

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL UTILIZANDO EL ADITIVO Z – TROL 100 COMO INHIBIDOR DE ARCILLAS EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
por el Br. Rausseo U., Carlos M.

Caracas, noviembre de 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL UTILIZANDO EL ADITIVO Z – TROL 100 COMO INHIBIDOR DE ARCILLAS EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Griselda Zorrilla de Mora

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
por el Br. Rausseo U., Carlos M.

Caracas, noviembre de 2002

AGRADECIMIENTOS

Tengo mucho que agradecer y a tantas personas que significan mucho para mí, que una hoja solo alcanza para mencionarlos, el verdadero agradecimiento lo llevaré siempre por dentro.

Quiero darle las gracias a Dios por darme la paciencia y la fuerza de voluntad para lograr este sueño.

Este Trabajo está dedicado especialmente a mi mamá Mariela Uztáriz que siempre estuvo conmigo y a mi papá Carlos A. Rausseo que siempre me acompañó. Gracias a ambos por darme el apoyo necesario para cumplir mis metas, confiar en mí y quererme incondicionalmente como yo a ustedes.

Gracias a mi hermana Marielita por estar siempre pendiente de mí y cuidarme de esa manera, te quiero mucho. A Rafaele por su confianza y cuidarla a ella.

A Natyuliz por ser mi complemento y mi apoyo durante toda mi carrera y darme esa ayuda tan oportuna en todo momento, gracias galla y a toda su familia, Sra. Alba y Sr. Luis por quererme como unos padres, a Natasha, Juan, Yulitza, Manuel, Yuleina y Luis Enrique por permitirme formar parte de Uds. y compartir tantos momentos. Nunca los olvidaré.

A la Profesora Griselda Zorrilla de Mora por brindarme la oportunidad de trabajar bajo su tutoría y darme las herramientas necesarias para lograr esto.

A mis compañeros David, Carlos, Francisco, Claudio, Arturo, José, Darwin, Franklig por formar ese gran equipo, en especial a Elio por su valiosa colaboración en la realización de esta Tesis. A Jorge, Raul y Reinaldo por esos días de estudio tan agradables. A Jorge Jiménez por su disposición para resolver problemas.

A mis amigos Kike, Israel, Frank y Alejandro por hacerme sentir orgulloso de lo que hago y por su valiosa compañía.

Rausseo U. Carlos M.

PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL UTILIZANDO EL ADITIVO Z – TROL 100 COMO INHIBIDOR DE ARCILLAS EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN

**Tutor Académico: Prof. Griselda Zorrilla de Mora. Caracas, Octubre 2002.
U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo.**

Palabras Claves: Lutitas, Arcillas, Inhibición, Fluidos.

Resumen. El objetivo del presente trabajo, es evaluar el aditivo Z – Trol 100 y determinar su eficiencia como producto inhibidor de arcillas, para ser utilizado en operaciones de perforación en zonas donde se puedan presentar lutitas reactivas.

Los fluidos utilizados, son sistemas poliméricos y lignosulfonatos a los cuales se les agrega directamente el aditivo, según lo indicado en el Boletín Técnico, correspondiente al Z – Trol 100, suministrado por el fabricante. Estos sistemas son evaluados en el equipo de hinchamiento lineal, para determinar la capacidad de hidratación de las arcillas presentes, utilizando muestras de lutitas previamente analizadas, donde se determinó el contenido de arcillas hidratables. Se estableció un patrón de comparación con los resultados obtenidos de las pruebas de hinchamiento, para las diferentes formulaciones de lodo y agua como valor referencial máximo y una solución de KCl al 10% (V/V).

Los valores reportados en dichas pruebas, tomando en cuenta factores como: tiempo de estabilización (equilibrio químico), porcentaje de hinchamiento lineal y tendencias de las curvas de hinchamiento lineal vs. tiempo, no representan valores satisfactorios en cuanto a la capacidad de inhibición del producto y posible solución a los problemas operacionales, causados por la hidratación de las arcillas presentes en las lutitas.

ÍNDICE

Lista de Figuras	VIII
Lista de Tablas	XI
1 INTRODUCCIÓN	
2 MARCO TEÓRICO	3
2.1 Fluidos de perforación	3
2.1.1 Clasificación de los fluidos de perforación	3
2.1.1.1 Fluidos base agua	4
2.1.1.2 Fluidos base aceite	5
2.1.1.3 Fluidos neumáticos	5
2.1.2 Funciones de los fluidos de perforación	6
2.1.3 Propiedades de los fluidos de perforación	7
2.2 Minerales de arcilla	10
2.2.1 Clasificación de los minerales de arcilla	10
2.2.2 Estructura de los minerales de arcilla	11
2.2.3 Química de los minerales de arcilla	14
2.2.4 Capacidad de adsorción de las arcillas	21
2.2.5 Intercambio iónico y capacidad de intercambio catiónico	22
2.2.6 Tipos de asociación de las partículas de arcilla	25
2.2.7 Mecanismos de caracterización de minerales	28
2.2.8 Hidratación de las arcillas	30
2.2.9 Hinchamiento lineal	31
2.3 Inestabilidad del hoyo	32

2.4 Mecanismos de daño a la formación	33
2.4.1 Daños mecánicos	33
2.4.2 Interacciones roca fluidos	34
2.4.2.1 Migración/taponamiento por partículas finas	34
2.4.2.2 Mecanismos de desprendimiento	35
2.4.2.3 Estabilización de finos	39
2.4.3 Formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso	39
2.4.4 Daños químicos	42
2.4.5 Interacciones fluido/fluido	42
2.4.5.1 Precipitación inorgánica	43
2.4.5.2 Precipitación orgánica	44
2.4.6 Fenómenos interfaciales	45
2.4.6.1 Bloqueo por emulsiones	46
2.4.6.2 Bloqueo por agua	46
2.4.7 Inversión de la mojabilidad	47
2.4.8 Daños de origen biológico	48
2.5 Aminas	48
2.5.1 Clasificación de las aminas	48
2.5.2 Propiedades físicas de las aminas	49
2.5.3 Mecanismos de inhibición por el uso de aminas	50
3 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	51
3.1 Recolección de las muestras de lutita	52
3.2 Análisis de las muestras de lutita	53
3.3 Elaboración de los fluidos base agua, poliméricos	55
3.4 Pruebas de hinchamiento lineal	59
4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS	60

4.1 Selección de las muestras de lutita	60
4.2 Adaptación y evaluación de los fluidos con el aditivo Z – Trol 100	61
4.3 Discusión de resultados de las pruebas de hinchamiento lineal	67
5 CONCLUSIONES	88
6 RECOMENDACIONES	89
7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
8 NOMENCLATURA	92
9 GLOSARIO DE TÉRMINOS	94
10 ANEXOS	96
11 APÉNDICES	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Clasificación de los fluidos de perforación	4
Figura 2.2	Clasificación de las arcillas	11
Figura 2.3	Octaedro de aluminio	11
Figura 2.4	Tetraedro de silicio	12
Figura 2.5	Estructura de la montmorilonita	15
Figura 2.6	Estructura de la illita	17
Figura 2.7	Estructura de la clorita	18
Figura 2.8	Estructura de la caolinita	19
Figura 2.9	Efecto del calcio sobre la bentonita	24
Figura 3.1	Columna estratigráfica. Estado Falcón	52
Figura 3.2	Equipo de difracción de rayos X	54
Figura 3.3	Balanza de lodos	56
Figura 3.4	Filtro prensa	56
Figura 3.5	Viscosímetro Fann	58
Figura 3.6	Equipo de hinchamiento lineal	59

Figura 4.1	Viscosidad plástica para sistemas Poly Plus	62
Figura 4.2	Punto cedente para sistemas Poly Plus	63
Figura 4.3	Viscosidad plástica para sistemas Flo – Pro	64
Figura 4.4	Punto cedente para sistemas Flo – Pro	64
Figura 4.5	Viscosidad plástica para formulación de campo	65
Figura 4.6	Punto cedente para formulación de campo	65
Figura 4.7	Hinchamiento lineal vs. Tiempo en sistemas Poly Plus con 1 y 2ml de Z – Trol 100	68
Figura 4.8	Porcentaje de hinchamiento lineal de sistemas Poly Plus con 1 y 2ml de Z – Trol 100	69
Figura 4.9	Hinchamiento lineal vs. Tiempo para sistemas Poly Plus Con 4 y 5 gr. de material viscosificante y 3ml de Z – Trol 100	70
Figura 4.10	Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Poly Plus Con 3ml de Z – Trol 100 y 4 y 5 gr. de material viscosificante	71
Figura 4.11	Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Poly Plus con 4 gr. de viscosificante y 4, 6 y 8ml de Z – Trol 100	72
Figura 4.12	Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Poly Plus con 4 gr. de viscosificante y 4, 6 y 8ml de Z – Trol 100	73
Figura 4.13	Hinchamiento lineal vs. Tiempo para sistemas Flo – Pro	75

Figura 4.14	Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Flo – Pro (base y sustituyendo el inhibidor original por Z – Trol 100	76
Figura 4.15	Hinchamiento lineal vs. Tiempo para sistemas Flo – Pro con 4 y 6ml de Z – Tol 100	76
Figura 4.16	Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Flo – Pro Con 4 y 6ml de Z – Trol 100	77
Figura 4.17	Porcentaje de hinchamiento lineal vs. Tiempo para sistema lignosulfonato	78
Figura 4.18	Porcentaje de hinchamiento lineal para sistema lignosulfonato	80
Figura 4.19	Porcentaje de hinchamiento lineal vs. Tiempo para formulación de campo con 6, 8 y 10ml de Z – Trol 100	81
Figura 4.20	Porcentaje de hinchamiento lineal para formulación de campo con 6, 8 y 10ml de Z – Trol 100	82
Figura 4.21	Porcentaje de hinchamiento lineal vs. Tiempo fluido 100% aceite	83
Figura 4.22	Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Flo – Pro y formulación utilizada en campo	84
Figura 4.23	Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Flo – Pro y formulación de campo	85
Figura 4.24	Esquema comparativo entre los valores máximos y mínimos de hinchamiento lineal para cada sistema con la muestra de lutita CR-5	86

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Capacidad de intercambio catiónico de minerales de arcilla	23
Tabla 2.2	Propiedades físico químicas del Z – Trol 100	49
Tabla 4.1	Formulación básica del sistema Poly Plus	61
Tabla 4.2	Formulación básica del sistema Flo – Pro	63
Tabla 4.3	Formulación utilizada en campo	65
Tabla 4.5	Propiedades reológicas para sistema lignosulfonato	79

1 INTRODUCCIÓN

La inestabilidad del pozo, causada por las zonas de lutitas altamente reactivas, constituye un problema importante para la industria de los fluidos de perforación, esta inestabilidad del pozo se debe a múltiples factores mecánicos, químicos y físicos, los cuales pueden restringir el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo y desde el pozo hasta la superficie.

- En este trabajo, se realizarán pruebas de hinchamiento lineal, con muestras de lutita provenientes del Estado Falcón, las cuales serán analizadas mediante difracción de rayos X para comprobar el contenido de arcillas reactivas en su composición, se utilizará como inhibidor de arcillas el aditivo Z – Trol 100 una solución acuosa de una amina orgánica, para su evaluación y posible recomendación de ser utilizado en fluidos de perforación, en zonas donde se presenten problemas de inestabilidad del hoyo, debido a la hidratación de las arcillas. Con los resultados obtenidos de estas pruebas se analizará su capacidad de inhibición sobre las arcillas hidratables, a concentraciones adecuadas de aditivo, tomando en cuenta factores técnicos para el diseño de los fluidos de perforación.

El uso de inhibidores de arcillas altamente reactivas, constituye dentro del campo de la perforación un factor importante para el óptimo desarrollo de las operaciones de perforación, ya que se pueden encontrar problemas como, embolamiento de la mecha, desestabilización del hoyo y daño a la permeabilidad de las paredes del hoyo, entre otros. Según la revisión bibliográfica realizada, la mayoría de los productos usados con este fin, presentan un prolongado período de degradación de los residuos derivados de su uso y una baja compatibilidad ambiental.

Para la fecha se manejan diversas técnicas para lograr el control efectivo de estratos arcillosos de alta reactividad, las mismas presentan elementos favorables

y desfavorables al momento de su aplicación y requieren condiciones específicas para un buen resultado.

En el caso de inhibidores salinos, tales como cloruro de potasio (KCl) y cloruro de calcio (CaCl_2) los cuales, en sus concentraciones efectivas para la inhibición, generan niveles no permisibles de cloruros, los cuales convierten a los fluidos que los contienen en posibles contaminantes ambientales de costosa remediación. Para el caso de glicoles el rango de aplicabilidad es limitado y además implica un costo elevado como aditivo en fluidos de perforación, de igual forma puede ser complicado el tratamiento de los ripsos provenientes de este sistema.

Este tipo de aditivos, de origen amino, ha tenido una amplia aplicación en las áreas operacionales, en las cuales ha demostrado su eficiencia para la inhibición de arcillas provenientes de estratos, que se caracterizan por el alto contenido de las mismas.

El caso más relevante y que generó la mayor cantidad de información en cuanto a las propiedades y uso de las aminas como fuente inhibitoria, corresponde al pozo SG 143, mejor conocido como el L.I.C. de Chimire, en le cual cabe destacar que una sección de más de cuatro mil quinientos pies de arcillas y lutitas microfracturadas de alta reactividad, perforada con un fluido polimérico inhibido con este tipo de agentes estuvo expuesta por cincuenta y dos días.

Estos inhibidores, provenientes de aminas orgánicas, han sido usados tanto en el oriente del país, como en el occidente, donde se tiene una data de más de cien pozos, en los cuales ha sido aplicado este agente inhibidor en fluidos semidispersos utilizados en la sección intermedia de pozos ubicados en las áreas de Bachaquero, Tía Juana y Lagunillas.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Fluidos de Perforación. ⁽⁷⁾

El Instituto de Petróleo Americano (API) define un fluido de perforación como “un fluido circulante utilizado en la perforación rotatoria para llevar a cabo todas las funciones requeridas en las operaciones de perforación”. Esto implica que la perforación rotatoria sería imposible sin un fluido circulante, haciéndolo una de las variables más importantes. De esto se puede concluir que un óptimo fluido de perforación, es aquel en el cual la tasa de circulación necesaria para la limpieza del hoyo resulta en una apropiada potencia hidráulica, una buena capacidad de limpieza del hoyo y un excelente desempeño con respecto a la tasa de penetración, teniendo ésta combinación de variables, se obtiene estabilidad del hoyo a un costo más bajo para alcanzar en la perforación el objetivo deseado.

