forma puntual, sino de todo el sistema.

4.2. Prueba de erosión o dispersión de arcillas.

En esta prueba se analiza el efecto dispersivo que tendrá un fluido de perforación sobre una muestra de arcilla. Se selecciona una determinada cantidad fija de muestra se la deja en interacción con el fluido de perforación y luego se determina cuanta arcilla se ha dispersado en el fluido.

Consideraciones:

El tiempo de interacción entre la arcilla y el fluido debe de ser de 16 horas a una temperatura de 120 a 150 ºF.

FIGURA 4.5 EQUIPO USADO PARA DISPERSIÓN Y MUESTRA DE ARCILLA

Tomada por Álvaro Castillo P.

3 de Junio del 2007

Interpretación:

Los resultados de la prueba se presentan como un porcentaje de erosión. El porcentaje de la erosión de la arcilla se calcula en base a una relación de pesos de arcilla antes y después de de la interacción arcilla y fluido de perforación durante 16 horas y una determinada temperatura.

Procedimiento:

1. Secar la muestra de arcilla que se desea analizar.

2. Moler la muestra.

3. Tamizar la muestra en mallas de 2360 um (# 8) y 1400 um (# 14).

4. Recoger la muestra que se ha retenido en la malla 1400 um (# 14) pero que ha pasado la malla 2360 um (# 8).

5. Pesar 15 gr de muestra del tamaño obtenido entre la malla 2360 um (# 8) y 1400 um (# 14).

6. Preparar el fluido de perforación con el inhibidor de arcilla a usar.

7. Colocar los 15 gr de muestra de la arcilla, con el fluido de perforación en la celda de rolado y dejar el sistema girando en el horno a una temperatura de 120 a 150 ºF por 16 horas.

8. Después de las 16 horas, tamizar el lodo y secar la arcilla recuperada.

9. Pesar la arcilla recuperada.

10. Determinar el porcentaje de dispersión con la siguiente ecuación:

% de dispersión = (peso inicial (15 g fijo) – peso final g) / peso inicial g.

Simbología

= número de filamentos cruzados / pulgada cuadrada.

FIGURA 4.6 REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE DISPERSIÓN DE ARCILLA

Ejecutada por Álvaro Castillo P.

Foto Tomada por personal de laboratorio de Halliburton

9 de Junio del 2007

4.2.1. Resultados de las pruebas de dispersión de las arcillas, evaluadas con los lodos: Sistema de alto desempeño base agua – HY (SAD-HY), Sistema de alto desempeño base agua – BX (SAD-BX) (base KCl y NaCL), Sistema inhibidor de arcilla base agua – CS (SIA-CS), Sistema de Poliacrilamida en base agua – PHP (SP-PHP), Sistema de Poliacrilamida en base agua – PHP con 25 lb/bb CEV (SP-PHP con 25 lb/bb CEV), Sistema de cal en base agua – PLY (SC-PLY) y Sistema base aceite – SBA-OBM (SBA-SBA-OBM); antes y después de rolado.

4.2.1.1. Resultados, de las pruebas de dispersión de la formación Chalcana.

TABLA 35

RESULTADOS DE LA DISPERSIÓN DE LA FORMACIÓN CHALCANA EVALUADA CON LOS FLUIDOS SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA-CS)

SIA-CS		
FORMACION CHALCANA	**DISPERSIONES** Clay AS (lpb)	
	6	8
Peso Inicial g	15.00	15.00
Peso Final g	2.60	2.88
Dispersión %	**82.67**	**80.80**

Análisis

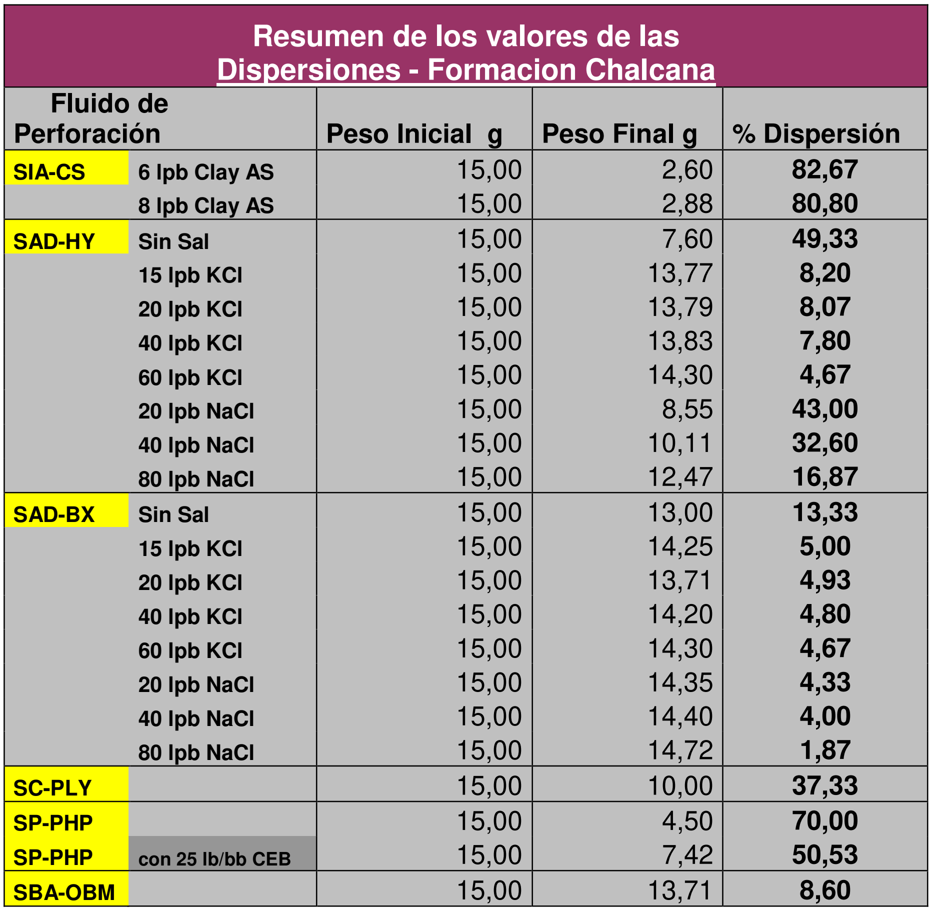
- Se puede observar claramente que con el Sistema Inhibidor de Arcilla Base Agua – CS (SIA-CS), la dispersión de la arcillas de la formación Chalana es alta, estos valores indican que en el proceso de perforación, del 100 % de sólidos arcillosos provenientes de la formación Chalcana en promedio el 80 % de estos sólidos se incorporaran al fluido de perforación. Resultados que claramente resaltan e indican del porque hubo problemas al perforar esta formación en el pozo X del Campo AV.

- Los resultados mostrados en la tabla 39, nos indican que no hay mucha diferencia entre la concentración de 6 lpb y 8 lpb para evitar la dispersión de la arcilla, puesto a que la diferencia es apenas del 1.87%.

Ahora revisaremos los resultados de las pruebas realizadas con todos los demás sistemas y observar si existe alguna mejora con otro tipo de inhibidor en los demás sistemas de fluidos de perforación, resultados mostrados en la tabla 43.

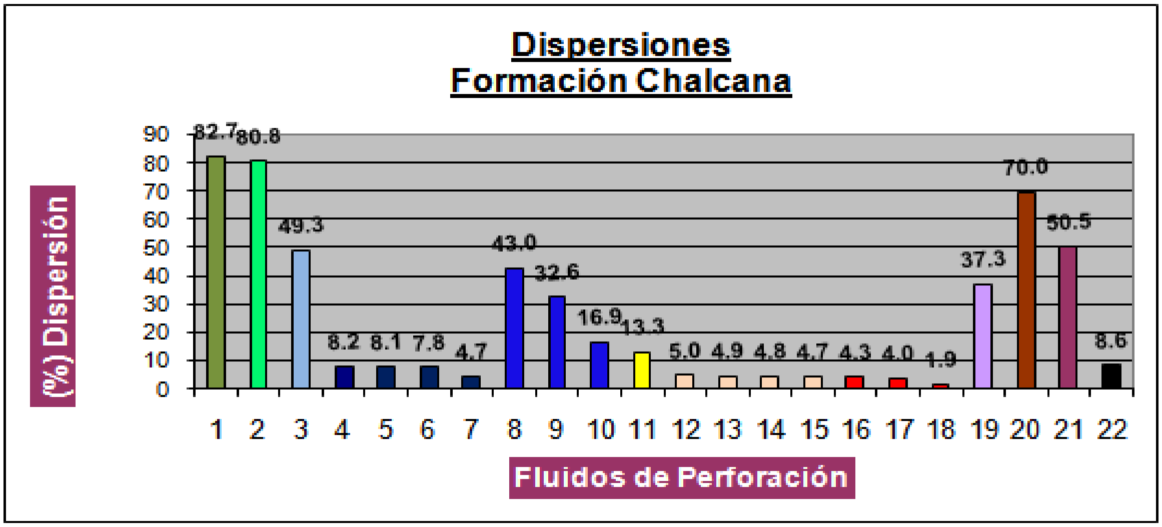
TABLA 36

RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS VALORES DE LAS DISPERSIONES DE LA FORMACIÓN CHALCANA



Resumen de los valores de las Dispersiones - Formacion Chalcana

Fluido de Perforación		Peso Inicial g	Peso Final g	% Dispersión
SIA-CS	**6 lpb Clay AS**	15,00	2,60	**82,67**
	8 lpb Clay AS	15,00	2,88	**80,80**
SAD-HY	**Sin Sal**	15,00	7,60	**49,33**
	15 lpb KCl	15,00	13,77	**8,20**
	20 lpb KCl	15,00	13,79	**8,07**
	40 lpb KCl	15,00	13,83	**7,80**
	60 lpb KCl	15,00	14,30	**4,67**
	20 lpb NaCl	15,00	8,55	**43,00**
	40 lpb NaCl	15,00	10,11	**32,60**
	80 lpb NaCl	15,00	12,47	**16,87**
SAD-BX	**Sin Sal**	15,00	13,00	**13,33**
	15 lpb KCl	15,00	14,25	**5,00**
	20 lpb KCl	15,00	13,71	**4,93**
	40 lpb KCl	15,00	14,20	**4,80**
	60 lpb KCl	15,00	14,30	**4,67**
	20 lpb NaCl	15,00	14,35	**4,33**
	40 lpb NaCl	15,00	14,40	**4,00**
	80 lpb NaCl	15,00	14,72	**1,87**
SC-PLY		15,00	10,00	**37,33**
SP-PHP		15,00	4,50	**70,00**
SP-PHP	**con 25 lb/bb CEB**	15,00	7,42	**50,53**
SBA-OBM		15,00	13,71	**8,60**



GRÁFICA 4.3

RESUMEN DE RESULTADO DISPERSIONES – FORMACIÓN CHALCANA

TABLA 37

SERIES DE LA GRÁFICA 4.3

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	9	SAD-HY 40 lpb de NaCl	17	SAD-BX 40 lpb de NaCl
2	SIA-CS 8 lpb	10	SAD-HY 80 lpb de NaCl	18	SAD-BX 80 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	11	SAD-BX sin sal	21	SC-PLY
4	SAD-HY 15 lpb de KCL	12	SAD-BX 15 lpb de KCl	22	SP-PHP
5	SAD-HY 20 lpb de KCl	13	SAD-BX 20 lpb de KCl	23	SP-PHP con 25 lb/bb CEV
6	SAD-HY 40 lpb de KCl	14	SAD-BX 40 lpb de KCl	24	SBA-OBM
7	SAD-HY 60 lpb de KCl	15	SAD-BX 60 lpb de KCl		
8	SAD-HY 20 lpb de NaCl	16	SAD-BX 20 lpb de NaCl		

Análisis

- Con los resultados de las pruebas de dispersión de arcilla de la formación Chalcana en los distintos Sistemas de perforación, se obtuvo muy importante información; ya que los resultados nos muestran que los valores más altos de dispersión los tiene el Sistema SIA-CS, lo cual refleja los problemas producidos con las arcilla en la perforación del pozo X. Todos los Sistemas tuvieron un menor porcentaje de dispersión de la arcilla.

- Los otros dos sistemas que tienen altos valores son los Sistemas de Poliacrilamida en Base Agua PHP (SP-PHP) original y al que se le adiciona 25 lb/bb CEV, el primero con 70% y el segundo con una mejora con 50.53. Esta mejora de debe a que la arcilla que ya está incorporada intencionalmente en el sistema, lo satura, reduciendo el porcentaje de arcilla que se dispersa.

- Los Sistemas de Alto Desempeño Base Agua – HY (SAD-HY) y Sistema de Alto Desempeño Base Agua – BX (SAD-BX) ayudan a evitar la dispersión de las arcillas hasta un 49.3 % y 43% respectivamente. Pero se observa que el Sistema de Cal en Base Agua PLY (SC- PLY) es mejor aun ya que la dispersión es de 37.3%, pero aun así estos valores no pueden superar el Sistema Base Aceite – OBM ya que su porcentaje de dispersión es de 8.6% el cual es bien bajo tomando en cuenta los anteriores. Claro que la forma de inhibición de este último sistema no se puede comparar con los demás; ya que es un sistema base aceite y funciona con un mecanismo muy diferente a los sistemas base agua. Mecanismos de inhibición que fueron explicados en el capítulo 3, al indicar cuáles son las características de este sistema.

- Otro punto muy importante que podemos observar en los resultados obtenidos, es el efecto claro que tienen la sal de cloruro de sodio y cloruro de potasio sobre los sistemas SAD-HY y SAD-BX. Este efecto es el gran aporte de capacidad de inhibir en de una forma efectiva las arcillas, de una manera mejor que todos los demás sistemas junto con sus inhibidores que se han usado en este trabajo, inclusive superando al Sistema base aceite-OBM, para el caso de la formación Chalcana.

- En estas pruebas los mejores resultados fueron obtenidos con el uso de la sal de cloruro de sodio en el sistema SAD-BX, inclusive se observa que hasta en su mínima concentración de 20 lpb notamos una dispersión mínima de 4.3 %, valor que se puede considerar en esta formación como el más optimo; ya que a medida que aumenta la concentración de sal de cloruro de sodio, el porcentaje de dispersión disminuye pero en forma casi despreciable.

- Cabe resaltar que estos efectos tan positivos del cloruro de sodio no se obtuvieron con el sistema SAD-HY, en este funcionó mejor el cloruro de potasio para inhibir las arcillas.

4.2.1.2 Resultados de las pruebas de dispersión de la formación Tena.

TABLA 38

RESULTADOS DE LA DISPERSIÓN DE LA FORMACIÓN TENA EVALUADA CON LOS FLUIDOS SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA-CS)

SIA-CS		
FORMACION TENA	DISPERSIONES	
	SIA-CS (lpb)	
	6	8
Peso Inicial g	15.00	15.00
Peso Final g	11.78	11.71
Dispersión %	**21.47**	**21.93**

Análisis

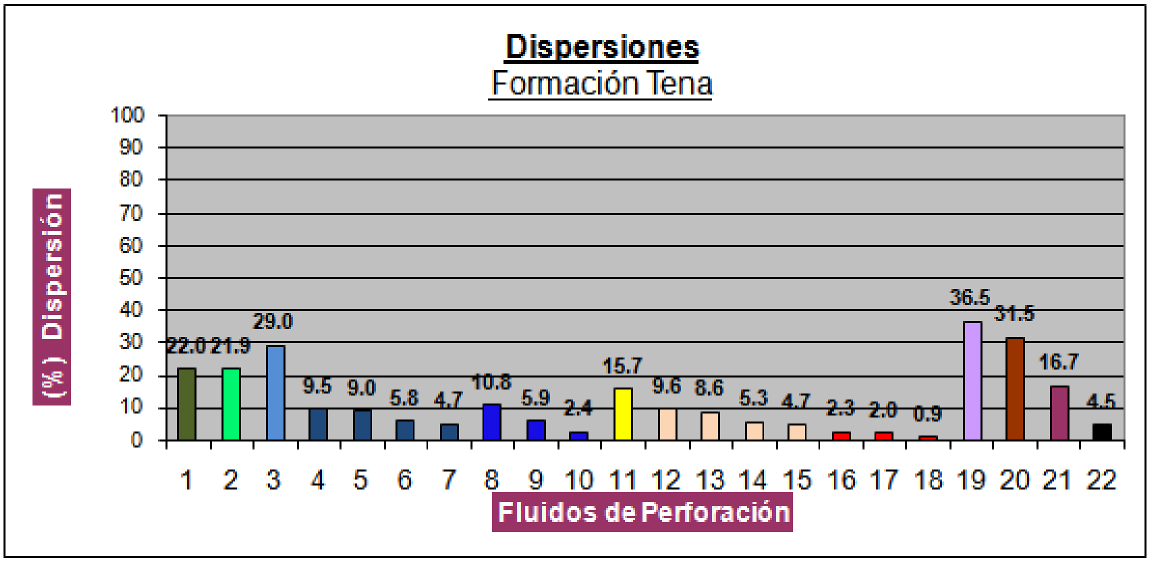
- A diferencia de los resultados de la formación Chalcana el porcentaje de arcilla de la formación Tena que se dispersa en el Sistema Inhibidor de Arcilla Base Agua – CS (SIA-CS), es bajo, pero no tan buenos como los demás sistemas base agua salada en la formación Chalcana.