2.1.1 Clasificación de los Fluidos de Perforación.

Existen tres tipos básicos de fluidos de perforación y a partir de éstos las combinaciones necesarias para los requerimientos de cada operación de perforación en cada tipo de pozo, tomando en cuenta principalmente para su selección los distintos factores de diseño del pozo, composición mineralógica de las formaciones a atravesar, presiones de las formaciones, temperatura, profundidades entre otros y los costos de la perforación, buscando siempre obtener la mayor tasa de retorno en la operación.

En la figura 2.1 se muestra el esquema de clasificación de los fluidos de perforación:

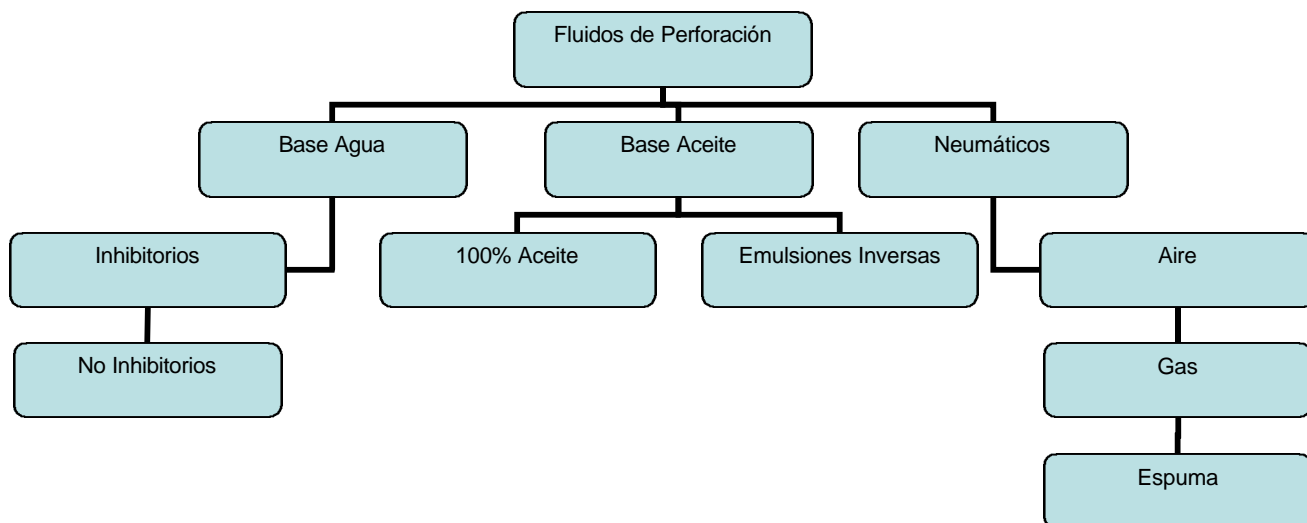


Figura 2.1 Clasificación de los fluidos de perforación

2.1.1.1 Fluidos Base Agua. ⁽¹⁰⁾

Son los fluidos de perforación más usados, su fase continua es agua, pudiendo ser agua salada o fresca, además contienen cantidades variables de bentonita o aditivos químicos, que se determinan por las condiciones del hoyo. La fase reactiva (sólidos que reaccionan químicamente) viene dada por los minerales de arcilla provenientes de la formación perforada, o agregados como la arcilla bentonítica y coloides orgánicos, la fase inerte, está compuesta por sólidos inertes (no reaccionan químicamente) tales como; barita y carbonato de calcio, utilizados generalmente como agentes para agregar peso al fluido.

Los fluidos base agua pueden ser inhibitorios o no inhibitorios, esto se refiere a la capacidad del fluido de inhibir la hidratación de las arcillas presentes en la formación perforada.

Dentro de los fluidos base agua inhibitorios se encuentran también los fluidos poliméricos, los cuales están formulados con agua fresca, bentonita y polímeros.

El objetivo de estos sistemas, es reducir el contenido total de sólidos de arcilla, resultando en una mayor tasa de perforación.

Los sólidos de arcilla contenidos en este tipo de fluidos son reducidos de dos formas: 1) los polímeros expanden la bentonita, necesitándose solo la mitad de la cantidad requerida para obtener propiedades reológicas satisfactorias. 2) los polímeros encapsulan los sólidos de perforación pudiendo ser removidos mecánicamente.

2.1.1.2 Fluidos Base Aceite. ⁽¹⁴⁾

Son aquellos en los cuales la fase continua es aceite y la fase dispersa cuando existe, es agua, esto se logra mediante la presencia de agentes químicos que permiten la emulsión del aceite y el agua, una emulsión significa la suspensión de un líquido en otro los cuales son inmiscibles.

Los fluidos 100% aceite son aquellos que no contienen agua en su fase líquida. Las emulsiones inversas consisten de una emulsión de agua en aceite, en relaciones que van desde 40% agua y 60% aceite, hasta 5% agua y 95% aceite. Estos fluidos son usados en formaciones reactivas al agua, pozos profundos y de alta temperatura, formaciones sujetas a pegadas por presiones diferenciales y lutitas hidratables. Uno de los principales usos de los fluidos base aceite es evitar la contaminación por agua de las zonas productoras. Estos fluidos de perforación en muchos casos resultan costosos y difíciles de mantener.

2.1.1.3 Fluidos Neumáticos. ⁽¹⁴⁾

Los fluidos de perforación aireados son utilizados principalmente para disminuir la pérdida de circulación o donde se requieran fluidos de bajas densidades. Su fase continua es gas o aire a la cual se le agrega cierta cantidad de agua, dependiendo del agua agregada estos se denominan neblinas (poca agua) o espuma (mayor cantidad de agua). Estos fluidos proveen una alta tasa de penetración y los rípidos

generalmente son reducidos a polvo mientras llegan a la superficie, debido a su transporte a altas velocidades a través de las tuberías y juntas. El acarreo de los ripios depende de las velocidades en el anular ya que los fluidos aireados no tienen como propiedad estructural características de transporte. Estos sistemas están restringidos por problemas de inestabilidad de hoyo, formaciones productoras de agua, formaciones con altas presiones y debido a factores económicos por la necesidad de equipos adicionales de superficie, como compresores para inyectar el gas, válvulas de seguridad de altas presiones y válvula de seguridad universal.

2.1.2 Funciones de los Fluidos de Perforación. ^(1, 7, 9)

Las principales funciones de los fluidos de perforación son las siguientes:

- **Transmite potencia hidráulica a través de la mecha hacia la formación.** El fluido de perforación sale de la mecha a baja presión y alta velocidad manteniendo libre de ripios la superficie debajo de la misma, contribuyendo con esto a lograr una máxima tasa de penetración. Esta función depende de distintas variables como, peso sobre la mecha, velocidad de rotación, tipo de mecha, tasa de flujo, velocidad a través de los chorros de la mecha, presión diferencial, entre otras.
- **Transporta los ripios desde el fondo hasta la superficie.** Los recortes deben ser transportados por el fluido de perforación a través del anular hasta la superficie, al igual que las partículas generadas por posibles derrumbes del hoyo, ya que éstas tienden a caer al fondo del mismo. La velocidad con la que éstas partículas caen a través del fluido de perforación, depende de la densidad y viscosidad del fluido así como de sus propiedades reológicas, de igual forma el fluido debe ser capaz de mantener en suspensión los ripios con la circulación detenida.

- **Controla las presiones subterráneas.** La presión hidrostática creada por el peso de la columna de fluido ejerce presión contra las paredes del hoyo, esta presión previene que los fluidos de la formación entren hacia el interior del pozo, evitando así un influjo y hasta una posible arremetida.
- **Enfría y lubrica la mecha y la sarta de perforación.** El fluido de perforación disipa el calor generado por la fricción entre la mecha y la sarta contra las paredes del hoyo. El lodo también lubrica la mecha y la sarta reduciendo la fricción.
- **Permite una evaluación adecuada de la formación.** La utilización de herramientas para la evaluación de la formación por medio de perfiles eléctricos, requieren de un medio adecuado para un óptimo funcionamiento, por ende muchas veces se necesita que el fluido sea buen conductor de la electricidad y que presente propiedades diferentes a las de los fluidos de la formación.
- **Sostiene las paredes del hoyo.** El fluido de perforación reviste las paredes del hoyo por medio del revoque. Este revoque reduce la pérdida de fluido hacia la formación, contaminación y derrumbes. El espesor del revoque debe ser controlado, si éste es demasiado grueso, el diámetro del hoyo se reduce, restringe la circulación y aumenta el torque y el arrastre. Por otra parte el fluido de perforación viene a sustituir parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del hoyo y que se suprime a medida que se perfora una formación, evitando así derrumbes del pozo.

2.1.3 Propiedades de los Fluidos de Perforación. ^(1, 6, 7)

Del estudio de las propiedades de los fluidos de perforación antes y después de la circulación de los mismos, dependerá el éxito de las operaciones de perforación. Las principales propiedades de dichos fluidos son las siguientes:

- Densidad.

Es el peso por unidad de volumen, el peso del fluido de perforación se expresa en unidades de lbs/gal. Este peso se determina con el uso de la balanza de lodo. La presión hidrostática que contiene la presión de la formación es función de la profundidad y de la densidad del lodo. El peso del lodo debe ser adecuado como para controlar la entrada de fluidos de la formación al hoyo y a su vez evitar exceder la presión de la formación y generar así una fractura a la misma. El peso del lodo puede ser incrementado añadiendo varios sólidos o materiales solubles.

Una de las principales causas que deterioran el óptimo funcionamiento del diseño del lodo, son las acumulaciones de sólidos de perforación indeseables, como lutitas y arenas. Estos sólidos incrementan el peso así como la viscosidad y reducen la eficiencia de la perforación.

Reología.

- Viscosidad plástica.⁽⁶⁾

Es la resistencia del lodo a fluir, esta resistencia es debida a la interacción entre las partículas sólidas suspendidas en el lodo. Los efectos mecánicos, causados por los sólidos son indicativos del número, tipo y tamaño de las partículas sólidas en la fase fluida. La viscosidad plástica se expresa en centipois y es afectada directamente por la forma, tamaño y concentración de las partículas sólidas suspendidas en el lodo. Se obtiene del siguiente cálculo:

$$VP \text{ (cp)} = L_{600} - L_{300} \quad \text{Ec. 2.1}$$

- Punto de cedencia.

Es una medida de la resistencia interna del fluido al flujo inicial. Ésta resistencia es causada por las cargas eléctricas generadas sobre la superficie de las partículas

coloidales dispersas en la fase fluida del lodo en condiciones dinámicas. El aumento de la resistencia depende del tipo, tamaño y cantidad de las partículas. Esta propiedad afecta el punto de transición entre el flujo laminar y turbulento, la densidad equivalente de circulación y la eficiencia del transporte de ripios. El punto cedente se expresa en lbs/100pie² y se obtiene de:

$$PC \text{ (lbs/100pie}^2\text{)} = L_{300} - VP \quad \text{Ec. 2.2}$$

- Resistencia de gel

Es la capacidad que tiene el lodo para solidificarse o gelatinizarse cuando no está en circulación. La fuerza de gel determina la capacidad que tiene el lodo para mantener los sólidos en suspensión. Cuando un fluido de perforación tiende a desarrollar resistencia de gel con el tiempo se le llama tixotrópico.

- pH y alcalinidad.

Esta medida se determina para fluidos base agua y tiene influencia sobre la resistencia de gel, el rendimiento de las arcillas, la pérdida de filtrado, el control de corrosión y propiedades inhibitorias. La alcalinidad se define como la concentración de iones oxhidrilos (OH⁻) en exceso en una solución acuosa. El pH es la medida de concentración de iones hidrógenos (H⁺) en la fase acuosa, el pH se mide en una escala de 1 a 14 siendo el 7 la medida de una solución neutral, cuando el pH de la solución es menor que 7, ésta se denomina ácida, por el contrario si es mayor que 7 se denomina básica.

Los valores apropiados de pH varían según el tipo de fluido usado. Los lodos dispersos requieren un pH de 9 a 10,5 para activar los dispersantes químicos. El pH de los polímeros no dispersantes deben mantenerse entre 7 y 9, ya que altos valores perjudican la efectividad del polímero.

2.2 Minerales de Arcilla. ^(3, 4)

Arcilla se define como un material natural, terroso, de grano fino el cual desarrolla plasticidad cuando es mezclado con una cierta cantidad limitada de agua. Por plasticidad se entiende la propiedad que presentan muchos materiales a ser deformados bajo la aplicación de presión. Están constituidos por un cierto número de minerales en proporciones variables. Químicamente están formadas por silicatos de aluminio hidratados, con contenido de iones como sodio, calcio, hierro y magnesio.

Su estructura está formada por capas tetraédricas de silicio – oxígeno (Fig. 2.4) y capas octaédricas de aluminio – oxígeno – hidrófilo (Fig. 2.5). En la red cristalina de la arcilla, puede ocurrir que cationes divalentes sustituyan en las capas octaédricas al aluminio. El efecto produce una carga neta superficial negativa, que es compensada por cationes intercambiables como K^+ , Na^+ y Ca^{+2} , que se adhieren a la superficie basal. El tamaño de los minerales de arcilla se ha definido como las partículas menores a 2 micrones.

2.2.1 Clasificación de los Minerales de Arcilla. ^(5, 11)

Las arcillas se pueden clasificar según su capacidad de adsorción de agua. Las arcillas hidrofílicas son aquellas en las que los cationes entre las capas son intercambiables, estos cationes pueden ser sustituidos por moléculas de agua. Las arcillas hidrofóbicas son aquellas en las cuales la unión entre las capas son lo suficientemente fuertes, de modo tal que el intercambio de cationes por moléculas de agua es menor.

En la figura 2.2 se muestra un esquema de clasificación de las arcillas:

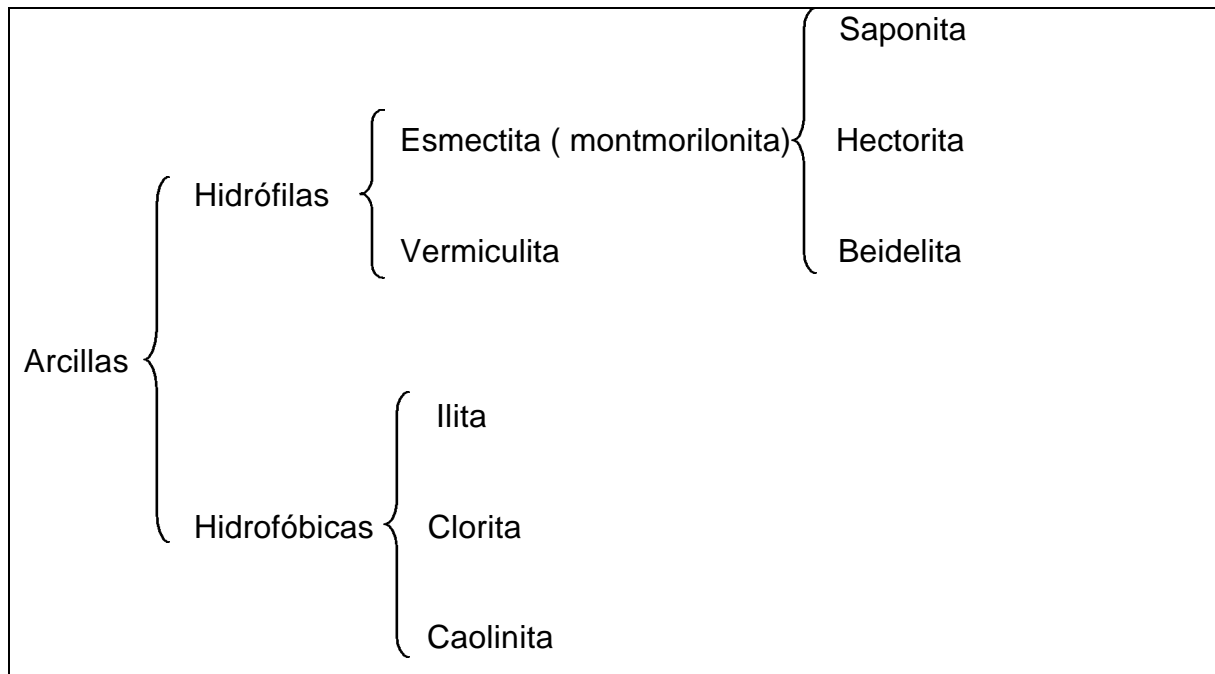


Figura 2.2 Clasificación de las arcillas.

2.2.2 Estructura de los Minerales de Arcilla. ^(4, 11, 12, 14)

Dos unidades estructurales básicas están envueltas en la formación de las capas de átomos de los minerales de arcillas. Una unidad consiste de dos láminas cercanas de oxígenos o hidróxidos, en las cuales los átomos de aluminio, hierro o magnesio encajan en un octaedro, los cuales están equidistante de seis oxígenos o hidróxidos.

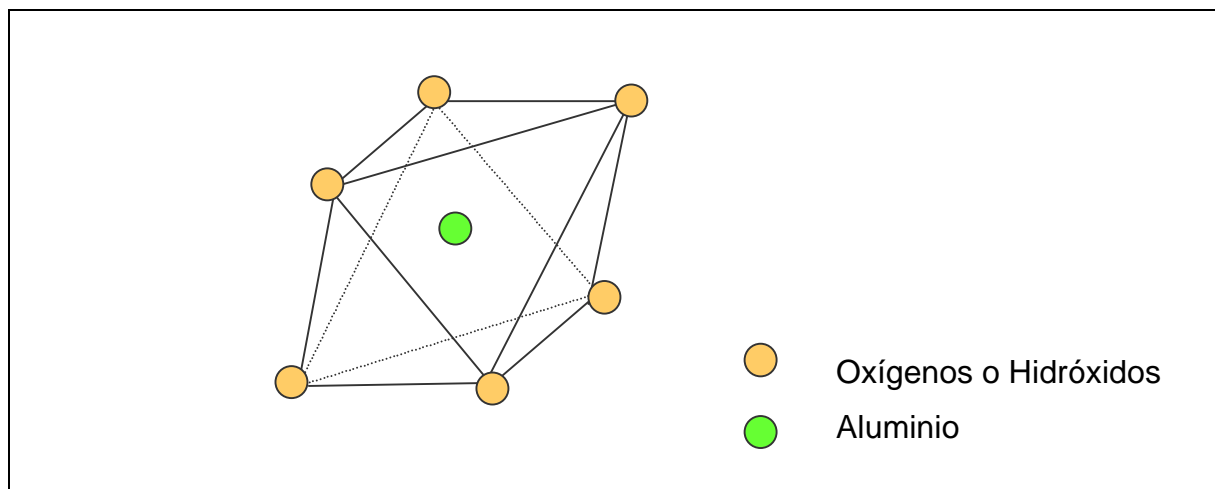


Fig. 2.3 Octaedro de Aluminio

La segunda unidad está basada en un tetraedro de silicio. En este tetraedro el átomo de silicio está equidistante del oxígeno o del hidróxido si es necesario para balancear la estructura, el átomo de silicio se encuentra ubicado en el centro del tetraedro. El grupo de tetraedros de silicio forman un arreglo hexagonal el cual se repite en forma indefinida para crear una lámina cuya composición química es la siguiente: $\text{Si}_4\text{O}_6(\text{OH})_4$. Los tetraedros están arreglados de tal forma que todos los vértices están hacia la misma dirección y todas las bases están en el mismo plano.

En la figura 2.4 se muestra el tetraedro de silicio:

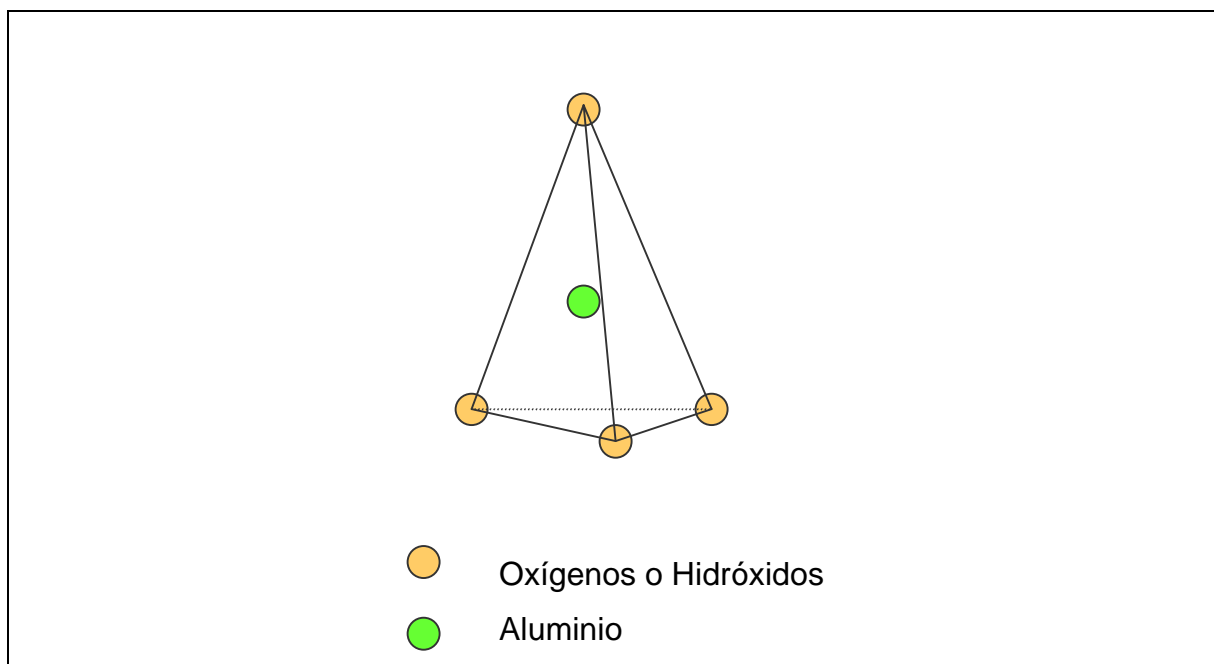


Fig. 2.4 Tetraedro de Silicio

El enlace de una lámina tetraédrica con una lámina octaédrica es conocido como capa de relación 1:1, en tales capas el plano no comparativo de aniones en la lámina octaédrica consiste enteramente de grupos OH^- . Del mismo modo el enlace de dos láminas tetraédricas con una octaédrica se conoce como capa con relación 2:1. Las fuerzas cohesivas entre éstas láminas son fundamentalmente electrostáticas aumentadas por atracciones de tipo van der waals.

El rompimiento de los estratos paralelos es relativamente fácil, la superposición de estratos forma láminas gruesas y extensas que ofrecen una buena resistencia mecánica frente a fuerzas dispersantes.

Las capas tetraedrales son adyacentes entre sí, de tal forma que átomos de oxígeno están opuestos a átomos de oxígeno. Como consecuencia de esto, la adherencia entre las capas es débil y el clivaje es fácil. Por ende el agua puede penetrar entre las capas causando un aumento en el espaciamiento d . Así, este tipo de arcillas tienen una estructura expansiva, que aumenta grandemente su actividad coloidal, porque esto tiene el efecto de aumentar su superficie específica muchas veces sobre la original. Todas las superficies de las caras, y no solamente las superficies exteriores, están expuestas a hidratación y a intercambio de cationes.

La distancia entre un plano en una lámina y el plano equivalente en la siguiente lámina, se denomina espaciamiento interbasal o basal, correspondiente al espaciamiento $d(001)$, o espaciamiento en la dirección c . Este es un parámetro característico de cada tipo de arcilla y permite distinguir mediante difracción de rayos X entre arcillas con razón de estratos 1:1, que tienen un espaciamiento $d(001)$ entre 7,1 y 7,2 °A, de arcillas con razón de estratos 2:1 las cuales tienen un espaciamiento $d(001)$ superior o igual a 9,2 °A.

Entre las arcillas expansivas la más conocida es la montmorilonita, la cual es el constituyente principal de la bentonita. Es el componente activo de las formaciones arcillosas más recientes, que causan problemas de hinchamiento cuando se perforan.

La montmorilonita se hincha grandemente debido a su estructura expansiva. El aumento del espaciamiento d depende del catión intercambiable. Con ciertos cationes (notablemente con sodio Na^+), la presión de hinchamiento es tan grande que las capas se separan en pequeños agregados y aun en capas individuales.

Cuando dos iones de valencia diferentes están presentes, el que tiene mayor valencia es generalmente, absorbido preferencialmente. El orden de preferencia es usualmente como sigue:



Esta serie no aplica estrictamente para todos los minerales de arcilla. El hidrógeno, por ejemplo, es absorbido fuertemente y por eso el pH tiene una gran influencia sobre la reacción del cambio de fase.

El grado de sustitución, los átomos envueltos y las especies de cationes intercambiables, son de enorme importancia en la tecnología de fluidos de perforación, debido a la influencia que ellos ejercen sobre las propiedades tales como: hinchamiento, dispersión y características reológicas y de filtrado.

2.2.3 Química de los Minerales de Arcilla. ^(2, 4, 7, 11, 14, 16)

- Esmectita (montmorilonita): $\text{Al}_4(\text{Si}_4\text{O}_{10})_2(\text{OH})_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$.

Se reconoce en las microfotografías por su apariencia de hojuelas continuas, formando una estructura en forma de colmena. Su estructura básica es una capa octaédrica entre dos tetraédricas (relación 2:1). Las uniones las forman los grupos OH. El agua de baja concentración salina y otras moléculas polares, incluyendo orgánicas, pueden expandir la esmectita, hasta separar completamente las capas. Según el contenido de agua, la esmectita varía su tamaño desde 9,6°A el material anhidro, hasta 21,4°A el material saturado de agua. Todas las láminas están disponibles para la hidratación y el intercambio catiónico.

Los miembros del grupo de la esmectita (Fig.2.2) se diferencian basándose en el prototipo del mineral, la cantidad de sustituciones relativas en las láminas octaédricas o tetraédricas y en la especie del átomo sustituido. La montmorilonita

siempre difiere de la fórmula teórica en que la unidad en tres capas posee una carga netamente negativa, resultante de las sustituciones indicadas. Este defecto de carga está equilibrado por cationes intercambiables, estos cationes adsorbidos son generalmente calcio y sodio.

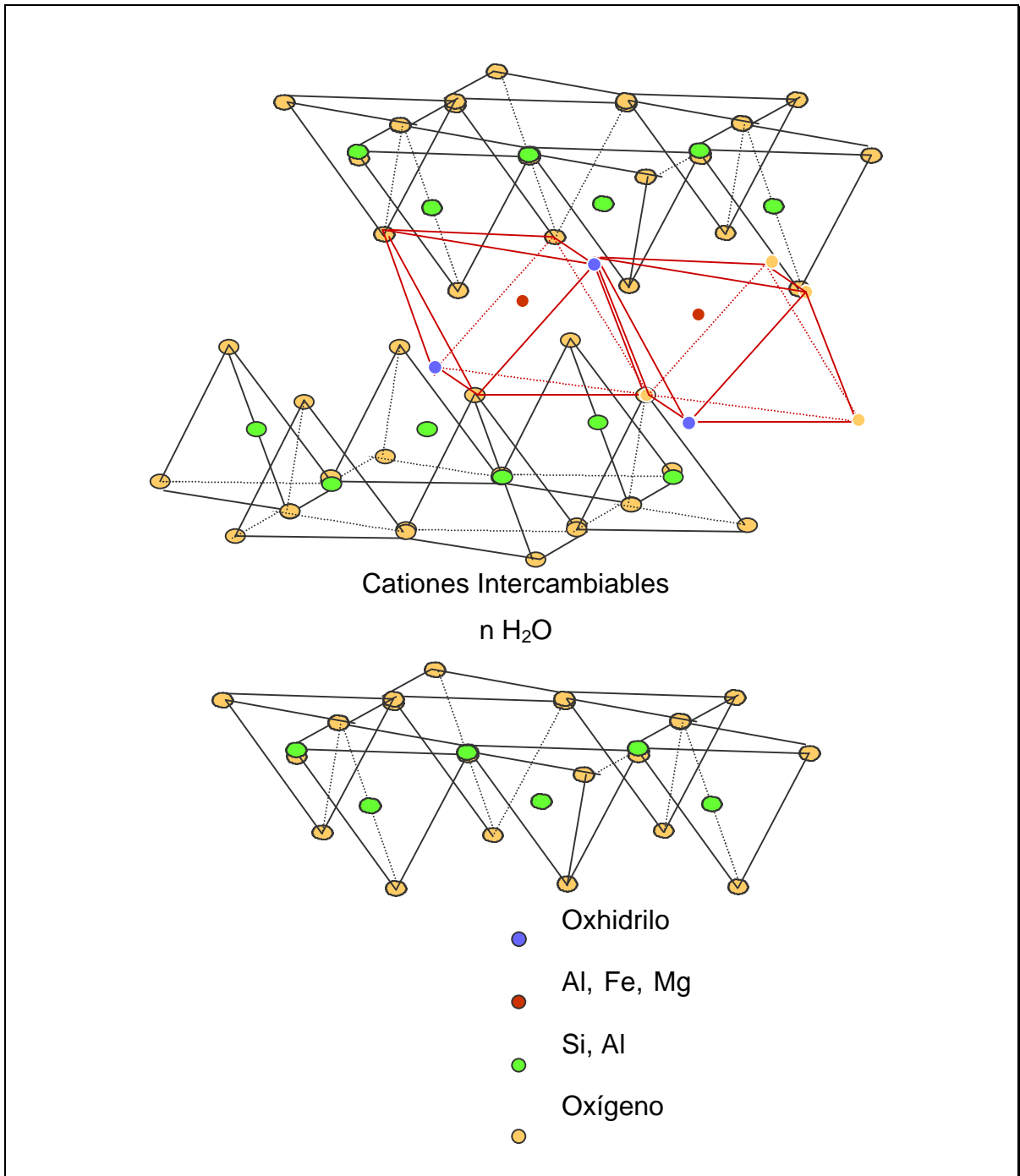


Fig. 2.5 Estructura de la Montmorilonita

El aluminio puede ser parcial o totalmente sustituido por ion férrico, por magnesio, por zinc y por pequeñas cantidades de litio, cromo trivalente, manganeso y níquel; el silicio puede ser sustituido por aluminio, transformándose en beidelita.