- Lo que se mantiene constante es el hecho de que el aumento de las dos libras de Clay AS, no marca gran diferencia para mejorar la inhibición de las arcillas, inclusive en este caso podemos observar que el porcentaje de dispersión aumentó, ya que a una concentración de 6 lpb el porcentaje de dispersión es fue de 21.47% y con 8 lpb el porcentaje es fue 21.93, es decir que con dos libras más de Clay AS en la formulación Original, la arcilla de la formación Tena se dispersara un 0.43% más.

TABLA 39

RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS VALORES DE LAS DISPERSIONES DE LA FORMACIÓN TENA

Resumen de los valores de las Dispersiones - Formacion Tena				
Fluido de Perforación		**Peso Inicial g**	**Peso Final g**	**% Dispersión**
SIA-CS	**6 lpb Clay AS**	15,00	11,78	**21,47**
	8 lpb Clay AS	15,00	11,71	**21,93**
SAD-HY	**Sin Sal**	15,00	10,65	**29,00**
	15 lpb KCl	15,00	13,58	**9,47**
	20 lpb KCl	15,00	13,65	**9,00**
	40 lpb KCl	15,00	14,13	**5,80**
	60 lpb KCl	15,00	14,29	**4,73**
	20 lpb NaCl	15,00	13,38	**10,80**
	40 lpb NaCl	15,00	14,12	**5,87**
	80 lpb NaCl	15,00	14,65	**2,37**
SAD-BX	**Sin Sal**	15,00	12,65	**15,67**
	15 lpb KCl	15,00	13,56	**9,60**
	20 lpb KCl	15,00	13,71	**8,60**
	40 lpb KCl	15,00	14,20	**5,33**
	60 lpb KCl	15,00	14,30	**4,67**
	20 lpb NaCl	15,00	14,65	**2,33**
	40 lpb NaCl	15,00	14,70	**2,00**
	80 lpb NaCl	15,00	14,87	**0,87**
SC-PLY		15,00	9,52	**36,53**
SP-PHP		15,00	10,27	**31,53**
SP-PHP	**con 25 lb/bb CEB**	15,00	12,50	**16,67**
SBA-OBM		15,00	14,32	**4,53**



GRÁFICA 4.4

RESUMEN DE LOS VALORES DE LAS DISPERSIONES – FORMACIÓN TENA

TABLA 40

SERIES DE LA GRÁFICA 4.4

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	9	SAD-HY 40 lpb de NaCl	17	SAD-BX 40 lpb de NaCl
2	SIA-CS 8 lpb	10	SAD-HY 80 lpb de NaCl	18	SAD-BX 80 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	11	SAD-BX sin sal	21	SC-PLY
4	SAD-HY 15 lpb de KCL	12	SAD-BX 15 lpb de KCl	22	SP-PHP
5	SAD-HY 20 lpb de KCl	13	SAD-BX 20 lpb de KCl	23	SP-PHP con 25 lb/bb CEV
6	SAD-HY 40 lpb de KCl	14	SAD-BX 40 lpb de KCl	24	SBA-OBM
7	SAD-HY 60 lpb de KCl	15	SAD-BX 60 lpb de KCl		
8	SAD-HY 20 lpb de NaCl	16	SAD-BX 20 lpb de NaCl		

Análisis

- En los resultados de dispersión dados con la formación Tena, se puede observar que todos los sistemas actuaron mejor al inhibir la arcilla, inclusive el Sistema SIA-CS dio muy buenos resultados, mejores que la mayoría de los sistemas, tales como SAD-HY (sin sal), SC-PLY, SP-PHP, pero no mejores que el sistema SAD-BX y obviamente que el Sistema Base Aceite – OBM.

- Se observa nuevamente que funciona la adición de arcilla intencionalmente en el Sistema SP-PHP ya que se observan valores de dispersión de 31.5% el sistema original y del 16.7% cuando en el sistema existe 25 lp/bb de CEB, es decir una mejora del 14.8%.

- La cal en este caso fue la que inhibió a las arcillas de manera más ineficaz, puesto que el Sistema SC-PLY es el que tiene el más alto porcentaje de dispersión con un valor de 36.5%. Y una vez más el mejor resultado fue obtenido con el Sistema Base Aceite – OBM, sin considerar los resultados obtenidos con las sales usadas en los sistemas SAD-HY y SAD-BX.

- El efecto inhibición del cloruro de potasio en los sistemas SAD-HY y SAD-BX prácticamente es el mismo a las distintas concentraciones.

- Se reiteran los mejores resultados con el sistema SAD-BX cuando en su formulación se incluye el cloruro de Sodio, igualmente se puede recomendar que se use solamente la menor concentración que es de 20 lpb de NaCl.

4.3. Prueba de hinchamiento lineal (LSM).

En esta prueba se determina la hidratación o deshidratación de las arcillas o lutitas, midiendo el incremento o disminución de longitud de un núcleo construido, en función del tiempo.

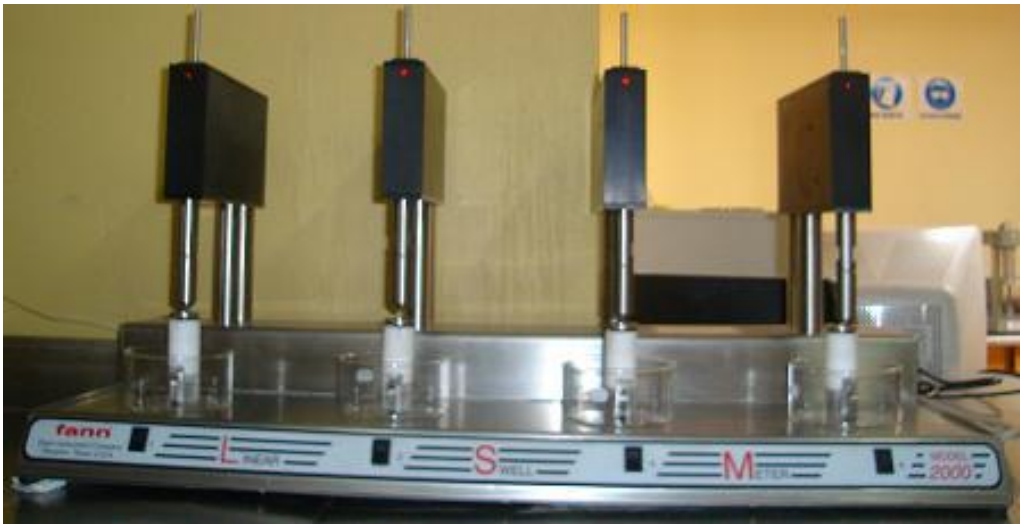


FIGURA 4.7 EQUIPO DE LSM

Tomada por Álvaro Castillo P.

29 de Noviembre del 2007

FIGURA 4.8 CELDA UNITARIA DE EQUIPO DE LSM

Tomada por Álvaro Castillo P.

29 de Noviembre del 2007

FIGURA 4.9 COMPACTADOR

Tomada por Álvaro Castillo P.

29 de Noviembre del 2007

Consideraciones:

Cabe recalcar que la prueba de LSM y de CST se las usa para determinar posibles concentraciones de inhibidores en los fluidos de perforación.

Interpretación:

Se realiza una Gráfica de los resultados de las pruebas de LSM con la finalidad de mostrar el porcentaje de dilatación en función del tiempo en minutos. Estos resultados muestran los efectos de los diferentes fluidos de perforación usados en la prueba y tener un criterio de selección.

Procedimiento:

1. Secar la muestra de arcilla que se desea analizar.

2. Moler la muestra.

3. Tamizar la muestra usando la malla 15 um (# 200), y recoger la muestra que haya pasado por esta.

4. Pesar 50 gr de muestra que haya pasado por la malla 15 um (# 200) y mezclar con el 5 % de agua destilada (2.5 ml).

5. Tamizar la muestra mezclada con agua por la malla 75 um (# 100).

6. Pesar 20.5 gr y colocar en la celda del compactador, compactando la muestra a una presión de 1000 psi por una hora y media.

7. Revisando que la presión del compactador sea cero, retirar la pastilla que se ha formado.

8. Pesar la pastilla y colocar en un desecador por 24 horas.

9. Pesar nuevamente la pastilla y medir su longitud.

10. Armar el equipo LSM con las pastillas de arcillas identificadas en cada sensor.

11. Ingresar la información necesaria el programa en la computadora como numero de sensor, longitud de la pastilla y tiempo entra cada medida.

12. Colocar el fluido de perforación preparado.

13. Observar la grafica que se va obteniendo a lo largo del tiempo hasta que no se observe hinchamiento en la arcilla.

14. Obtener los resultados.

Procedimiento Alternativo:

Si no se tiene el equipo computarizado para realizar esta prueba lo podemos realizar de la siguiente manera, considerando que el margen de error será mucho mayor.

Seguir hasta el paso 8 del procedimiento establecido…

1. Pesar nuevamente la pastilla y medir su longitud a la cual se llamará longitud inicial.

2. Colocar la pastilla en un recipiente con fondo plano, colocándole a la pastilla una malla en la sección lateral (ya que el hinchamiento se mide solo linealmente, no volumétrico).

3. Colocar en el recipiente que contiene la pastilla, el fluido de perforación por 76 horas.

4. Sacar la pastilla y medir nuevamente la longitud, que la llamaremos longitud final.

5. El porcentaje de hinchamiento lo calculamos de la siguiente manera:

% de hinchamiento = (longitud inicial – longitud final) / longitud inicial

Simbología

= numero de filamentos cruzados / pulgada cuadrada

FIGURA 4.10 REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DE ARCILLAS

Elaborada por Álvaro Castillo P.

Foto Tomada por personal de laboratorio de Halliburton

29 de Noviembre del 2007

4.3.1. Resultados de las Pruebas de Hinchamiento

4.3.1.1. Resultados, de las pruebas de hinchamiento de la formación Chalcana.

TABLA 41

RESULTADOS - HINCHAMIENTO DE LA FORMACIÓN CHALCANA, EVALUADO CON LOS FLUIDOS SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA-CS)

SIA-CS		
FORMACION CHALCANA	% Hinchamiento a 38 Horas	
	6 lpb	8 lpb
% Hinchamiento	19.19	19.32

Análisis

- Los valores de las pruebas de hinchamiento lineal realizados a la formación Chalcana con el Sistema de Perforación SIA-CS resultaron satisfactorios, esto indica que la formación al momento de ser perforada se hinchará linealmente en un porcentaje del 19 % aproximadamente.

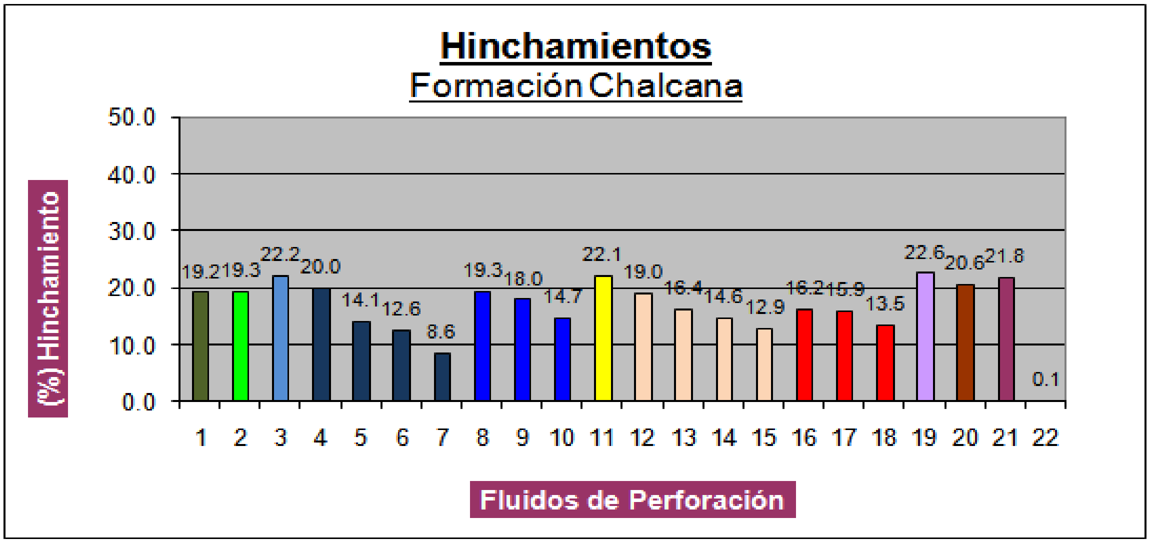
- Por lo que ahora se sabe que, al momento en que fue perforada la formación Chalcana en el pozo X del Campo AV con este sistema, ésta se hinchó en un valor aproximado al observado en esta prueba.

- Lo que se comprueba una vez más es que, aumentar en el sistema SIA-CS 2 lpb de Clay AS para que la concentración sea de 8 lpb y no de 6 lpb prácticamente no representa ningún beneficio; puesto que, una vez más se observa que en lugar de mejorar la inhibición esta disminuye. Con una concentración de 6 lpb de Clay AS el hinchamiento lineal es de 19.19 % y con 8 lpb de este el hinchamiento es de 19.32 % es decir tiene un aumento indeseable del 0.13 %.

TABLA 42

RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS VALORES DE LOS HINCHAMIENTOS DE LA FORMACIÓN TENA

Resumen de los valores de los Hinchamientos - Formación Chalcana		
Fluido de Perforación		
SIA-CS	**6 lpb Clay AS**	19.19
	8 lpb Clay AS	19.32
SAD-HY	**Sin Sal**	22.21
	15 lpb KCl	20.01
	20 lpb KCl	14.14
	40 lpb KCl	12.59
	60 lpb KCl	8.60
	20 lpb NaCl	19.34
	40 lpb NaCl	17.97
	80 lpb NaCl	14.68
SAD-BX	**Sin Sal**	22.09
	15 lpb KCl	18.98
	20 lpb KCl	16.37
	40 lpb KCl	14.62
	60 lpb KCl	12.93
	20 lpb NaCl	16.16
	40 lpb NaCl	15.87
	80 lpb NaCl	13.45
SC-PLY		22.60
SP-PHP		20.57
SP-PHP	**con 25 lb/bb CEB**	21.80
SBA-OBM		0.08



GRÁFICA 4.5

RESUMEN DE LOS VALORES DE LOS HINCHAMIENTOS – FORMACIÓN CHALCANA

TABLA 43

SERIES DE LA GRÁFICA 4.5

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	9	SAD-HY 40 lpb de NaCl	17	SAD-BX 40 lpb de NaCl
2	SIA-CS 8 lpb	10	SAD-HY 80 lpb de NaCl	18	SAD-BX 80 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	11	SAD-BX sin sal	21	SC-PLY
4	SAD-HY 15 lpb de KCL	12	SAD-BX 15 lpb de KCl	22	SP-PHP
5	SAD-HY 20 lpb de KCl	13	SAD-BX 20 lpb de KCl	23	SP-PHP con 25 lb/bb CEV
6	SAD-HY 40 lpb de KCl	14	SAD-BX 40 lpb de KCl	24	SBA-OBM
7	SAD-HY 60 lpb de KCl	15	SAD-BX 60 lpb de KCl		
8	SAD-HY 20 lpb de NaCl	16	SAD-BX 20 lpb de NaCl		

Análisis

- Los resultados de los valores de las pruebas de hinchamiento lineal realizados a la formación Chalcana casi no varían mucho, en promedio son del 20%, a excepción de los valores obtenidos con los sistemas que usan sales y especialmente el sistema Base Aceite.

- Para evitar el hinchamiento de la formación Chalcana la mejor opción en forma indiscutible es el Sistema Base Aceite – OBM. Esto se debe a que el porcentaje de agua en el sistema es mínimo, impidiendo que la arcilla se hidrate. Además de los beneficios que existe en la carencia de interacción entre la arcilla y el petróleo.