- Vermiculita: $Mg_3(SiAl)_4(OH)_2 \cdot 4,5H_2O-[Mg]_{0,35}$

Donde [Mg] representan iones intercambiables de la estructura. Esta estructura consiste de láminas trioctaédricas derivadas de la mica o el talco, separadas a su vez por láminas de moléculas de agua las que ocupan un espacio definido ($4,98^\circ A$), el espesor de aproximadamente dos moléculas de agua. Cuando se calienta la vermiculita a temperaturas superiores a $500^\circ C$, el agua es extraída por completo de entre las capas de micas, pero el mineral es capaz de rehidratarse rápidamente expuesto a condiciones ambientales. El mineral posee una capa expandible, pero dicha expansión está restringida alrededor de $4,98^\circ A$, o dos moléculas de agua. Si el mineral es calentado hasta $700^\circ C$ no habrá otra expansión de nuevo, debido a un parcial colapso de la estructura.

- Illita: $(AlSi_3O_{10})K(Mg,Fe,Al)_n(OH)_2$

Su estructura básica es también una capa octaédrica entre dos tetraédricas (relación 2:1), similar al de la montmorilonita, pero algunos iones de silicio han sido sustituidos por aluminio, y la neutralización de la carga negativa resultante se realiza por medio de iones de potasio interlamina. La illita se reconoce en microfotografías por su forma de aguja o cabellos. Es uno de los principales constituyentes de las lutita, además se expande muy poco al entrar en contacto con el agua. El espacio interbasal varía entre $9,3^\circ A$ y $10,3^\circ A$. El silicio es reemplazado por un átomo de aluminio en las capas exteriores. El ion potasio K^+ encaja en las láminas estrechamente impidiendo que el agua expanda este mineral. La illita exhibe una baja capacidad de intercambio de cationes, contraria a la montmorilonita la cual su densidad de carga es mucho mayor. Es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos.

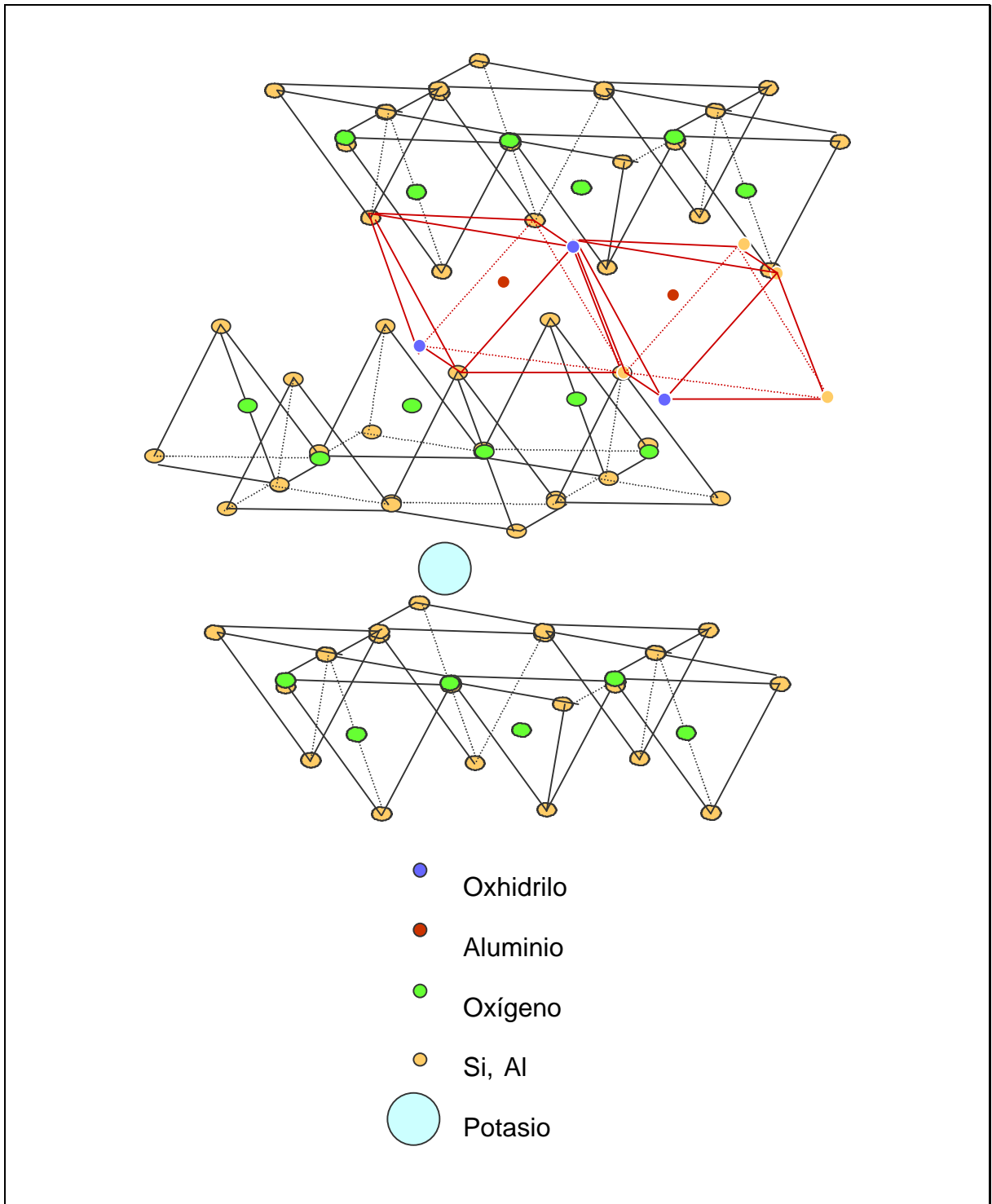


Fig. 2.6 Estructura de la Illita

- Clorita: $(\text{SiAl})_8\text{O}_{20}(\text{Mg,Fe})_6(\text{OH})_8$

Su estructura básica consta de capas alternas una octaédrica ente dos tetraédricas (2:1) formando unidades de 14°A de espesor, con ligaduras de tipo iónico. Esta unidad está desbalanceada eléctricamente, y esta deficiencia de carga se compensa por sustituciones en la capa brucítica (en la que se encuentra el magnesio). Se reconoce en microfotografías porque sus láminas están dispuestas en forma de rosetas u hojas de repollo. Esta arcilla no es propensa a disgregarse y migrar, ni a expandirse al entrar en contacto con el agua, pero por su alto contenido de hierro, es problemática a la hora de inyectar ácido clorhídrico en una formación. Estas arcillas no son usualmente encontradas en formaciones que contienen hidrocarburos, como las otras arcillas.

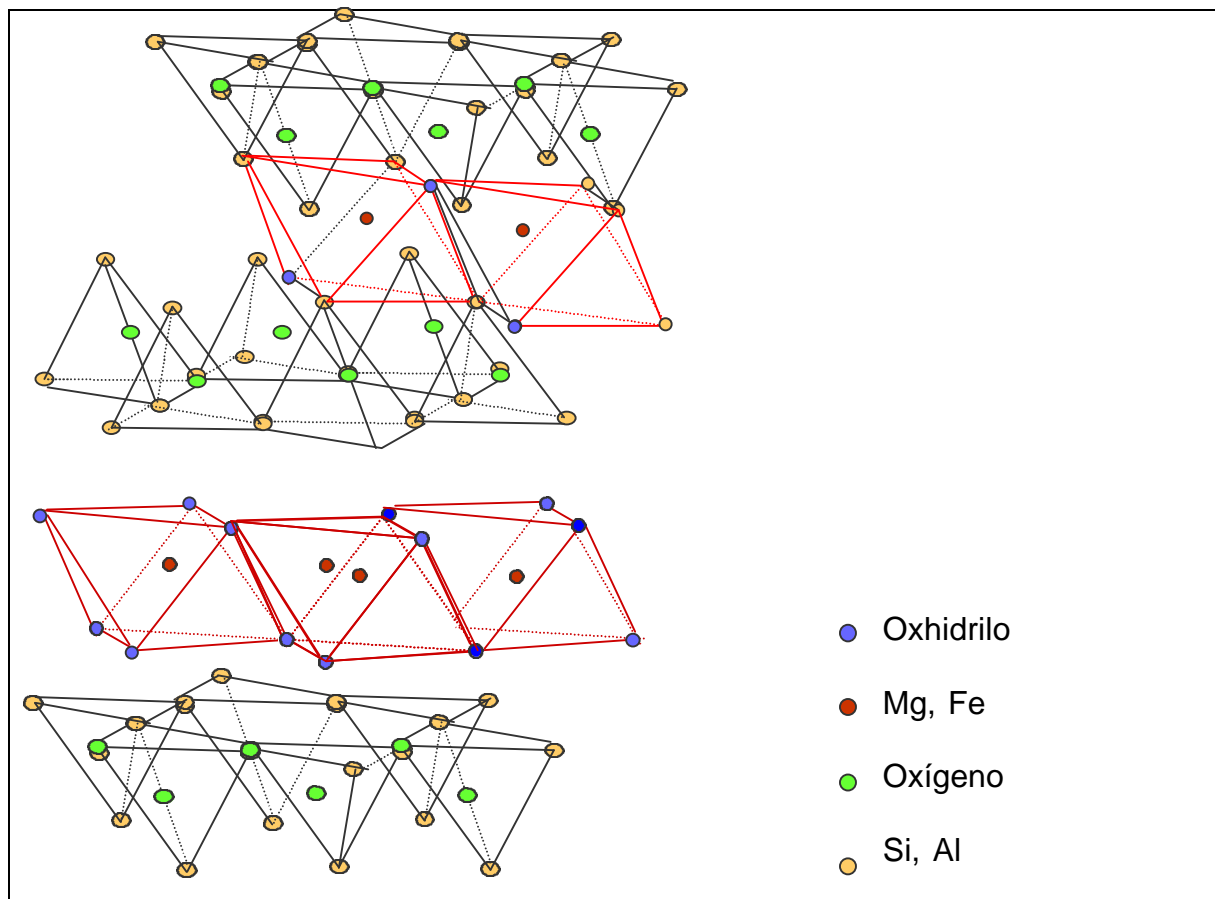


Fig. 2.7 Estructura de la Clorita

- Caolinita: $\text{Si}_4\text{Al}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8$

Una capa tetraédrica y una octaédrica (relación 1:1) de unos 7°A de espesor, unidas por puentes de hidrógenos, de unión muy fuerte. No hay agua interlaminar. No se expande, pero se fractura y migra, por efecto de la concentración iónica del medio. Se reconoce fácilmente en microfotografías por su aspecto de láminas paralelas perfectamente colocadas unas sobre otras.

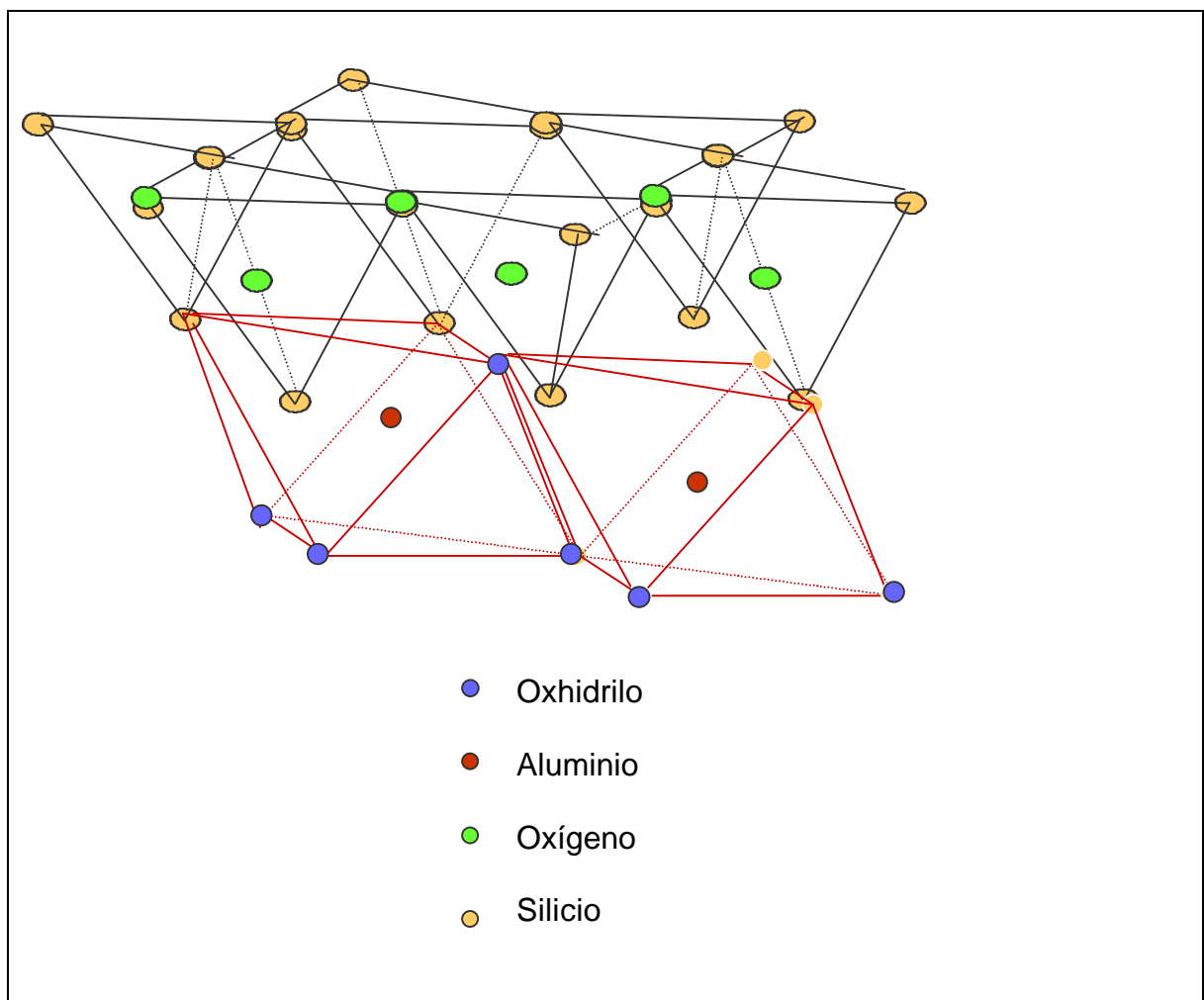


Fig. 2.8 Estructura de la Caolinita

- Arcillas Interestratificadas: ^(11, 14)

Las arcillas interestratificadas son aquellas en las que los cristales individuales están compuestos por capas de unidades básicas de dos o más tipos, como es el caso de la illita-esmectita, cuya composición va a estar determinada por la proporción de cada uno de los tipos de estructura. Estas arcillas pueden expandirse de acuerdo a su contenido de esmectita. Puede que haya partículas discretas de estos minerales sin orientación preferente, constituyendo una simple mezcla o bien que haya una interestratificación de capas de diferentes minerales explicados anteriormente. Este tipo de arcillas pueden causar un daño considerable a la permeabilidad de la formación, debido a su migración.