4.3.1.2. Resultados, de las pruebas de hinchamiento de la formación Tena.

TABLA 44

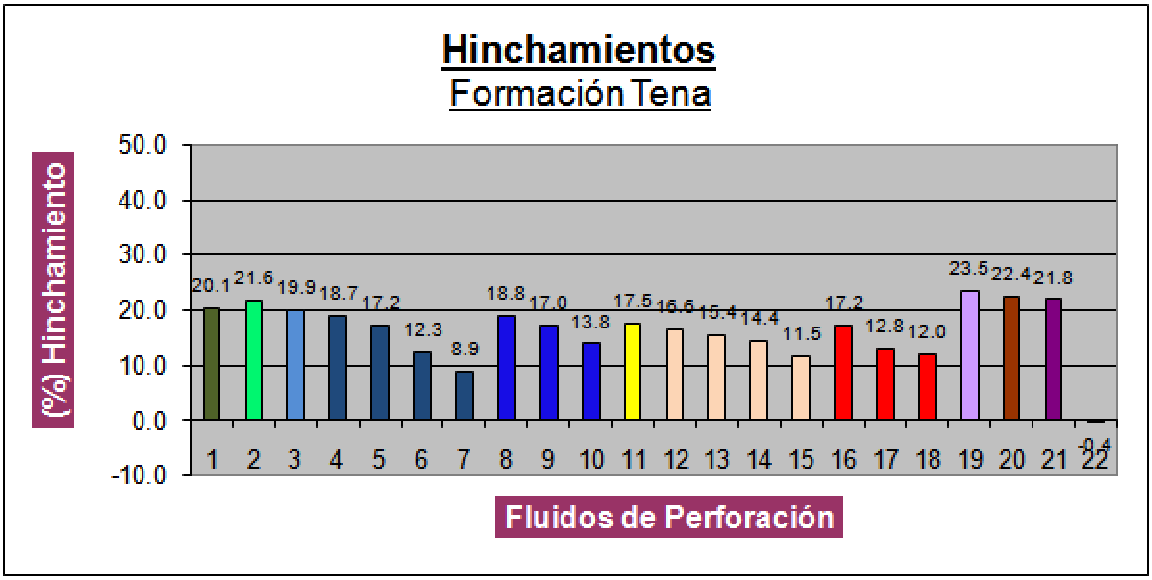
RESULTADOS - HINCHAMIENTO DE LA FORMACIÓN TENA, EVALUADO CON LOS FLUIDOS SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA-CS)

SIA-CS		
FORMACION TENA	% Hinchamiento a 50 Horas	
	SIA-CS 6 lpb	SIA-CS 8 lpb
% Hinchamiento	20.10	21.59

TABLA 45

RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS VALORES DE LOS HINCHAMIENTOS DE LA FORMACIÓN TENA

Resumen de los valores de los Hinchamientos - Formación Tena		
Fluido de Perforación		
SIA-CS	**6 lpb Clay AS**	20.10
	8 lpb Clay AS	21.59
SAD-HY	**Sin Sal**	19.92
	15 lpb KCl	18.69
	20 lpb KCl	17.23
	40 lpb KCl	12.34
	60 lpb KCl	8.91
	20 lpb NaCl	18.80
	40 lpb NaCl	16.96
	80 lpb NaCl	13.80
SAD-BX	**Sin Sal**	17.45
	15 lpb KCl	16.58
	20 lpb KCl	15.41
	40 lpb KCl	14.43
	60 lpb KCl	11.53
	20 lpb NaCl	17.22
	40 lpb NaCl	12.79
	80 lpb NaCl	11.96
SC-PLY		23.47
SP-PHP		22.35
SP-PHP	**con 25 lb/bb CEB**	21.81
SBA-OBM		-0.42



GRÁFICA 4.6

RESUMEN DE LOS VALORES DE LOS HINCHAMIENTOS – FORMACIÓN CHALCANA

TABLA 46

SERIES DE LA GRÁFICA 4.6

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Series Fluidos de Perforación					
1	SIA-CS 6 lpb	9	SAD-HY 40 lpb de NaCl	17	SAD-BX 40 lpb de NaCl
2	SIA-CS 8 lpb	10	SAD-HY 80 lpb de NaCl	18	SAD-BX 80 lpb de NaCl
3	SAD-HY sin sal	11	SAD-BX sin sal	21	SC-PLY
4	SAD-HY 15 lpb de KCL	12	SAD-BX 15 lpb de KCl	22	SP-PHP
5	SAD-HY 20 lpb de KCl	13	SAD-BX 20 lpb de KCl	23	SP-PHP con 25 lb/bb CEV
6	SAD-HY 40 lpb de KCl	14	SAD-BX 40 lpb de KCl	24	SBA-OBM
7	SAD-HY 60 lpb de KCl	15	SAD-BX 60 lpb de KCl		
8	SAD-HY 20 lpb de NaCl	16	SAD-BX 20 lpb de NaCl		

Análisis

- El sistema con mayor hinchamiento lineal fue el SP-PHP con un porcentaje de 23.5%, a diferencia de los resultados obtenidos en las pruebas de dispersión, agregar arcilla al sistema SP-PHP no representa mayores beneficios.

- El mejor resultado una vez más se lo obtuvo con el Sistema Base Aceite – OBM con un porcentaje de hinchamiento de la formación Tena del -0.4%

- Dentro de los Sistemas base agua la mejor inhibición se obtuvo con la utilización de las sales de cloruro de sodio y cloruro de potasio, siendo superior en la inhibición la sal de cloruro de potasio en el sistema SAD-HY.

Una vez que se han realizado y revisado todas las pruebas para determinar la interacción entre los distintos sistemas de fluidos de perforación y las arcillas de la Formación Chalcana y Tena, las cuales son las más reactivas del pozo X del campo AV, se determinó lo siguiente:

- De los cuatro inhibidores primarios que usan estos sistemas base agua:

    1. Cloruro de Sodio

    2. Cloruro de Potasio

    3. Cal

    4. Clay AS

  El que mejor resultado dio fue el Cloruro de Potasio.

  Esto se debe a que el ion potasio es mantenido en las arcillas con una energía de atracción mayor que otros iones intercambiables.

Además las características de absorción selectiva del ion potasio por las arcillas en relación a otros iones. Esto se debe a su gran tamaño iónico y baja energía de hidratación.

El tamaño del ion potasio es de 2.66Aº y el espacio de separación entre capas de las arcillas es de 2.8 Aº por lo que el ion encaja en forma perfecta y apretada.

Mientras que el sodio y el calcio son muy pequeños para unir las láminas de las arcillas, permitiendo la entrada del agua y consecuentemente la hidratación de estas.

Estas características hacen que el ion trabaje de manera perfecta en las arcillas que contienen minerales arcillas de ilita, esmectita o la combinación de ambas; minerales los cuales son los que mayormente reaccionan con el agua y por ende los que más problemas causan en el proceso de la perforación.

- De todos los sistemas primarios evaluados en este trabajo, los cuales son:

TABLA 47

FLUIDOS DE PERFORACIÓN EVALUADOS

Fluidos de Perforación Evaluados	
Sistema de Alto Desempeño Base Agua – HY (SAD-HY)	Sin Sal KCl (lpb) 10 - 15 - 20 - 40 - 60 NaCl (lpb) 20 - 40 - 80
Sistema de Alto Desempeño Base Agua – BX (SAD-BX)	Sin Sal KCl (lpb) 10 - 15 - 20 - 40 - 60 NaCl (lpb) 20 - 40 - 80
Sistema de Cal en Base Agua PLY (SC- PLY)	
Sistema de Poliacrilamida en Base Agua PHP (SP-PHP)	Original Con 25 lb/bbl de Contenido Equivalente de Bentonita (CEB), con arcillas de la litología del área
Sistema Inhibidor de Arcilla Base Agua – CS (SIA-CS)	Clay AS (lpb) 6 - 8
Sistema Base Aceite – OBM	

Indiscutiblemente el que dio mejores resultados de inhibición, fue el **<u>Sistema Base Aceite – OBM</u>,** para controlar la dispersión/erosión, y mas aun, impedir el hinchamiento de las arcillas.

- Dentro de los Sistemas base agua existen dos que ofrecen excelente inhibición estos son el Sistema de Alto Desempeño base agua –HY (SAD-HY) y el Sistema de alto desempeño – BX (SAD-BX); el primero ofrece mejores resultados al momento de impedir el hinchamiento de las arcillas, mientras que el otro al momento de evitar la dispersión / erosión de las arcillas, pero ambos usando en su formulación cloruro de potasio.

Dada la experiencia de campo, la cual indica que la erosión/dispersión de las arcillas es mas fácil de tratar que el hinchamiento de las paredes del pozo; puesto que la primera se trata con dilución o el uso de dispersantes, mientras que la segunda solo aumentando la concentración de inhibidores considerando que no se puede sobre pasar la concentración máxima, el sistema que se recomienda para perforar de manera óptima las arcillas reactivas como las que se encuentran en el pozo X en el campo AV es el **<u>Sistema de Alto desempeño base agua – HY (SAD-HY) con una concentración de sal de cloruro de potasio de 60 lpb</u>.** Como segunda opción debido a efectos económicos puede ser el mismo sistema o el sistema de alto desempeño base agua – BX (SAD-BX) con una concentración de 40 lpb de cloruro de potasio.

Una consideración muy importante que se debe de tener, es que los resultados de erosión / dispersión e hinchamiento lineal obtenidos en las pruebas realizadas en los laboratorios, no se los puede relacionar en forma directa con las situaciones que se tendrían en el pozo, esto se debe a que las muestras obtenidas de las formaciones Chalcana y Tena son de mucha pureza arcillosa, debido al proceso por el cual pasaron en este trabajo.

Ejemplo, para la formación Chalcana usando el sistema SIA-CS con una concentración de 6lpb de Clay As, los resultados de dispersión fueron del 82.67 %, esto no indica que al perforar esta zona con este sistema, el 82.67 % de todos los sólidos perforados se dispersarán, ya que se debe considerar que de el 100% de los sólidos provenientes de la formación, no todo es arcilla, lo contrario a las muestras usadas para las pruebas.

CAPÍTULO 5

5. ANÁLISIS DE COSTOS

El presente trabajo se basa en determinar y proponer sistemas de perforación para inhibir arcillas del pozo X del Campo AV, basándose en un análisis experimental realizado en el laboratorio y no probado en el campo (lugar final de acción del fluido de perforación); por lo que está en la compañía operadora no solo de aceptar o no el fluido de perforación, si no además de asumir el gasto que crea conveniente, tomando en consideración la relación Costo VS Beneficio y además que las condiciones y formaciones arcillosas de los pozos aledaños no serán 100 % iguales.

Por lo que en el análisis económico del presente trabajo, se muestran los gastos del sistema, en base a los costos que conllevan preparar la cantidad de fluido necesaria y materiales que este necesite según su formulación, para perforar un pozo con características mecánicas y litológicas similares a las del pozo X.

Recordando que este trabajo evaluó 23 Sistemas de perforación, los cuales provienen de 6 sistemas primarios, pero al final se seleccionaron solo 3, los cuales son los que serán analizados en este capítulo económico y son:

<u>Para los sistemas base aceite:</u>

Como primera y única opción:

1. Sistema Base Aceite – OBM

<u>Para los sistemas base agua:</u>

Como primera opción:

1. Sistema de Alto desempeño base agua – HY (SAD-HY) con una concentración de sal de cloruro de potasio de 60 lpb.

Como segunda opción:

2. Sistema de alto desempeño base agua – BX (SAD-BX) con una concentración de 40 lpb de cloruro de potasio o el Sistema de Alto desempeño base agua - HY (SAD-HY) con 40 lpb de cloruro de potasio.

5.1. Determinación de las relaciones de Costos.

Partiendo del esquema mecánico del pozo X del Campo AV, el cual se muestra en la figura 5.1, los volúmenes que se necesitan de fluido de perforación para perforar este pozo son:

El Volumen total del pozo es 1732 bbl. Adicional a este volumen, hay que considerar el volumen que se maneja en superficie (tanques de succión, mezclado, intermedio y píldoras), para cualquier contingente se debe considerar un volumen por pérdida de circulación, finalmente cuando el fluido de perforación está muy contaminado y ya no se puede tratar se debe considerar un cierto volumen para dilución. Todos estos volúmenes se los resume en la tabla 48.

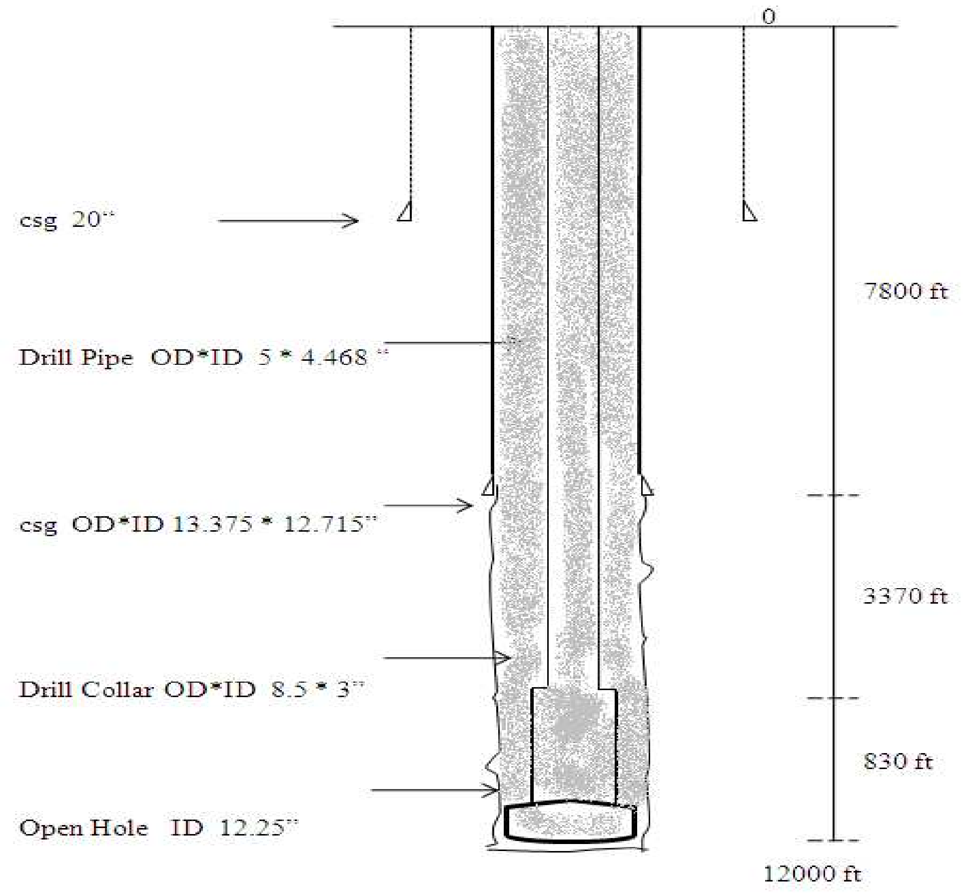


FIGURA 5.1 ESQUEMA MECÁNICO DEL POZO X DEL CAMPO AV

Realizado por Álvaro Castillo P.

TABLA 48

VOLUMEN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN CONSIDERADO PARA ANÁLISIS ECONÓMICO

Volumen	**bbl**
Total del pozo	1732
En superficie	600
Por perdida de circulación	200
Para dilución	300
Total	***2832***

El costo que representa preparar un barril de fluido de perforación, según los productos que este usa y las concentraciones, que son propios de cada sistema, se encuentran en la tabla 49.

TABLA 49

COSTO POR BARRIL SEGÚN PRODUCTOS Y CONCENTRACIONES

Costo por BARRIL	
Sistema de fluido de perforación	**Dólares**
Sistema Base Aceite – OBM	**359,20**
Sistema de Alto Desempeño Base Agua - HY con 60 lpb KCL	**231,88**
Sistema de Alto Desempeño Base Agua - BX con 40 lpb KCL	**266,99**

Por lo que el costo completo, basado en el número barriles totales que se necesita para el perforar un pozo como el pozo X es:

TABLA 50

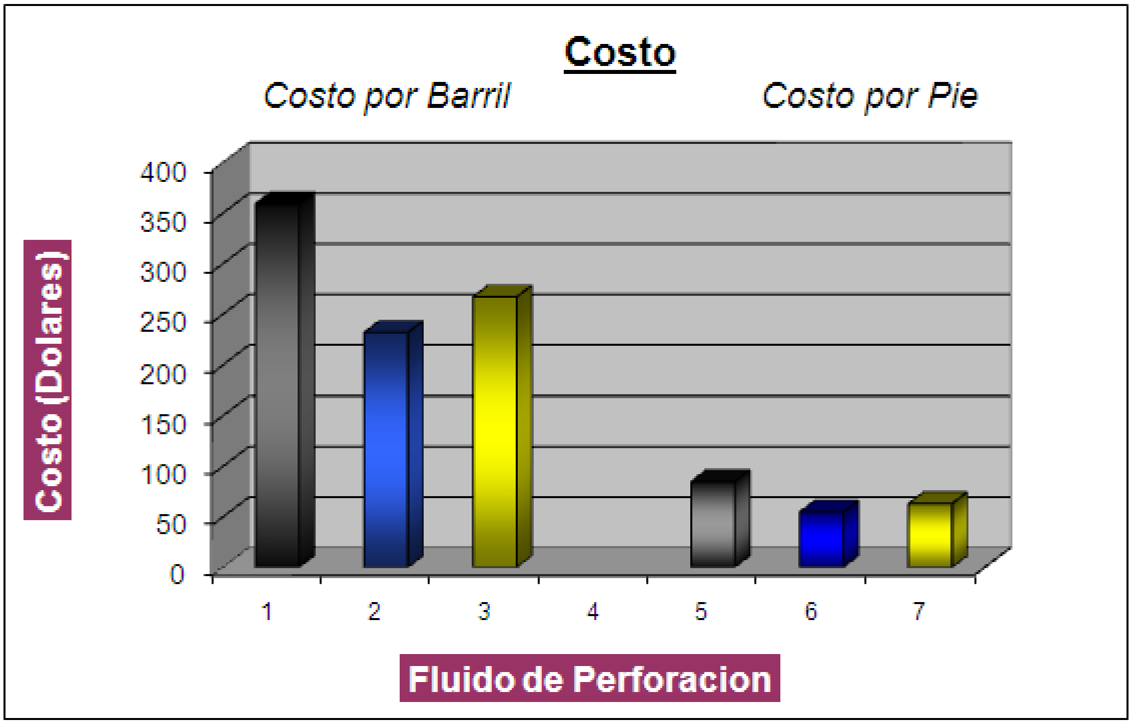
COSTO POR PIE PERFORADO

Costo por PIE	
Sistema de fluido de perforación	**Dólares**
Sistema Base Aceite – OBM	**84,77**
Sistema de Alto Desempeño Base Agua - HY con 60 lpb KCL	**54,72**
Sistema de Alto Desempeño Base Agua - BX con 40 lpb KCL	**63,01**

TABLA 51

COSTO COMPLETO, PARA EL NÚMERO DE BARRILES TOTALES

Costo TOTAL	
Sistema de fluido de perforación	**Dólares**
Sistema Base Aceite – OBM	**1017254,40**
Sistema de Alto Desempeño Base Agua - HY con 60 lpb KCL	**656684,16**
Sistema de Alto Desempeño Base Agua - BX con 40 lpb KCL	**756115,68**



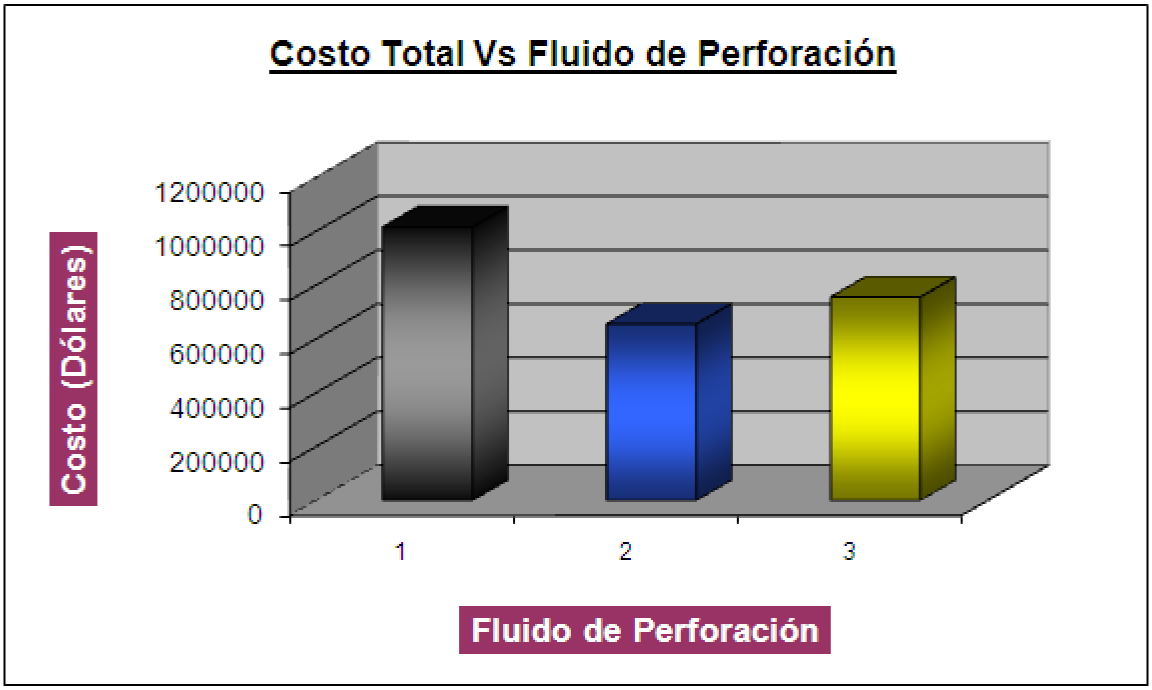
GRÁFICA 5.1

COSTO POR BARRIL Y COSTO POR PIE DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN SELECCIONADOS

TABLA 52

SERIES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE LA GRAFICA 5.1

Series Fluido de perforación	
1 - 5	Sistema Base Aceite – OBM
2 - 6	Sistema de Alto Desempeño Base Agua - HY con 60 lbp KCL
3 - 7	Sistema de Alto Desempeño Base Agua - BX con 40 lpb KCL



GRÁFICA 5.2

COSTO TOTAL DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN SELECCIONADOS

TABLA 53

SERIES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE LA GRAFICA 5.2

Series Fluido de perforación	
1	Sistema Base Aceite – OBM
2	Sistema de Alto Desempeño Base Agua - HY con 60 lbp KCL
3	Sistema de Alto Desempeño Base Agua - BX con 40 lpb KCL

En los cálculos mostrados en la tabla 49, 50 y 51 podemos observar claramente que el sistema que más costos de inversión conlleva es el Sistema Base Aceite – OBM, adicionalmente otro punto muy importante que nos muestran los resultados es que el Sistema de Alto Desempeño Base Agua - BX (SAD_BX) con 40 lpb KCL, es más caro que el Sistema de Alto Desempeño Base Agua - HY (SAD-HY) con 60 lbp KCL. Por lo que ahora existe un motivo más para reiterar la recomendación de tener como primera opción al sistema SAD-HY con 60 lpb de KCL ya que resulta más económico y ofrece mejor inhibición a las arcillas más reactivas del pozo X del campo AV.

Cabe recalcar una vez más, que para el presente trabajo, en los sistemas de perforación seleccionados, no aplica la determinación de la rentabilidad de estos, con los métodos económicos que conocemos, como la tasa de retorno interna, el valor presente neto, la relación costo/beneficio. Ya que para esto habría que tener dos escenarios, uno en el cual se haya perforado el pozo X del campo AV con un fluido de perforación y otro en el cual se haya perforado a un pozo con características similares a las del pozo X, con los sistemas de perforación que hemos seleccionado en este trabajo (sistemas de perforación, que bajo las circunstancias que se muestran en este proyecto de tesis, solo han sido probados en el laboratorio) y poder determinar así, si es o no rentable perforar estos pozos con fluidos de perforación de mayor tecnología los cuales implican más gastos, pero que obviamente reducirán costos que provienen de los problemas de perforación relacionados con las arcillas reactivas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo experimental de laboratorio para el pozo X del campo AV se concluye y recomienda lo siguiente:

1. El **Sistema Base Aceite – OBM** es la mejor opción en forma indiscutible, para evitar el hinchamiento de las formaciones arcillosas. Esto se debe a que el porcentaje de agua en el sistema es mínimo, impidiendo que la arcilla se hidrate. Además de los beneficios que existe en la carencia de interacción entre la arcilla y un sistema base petróleo.

2. Si se desea utilizar los sistemas base agua, el que se recomienda tanto por consideraciones técnicas como económicas, para perforar las arcillas reactivas de esta zona, es el **Sistema de Alto desempeño base agua – HY (SAD-HY) con una concentración de sal de cloruro de potasio de 60 lpb**.

3. Como segunda opción dentro de los sistemas base agua, se recomienda, el **Sistema de alto desempeño base agua – BX (SAD-BX) con una concentración de 40 lpb de cloruro de potasio** o el Sistema de alto desempeño base agua – HY (SAD-HY) con una concentración de 40 lpb de cloruro de potasio.

4. El Sistema Inhibidor de Arcilla Base Agua – CS (SIA-CS), no ofrece buena inhibición a las arcillas de las formaciones Chalcana y Tena, especialmente para evitar la dispersión. Ya que las dispersiones fueron del 82.67 % y 21.47 % respectivamente, con una concentración de 6 lpb de Clay AS. Estos resultados indican las razones del por qué existieron problemas al perforar este pozo.

5. Los resultados de las pruebas de dispersión e hinchamiento lineal, muestran que no hay mucho aumento en la inhibición de las arcillas al aumentar la concentración de Clay AS de 6 lpb a 8 lpb en el Sistema Inhibidor de Arcilla Base Agua – CS (SIA-CS), por lo que si se desea usar el sistema (SIA-CS), para perforar pozos con características en sus arcillas parecidas al pozo X, se recomienda usar una concentración de 6 lpb del inhibidor Clay AS, y no una concentración de 8 lpb.

6. La reología de los sistemas base agua salada disminuye a medida que el porcentaje de sal aumenta en el sistema, esto se debe a que las propiedades de inhibición y deshidratación de la sal actúan sobre algunos polímeros.

7. El efecto de incorporar arcillas intencionalmente en el Sistema de Poliacrilamida en Base Agua PHP (SP-PHP), causa efectos positivos para evitar la dispersión de las arcillas perforadas. Esta mejora de debe, a que la arcilla que ya está incorporada intencionalmente en el sistema, lo satura, reduciendo el porcentaje de arcilla externa que se dispersa.

8. En las pruebas de dispersión /erosión el Sistema de Cal en Base Agua PLY (SC- PLY) fue el que presentó mayor porcentaje de dispersión, uno de los motivos de este resultado se encuentra en la misma naturaleza del sistema, ya que de todos los sistemas analizados, es el único que pertenece a la familia de los sistemas DISPERSOS-INHIBIDOS y estos sistemas mas que inhibir la dispersión de las arcillas, se enfocan en dispersar químicamente a las arcillas que se incorporan al sistema.

9. En las pruebas de dispersión/erosión e hinchamiento de los cuatro inhibidores primarios que usan estos sistemas base agua Cloruro de Sodio, Cloruro de Potasio, Cal, Clay AS; el que mejor resultados de inhibición ofreció fue el Cloruro de Potasio. Esto se debe a que el ion potasio es mantenido en las arcillas con una energía de atracción mayor que otros iones intercambiables, debido a su gran tamaño iónico y baja energía de hidratación.

10. Tener presente los procedimientos para determinar las propiedades físicas y químicas; puesto que nos permiten realizar un seguimiento al fluido de perforación en el proceso de la perforación de un pozo y poder de esta forma cumplir con los requerimientos que demanda cada pozo en el proceso de perforación o detectar cualquier tipo de contaminante.

ANEXOS

ANEXO 1

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE ALCALINIDAD LODO BASE AGUA (PM)

El procedimiento es el siguiente:

a. Recoger una muestra del fluido.

b. Pasar 1 mL de la muestra al plato de titulación usando una jeringa.

c. Agregar 50 mL de agua destilada en el plato de titulación y agitar. Observar el color de mezcla para el paso 5.

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

Si…	***Luego…***
Aparece color rosado o rojo,	Vaya al paso *e*.
No hay cambio de color,	(P_m) es igual a cero. Vaya al paso *f*.

e. Agregar la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación de a una gota por vez hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.

f. Registrar la cantidad de solución de ácido sulfúrico usada (en mL) como (P_m).

ANEXO 2

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE ALCALINIDAD DE FILTRADO

El procedimiento para la determinación de Alcalinidad de filtrado (pf/mf) es:

a. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.

b. Pasar 1mL del filtrado al plato de titulación usando la pipeta de 1mL.

c. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína en el plato.

Si…	***Luego…***
Hay un cambio de color,	Vaya al Paso *d*.
No hay un cambio de color,	P_f es cero. Vaya al paso *e*.

d. Agregar lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación (usando la pipeta de 2 ó de 5-mL) hasta que el color cambie de rosado o rojo al color del filtrado original.

e. Registrar como P_f la cantidad en mL de solución de ácido sulfúrico usada.

f. Agregar 10 a 15 gotas de solución de indicador metil naranja en la mezcla de filtrado.

g. Continuar dosificando con la solución de ácido sulfúrico hasta que el color cambie de naranja a rosado salmón.

h. Registrar la cantidad total de solución de ácido sulfúrico usada, incluyendo la cantidad del ensayo P_f como valor M_f.

ANEXO 3

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CLORUROS.

El procedimiento es el siguiente:

a. Recoger muestra de filtrado usando el método de filtrado API.

b. Transferir 1 mL o más de filtrado al plato de titulación. Tomar nota del color del filtrado para el paso 6.

c. Agregar 20 a 50 mL de agua destilada al filtrado del plato de titulación.

d. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.

Si…	***Luego…***
El color cambia a rosado o rojo.	Ir al paso *e*
No se observa cambio de color.	Ir al paso *f*

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

f. Agregar 5 a 10 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.

g. Llenar la pipeta de 10 mL con la solución de nitrato de plata.

h. Agregar la solución de nitrato de plata en el plato de titulación hasta que el color cambie de amarillo a naranja o naranja-rojo.

i. Registrar la cantidad en mL de solución de nitrato de plata usada.

j. Calcular el contenido en cloruro usando:

(1000 L 0.0282N $AgNO_3$) / mL de filtrado

ANEXO 4

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE DUREZA DEL CALCIO.

El procedimiento es el siguiente:

a. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.

b. Agregar de 20 a 50 mL de agua destilada en el plato de titulación.

c. Agregar 5 gotas de solución amortiguadora de calcio.

d. Agregar 0.25 a 0.5 gr de polvo indicador CalVer II, y el color cambiará a rojo si existe presencia de calcio.

Si…	***Luego…***
Aparece un color rojo o violeta	Ir al paso *e*
Aparece un color azul	Ir al paso *f*

e. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul.

f. Transferir 1 mL o mas de filtrado al plato de titilación usando una pipeta.

Si…	***Luego…***
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al paso *g*
Se mantiene el color azul o plomo,	El mL del THTS es cero.Ir al paso *i*

g. Dosificar lentamente con THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul, gris o verde.

h. Registrar el volumen de THTS requerido para dosificar el filtrado hasta el punto final.

i. Calcular la concentración de calcio en mg/L:

(mL THTS * 400) / mL filtrado = mg / L dureza como calcio.

ANEXO 5

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE DUREZA TOTAL.

El procedimiento es el siguiente:

a. Recoger muestra de filtrado usando el método de filtrado API.

b. Agregar aproximadamente 20 a 50 mL de agua destilada en el plato de titulación.

c. Agregar 10 a 15 gotas de solución Versenato amortiguadora de dureza en el plato de titulación.

d. Agregar 10 a 15 gotas de solución Versenato indicadora de dureza en el plato de titulación.

Si…	***Luego…***
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al paso *e*.
Aparece un color azul,	Ir al paso *f*.

e. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul.

f. Transferir 1 mL o más de filtrado al plato de titulación usando una pipeta.

Si…	***Luego…***
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al paso *g*.
El color azul se mantiene,	El mL del THTS es cero, Ir al paso *i*.

g. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul, gris o verde.

h. Registrar el volumen de THTS requerido para dosificar el filtrado hasta el punto final.

i. Calcular el contenido de dureza total en mg/L:

(mL THTS * 400) / mL filtrado = mg / L dureza como calcio.

ANEXO 6

MBT (PRUEBA DE AZUL DE METILENO).

El procedimiento es el siguiente:

a. Recoger una muestra de fluido.

b. Agregar 10 mL de agua destilada en el frasco Erlenmeyer.

c. Transferir 1 mL de la muestra de fluido al frasco Erlenmeyer; agitar el frasco para dispersar la muestra.

d. Agregar a la mezcla 15 mL de la solución de peróxido de hidrógeno y 0.5 mL de la solución de acido sulfúrico.

e. Colocar el frasco sobre el calentador hasta que hierva la mezcla a fuego lento por 10 min.

f. Retirar el frasco del calentador y diluir la mezcla a 50 mL con agua destilada. Dejar enfriar la mezcla.

g. Agregar a la mezcla 0.5 mL de solución de azul de metileno.

h. Agitar el contenido del frasco Erlenmeyer durante unos 20 segundos.

i. Transferir con la varilla agitadora una gota de la mezcla al papel filtro.

Si la gota….	***Luego…***
Forma un halo azul,	Ir al Paso *j*.
No forma un halo azul,	Repetir los pasos *g-i*

j. Agitar la mezcla durante 2 minutos.

k. Transferir con la varilla agitadora una gota de la mezcla al papel filtro.

Si la gota…	***Luego…***
Forma un halo azul,	Este es el punto final
No forma un halo azul,	Repetir los Pasos *g-i*

l. Registrar el volumen de solución de azul de metileno usada para llegar al punto final.

m. Calcular el CEC (capacidad de intercambio de cationes) del azul de metileno:

CEC, meq/mL del fluido = mL de solución de azul de metileno / mL de muestra de fluido.

n. Calcular el contenido equivalente de bentonita:

lb/bbl = 5 * (CEC)

ANEXO 7

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO

BASE AGUA – HY (SAD-HY) BASE KCL ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO

	SAD-HY											
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	KCL (lpb)											
	0	0	10	10	15	15	20	20	40	40	60	60
Reología @ 120F												
R600/R300	72\51	83\61	70\48.5	81\60	43.5\29	45\30	49.5\34	50\33.5	50\34	43\29	43\29	37\25
R200/R100	41\36	50\40	39\37	50\37	23\15	24\16	27\18	26.5\18	27\18	23\15	23\15	19.5\13
R6/R3	8\4	13\10	7\3	13\9	2\1	2.5\1.5	4\2	3.5\2	7\2.5	2.5\1.5	3\1.5	3\1
VP	21	22	21.5	21	14.5	15	15.5	16.5	16	14	14	12
YP	30	39	27	39	14.5	15	18.5	17	18	15	15	13
Geles												
10 seg	5	10	4	9.5	2	2.5	4	4	3	2.5	3	2.5
10 min	10	15	10	15	2	3	5	5	4.5	2.5	3	2.5
30 min	19	25	18	23	3	4	5	5	4.5	3	4	3
API, ml/30’	4.6	5	4.5	5.2	4	4.2	4.4	4.7	4.3	4.5	5	4.4
pH	9.7	7.2	9.65	6.81	9.46	8	9.5	7.5	9.67	7.68	9.54	7.33
Densidad	9	9	9.25	9.2	9.05	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.3	9.55

ANEXO 8

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – HY (SAD-HY) BASE NACL ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

	SAD-HY							
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	NaCl (lpb)							
	0	0	20	20	40	40	80	80
Reología @ 120F								
R600/R300	72\51	83\61	52\36	49\33	51\35	46\32	58\39	51\35
R200/R100	41\36	50\40	29\20	26\17	28\19	25\17	32\22	27\19
R6/R3	8\4	13\10	5\3	4\2	4.5\3	3\2	5\4	5\4
VP	21	22	16	16	16	14	19	16
YP	30	39	20	17	19	18	20	19
Geles								
10 seg	5	10	4	3	4.5	3	4	4
10 min	10	15	5	3	5.5	3	6	5
30 min	19	25	6	4	7	4	9	6
API, ml/30’	4.6	5	4	4.4	3.8	3.8	2.9	3.8
pH	9.7	7.2	9.7	7.52	9.68	7.5	9.48	7.41
Densidad	9	9	9.1	9.1	9.5	9.45	9.8	9.8

ANEXO 9

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO

BASE AGUA – BX (SAD-BX) BASE KCL ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