Otro tipo de mezclas en las láminas de minerales de arcillas interestratificadas, son aquellas en las cuales las láminas individuales están compuestas por uno o pocos aluminosilicatos. Son una consecuencia del hecho que láminas de diferentes minerales de arcillas son similares entre sí, estando todas compuestas de capas de silicatos tetraédricos-hexagonales y cercanamente empaçados, capas octaédricas de oxígenos y grupos oxhidrilos. Las estructuras interestratificadas más estables mientras estén compuestas de menos tipos de láminas de arcillas diferentes. Se pueden clasificar en dos grupos diferentes:

1. Interestratificados regulares: el apilamiento a lo largo del eje c es una repetición regular de diferentes capas. En cuyo caso la estructura resultante tiene una característica distintiva, tiene una dimensión igual a la sumatoria de las capas que las componen.
2. Interestratificados irregulares o al azar: este grupo no tiene repetición uniforme de capas. Existen mezclas de illita-montmorillonita y clorita-vermiculita, éstas son particularmente comunes. También se han descrito casos de la ocurrencia de probables mezclas entre illita y caolinita.

2.2.4 Capacidad de Adsorción de las Arcillas. ^(6, 11)

La adsorción de agua que ocurre en la superficie de las partículas de los minerales arcillosos, se debe a la carga que se genera sobre ésta y a los iones intercambiables retenidos sobre dicha superficie.

Ya que las arcillas son láminas coloidales cargadas en agua, la presencia de sales disueltas (iones) en agua y otros coloides cargados (lignosulfonatos) afectan el comportamiento de la arcilla. El agua tiene la fórmula molecular H_2O que tienen los mismos dos elementos de la superficie de las arcillas. Por lo tanto, el agua y la arcilla son muy compatibles y forman enlaces débiles entre el agua y la superficie de sílice. El tamaño y la forma de las moléculas de agua también son perfectos para el encaje exacto del agua en la lámina de sílice.

Cuando las arcillas se ponen en contacto con el agua, la mayoría adsorben algo de agua entre las láminas y se hinchan. Las arcillas, como la bentonita adsorben tanta agua que las láminas son capaces de separarse completamente unas de otras. Esta fuerte atracción de algunas arcillas por grandes volúmenes de agua, es causado por los cationes en las láminas de arcilla, estos iones atraen fuertemente al agua. Por otra parte, si el agua contiene sales disueltas, la adsorción de agua por la arcilla disminuye. Es por esto que la bentonita no se dispersa (rinde) tan bien en agua salada como en agua dulce.

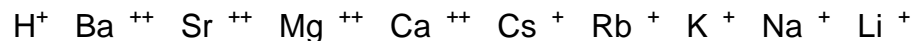
Los lignosulfonatos que son polímeros complejos, tienen grupos positivos y negativos. Pueden actuar como adelgazadores para prevenir la floculación de la arcilla, debido a que las cargas eléctricas de la arcilla son neutralizadas por la porción opuestamente cargada de los lignosulfonatos. De esta manera, los lignosulfonatos previenen la atracción y la floculación de la arcilla.

Las caolinitas y cloritas, por su baja carga, influyen mucho menos al agua. Las illitas son intermedias, ya que generalmente presentan interstratificación.

2.2.5 Intercambio Iónico y Capacidad de Intercambio Catiónico. ^(4, 6, 7, 9, 11)

Los minerales de arcilla tienen la propiedad de adsorber ciertos aniones y cationes y retenerlos en un estado intercambiable, estos iones son intercambiables por otros aniones o cationes bajo tratamiento de tales iones en una solución acuosa (la reacción de intercambio también toma lugar a veces en ambientes no acuosos). La reacción de intercambio es estequiométrica. Los iones intercambiables se encuentran alrededor de la unidad estructural de aluminosilicatos, y la reacción de intercambio generalmente no afecta a dicha estructura.

La reacción de intercambio iónico está controlada principalmente, por la concentración relativa de las diferentes especies de iones en cada fase. Cuando dos iones de valencias diferentes están presentes, el que tiene mayor valencia generalmente es adsorbido. El orden de preferencia de intercambio es usualmente:



Los iones interlaminares, están débilmente unidos, tanto así que ellos pueden ser intercambiados en una solución acuosa que contenga una proporción alta de otro ión. La proporción exacta de las especies iónicas en solución determinará aquellas especies que se ubicarán entre las capas de arcilla expandible. La cantidad de cada ión en cada sitio, refleja la actividad química del ión en cada sustancia. Cuando la solución y la arcilla llegan al equilibrio químico, la actividad de los iones en cada fase es la misma. Sin embargo, algunos iones prefieren la arcilla a la solución cuando están en presencia de otros iones. En general, los iones divalentes son preferidos en los sitios interlaminares de las arcillas expandibles que los monovalentes.

Las propiedades plásticas de una arcilla serán muy diferentes dependiendo de cuales sean los cationes intercambiables Na^+ o Ca^+ . La bentonita es utilizada para

muchos propósitos, algunos usos pueden ser tixotrópicos, como una suspensión en agua. Solo las bentonitas compuestas de montmorilonita y que tienen el sodio (Na^+) como ión intercambiable se puede mezclar con agua para originar una suspensión de pronunciadas características tixotrópicas.

Los cationes intercambiables influyen en el agua cristalina en dos formas. **Primero**, muchos de los cationes son hidratados ellos mismos, o sea, tienen “conchas” de moléculas de agua (las excepciones son NH_4^+ , K^+ Na^+). **Segundo**, ellos se enlazan a la superficie cristalina en competencia con las moléculas de agua, y así tienden a romper la estructura del agua. Las excepciones son el Na^+ y el Li^+ , que están ligeramente enlazados y tienden a difundirse fuera de la superficie cristalina.

El hinchamiento ocurre debido a que la concentración de cationes entre las capas, es mayor que la mayor parte de la solución. Consecuentemente, el agua es extraída de adentro de las capas, aumentando así, el espaciamiento c , y el desarrollo de las capas dobles difusas.

La cantidad total de cationes adsorbidos, expresados en miliequivalentes por 100 gramos de arcilla seca y tomados @ pH 7, es llamada capacidad de intercambio de base (BEC), o capacidad de intercambio catiónico (CEC). El rango de intercambio catiónico para minerales de arcilla se muestra en la tabla 2.1:

Tabla 2.1 Capacidad de intercambio catiónico de minerales de arcilla.

Tipos de Arcilla	CEC (meq/100gr)
Caolinita	3 – 15
Montmorilonita	80 – 150
Ilita	10 – 40
Vermiculita	100 – 150
Clorita	10 – 40

El efecto de los cationes polivalentes (Ca^{++} y Mg^{++}) sobre la bentonita es mucho más pronunciado que los cationes monovalentes de sodio. En la Fig.2.9 se muestra la floculación y subsiguiente agregación que ocurre cuando la bentonita es contaminada con los iones divalentes de calcio. A y D representan dos pequeñas cantidades de bentonita. La parte D ha sido expuesta a agua pero no está totalmente hidratada, debido a que las láminas de arcilla están en la configuración cara a cara. En contraste, las partículas de bentonita A están totalmente hidratadas como se muestra en la configuración aleatoria cara-borde, típica de un estado disperso.

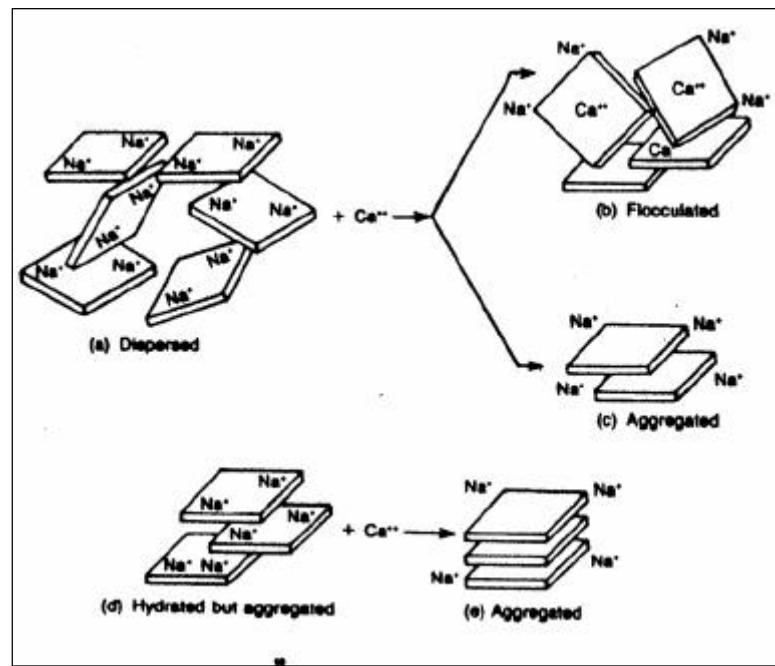


Fig. 2.9 Efecto del calcio sobre la bentonita.

Cuando el calcio es agregado a esta suspensión hidratada, éste desplaza a los cationes de sodio y asume una posición más cercana a la superficie planar. El efecto es una repulsión en la fuerza negativa y una tendencia de las láminas a juntarse y formar partículas floculadas, como se aprecia en B. Mientras esto progresa y la atmósfera iónica tiende a atraer a las partículas menos negativas, las

láminas de arcilla se orientarán en la posición cara-cara o en estado agregado, como se observa en C. Si las partículas de bentonita no están completamente dispersas y las fuerzas de repulsión negativas no se han desarrollado, la introducción de los iones de calcio causará una agregación inmediata, descrita por las láminas de arcilla paralelas mostradas en E.

2.2.6 Tipos de Asociación de las Partículas de Arcilla. ^(6, 7, 12)

Se refiere a los estados en los cuales pueden distribuirse las partículas de arcilla al encontrarse en solución. Las partículas coloidales se mantienen indefinidamente en suspensión debido a su tamaño extremadamente pequeño. Solamente se aglomeran en unidades largas, pueden tener tasas de sedimentación finitas. Estos tipos de asociación son los siguientes:



Fig. 2.10 Estados de las arcillas

- Agregación:

La agregación denota lo contrario de dispersión e indica la asociación de plaquetas individuales de arcilla cara – cara para formar una pila o columna. Usualmente la agregación disminuye la viscosidad y la resistencia de gel, a la vez que la filtración aumenta. Se debe tomar en cuenta, que la orientación cara – cara de las partículas de arcilla no los devuelve a su densidad original y su forma compacta. Se pueden dispersar estos agregados sometiéndolos a corte mecánico y/o tratamiento químico.

- Dispersión:

Cuando la fuerza de atracción existente entre las capas de arcilla se debilita, producto de la hidratación, tienden a separarse de forma individual de la partícula de arcilla. Este efecto se conoce con el nombre de dispersión. Al ocurrir la dispersión existe un aumento en el número de partículas y por lo tanto un aumento en el área superficial, lo cual lleva a un aumento en la viscosidad. La dispersión puede lograrse: permitiendo la hidratación de las partículas de arcilla en agua; cortando mecánicamente las partículas en suspensión o usando químicos para acelerar la subdivisión de las partículas.

Entre los agentes adelgazantes efectivos se encuentran, los fosfatos, lignosulfonatos y lignitos. Una característica común de los agentes adelgazantes es su carácter aniónico. Los adelgazantes cargados negativamente son atraídos a los sitios de carga positiva en las arcillas. Como resultado hay una reversión de carga en los bordes. Las partículas de arcilla ahora se mantienen suspendidas debido a los efectos repulsivos de los iones alrededor de las partículas. Este método de reducir la viscosidad de los fluidos de perforación, y también la resistencia de gel, es muy efectivo. Solamente pequeños niveles de adelgazantes, o dispersantes se requieren a bajas temperaturas para tratar la relativamente pequeña área de las superficies del borde.

Grandes moléculas de lignosulfonato enrolladas al azar pueden estar adsorbidas en las plaquetas de arcilla en múltiples capas. Esta acción explica, en parte, las propiedades de control de filtrado de los lignosulfonatos. El polímero de lignosulfonato adsorbido puede también reprimir el hinchamiento de la bentonita, en el sistema de lodo.

- Floculación:

Las partículas de arcilla suspendidas en agua llevan cargas positivas y negativas de superficie. En soluciones alcalinas, las cargas positivas predominan en los bordes de las partículas de arcilla, mientras las cargas negativas predominan en las caras. Esta distribución de las cargas permite que se desarrolle una estructura reversible de gel cara – borde, este fenómeno se conoce con el nombre de floculación. Los agentes adelgazantes minimizan el desarrollo de este tipo de estructura. Con una concentración baja de partículas de arcilla, la floculación puede resultar en una pérdida de propiedades coloidales. Entonces, la arcilla puede asentarse dejando el agua sin sólidos en suspensión. Por otra parte, en una alta concentración de arcilla dispersa, la floculación podría resultar en una excesiva gelatinización, cuando se atrapa el agua libre en su estructura. En cualquiera de los casos mencionados la floculación resultaría en tasas de filtración mayores por la red abierta que existe en la estructura de gel.

- Desfloculación:

Describe la acción donde se debilitan las asociaciones borde – borde y cara – borde de las partículas de arcilla. La desfloculación mejora o restaura las propiedades coloidales de la suspensión de arcilla, y en el proceso, reduce el asentamiento, la gelatinización excesiva y la filtración. Es decir, las partículas de arcilla han sido redispersadas en la fase acuosa.

2.2.7 Mecanismos de Caracterización de Minerales. ^(14, 15, 16)

Los minerales arcillosos tienen particularidades que requieren procedimientos específicos para su estudio. El tamaño de los cristales e individuos mineralógicos, a diferencia de otros minerales, es muy pequeño, tal que la observación e identificación por microscopía óptica convencional, en general no aporta información suficiente. La similitud de composición química entre las distintas especies y la amplia variabilidad, hacen del análisis químico, un procedimiento útil para ciertos objetivos, pero no definitivo para la identificación. Así mismo, la medición del tamaño de partículas no es posible a través de tamices convencionales y hay que recurrir a procedimientos indirectos. Por tales motivos, el estudio de las arcillas requiere una serie de procedimientos específicos y generalmente complementarios.

Los procedimientos más frecuentes empleados para el estudio de los minerales arcillosos son los siguientes:

- Difracción de rayos X (XRD).
- Análisis térmico diferencial (DTA y Termogravimétrico TG).
- Análisis químico y de intercambio catiónico.
- Análisis de distribución del tamaño de partículas por sedimentación.
- Microscopía electrónica de barrido (SRM) y de transmisión (TEM).
- Microscopía óptica de polarización.

A continuación se explicará brevemente, el método utilizado en este trabajo para el estudio de las muestras de lutita, Difracción de rayos X.

La difracción de rayos X, es una técnica usada para identificar compuestos cristalinos. La difracción de rayos X determina los espaciamientos o distancias entre planos repetidos de átomos dentro de una estructura cristalina, es decir, la distancia basal. Cada mineral pertenece a un grupo cristalográfico específico y produce un espectro que es característico de ese mineral.

El espaciamiento de un cristal de montmorilonita completamente seco es generalmente aceptado en 9,5°A. (un Angstrom es equivalente a 10^{-7} milímetros o $4 * 10^9$ pulgadas)

La determinación cuantitativa de los materiales altamente cristalinos, como la arena, rocas carbonáticas e inclusive los feldespatos pueden ser determinados. Sin embargo, la cristalinidad de las arcillas puede variar extensamente en cuanto a los límites de exactitud de la determinación de arcillas en las muestras. Generalmente, la cantidad de arcilla es estimada como se muestra a continuación:

Trazas	menos de 1%
Poca	1% a 5%
Moderada	5% a 10%
Abundante	10% a 20%

Las imperfecciones de los cristales afectan sus características de difracción, esto es particularmente importante para los minerales de arcilla. Estas imperfecciones pueden ser las siguientes:

- Debido a la alta simetría del arreglo de los átomos en las distintas capas y la débil unión entre ellas, las capas pueden ser desplazadas, una con respecto a la otra. El resultado de estas imperfecciones es la ausencia de ciertos tipos de reflexiones.

- Otro tipo de imperfecciones, son las encontradas en las estructuras interestratificadas, por el hecho que algunas capas de minerales de arcilla son muy parecidas, siendo su composición láminas de tetraedros de silicatos y muy cerca láminas de oxígenos e hidróxidos, estas estructuras pueden ser casi tan estables, como las estructuras formadas por una sola capa.

La forma y tamaño de las partículas cristalinas expuestas a los rayos X, tienen influencia sobre los efectos de difracción. Dado que las imperfecciones de las láminas de minerales de arcilla, causan efectos similares, algunas veces los resultados podrían ser solo cualitativos.

2.2.8 Hidratación de las Arcillas. ^(7, 11, 14, 16)

La hidratación de las arcillas, involucra la adsorción de moléculas de agua sobre la superficie de las láminas de arcilla. Este mecanismo puede ocurrir por las siguientes reacciones:

- Hidratación interlaminar, cristalina o superficial, que involucra la adsorción de moléculas de agua en cantidades limitadas, sobre la superficie interna (interbasal) de los minerales de arcilla.
- Hidratación continua (osmótica), relacionada con la adsorción ilimitada en la superficie interna y externa de las partículas. El hinchamiento osmótico ocurre debido a que la concentración de los cationes entre las láminas es mayor que el de la solución. Por lo que, el agua, es atraída entre las capas aumentando así el espaciamiento c.

El agua producto de la hidratación, puede ser mantenida por los materiales de arcillas solo a bajas temperaturas relativas y puede ser extraída por calentamiento a temperaturas alrededor de 100° a 150°C. El agua atrapada en las capas de los

grupos oxidrilos, se pierde a temperaturas por encima de los 300°C. El agua que se pierde a bajas temperaturas y los factores que controlan sus características son de gran importancia, ya que tienen influencia sobre la plasticidad, unión, compactación, suspensión y otras propiedades de los materiales de arcilla.

El agua que se pierde a bajas temperaturas puede ser clasificada en tres categorías, dependiendo de la relación de sus componentes minerales y de la textura de los materiales, como sigue:

1. El agua en los poros, en la superficie y alrededor de los bordes de las partículas de los minerales que componen los materiales de arcilla.
2. En el caso de la vermiculita y la montmorilonita, el agua se encuentra entre las capas de dichos minerales. (esta agua es la que causa el hinchamiento de la montmorilonita)
3. El caso de la sepiolita y la atapulguita, el agua se ubica en la abertura tubular entre las unidades de las estructuras elongadas.

2.2.9 Hinchamiento Lineal. ^(8, 14)

El efecto de hidratación de las arcillas, se refleja en la velocidad de expansión y en el cambio de volumen que experimentan las muestras de lutita al ser sumergidas en agua. Este cambio de volumen medido en una sola dirección y perpendicular al plano basal, es lo que se denomina hinchamiento lineal.

El equipo usado en el trabajo (Fig. 3.6), mide la variación longitudinal del espesor de la pastilla preparada con la muestra de lutita en el tiempo, este valor lo transforma automáticamente en porcentaje de hinchamiento, tomando como valor inicial el espesor original de la muestra de lutita (para $t=0$).

La adsorción de agua, se mide por medio de la expansión de la lutita en función del tiempo de duración de la prueba.

Los resultados obtenidos, se pueden vincular a la formación de la cual se extrajo la muestra de lutita de la siguiente forma: cuando el hinchamiento es mayor a 20% se considera que la formación presenta alta inestabilidad, atribuida a problemas químicos. Si la expansión se encuentra en un rango de 10 a 20%, se dice que existen problemas de derrumbe y arrastre que generan una inestabilidad relativamente tolerable. Si el hinchamiento está en el rango de 5 a 10% hay disminución del diámetro del hoyo, lo cual también podría causar problemas de derrumbes, si el valor obtenido no sobrepasa el 5% la formación se puede considerar poco reactiva al agua y por consiguiente estable.

2.3 Inestabilidad del Hoyo. ^(2, 14)

La inestabilidad del hoyo generada por las lutitas que se atraviesan durante la perforación, es uno de los principales problemas que afectan directamente al tiempo de las operaciones de perforación y al costo de las mismas. El hoyo debe ser mantenido abierto durante la perforación, por ende se deben evitar cualquier tipo de inconvenientes, especialmente los causados por el rompimiento o derrumbe de las paredes del hoyo, lo que crea una gran cantidad de fragmentos que deben ser desplazados a través del anular, de otra forma, se podrían generar ensanchamientos del hoyo, pega de tubería, desviación del hoyo y otros problemas que resultarían en una mala cementación e incapacidad para tomar registros.

La inestabilidad del hoyo se puede clasificar en:

- Formaciones blandas y dúctiles que son forzadas dentro del pozo.
- Formaciones quebradizas duras que se fragmentan bajo esfuerzos.

- Lutitas que se desploman y derrumban, con consecuente ensanchamiento del hueco.

2.4 Mecanismos de Daño a la Formación. ⁽²⁾

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, en primer lugar, aquéllos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido, aquéllos que alteran las propiedades interfaciales entre la roca y los fluidos, y las de la superficie de la roca; también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.

2.4.1 Daños Mecánicos. ^(2, 14)

La deformación que sufren las rocas de las formaciones perforadas, alteran el comportamiento del hoyo, tales deformaciones se deben a los esfuerzos presentes en el medio. La relación entre esfuerzos cortantes y deformación, es lineal, indicando la deformación elástica, ésta alcanza hasta el límite máximo de esfuerzo de la roca.

La deformación plástica es la que aumenta rápidamente con poco aumento en el esfuerzo, hasta que la muestra relativamente se desintegra. Esta falla la presentan las rocas dúctiles como las lutitas.

El medio poroso puede ser invadido por partículas sólidas durante los procesos de perforación, reparación o inyección de agua en el pozo. Dependiendo del tamaño de las partículas, relativo al tamaño de las gargantas de los poros, este daño será más o menos profundo.

También, durante el proceso de cañoneo, se crea una zona muy compactada alrededor de cada una de las perforaciones, cuya permeabilidad puede ser de sólo el 10% de la permeabilidad original de la formación.

Otra forma de daño mecánico es el colapso de la formación productora alrededor del pozo, ya sea por altos diferenciales de presión, que crean altas velocidades de flujo y tasas de flujo y tasas de cizallamiento o por destrucción del material cementante intergranular durante procesos de acidificación.

2.4.2 Interacciones roca/fluidos. ⁽²⁾

Los daños a la formación se definen como toda restricción que afecte a la productividad o inyectividad del pozo. Esta restricción puede ser causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que, estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad.

La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido/roca.

2.4.2.1 Migración/taponamiento por partículas finas. ⁽²⁾

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima.

Las partículas finas se caracterizan Por tener un tamaño promedio de grano que va desde el coloidal hasta 40 micrones. Las partículas coloidales son afectadas por la difusión Browniana y los efectos de la doble capa eléctrica. Las partículas mayores que el tamaño coloidal son afectadas por las fuerzas hidrodinámicas.

Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (caolinita, illita, esmectita y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita y siderita).

2.4.2.2 Mecanismos de desprendimiento. ⁽²⁾

Generalmente, la migración de partículas finas se produce en dos etapas, la primera es el desprendimiento de las partículas por sensibilidad a los fluidos, y el segundo es el transporte de las partículas por el fluido.

El efecto del desprendimiento de las partículas se produce por incompatibilidad entre los fluidos de origen externo y los de la formación, que tienden a reducir las fuerzas de adhesión entre las partículas y las paredes de los granos; y las fuerzas hidrodinámicas que desprenden la partícula de tamaño entre 2 y 40 micrones. Una vez desprendida la partícula, la transportan a través del medio poroso, hasta que es atrapada en el cuello de los poros, reduciendo la permeabilidad.

Los factores que influyen en el efecto químico de desprendimiento de las partículas finas son:

- La fuerza iónica del medio:

A menor concentración de cationes en el fluido de invasión, mayor será la repulsión entre las superficies de las partículas y de los granos, la concentración de electrolito contribuye a la separación o atracción de las partículas. Las fuerzas de Van der Waals son independientes de la

concentración salina en solución, pero las fuerzas electrostáticas son reducidas y son dependientes de la concentración salina, ya que los potenciales son aditivos. A una baja concentración salina, la sumatoria de potenciales impide que la partícula se adhiera a la pared del poro, a una concentración intermedia la partícula puede ser atraída o repelida, en cambio a una alta concentración salina la partícula tenderá a quedarse adherida a la pared del poro. Existe una concentración crítica, por debajo de la cual las arcillas y otras partículas comienzan a dispersarse.

- El pH

Está relacionado con el punto de carga cero, el cual se define como el valor del pH en el cual la carga neta de la partícula es cero. Si el pH del fluido de invasión es mayor que el pH correspondiente al punto de carga cero de la partícula, ésta se desprenderá de la superficie del grano.

La caolinita es la arcilla más sensible a los cambios de pH, ya que sus bordes están compuestos de capas expuestas de aluminio y silicio, los cuales, a pH bajo tienen carga neta negativa, estando su punto de carga cero en un intervalo de pH entre 3,5 y 4,6.

El pH Y la concentración iónica salina están relacionados íntimamente, ya que un ambiente salino adecuado puede contrarrestar el efecto del pH.

En una situación de perforación, donde las formaciones contienen mezclas de arcillas hidratables, altas concentraciones de iones oxidrilos, resultantes del mantenimiento de un alto valor de pH, causaría hidratación y en consecuencia problemas del hoyo. Los iones de sodio contribuyen a convertir arcillas cálcicas poco hidratables en arcillas sódicas más dispersables.

- Temperatura

Un aumento en la temperatura acelera el daño causado por la migración de partículas finas, debido a que la concentración crítica de la sal se alcanza más rápidamente.

El proceso físico de desprendimiento y transporte de las partículas finas ocurre cuando las partículas que están adheridas a la superficie de los granos son movilizados por fuerzas de arrastre del flujo del fluido en el medio, en donde las fuerzas hidrodinámicas tienen su mayor influencia, creciendo ésta con el tamaño de las partículas. Los factores que influyen en este proceso físico son:

- Tasa de flujo

Si la velocidad del flujo es baja, las partículas finas dispersas pueden ordenarse gradualmente para realizar su recorrido en la formación a través de los poros. En cambio, a velocidades altas, no existe una distribución adecuada de las partículas, lo que hace que interfieran unas con otras y se acumulen en los cuellos de los poros, taponándolos. Existe una velocidad, por encima de la cual la migración de partículas finas es masiva, y se llama "velocidad crítica de flujo". Este valor, se utiliza para determinar la velocidad máxima de desplazamiento para prevenir el daño, a nivel de laboratorio, y a la vez, efectuar un escalamiento para los valores de tasas de inyección o producción a nivel de pozo.

- Viscosidad.