	SAD-BX											
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	KCL (lpb)											
	0	0	10	10	15	15	20	20	40	40	60	60
Reología @ 120F												
R600/R300	**80\55**	**92\63**	**78\53**	**92\62**	**74\51**	**79\54**	**74\50**	**79\55**	**61\42**	**63\42.5**	**60\41**	**59.5\40**
R200/R100	**44\39**	**51\35**	**42\39**	**50\34**	**41\27**	**43\29**	**40\21,5**	**44\30**	**34\23**	**34\22.5**	**33\22**	**31\20**
R6/R3	**7\5**	**8\5.5**	**7\4,5**	**8\5,5**	**5,5\3,5**	**8\4**	**5,5\3,5**	**6,5\4,5**	**5\3.5**	**5\3**	**5\3**	**4\2**
VP	**25**	**29**	**25**	**30**	**23**	**25**	**24**	**24**	**19**	**20.5**	**19**	**19.5**
YP	**30**	**34**	**28**	**32**	**28**	**29**	**26**	**31**	**23**	**22**	**22**	**20.5**
Geles												
10 seg	**6.5**	**8.5**	**6,5**	**8**	**4**	**4,5**	**4**	**5,5**	**4**	**6**	**5**	**4**
10 min	**11**	**12.5**	**10,5**	**12**	**6**	**7**	**5**	**7**	**5**	**6**	**5.5**	**4.5**
30 min	**13**	**16**	**12,5**	**14,5**	**8**	**8**	**6**	**9**	**7**	**6.5**	**7**	**6**
API, ml/30’	**5.6**	**6**	**5,5**	**5**	**4**	**4,4**	**4,2**	**4,9**	**4**	**4**	**4.2**	**4.2**
pH	**10.7**	**10.4**	**10,67**	**10.34**	**10,3**	**9.8**	**10,38**	**9.9**	**9.65**	**9.61**	**9.5**	**9.35**
Densidad	**9**	**9**	**9,2**	**9,2**	**9,2**	**9,2**	**9.3**	**9,3**	**9.4**	**9.4**	**9.55**	**9.55**

ANEXO 10

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX (SAD-BX) BASE NACL ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

	SAD-BX							
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	NaCl (lpb)							
	0	0	20	20	40	40	80	80
Reología @ 120F								
R600/R300	**80\55**	**92\63**	**76\52**	**83\60**	**75\51**	**81\56**	**68\50**	**77\52**
R200/R100	**44\39**	**51\35**	**42\28.5**	**46\32**	**42\28**	**44\30**	**42\30**	**43\27**
R6/R3	**7\5**	**8\5.5**	**6\4**	**6.5\5.5**	**6\4**	**6\5**	**6\5**	**6\4**
VP	**25**	**29**	**24**	**23**	**24**	**25**	**18**	**25**
YP	**30**	**34**	**28**	**37**	**27**	**31**	**42**	**27**
Geles								
10 seg	**6.5**	**8.5**	**5**	**6**	**4**	**6**	**5**	**6**
10 min	**11**	**12.5**	**6**	**7**	**5**	**6.5**	**6**	**7**
30 min	**13**	**16**	**7**	**9**	**6.5**	**7.5**	**8**	**8**
API, ml/30’	**5.6**	**6**	**3.2**	**3.3**	**3.2**	**3.4**	**3.4**	**3.6**
pH	**10.7**	**10.4**	**10.29**	**7.86**	**9.96**	**7.56**	**9.47**	**7.38**
Densidad	**9**	**9**	**9.2**	**9.5**	**9.5**	**9.5**	**9.7**	**9.7**

ANEXO 11

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA-CS) ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

SIA-CS				
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	Clay AS (lpb)			
	6	6	8	8
Reología @ 120F				
R600/R300	**58\38**	**59\40**	**68\48**	**71\48**
R200/R100	**30\20**	**32\22**	**39\28**	**39\25**
R6/R3	**5\2**	**5\3**	**8\6**	**7\5**
VP	**20**	**19**	**20**	**23**
YP	**18**	**21**	**28**	**25**
Geles				
10 seg	**2**	**3.5**	**6**	**4**
10 min	**4**	**6**	**6**	**5.5**
30 min	**4.5**	**7**	**8**	**7**
API, ml/30’	**6,9**	**5.2**	**6.1**	**7**
Ph	**9.5**	**7.37**	**9.45**	**7.35**
Densidad	**8.7**	**8.55**	**8.7**	**9.2**

ANEXO 12

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DEL FLUIDO SISTEMA DE CAL EN BASE AGUA – PLY (SC-PLY) ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO

SC-PLY		
	Antes de rolado	Después de Rolado
Reología @ 120F		
R600/R300	175/120	93/56
R200/R100	97/69	42/26
R6/R3	33/29	39/45
VP	55	37
YP	65	19
Geles		
10 seg	36	3
10 min	100	7
30 min	184	13
API, ml/30’	6.5	6.5
pH	12.83	12.77
Densidad	8.8	8.7

ANEXO 13

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE POLIACRILAMIDA EN BASE AGUA – PHP (SP-PHP) ORIGINAL Y CON 25 LB/BBL CEB ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

SP-PHP				
	Sin Contaminar		SP-PHP con 25 lb/bb CEV	
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
Reología @ 120F				
R600/R300	80\52	79\51	110\71	125\80
R200/R100	40\24	39\24	58\38	62\40
R6/R3	4\2	6\3	10\8	10\8
VP	30	28	39	45
YP	22	23	32	35
Geles				
10 seg	4	3	12	10
10 min	5	4	20	19
30 min	6	6	40	32
API, ml/30’	4.2	3.8	3.9	7.4
Ph	9.47	8.2	9.47	8.38
Densidad	9.2	9.2	9.8	9.8

ANEXO 14

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DEL FLUIDO SISTEMA BASE ACEITE – OBM (SBA-OBM) ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

SBA-OBM		
	Antes de rolado	Después de Rolado
Reología @ 120F		
R600/R300	**39\25**	**42\27**
R200/R100	**18\12**	**20\13.5**
R6/R3	**3\2**	**3.5\2**
VP	**14**	**18**
YP	**11**	**9**
Geles		
10 seg	**2**	**2**
10 min	**3**	**4**
30 min	**4.5**	**6**
API, ml/30’	**1.2**	**1.2**
Densidad	**10.75**	**10.75**

ANEXO 15

RESULTADOS PRUEBA DE RETORTA DEL FLUIDO SISTEMA BASE ACEITE – OBM (SBA-OBM) ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

SBA-OBM					
Retorta					
Antes de Rolado			Después de Rolado		
% De Agua	% De Aceite	% Sólidos	% De Agua	% De Aceite	% Sólidos
18.00	68.00	14.00	18.00	68.00	14.00

ANEXO 16

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – HY (SAD-HY) BASE KCL ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

	SAD-HY											
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	KCL (lpb)											
	0	0	10	10	15	15	20	20	40	40	60	60
Pm (ml)	**0.35**	**0.25**	**0.40**	**0.20**	**0.70**	**0.63**	**0,8**	**0,7**	**0.90**	**0.70**	**0.97**	**0.71**
Pf (ml)	**0.05**	**0.00**	**0.05**	**1.50**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.01**	**0.00**	**0.01**	**0.00**
Mf (ml)	**1.00**	**0.90**	**0.95**	**1.90**	**1.20**	**1.10**	**1.9**	**1.2**	**0.42**	**0.49**	**0.42**	**0.60**
Cl (mg/L)	**1400**	**1400**	**15500**	**15500**	**23000**	**23000**	**25500**	**25000**	**57000**	**57000**	**72000**	**78000**
Ca (mg/L)	**180**	**190**	**200**	**220**	**280**	**240**	**380**	**360**	**400**	**412**	**400**	**428**
DT (mg/L)	**235**	**230**	**240**	**240**	**360**	**320**	**440**	**430**	**400**	**440**	**440**	**440**

ANEXO 17

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – HY (SAD-HY) BASE NACL ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SAD-HY								
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	NaCl (lpb)							
	0	0	20	20	40	40	80	80
Pm (ml)	**0.35**	**0.25**	**0.75**	**0.70**	**0.85**	**0.65**	**1.35**	**1.00**
Pf (ml)	**0.05**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.10**	**0.00**	**0.05**	**0.00**
Mf (ml)	**1.00**	**0.90**	**0.25**	**0.38**	**0.40**	**0.40**	**1.50**	**0.30**
Cl (mg/L)	**14000**	**14000**	**38000**	**38000**	**65000**	**66000**	**128000**	**132000**
Ca (mg/L)	**180**	**190**	**248**	**312**	**360**	**464**	**580**	**660**
DT (mg/L)	**235**	**230**	**264**	**320**	**440**	**640**	**680**	**700**

ANEXO 18

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX (SAD-BX) BASE KCL ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SAD-BX												
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	KCL (lpb)											
	0	0	10	10	15	15	20	20	40	40	60	60
Pm (ml)	1.80	2.00	1.60	1.70	1.00	1.40	1.30	1.35	0.70	0.70	0.55	0.50
Pf (ml)	0.70	0.60	0.65	0.55	0.40	0.25	0.35	0.20	0.10	0.15	0.10	0.15
Mf (ml)	2.80	2.90	2.60	2.70	1.90	1.40	2.00	1.70	0.40	0.50	0.45	0.60
Cl (mg/L)	1200	1000	16500	14000	23300	21000	27500	27500	52000	53500	75000	78000
Ca (mg/L)	55	45	60	40	160	80	180	120	160	160	280	280
DT (mg/L)	100	70	110	80	280	200	320	260	192	200	300	300

ANEXO 19

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX (SAD-BX) BASE NACL ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SAD-BX								
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	NaCl (lpb)							
	0	0	20	20	40	40	80	80
Pm (ml)	**1.80**	**2.00**	**2.10**	**1.50**	**2.10**	**1.40**	**1.80**	**1.05**
Pf (ml)	**0.70**	**0.60**	**0.30**	**0.20**	**0.15**	**0.10**	**0.00**	**0.00**
Mf (ml)	**2.80**	**2.90**	**0.60**	**0.70**	**0.45**	**0.60**	**0.20**	**0.30**
Cl (mg/L)	**12000**	**10000**	**40000**	**40000**	**68000**	**68000**	**132000**	**137000**
Ca (mg/L)	**55**	**45**	**260**	**200**	**320**	**285**	**400**	**360**
DT (mg/L)	**100**	**70**	**360**	**300**	**400**	**380**	**480**	**400**

ANEXO 20

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA-CS) ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SIA-CS				
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	Clay AS (lpb)			
	6	6	8	8
Pm	**0.82**	**0.70**	**0.90**	**0.60**
Pf	**0.12**	**0.12**	**0.10**	**0.10**
Mf	**1.10**	**1.10**	**1.60**	**2.00**
Cl (mg/L)	**4700**	**4900**	**2200**	**2800**
Ca (mg/L)	**120**	**260**	**180**	**240**
DT (mg/L)	**120**	**260**	**320**	**360**

ANEXO 21

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE CAL EN BASE AGUA – PLY (SC-PLY) ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SC-PLY		
	Antes de rolado	Después de Rolado
Pm (ml)	12.50	13.20
Pf (ml)	2.80	2.30
Mf (ml)	3.30	2.80
Cl (mg/L)	1200	1120
Ca (mg/L)	350	160
DT (mg/L)	360	180

ANEXO 22

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE POLIACRILAMIDA EN BASE AGUA – PHP (SP-PHP) ORIGINAL Y CON 25 LB/BBL CEB ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SP-PHP				
	Sin Contaminar		**SP-PHP con 25 lb/bb CEV**	
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
Pm	**0.65**	**0.65**	**1.10**	**1.10**
Pf	**0.00**	**0.10**	**0.15**	**0.02**
Mf	**1.20**	**1.30**	**1.15**	**1.23**
Cl (mg/L)	**2000**	**2000**	**2000**	**2000**
Ca (mg/L)	**180**	**180**	**120**	**140**
DT (mg/L)	**280**	**240**	**160**	**176**

ANEXO 23

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DEL FLUIDO SISTEMA BASE ACEITE – OBM (SBA-OBM) ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SBA-OBM		
	Antes de rolado	Después de Rolado
Pm (ml)	**3.5**	**3.5**
Cl (mg/L)	**35000**	**35000**
DT (mg/L)	**3200**	**3200**

ANEXO 24

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO

BASE AGUA – HY (SAD-HY) BASE KCL ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

SAD-HY												
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	KCL (lpb)											
	0	0	10	10	15	15	20	20	40	40	60	60
Reología @ 120F												
R600/R300	**72\51**	**83\61**	**70\48.5**	**81\60**	**43.5\29**	**45\30**	**49.5\34**	**50\33.5**	**50\34**	**43\29**	**43\29**	**37\25**
R200/R100	**41\36**	**50\40**	**39\37**	**50\37**	**23\15**	**24\16**	**27\18**	**26.5\18**	**27\18**	**23\15**	**23\15**	**19.5\13**
R6/R3	**8\4**	**13\10**	**7\3**	**13\9**	**2\1**	**2.5\1.5**	**4\2**	**3.5\2**	**7\2.5**	**2.5\1.5**	**3\1.5**	**3\1**
VP	**21**	**22**	**21.5**	**21**	**14.5**	**15**	**15.5**	**16.5**	**16**	**14**	**14**	**12**
YP	**30**	**39**	**27**	**39**	**14.5**	**15**	**18.5**	**17**	**18**	**15**	**15**	**13**
Geles												
10 seg	**5**	**10**	**4**	**9.5**	**2**	**2.5**	**4**	**4**	**3**	**2.5**	**3**	**2.5**
10 min	**10**	**15**	**10**	**15**	**2**	**3**	**5**	**5**	**4.5**	**2.5**	**3**	**2.5**
30 min	**19**	**25**	**18**	**23**	**3**	**4**	**5**	**5**	**4.5**	**3**	**4**	**3**
API, ml/30’	**4.6**	**5**	**4.5**	**5.2**	**4**	**4.2**	**4.4**	**4.7**	**4.3**	**4.5**	**5**	**4.4**
pH	**9.7**	**7.2**	**9.65**	**6.81**	**9.46**	**8**	**9.5**	**7.5**	**9.67**	**7.68**	**9.54**	**7.33**
Densidad	**9**	**9**	**9.25**	**9.2**	**9.05**	**9.2**	**9.2**	**9.2**	**9.2**	**9.2**	**9.3**	**9.55**

ANEXO 25

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – HY (SAD-HY) BASE NACL ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

SAD-HY								
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	NaCl (lpb)							
	0	0	20	20	40	40	80	80
Reología @ 120F								
R600/R300	72\51	83\61	52\36	49\33	51\35	46\32	58\39	51\35
R200/R100	41\36	50\40	29\20	26\17	28\19	25\17	32\22	27\19
R6/R3	8\4	13\10	5\3	4\2	4.5\3	3\2	5\4	5\4
VP	21	22	16	16	16	14	19	16
YP	30	39	20	17	19	18	20	19
Geles								
10 seg	5	10	4	3	4.5	3	4	4
10 min	10	15	5	3	5.5	3	6	5
30 min	19	25	6	4	7	4	9	6
API, ml/30’	4.6	5	4	4.4	3.8	3.8	2.9	3.8
pH	9.7	7.2	9.7	7.52	9.68	7.5	9.48	7.41
Densidad	9	9	9.1	9.1	9.5	9.45	9.8	9.8

ANEXO 26

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO

BASE AGUA – BX (SAD-BX) BASE KCL ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

	SAD-BX											
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	KCL (lpb)											
	0	0	10	10	15	15	20	20	40	40	60	60
Reología @ 120F												
R600/R300	80\55	92\63	78\53	92\62	74\51	79\54	74\50	79\55	61\42	63\42.5	60\41	59.5\40
R200/R100	44\39	51\35	42\39	50\34	41\27	43\29	40\21,5	44\30	34\23	34\22.5	33\22	31\20
R6/R3	7\5	8\5.5	7\4,5	8\5,5	5,5\3,5	8\4	5,5\3,5	6,5\4,5	5\3.5	5\3	5\3	4\2
VP	25	29	25	30	23	25	24	24	19	20.5	19	19.5
YP	30	34	28	32	28	29	26	31	23	22	22	20.5
Geles												
10 seg	6.5	8.5	6,5	8	4	4,5	4	5,5	4	6	5	4
10 min	11	12.5	10,5	12	6	7	5	7	5	6	5.5	4.5
30 min	13	16	12,5	14,5	8	8	6	9	7	6.5	7	6
API, ml/30’	5.6	6	5,5	5	4	4,4	4,2	4,9	4	4	4.2	4.2
pH	10.7	10.4	10,67	10.34	10,3	9.8	10,38	9.9	9.65	9.61	9.5	9.35
Densidad	9	9	9,2	9,2	9,2	9,2	9.3	9,3	9.4	9.4	9.55	9.55

ANEXO 27

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX (SAD-BX) BASE NACL ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

SAD-BX								
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	NaCl (lpb)							
	0	0	20	20	40	40	80	80
Reología @ 120F								
R600/R300	80\55	92\63	76\52	83\60	75\51	81\56	68\50	77\52
R200/R100	44\39	51\35	42\28.5	46\32	42\28	44\30	42\30	43\27
R6/R3	7\5	8\5.5	6\4	6.5\5.5	6\4	6\5	6\5	6\4
VP	25	29	24	23	24	25	18	25
YP	30	34	28	37	27	31	42	27
Geles								
10 seg	6.5	8.5	5	6	4	6	5	6
10 min	11	12.5	6	7	5	6.5	6	7
30 min	13	16	7	9	6.5	7.5	8	8
API, ml/30'	5.6	6	3.2	3.3	3.2	3.4	3.4	3.6
pH	10.7	10.4	10.29	7.86	9.96	7.56	9.47	7.38
Densidad	9	9	9.2	9.5	9.5	9.5	9.7	9.7

ANEXO 28

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA INHIBIDO DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA-CS) ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

SIA-CS				
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	Clay AS (lpb)			
	6	6	8	8
Reología @ 120F				
R600/R300	**58\38**	**59\40**	**68\48**	**71\48**
R200/R100	**30\20**	**32\22**	**39\28**	**39\25**
R6/R3	**5\2**	**5\3**	**8\6**	**7\5**
VP	**20**	**19**	**20**	**23**
YP	**18**	**21**	**28**	**25**
Geles				
10 seg	**2**	**3.5**	**6**	**4**
10 min	**4**	**6**	**6**	**5.5**
30 min	**4.5**	**7**	**8**	**7**
API, ml/30'	**6,9**	**5.2**	**6.1**	**7**
Ph	**9.5**	**7.37**	**9.45**	**7.35**
Densidad	**8.7**	**8.55**	**8.7**	**9.2**

ANEXO 29

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DEL FLUIDO SISTEMA DE CAL EN BASE AGUA – PLY (SC-PLY) ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO

SC-PLY		
	Antes de rolado	Después de Rolado
Reología @ 120F		
R600/R300	175/120	93/56
R200/R100	97/69	42/26
R6/R3	33/29	39/45
VP	55	37
YP	65	19
Geles		
10 seg	36	3
10 min	100	7
30 min	184	13
API, ml/30’	6.5	6.5
pH	12.83	12.77
Densidad	8.8	8.7

ANEXO 30

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE POLIACRILAMIDA EN BASE AGUA – PHP (SP-PHP) ORIGINAL Y CON 25 LB/BBL CEB ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SP-PHP				
	Sin Contaminar		SP-PHP con 25 lb/bb CEV	
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
Reología @ 120F				
R600/R300	80\52	79\51	110\71	125\80
R200/R100	40\24	39\24	58\38	62\40
R6/R3	4\2	6\3	10\8	10\8
VP	30	28	39	45
YP	22	23	32	35
Geles				
10 seg	4	3	12	10
10 min	5	4	20	19
30 min	6	6	40	32
API, ml/30’	4.2	3.8	3.9	7.4
Ph	9.47	8.2	9.47	8.38
Densidad	9.2	9.2	9.8	9.8

ANEXO 31

RESULTADOS PRUEBAS FÍSICAS DEL FLUIDO SISTEMA BASE ACEITE – OBM (SBA-OBM) ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO

SBA-OBM		
	Antes de rolado	Después de Rolado
Reología @ 120F		
R600/R300	**39\25**	**42\27**
R200/R100	**18\12**	**20\13.5**
R6/R3	**3\2**	**3.5\2**
VP	**14**	**18**
YP	**11**	**9**
Geles		
10 seg	**2**	**2**
10 min	**3**	**4**
30 min	**4.5**	**6**
API, ml/30’	**1.2**	**1.2**
Densidad	**10.75**	**10.75**

ANEXO 32

RESULTADOS PRUEBA DE RETORTA DEL FLUIDO SISTEMA BASE ACEITE – OBM (SBA-OBM) ANTES Y DESPUÉS DEL ROLADO.

SBA-OBM					
Retorta					
Antes de Rolado			Después de Rolado		
% De Agua	% De Aceite	% Sólidos	% De Agua	% De Aceite	% Sólidos
18.00	68.00	14.00	18.00	68.00	14.00

ANEXO 33

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO

BASE AGUA – HY (SAD-HY) BASE KCL ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SAD-HY												
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	KCL (lpb)											
	0	0	10	10	15	15	20	20	40	40	60	60
Pm (ml)	**0.35**	**0.25**	**0.40**	**0.20**	**0.70**	**0.63**	**0,8**	**0,7**	**0.90**	**0.70**	**0.97**	**0.71**
Pf (ml)	**0.05**	**0.00**	**0.05**	**1.50**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.01**	**0.00**	**0.01**	**0.00**
Mf (ml)	**1.00**	**0.90**	**0.95**	**1.90**	**1.20**	**1.10**	**1.9**	**1.2**	**0.42**	**0.49**	**0.42**	**0.60**
Cl (mg/L)	**1400**	**1400**	**15500**	**15500**	**23000**	**23000**	**25500**	**25000**	**57000**	**57000**	**72000**	**78000**
Ca (mg/L)	**180**	**190**	**200**	**220**	**280**	**240**	**380**	**360**	**400**	**412**	**400**	**428**
DT (mg/L)	**235**	**230**	**240**	**240**	**360**	**320**	**440**	**430**	**400**	**440**	**440**	**440**

ANEXO 34

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – HY (SAD-HY) BASE NACL ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SAD-HY								
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	NaCl (lpb)							
	0	0	20	20	40	40	80	80
Pm (ml)	0.35	0.25	0.75	0.70	0.85	0.65	1.35	1.00
Pf (ml)	0.05	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.05	0.00
Mf (ml)	1.00	0.90	0.25	0.38	0.40	0.40	1.50	0.30
Cl (mg/L)	14000	14000	38000	38000	65000	66000	128000	132000
Ca (mg/L)	180	190	248	312	360	464	580	660
DT (mg/L)	235	230	264	320	440	640	680	700

ANEXO 35

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX (SAD-BX) BASE KCL ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

	SAD-BX											
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	KCL (lpb)											
	0	0	10	10	15	15	20	20	40	40	60	60
Pm (ml)	1.80	2.00	1.60	1.70	1.00	1.40	1.30	1.35	0.70	0.70	0.55	0.50
Pf (ml)	0.70	0.60	0.65	0.55	0.40	0.25	0.35	0.20	0.10	0.15	0.10	0.15
Mf (ml)	2.80	2.90	2.60	2.70	1.90	1.40	2.00	1.70	0.40	0.50	0.45	0.60
Cl (mg/L)	1200	1000	16500	14000	23300	21000	27500	27500	52000	53500	75000	78000
Ca (mg/L)	55	45	60	40	160	80	180	120	160	160	280	280
DT (mg/L)	100	70	110	80	280	200	320	260	192	200	300	300

ANEXO 36

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA – BX (SAD-BX) BASE NACL ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SAD-BX								
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	NaCl (lpb)							
	0	0	20	20	40	40	80	80
Pm (ml)	**1.80**	**2.00**	**2.10**	**1.50**	**2.10**	**1.40**	**1.80**	**1.05**
Pf (ml)	**0.70**	**0.60**	**0.30**	**0.20**	**0.15**	**0.10**	**0.00**	**0.00**
Mf (ml)	**2.80**	**2.90**	**0.60**	**0.70**	**0.45**	**0.60**	**0.20**	**0.30**
Cl (mg/L)	**12000**	**10000**	**40000**	**40000**	**68000**	**68000**	**132000**	**137000**
Ca (mg/L)	**55**	**45**	**260**	**200**	**320**	**285**	**400**	**360**
DT (mg/L)	**100**	**70**	**360**	**300**	**400**	**380**	**480**	**400**

ANEXO 37

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA INHIBIDOR DE ARCILLA BASE AGUA – CS (SIA-CS) ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SIA-CS				
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
	Clay AS (lpb)			
	6	6	8	8
Pm	**0.82**	**0.70**	**0.90**	**0.60**
Pf	**0.12**	**0.12**	**0.10**	**0.10**
Mf	**1.10**	**1.10**	**1.60**	**2.00**
Cl (mg/L)	**4700**	**4900**	**2200**	**2800**
Ca (mg/L)	**120**	**260**	**180**	**240**
DT (mg/L)	**120**	**260**	**320**	**360**

ANEXO 38

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE CAL EN BASE AGUA – PLY (SC-PLY) ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SC-PLY		
	Antes de rolado	Después de Rolado
Pm (ml)	12.50	13.20
Pf (ml)	2.80	2.30
Mf (ml)	3.30	2.80
Cl (mg/L)	1200	1120
Ca (mg/L)	350	160
DT (mg/L)	360	180

ANEXO 39

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS SISTEMA DE POLIACRILAMIDA EN BASE AGUA – PHP (SP-PHP) ORIGINAL Y CON 25 LB/BBL CEB ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SP-PHP				
	Sin Contaminar		**SP-PHP con 25 lb/bb CEV**	
	Antes de rolado	Después de Rolado	Antes de rolado	Después de Rolado
Pm	**0.65**	**0.65**	**1.10**	**1.10**
Pf	**0.00**	**0.10**	**0.15**	**0.02**
Mf	**1.20**	**1.30**	**1.15**	**1.23**
Cl (mg/L)	**2000**	**2000**	**2000**	**2000**
Ca (mg/L)	**180**	**180**	**120**	**140**
DT (mg/L)	**280**	**240**	**160**	**176**

ANEXO 40

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS DEL FLUIDO SISTEMA BASE ACEITE – OBM (SBA-OBM) ANTES Y DESPUÉS DE ROLADO.

SBA-OBM		
	Antes de rolado	Después de Rolado
Pm (ml)	**3.5**	**3.5**
Cl (mg/L)	**35000**	**35000**
DT (mg/L)	**3200**	**3200**

ANEXO 41

FOTOGRAFÍAS DE LAS DISPERSIONES DE LA FORMACIÓN CHALCANA

 Dispersión Formación Chalcana SAD-HY 60 lpb KCl	 Dispersión Formación Chalcana SAD-BX 60 lpb KCl
 Dispersión Formación Chalcana SAD-HY 10 lpb KCl	 Dispersión Formación Chalcana SAD-BX 10 lpb KCl

 SISTEMA SAD-HY **Dispersión Formación Chalcana SAD-HY**	 SISTEMA SAD-BX **Dispersión Formación Chalcana SAD-BX**
 SISTEMA SAD-HY 80 NaCl **Dispersión Formación Chalcana SAD-HY 80 lpb NaCl**	 SISTEMA SAD-BX 80 NaCl **Dispersión Formación Chalcana SAD-BX 80 lpb NaCl**
 SISTEMA SAD-HY 20 NaCl **Dispersión Formación Chalcana SAD-HY 20 lpb NaCl**	 SISTEMA SAD-BX 20 NaCl **Dispersión Formación Chalcana SAD-BX 20 lpb NaCl**

 SISTEMA SP-PHP **Dispersión Formación Chalcana** **SP-PHP**	 SISTEMA SP-PHP 25 CEB **Dispersión Formación Chalcana** **SP-PHP con 25 lb/bb CEV**
 SISTEMA SIA-CS 6C AS **Dispersión Formación Chalcana** **SIA-CS 6 lpb Clay AS**	 SISTEMA SIA-CS 8C AS **Dispersión Formación Chalcana** **SIA-CS 8 lpb Clay AS**
 SISTEMA SC-PLY **Dispersión Formación Chalcana** **SC-PLY**	 SISTEMA OBM **Dispersión Formación Chalcana** **SBA-OBM**

ANEXO 42

FOTOGRAFÍAS DE LAS DISPERSIONES DE LA FORMACIÓN TENA

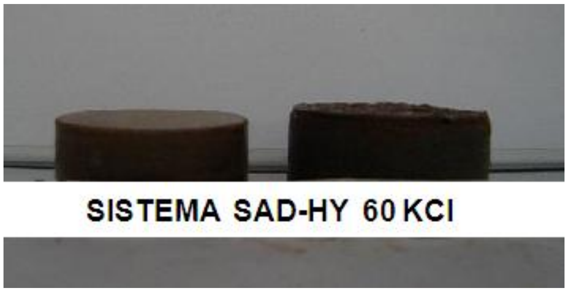
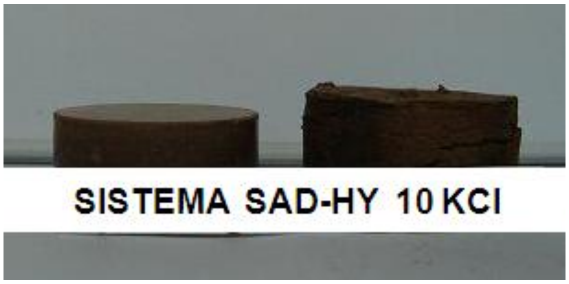
 **Dispersión Formación Tena** **SAD-HY 10 lpb KCl**	 **Dispersión Formación Tena** **SAD-BX 10 lpb KCl**
 **Dispersión Formación Tena** **SAD-HY**	 **Dispersión Formación Tena** **SAD-BX**

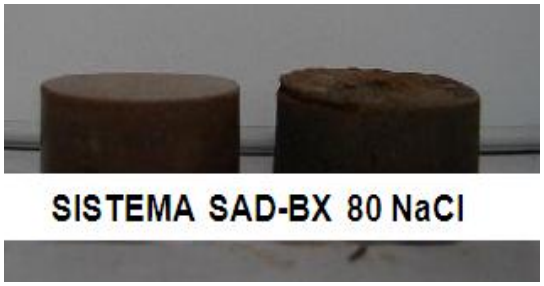
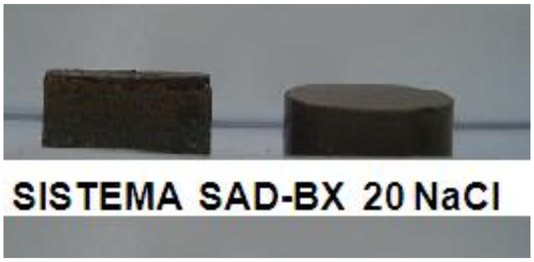
 Dispersión Formación Tena SAD-HY 80 lpb NaCl	 Dispersión Formación Tena SAD-BX 80 lpb NaCl
 Fig b.9 Dispersión Formación Tena SAD-HY 20 lpb NaCl	 Dispersión Formación Tena SAD-BX 20 lpb NaCl

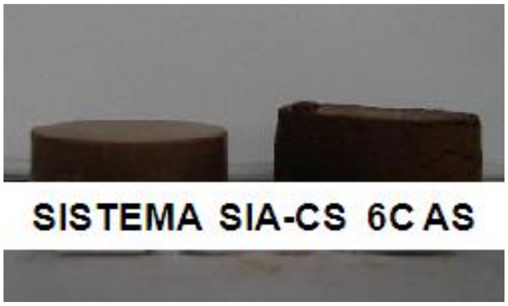
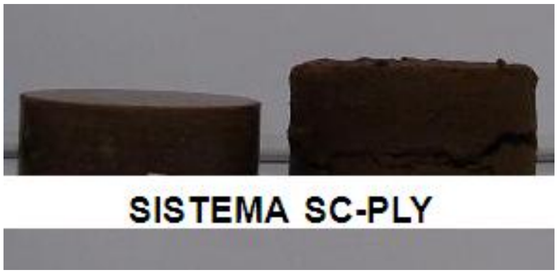
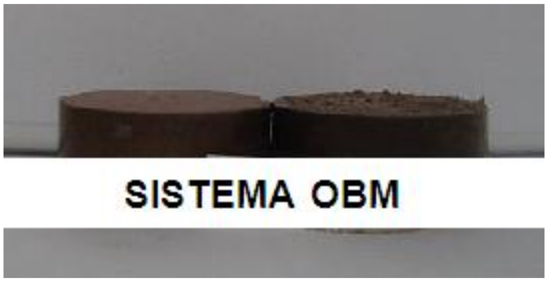
 **Dispersión Formación Tena** **SP-PHP**	 **Dispersión Formación Tena** **SP-PHP con 25 lb/bb CEB**
 **Dispersión Formación Tena** **SIA-CS 6 lpb Clay AS**	 **Dispersión Formación Tena** **SIA-CS 8 lpb Clay AS**
 **Dispersión Formación Tena** **SC-PLY**	 **Dispersión Formación Tena** **SBA-OBM**

ANEXO 43

FOTOGRAFÍAS DE LOS HINCHAMIENTOS DE LA FORMACIÓN CHALCANA

 Hinchamiento-Formación Chalcana SAD-HY 60 lpb KCl	 Hinchamiento-Formación Chalcana SAD-BX 60 lpb KCl
 Hinchamiento-Formación Chalcana SAD-HY 10 lpb KCl	 Hinchamiento-Formación Chalcana SAD-BX 10 lpb KCl
 Hinchamiento - Formación Chalcana SAD-HY	 Hinchamiento-Formación Chalcana SAD-BX

 **Hinchamiento - Formación Chalcana SAD-HY 80 lpb NaCl**	 **Hinchamiento - Formación Chalcana SAD-BX 80 lpb NaCl**
 **Hinchamiento - Formación Chalcana SAD-HY 20 lpb NaCl**	 **Hinchamiento - Formación Chalcana SAD-BX 20 lpb NaCl**
 **Hinchamiento - Formación Chalcana SP-PHP**	 **Hinchamiento - Formación Chalcana SP-PHP con 25 lb/bb CEV**

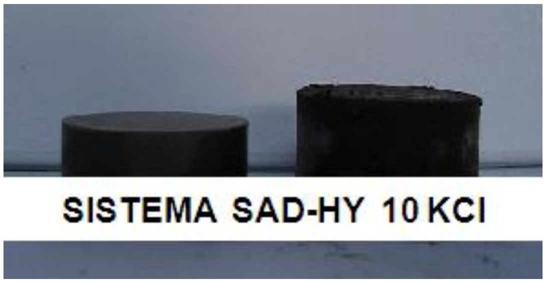
 **Hinchamiento-Formación Chalcana** **SIA-CS 6 lpb Clay AS**	 **Hinchamiento-Formación Chalcana** **SIA-CS 8 lpb Clay AS**
 **Hinchamiento-Formación Chalcana** **SC-PLY**	 **Hinchamiento - Formación Chalcana** **SBA-OBM**