A medida que aumenta la viscosidad del fluido en el medio, aumentan las fuerzas de arrastre sobre las partículas, por lo que será más fácil desprender las partículas si el fluido es más viscoso, esto es, su velocidad crítica será menor.

- Mojabilidad de superficies y partículas.

En general, cualquier fluido al moverse en el medio poroso puede alcanzar una velocidad de arrastre suficiente para desprender partículas de las paredes de los poros; sin embargo, cuando las superficies y las partículas están mojadas por la fase inmóvil, a saturación residual (agua, en general), y la fase que fluye es la que no moja las superficies (petróleo), el caso normal es que no se alcance la velocidad crítica para que las partículas se desprendan. Cuando la saturación de la fase mojante aumenta, y ésta se hace móvil, se alcanza con facilidad la velocidad crítica, y las partículas comienzan a desprenderse y migrar. Este fenómeno puede observarse en pozos que comienzan a producir con muy bajos porcentajes de agua.

Una vez desprendidas, las partículas finas tienen varias formas de depositarse, que dependen de su tamaño y de su morfología. Como se describe a continuación:

- Deposición uniforme

En donde todas las partículas tienen un tamaño similar lo que le da una buena estabilidad a obstrucción, pero también pueden depositarse en paredes de los poros, por lo cual el efecto de daño no se aprecia inmediatamente.

- Taponamiento por diferencia de tamaño

Cuando la partícula es mayor que el cuello del poro.

- Formación de puentes

Por la aglomeración de partículas de diferentes tamaños en las gargantas de los poros.

2.4.2.3 Estabilización de finos. ⁽²⁾

- Sales de AlCl_3 y ZrOCl_2 (sales de iones metálicos no ionizables)
- Polímeros orgánicos catiónicos
- Tratamientos cáusticos (KOH)
- Tratamientos ácidos: HCL, HCl/HF, HBF_4 , SHF

2.4.3 Formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso. ⁽²⁾

Entre los fluidos que se utilizan para la estimulación de pozos se encuentran los ácidos, los cuales, usados en forma adecuada no deben causar daños a la formación. La reacción entre los ácidos y los minerales provoca la disolución de éstos, por lo que se produce la precipitación de otras especies químicas al gastarse el ácido y aumentar el pH. En contacto con ácidos, la mineralogía de muchas areniscas promueve la formación de precipitados potencialmente dañinos, dependiendo de varios factores:

- Factor químico:

Solubilidad de los precipitados en el fluido de postflujo o sobre desplazamiento y en los fluidos del yacimiento.

- Factor cristalográfico:

Los precipitados pueden ser cristalinos o amorfos.

- Factor morfológico

Los precipitados pueden depositarse sobre los granos o llenar el espacio poroso.

- Factor de concentración

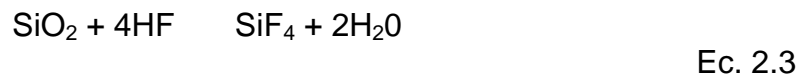
La concentración del precipitado puede ser suficiente para causar taponamiento en los poros.

- Factor yacimiento

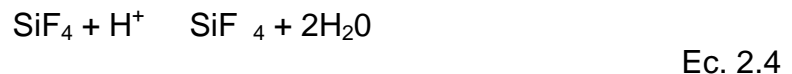
El daño que una cantidad de precipitado puede causar está relacionado con las propiedades de la roca, tales como permeabilidad, tamaño de los poros, etc.

Las areniscas son rocas sedimentarias, cuyo componente mayoritario es el cuarzo; también contienen feldespatos, (potásicos y sódicos), arcillas, (caolinita, illita, clorita, montmorilonita), óxidos de hierro, sílice y carbonatos.

El único ácido que ataca el sílice y los aluminosilicatos es el ácido fluorhídrico. La reacción de este ácido con el sílice es la siguiente:



En presencia de un exceso de HF, el SiF₄ reacciona rápidamente, de la siguiente manera:

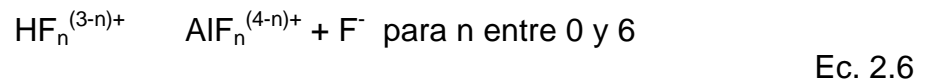


Una vez gastado el HF, el ácido fluosilícico H₂SiF₆ se hidrata y forma un precipitado gelatinoso, que puede tapar los poros, conocido como sílica gel.



La desintegración de los aluminosilicatos, (feldespatos y arcillas), por el HF se considera, estequiométricamente, de primer orden, esto implica que la relación

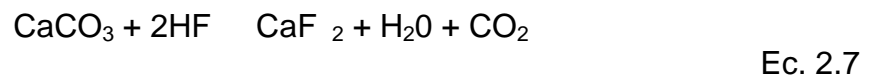
Al/Si, es la misma en la solución que en el mineral que los contenía. El sílice se solubiliza de la misma forma que en el cuarzo, mientras que el aluminio se va combinado con el fluor para formar diferentes compuestos fluorados:



El aluminio tiene mayor afinidad por el flúor que el silicio, por lo que el gasto del fluoruro se hace más rápidamente sobre el aluminio, lo cual implica que a bajas concentraciones de flúor, el sílice precipita como Si(OH)₄.

Por otra parte, la precipitación del fluoruro de aluminio, AlF₃, puede ocurrir cuando la concentración de HF en una mezcla HF/HCl sea muy alta.

También se da el caso de que el ácido fluorhídrico haga contacto con minerales de carbonato de calcio o magnesio, precipitando fluoruros de esos metales.



Estos precipitados son irreversibles, y sólo se evitan mediante prelavados de la zona de interés por medio de HCL.

Si en la formación existen minerales que contengan hierro en su estado Fe⁺³, la reacción del ácido clorhídrico disolverá este hierro, y lo mantendrá en suspensión hasta que el pH aumente a un valor mayor de 2,2. Bajo esta condición, precipitará en forma de hidróxido férrico Fe(OH)₃ amorfo e irreversible. Esta precipitación se evita mediante el uso de acomplejantes de hierro.

Todos estos fenómenos de interacción roca/fluido han sido comprobados en el laboratorio, trabajando sobre núcleos de arenisca limpia, sin la presencia de crudo residual. Se ha comprobado que la presencia de crudo influye en las reacciones

presentadas, por lo que hay otro mecanismo de precipitación que debe ser considerado, y es el de los asfaltenos.

Los asfaltenos están presentes en los crudos como dispersiones coloidales de alto peso molecular, estabilizadas en suspensión por efecto de las resinas, las cuales, al ser desestabilizadas por el ácido, permiten la floculación de los asfaltenos sobre las paredes de los poros, volviendo la roca parcialmente mojada por el crudo.

2.4.4 Daños Químicos. ^(2, 9)

Las lutitas sensibles al agua o hidratables, generalmente, contienen altas concentraciones de montmorilonita. Por lo tanto, la hidratación de las arcillas es una de las causas más importantes de la inestabilidad del pozo. Los tipos de hidratación que pueden ocurrir en las arcillas, fueron explicados anteriormente (ver 2.3.8).

2.4.5 Interacciones Fluido/Fluido. ⁽²⁾

Las interacciones fluido/fluido, pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como son: bloqueos por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.

La precipitación de sólidos de las salmueras usadas en terminación o reparación de pozos, y del crudo de la formación puede causar grave daño a la formación cuando estos sólidos tapan los espacios porosos. Los sólidos precipitados pueden ser inorgánicos que provienen de las salmueras, u orgánicos que provienen del crudo.

Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando la salmuera utilizada y las aguas de la formación son incompatibles, y/o se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura.

2.4.5.1 Precipitación Inorgánica. ⁽²⁾

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas: Carbonato de calcio, sulfato de calcio, (yeso y anhidrita), sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro, óxido férrico y sulfato de estroncio. De todas ellas, la más frecuente es la de carbonato de calcio.

La reacción de equilibrio entre: los iones de calcio y los de bicarbonato es la siguiente:



Ec. 2.6

La tendencia a precipitar del carbonato de calcio depende de la concentración de los iones de calcio y de bicarbonatos presentes, y de la presión parcial del CO_2 en los fluidos residentes.

La precipitación puede ser natural o inducida. La natural está asociada con la producción, cuando los gases disueltos salen de solución a medida que va declinando la presión del yacimiento. Cuando el agua de la formación entra en la zona de altas caídas de presión en las cercanías del pozo, el anhídrido carbónico escapa de la solución y el equilibrio se desplaza hacia la derecha en la Ec 2.6, favoreciendo la precipitación de carbonato de calcio.

La precipitación inducida puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles. Por ejemplo: cuando iones externos de calcio se introducen a la formación durante la perforación, cementación, terminación y reparación del pozo. En este caso, al incrementar la concentración de iones de

calcio, el equilibrio de la reacción se desplaza también hacia la derecha, favoreciendo la precipitación. El ion calcio generado durante una acidificación matricial puede producir este mismo efecto. La mezcla de aguas incompatibles durante operaciones de inyección (inyección de agua, inyección continua de vapor, EOR), puede producir precipitación en los pozos productores e inyectores.

2.4.5.2 Precipitación Orgánica. ⁽²⁾

Las especies orgánicas más comunes que causan daño a la formación son las parafinas y los asfaltenos. Las parafinas son hidrocarburos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudo cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Este estado coloidal está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo; cuando se reduce de algún modo el contenido de estas resinas, los asfaltenos pueden agregarse (flocular), formando partículas lo suficientemente grandes como para quedar atrapadas en el medio poroso, causando daño a la formación. Cualquier cambio químico en el crudo que reduzca la concentración de estas resinas puede ocasionar este fenómeno.

La precipitación de productos orgánicos puede ser también natural o inducida. La natural en el caso de las parafinas está asociada a la disminución de la temperatura del crudo, y se da con más frecuencia en las tuberías que en la formación. La precipitación natural de asfaltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que la presión declina. Si hay una zona de alta caída de presión en las cercanías del pozo, los asfaltenos pueden precipitar en el medio poroso.

La precipitación inducida resulta de la alteración del equilibrio entre el crudo del yacimiento y sus constituyentes parafínicos y asfálticos. Esta alteración puede

producirse durante cualquiera de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo. Filtrados de fluidos de alto pH que invaden la región del yacimiento cercana al pozo pueden ocasionar la precipitación de asfaltenos, dependiendo de la naturaleza ácida o básica del crudo y de su polaridad.

La precipitación de asfaltenos también se facilita por la presencia de otros cationes presentes en la solución, tales como hierro (Fe^{+3} y Fe^{+2}), siendo el primero más activo. Por esto, los preflujos de HCl usados en estimulación, que capturan hierro de las tuberías del pozo, deben ser separados de todo contacto con el crudo del yacimiento.

Donde ocurra la precipitación de asfaltenos, las partículas finas de la formación y los materiales precipitados de las reacciones del ácido (como el hidróxido de silicio), adsorben los asfaltenos y se vuelven parcialmente mojados por petróleo. Los asfaltenos se adsorben sobre arcillas, areniscas, calizas y cualquier otro material, o sea, sobre cualquier superficie disponible. Si hay una capa de agua recubriendo esa superficie, retardará la adsorción del asfalteno, pero no las impedirá, y la condición original de las superficies a ser mojadas por agua se perderá, al convenirse en parcialmente mojadas por petróleo.

2.4.6 Fenómenos Interfaciales. ⁽²⁾

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos, que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo. A veces se cree que estos tipos de daño son temporales, ya que los fluidos son móviles, y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica, es muy difícil eliminar este tipo de daño.

2.4.6.1 Bloqueo por Emulsiones. ⁽²⁾

El bloqueo por emulsión ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas.

El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, pero parece que no sólo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos. En la práctica, se ha hallado que el agua y el petróleo nativos de un yacimiento rara vez forman emulsiones espontáneamente. De la misma manera, agua de yacimiento y filtrado de fluidos de perforación que se han saturado de oxígeno en la superficie, al filtrarse a la formación, provocan la oxidación del petróleo.

Un mecanismo mucho más probable de formación de emulsiones en el medio es la introducción de surfactantes con los filtrados de los fluidos de perforación y/o terminación/repación. Si además existen partículas finas dispersas en el medio poroso, éstas se colocarán en la interfase, impidiendo la coalescencia de las gotas de la fase dispersa de la emulsión, estabilizándola. Estas emulsiones se hacen más estables cuando las partículas finas tienen una mojabilidad intermedia, esto es su mojabilidad es igual que al petróleo, así pueden concentrarse en la interfase entre el agua y el petróleo y actuar como un escudo mecánico, impidiendo que las gotas de la emulsión se junten.

2.4.6.2 Bloqueo por Agua. ⁽²⁾

Bloqueo por agua es una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo.

Los bloqueos por agua pueden ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. La región de alta saturación de agua resultante, cerca del pozo, reduce la permeabilidad de la formación al petróleo. Un bloqueo por agua, en general, se elimina por sí sólo, pero, en general, viene asociado con otros tipos de daño, que enmascaran su identificación e impiden su eliminación.

Además, en yacimientos con alto grado de agotamiento, la presión puede ser baja para expulsar el agua en un tiempo aceptable.

La presión del yacimiento puede ser tan baja que no logre vencer la presión capilar creada por la alta tensión interfacial entre el agua y el medio poroso, creándose así un bloqueo permanente.

Un bloqueo por agua se identifica por un repentino incremento del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia de producción, generalmente después de una reparación en un pozo, donde se ha usado agua o salmuera. Si el pozo produce, es fácil distinguir el bloqueo de una conificación o intrusión de agua, ya que el bloqueo no es sensible a los cambios en la tasa de producción, mientras que la conificación e intrusión disminuirán al disminuir la tasa de producción.

2.4.7 Inversión de la Mojabilidad. ⁽²⁾

La acción de surfactantes en los fluidos de perforación, así como la precipitación de asfaltenos en el medio poroso, puede alterar la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo así la permeabilidad relativa de la formación hacia éste. Este efecto lo producen, en general, los filtrados de lodos de emulsión inversa.

2.4.8 Daños de Origen Biológico. ^(2, 11)

Algunos pozos, particularmente aquéllos que reciben inyección de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en la zona cercana al pozo. Las bacterias inyectadas a la formación, especialmente las anaeróbicas, pueden multiplicarse muy rápidamente en el yacimiento, tapando los espacios porosos con ellas mismas, o con precipitados que resultan de sus procesos biológicos. Incluso, la biomasa de las bacterias muertas puede causar grandes reducciones en la inyectividad de pozos inyectoros de agua.