ANEXO 44

FOTOGRAFÍAS DE LOS HINCHAMIENTOS DE LA FORMACIÓN TENA

Hinchamiento - Formación Tena
SAD-HY 60 lpb KCl

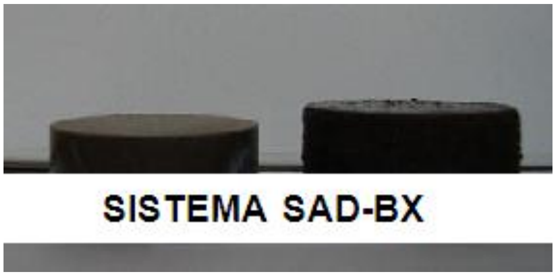
Hinchamiento - Formación Tena
SAD-BX 60 lpb KCl



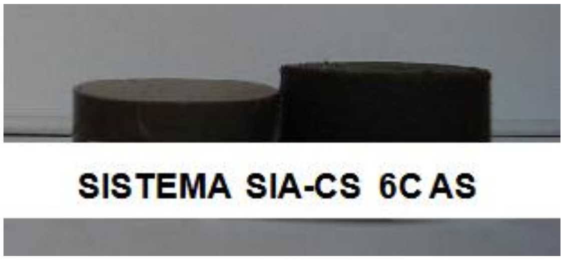
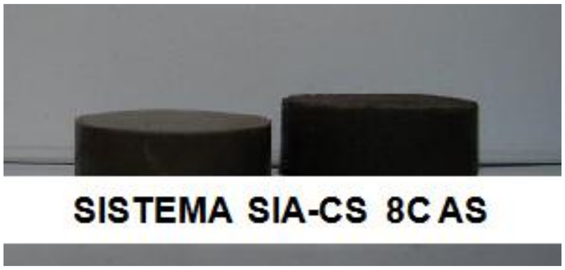
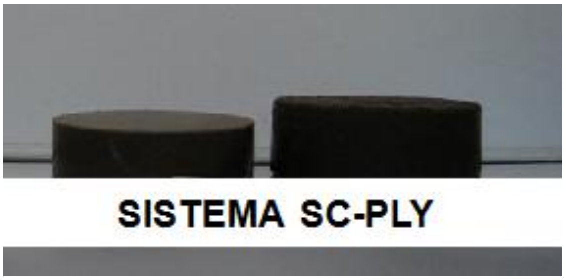
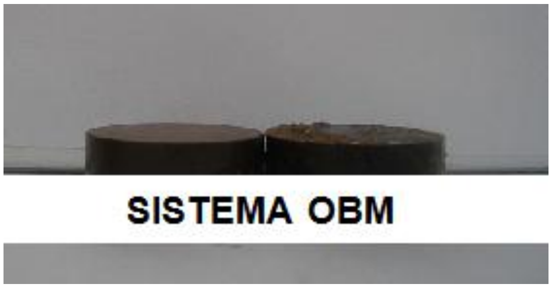
Hinchamiento - Formación Tena
SAD-HY 10 lpb KCl

Hinchamiento - Formación Tena
SAD-BX 10 lpb KCl

Hinchamiento - Formación Tena
SAD-HY

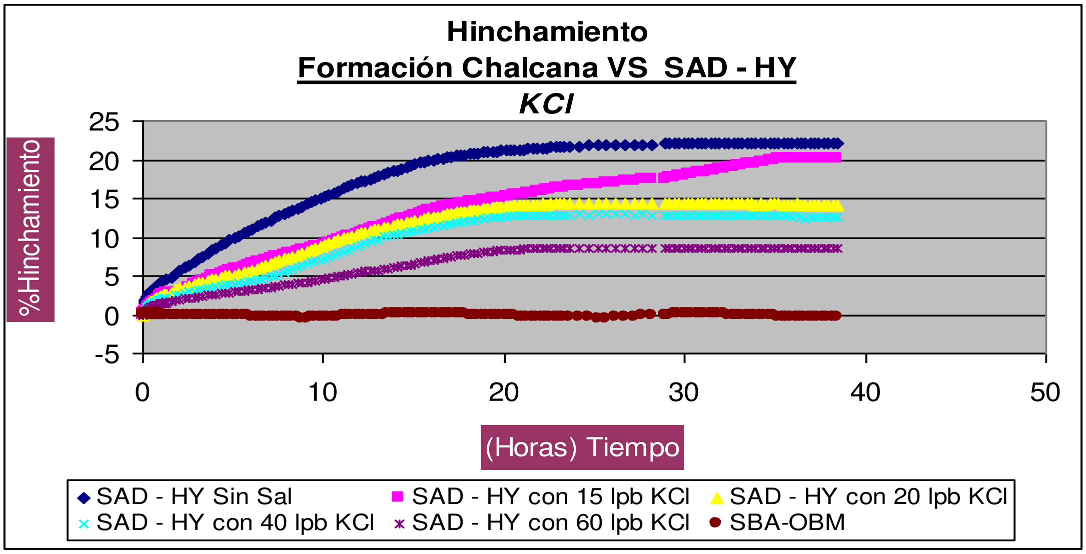


Hinchamiento - Formación Tena
SAD-BX

 **Hinchamiento - Formación Tena** **SIA-CS 6 lpb Clay AS**	 **Hinchamiento - Formación Tena** **SIA-CS 8 lpb Clay AS**
 **Hinchamiento - Formación Tena** **SC-PLY**	 **Hinchamiento - Formación Tena** **SBA-OBM**

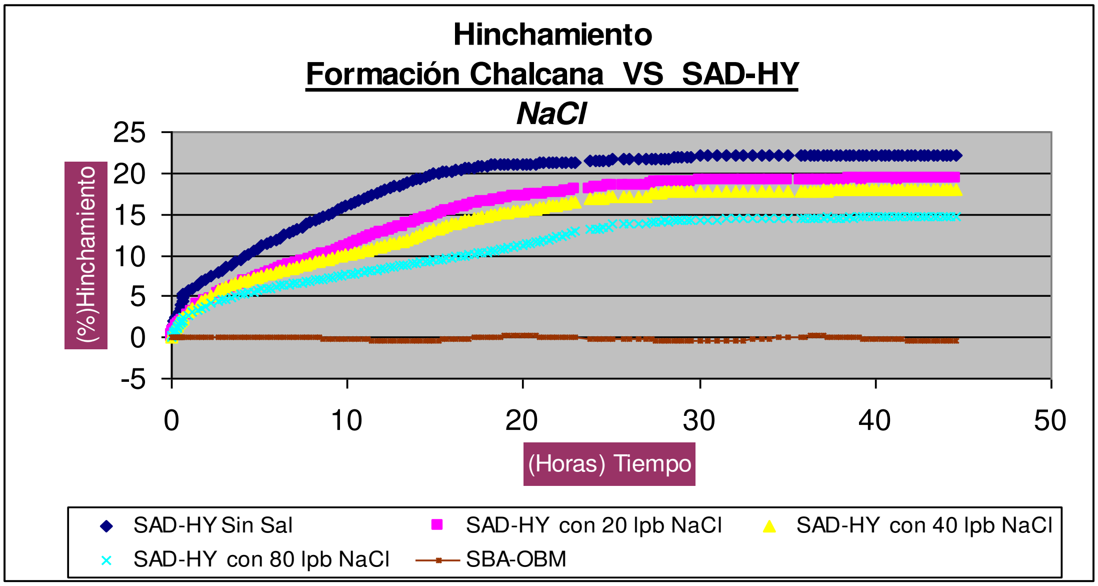
ANEXO 45

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN CHALCANA VS SAD-HY (KCL)



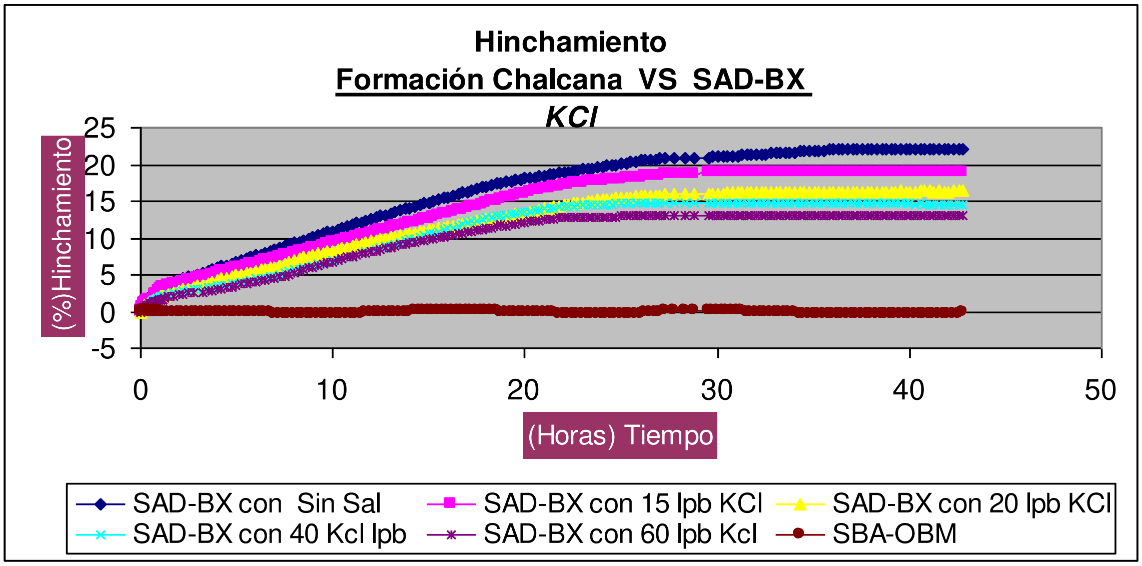
ANEXO 46

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN CHALCANA VS SAD-HY (NACL)



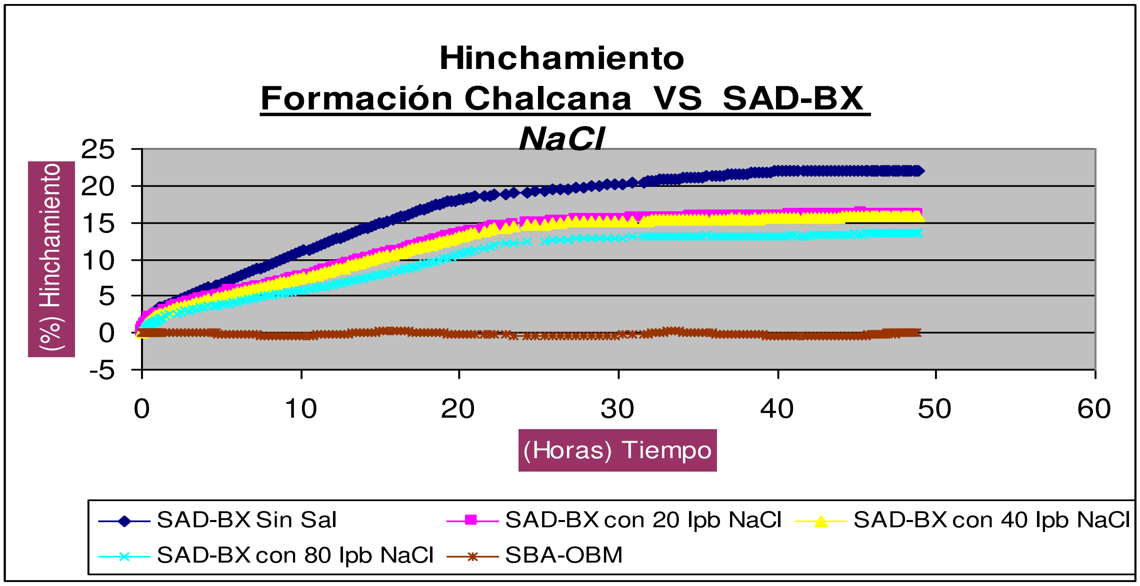
ANEXO 47

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN CHALCANA VS SAD-BX (KCL)



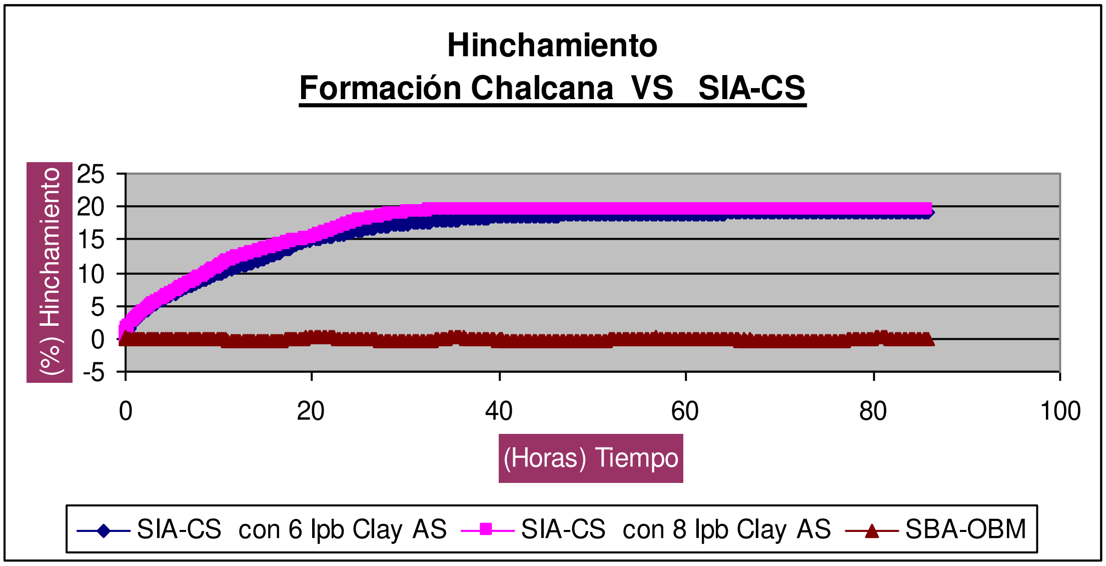
ANEXO 48

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN CHALCANA VS SAD-BX (NACL)



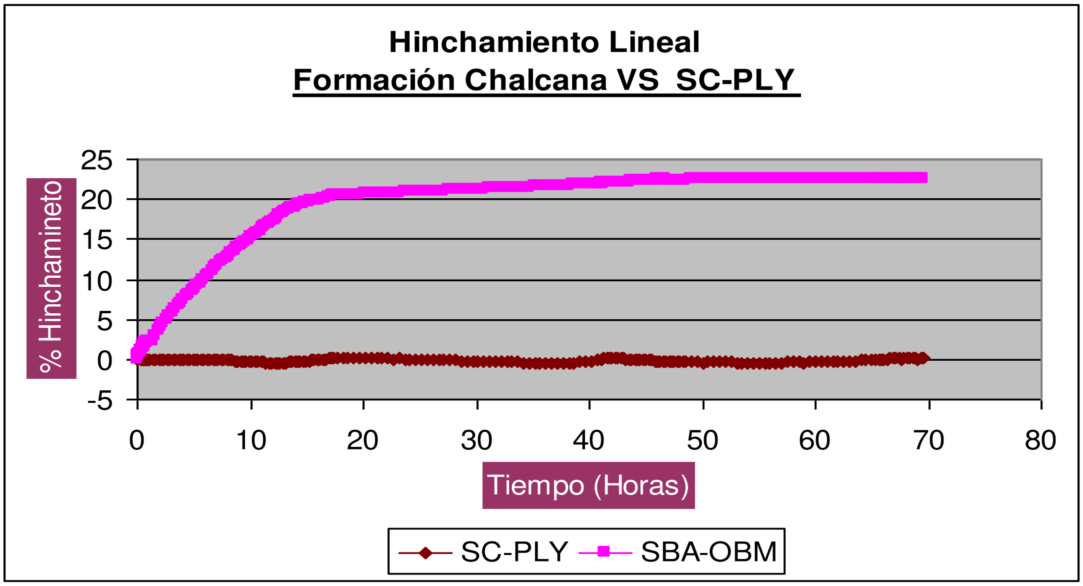
ANEXO 49

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN CHALCANA VS SIA-CS



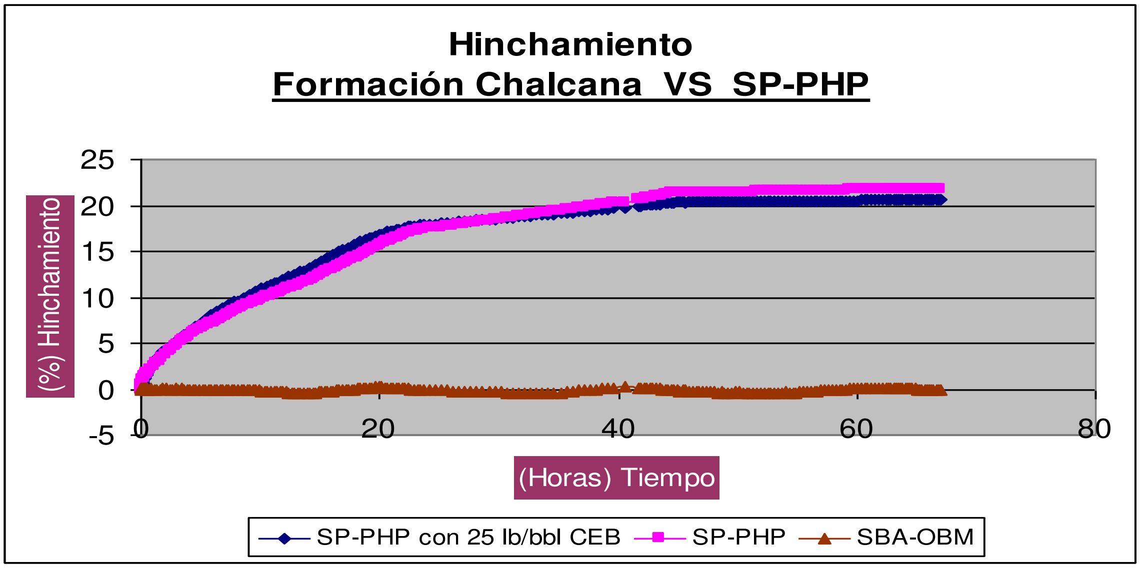
ANEXO 50

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN CHALCANA VS SC-PLY



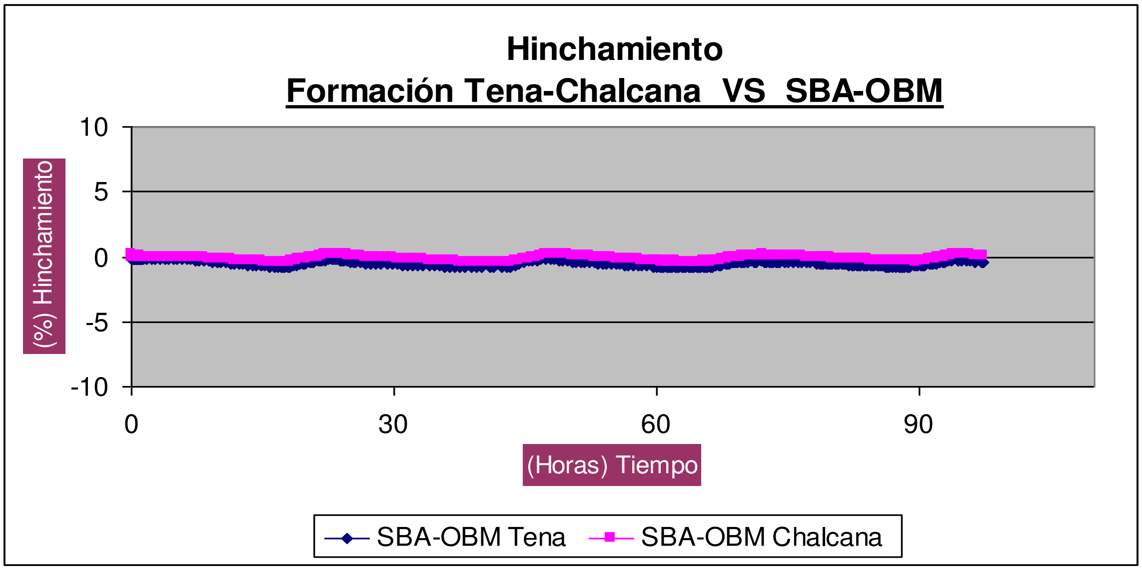
ANEXO 51

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN CHALCANA VS SC-PHP



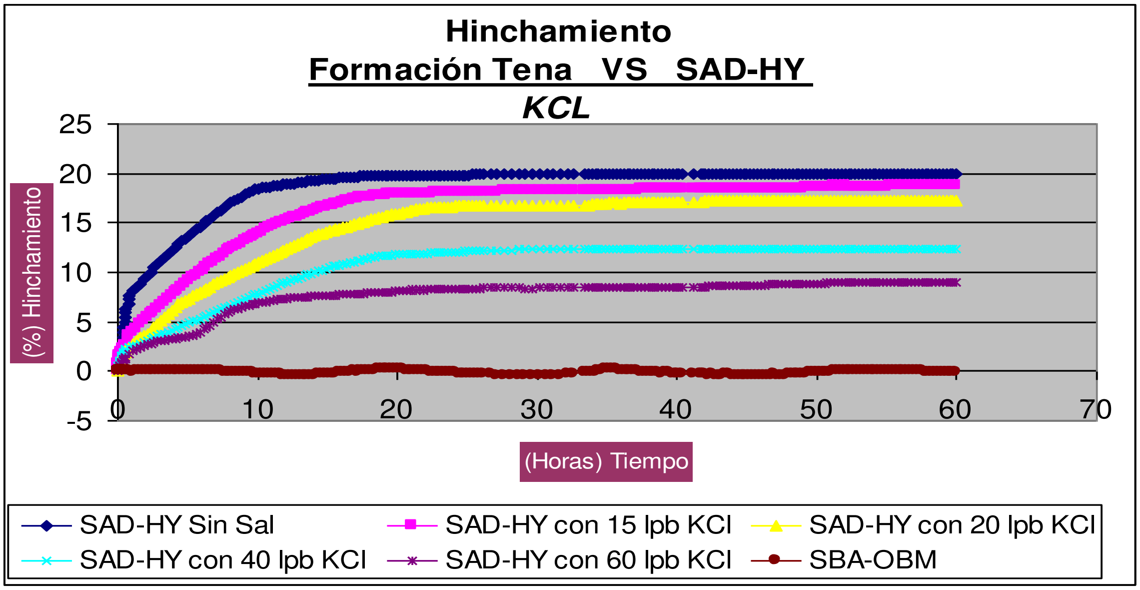
ANEXO 52

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN CHALCANA VS SBA-OBM



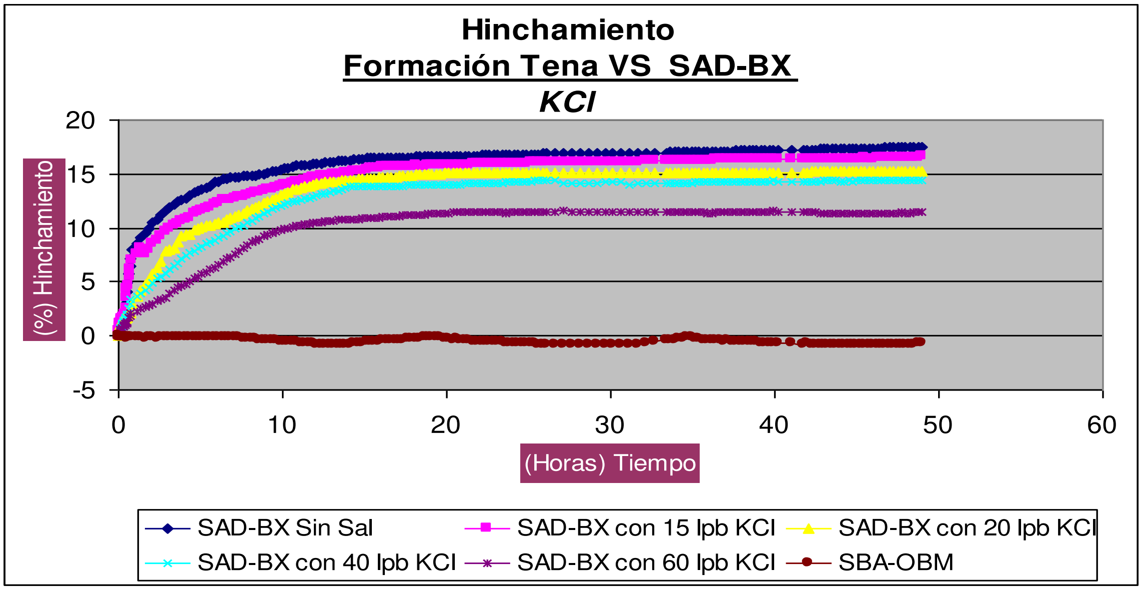
ANEXO 53

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN TENA VS SAD-HY (KCL)



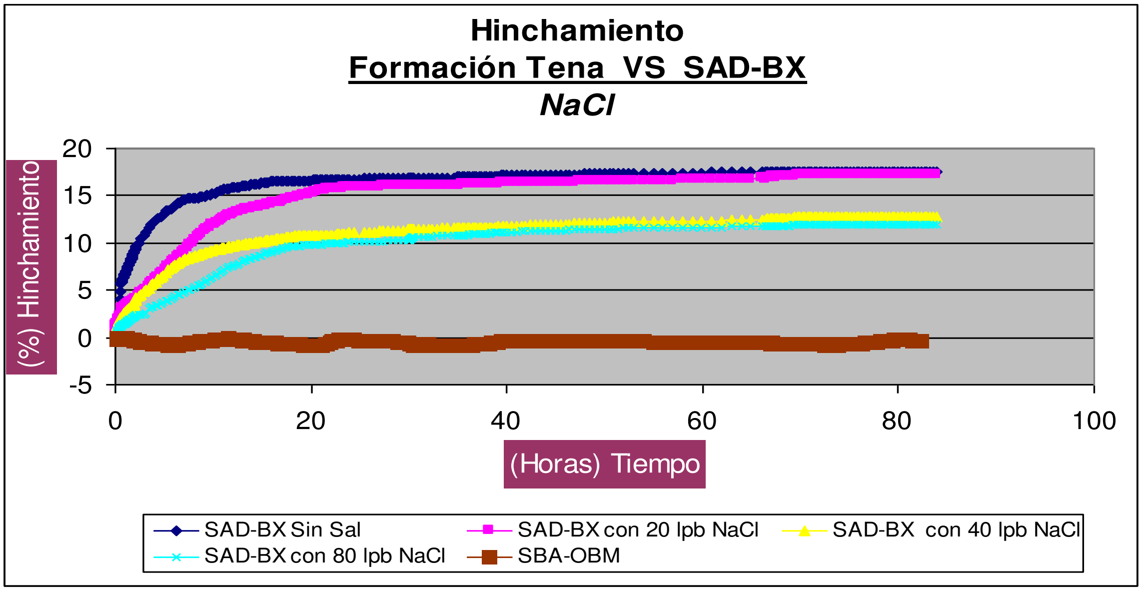
ANEXO 54

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN TENA VS SAD-BX (KCL)



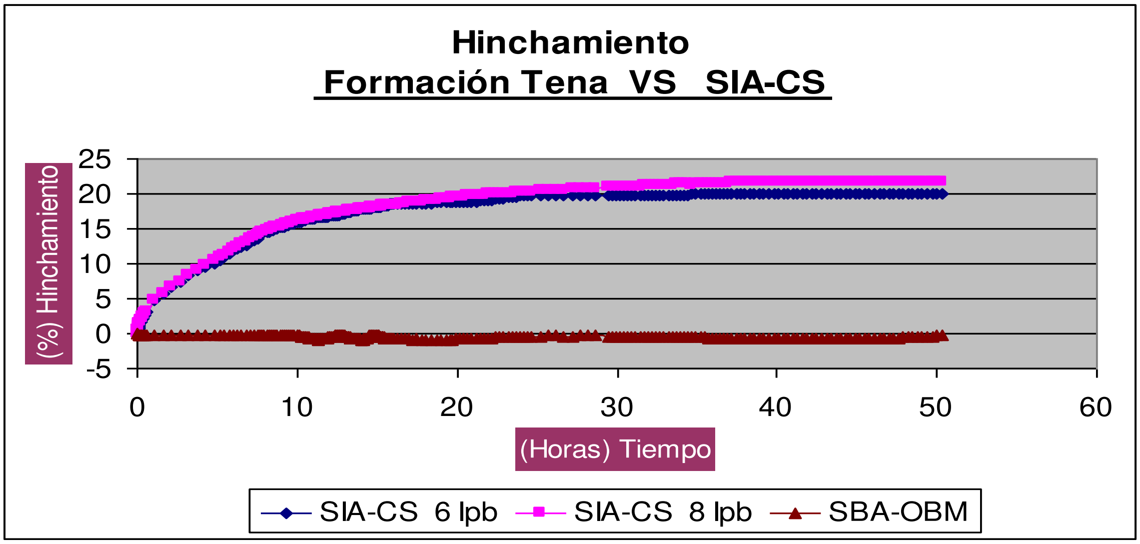
ANEXO 55

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN TENA VS SAD-BX (NACL)



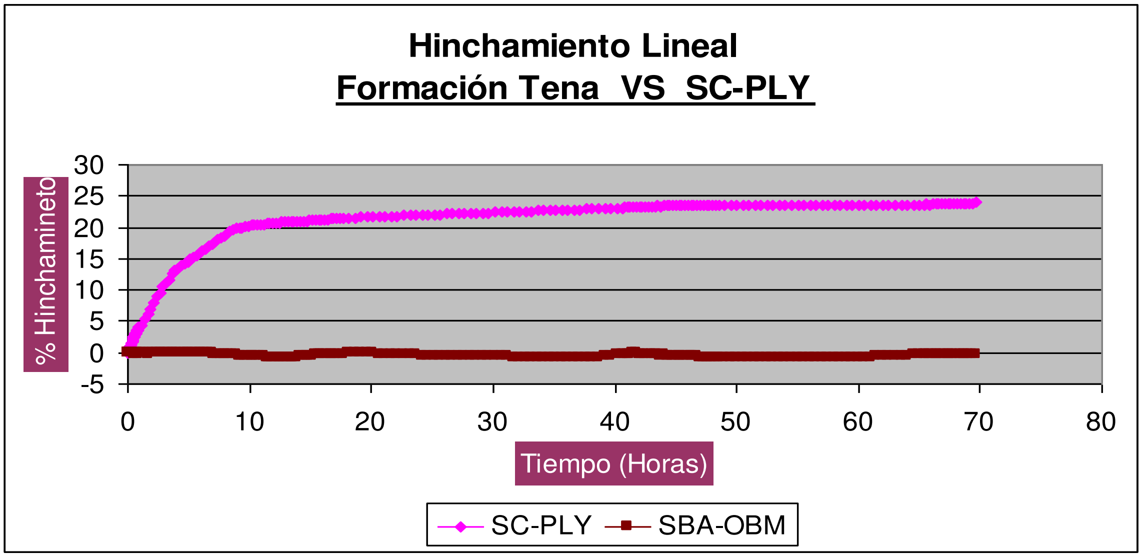
ANEXO 56

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN TENA VS SIA-CS



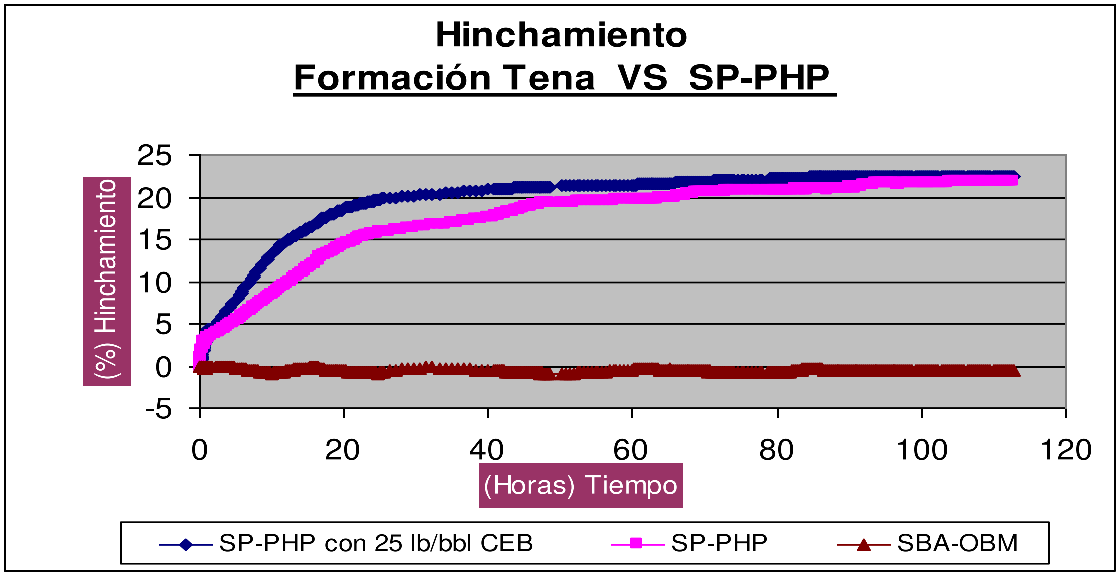
ANEXO 57

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN TENA VS SC-PLY



ANEXO 58

DIAGRAMA - LSM DE LA FORMACIÓN TENA VS SP-PHP



BIBLIOGRAFÍA

1. BALANZA DE LODO

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

   1 de Noviembre del 2007

2. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN

   http://www.halliburton.com/esg/pdf/boremax.pdf

   julio 15 del 2007

3. EQUIPO DE PRUEBA MBT

   http://www.fann.com/product_overview1.asp?iprod= 4254 0&catid=44

   1 de Noviembre del 2007

4. FILTRO PRENSA

   http://www.fann.com/product_info_main.asp?catid =210

   1 de Noviembre del 2007

5. Halliburton

   MANUAL DE EDUCACIÓN CONTINUA

   Entrenamiento de fluidos para representantes de servicio de campo

6. Halliburton Baroid Fluid Services

   HOJAS TÉCNICAS DE PRODUCTOS

   2005

7. MANUAL DE CONTROL DE POZOS

   Well control school

   cap 9

   2003

8. pH METRO

   http://www.fann.com/product_overview1.asp?iprod =60010&catid =45

   1 de Noviembre del 2007

9. VISCOSÍMETRO FANN

   http://www.fann.com/product_overview1.asp?iprod=30164&catid=4

   1 de Noviembre del 2007

10. Schlumberger

    FUNCIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

    http://www.seed.slb.com/es/scictr/watch/mud/char.htm

    30 de agosto del 2007

11. Siero Estrada Luis E. Ing.

    FLUIDOS DE PERFORACIÓN

    Unidad de Capacitación Petrolera

    Petroecuador

    Junio 1991