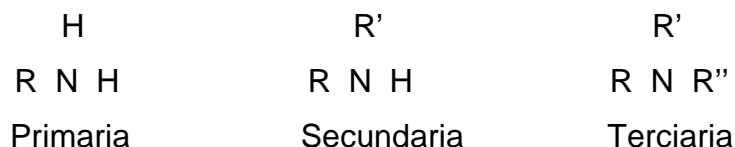
2.5 Aminas ⁽¹³⁾

Tomando en cuenta que el aditivo evaluado, proviene de una solución acuosa de origen amino, se tiene que; las aminas se pueden definir como un derivado del amoníaco. Los iones de amonio han sido utilizados para minimizar el daño causado por el alto pH del filtrado del cemento y además como estabilizador de lutitas sensibles al agua. Las sales de estos iones son relativamente más costosas que las sales de potasio, (utilizadas para los mismos fines) las cuales tienen su uso limitado en la industria petrolera. Sin embargo, el cloruro de amonio ha sido usado exitosamente en algunas áreas en combinación con tratamientos de ácido hidrofúorídrico.

Los cationes de potasio y amonio son usados para mantener la estabilidad de las arcillas y minimizar de esta forma la reducción de permeabilidad, debido a la migración de las mismas durante una fase particular en la vida del pozo. Ellos son muy efectivos para este uso, pero no son recomendados para condiciones en las que una salmuera relativamente diluida esté fluyendo continuamente a través de la arena o donde se hayan determinado severos caso de conificación de agua.

2.5.1 Clasificación de las Aminas. ⁽¹³⁾

Las aminas se clasifican en primarias, secundarias o terciarias, según el número de grupos que se unen al nitrógeno:



En relación con sus propiedades fundamentales basicidad y la nucleofilicidad que la acompañan, las aminas de tipo diferentes son prácticamente iguales. Sin embargo, en muchas de sus reacciones, los productos finales dependen del número de átomos de hidrógeno unidos al del nitrógeno, por esa razón son diferentes para aminas de distintos tipos.

2.5.2 Propiedades Físicas de las Aminas. ⁽¹³⁾

Como el amoníaco, las aminas son compuestos polares y pueden formar puentes de hidrógeno intermoleculares, salvo las terciarias. Las aminas tienen puntos de ebullición más altos que los compuestos no polares de igual peso molecular, pero inferiores a los de los alcoholes o ácidos carboxílicos.

Cabe destacar que el aditivo probado en este trabajo es un surfactante catiónico de origen amino, el cual es 100% soluble en agua. En la tabla 2.1 se muestran las propiedades físico-químicas de dicho aditivo:

Tabla 2.2 Propiedades físico-químicas del **Z-Trol 100**

Apariencia	Líquido incoloro
Naturaleza Química	Solución acuosa de una amina orgánica
Gravedad Específica	0,950 – 1,050
Visc. Brookfield (50 rpm, 25 °C)	Máximo 40 cp
pH directo	9,00 – 10,00

2.5.3 Mecanismo de Inhibición por el Uso de Aminas. ⁽¹³⁾

El uso de las aminas, debe su efectividad básicamente a la capacidad de intercambio iónico de los minerales que conforman las arcillas de formación. Estos constan de capas con una variedad de iones débilmente asociados en las superficies de las mismas. Estos iones, en un entorno de agua se mueven libremente en la hidrosfera de las partículas de arcillas. Estas movibilidades de cationes y aniones, sumadas a las grandes cantidades de aguas presentes en los sistemas de lodo, son la causa más importante en la hidratación de los estratos arcillosos de formación.

En este caso, la amina orgánica, la cual presenta radicales de movilidad mayor que la de los iones inhibitorios tradicionales (K^+ , Na^+ , Ca^{++} , o cualquier otro) cuya carga electronegativa es mayor que la de dicho radical, básicamente lo que ocurre es la formación de enlaces tipo puentes de hidrógeno entre la amina y los minerales de las arcillas, dicho enlace es de mayor estabilidad que el formado entre los iones inhibitorios y los minerales que conforman los cristales de arcilla, debido a que los planos de hidratación de la arcilla pueden variar entre cinco (5) y veinte (20) amstrongs, los mismos no podrán ser expandidos gracias a que los radicales derivados de la amina presentan un radio de hidratación mucho menor (1,5 – 2 amstrongs), esto permite una mejor penetración de las arcillas evitando su activación.

Todo esto se resume en los siguientes beneficios:

- Desprendimiento del agua pelicular que rodea a las arcillas lo cual supone una mayor estabilidad de las mismas.
- Reducción del hinchamiento de las arcillas reactivas.

3 Metodología Experimental.

Inicialmente se recolectaron muestras de lutitas, las cuales serán analizadas mediante difracción de rayos X, para determinar el contenido de arcillas reactivas presentes en su composición mineralógica y así ser usadas en las pruebas de hinchamiento lineal, donde se evaluará la capacidad inhibitoria del aditivo Z – Trol 100 en fluidos de perforación.

Las muestras utilizadas fueron suministradas por un profesor de la Escuela de Geología de esta Universidad, dichas muestras fueron identificadas como CR – 3, CR – 4 y CR – 5.

El análisis de difracción de rayos X, se realizó en el laboratorio de rayos X de la Facultad de Ciencias, Instituto de Ciencias de la Tierra de esta Universidad. Por medio de este análisis se pudo comprobar el contenido de arcillas hidratables en la muestra CR – 5, la muestra CR – 3 presentó mayor dificultad para la comprobación de la existencia de arcillas reactivas en su composición, por lo que se concluye que su contenido de arcillas reactivas es menor, respecto a la anterior. La muestra CR – 4 no contiene arcillas hidratables en su mineralogía.

Luego de establecer el tipo de lutita a ser utilizado (CR- 5), se prepararon con una cantidad de 15 g., pastillas de lutita, por medio del compactador hidráulico del equipo de hinchamiento lineal, estas pastillas serán colocadas en contacto con el fluido de perforación, el cual contiene Z – Trol 100 en su formulación a determinadas concentraciones.

Las distintas formulaciones de fluidos de perforación, que se utilizarán en las pruebas de hinchamiento lineal, serán evaluadas al añadir el inhibidor Z – Trol 100, para comprobar que sus propiedades (densidad, pH, viscosidad plástica, punto cedente, pérdida de filtrado), se adaptan a requerimientos de campo.

3.1 Recolección de las Muestras de Lutita.⁽¹⁷⁾

Las muestras de lutita utilizadas en este trabajo provienen del Estado Falcón, Formación Caujarao, perteneciente al Neógeno (Mioceno Medio a Plioceno Temprano). Se utilizaron tres tipos de muestras de mineralogía diferente, una perteneciente al Miembro El Muaco, identificada como **CR – 5** y las otras dos al Miembro Mataruca identificadas como **CR – 3** y **CR – 4**. En la Fig. 3.1 se muestra la columna estratigráfica de una parte de las formaciones que se encuentran en el Estado Falcón:

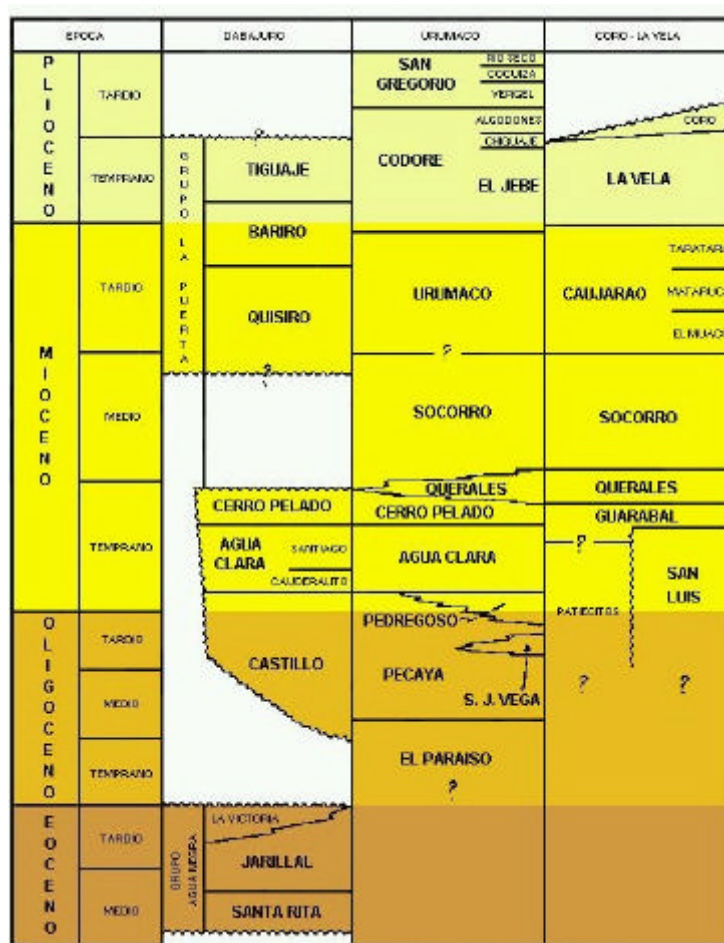


Fig. 3.1 Columna estratigráfica. Estado Falcón

- **Descripción litológica (Formación Caujarao):** Consiste principalmente de lutitas arcillosas, con intercalaciones de margas y calizas fosilíferas,

topográficamente muy prominentes, y algunas capas de arena de grano fino en su parte inferior. En el valle del río de Coro y en la estructura de La Vela, la unidad está representada, en orden estratigráfico, por el Miembro El Muaco, inferior, principalmente arcilloso, Miembro Mataruca, intermedio, caracterizado por una o tres capas de caliza nodular, y el Miembro Taratara, superior, con predominio de arcillas y lutitas. En la localidad tipo tiene unos 1220 m. de espesor. La Formación Caujarao se extiende desde Sabaneta, al oeste hasta la región de Tocópero al este.

La lutita seleccionada para realizar las pruebas de hinchamiento lineal, luego de hacer el respectivo análisis de difracción de rayos X a todas las muestras, pertenece al Miembro El Muaco (CR – 5), el cual según su descripción litológica, consiste principalmente de arcillas y lutitas que constituyen un 80% de la unidad. Se reconoce al sur de Coro y los alrededores de La Vela. En la sección tipo, el Miembro El Muaco tiene un espesor de 690 m.

3.2 Análisis de las Muestras de Lutita. ⁽¹⁵⁾

Cabe destacar que además de las muestras de lutita se le realizó también un análisis de difracción de rayos X a una muestra de bentonita comercial usada en el Laboratorio de Fluidos de Perforación y Cementación, Escuela de Ing Petróleo, Facultad de Ingeniería.

Inicialmente, las muestras recolectadas se analizaron en el Instituto de Ciencias de la Tierra, de la Facultad de Ciencias de la U.C.V., en donde se encuentra el equipo de difracción de rayos X (D8 Advance), el cual se muestra a continuación en la Fig. 3.1:



Fig. 3.1 Equipo de Difracción de Rayos X

El procedimiento de rutina usado para la identificación de muestras que contienen minerales de arcilla, involucra la separación de la muestra en micras ($\mu = 1 \cdot 10^{-6} \text{m}$). Tamaños de las fracciones: arena ($>62 \mu$), limo ($2-62 \mu$) y arcilla ($<2 \mu$). La arena es separada por medio del tamiz, y el limo y la arcilla se separan por centrifugación. El principal método de identificación de minerales es el análisis de la difracción de rayos X del polvo orientado al azar de la muestra total y de las fracciones, y la orientación de las partículas agregadas y secadas de tamaño arcilla.

Se debe tener en cuenta que éste es una estimación semicuantitativa de las cantidades relativas de varios de los minerales presentes. Los resultados se reportan en porcentaje. Muchos factores, incluyendo la cantidad de minerales presentes, pueden afectar la identificación de los picos de difracción,

especialmente los picos de difracción de los minerales de arcilla, por lo tanto, los porcentajes estimados pueden no tener la mayor precisión. Algunos de estos factores son:

- Grado de ordenamiento.
- Tamaño de los cristales.
- Orientación preferencial.
- Sustitución isomórfica en el interior de la estructura mineral.
- Obstrucción por otros minerales, materia orgánica o materiales amorfos.

3.3 Elaboración de los Fluidos Base Agua, Sistemas Poliméricos.

Las pruebas de hinchamiento lineal se realizan con los fluidos previamente preparados, tomando en cuenta que sus propiedades reológicas deben ajustarse a los requerimientos necesarios, para poder validar los resultados de dichas pruebas.

- Densidad del fluido:

Esta prueba permite determinar el peso del fluido base agua, este peso ha sido previamente establecido para el sistema polimérico a utilizar. Para ello se utiliza la balanza de lodos (Fig. 3.3) la cual permite obtener el peso del lodo directamente en libras por galón.

Para realizar esta medición, se debe colocar el estuche que contiene la balanza en una superficie nivelada. Se agrega el fluido dentro del recipiente de la balanza, hasta el tope, de modo que al momento de colocar la cubierta del recipiente, el exceso de fluido salga por el pequeño orificio que ésta presenta. Se coloca al balanza sobre el soporte y utilizando el peso que está ubicado en el brazo de la balanza se procede a nivelar la misma. El brazo está en equilibrio cuando la burbuja de aire está en el centro el nivel. De esta manera se lee la densidad del fluido en la escala de la balanza, la cual indica las unidades lbs/gal.

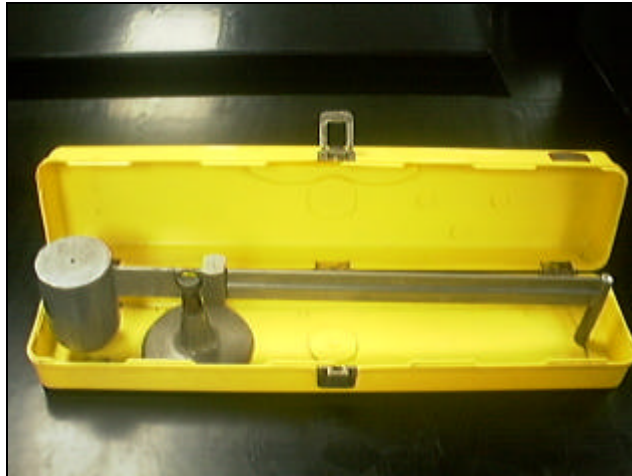


Fig. 3.3 Balanza de lodos

- Pérdida de filtrado:

La prueba de pérdida de filtrado se realiza en el equipo de filtro prensa (Fig. 3.4), donde se crea un diferencial de presión sobre el lodo, simulando las condiciones del pozo.

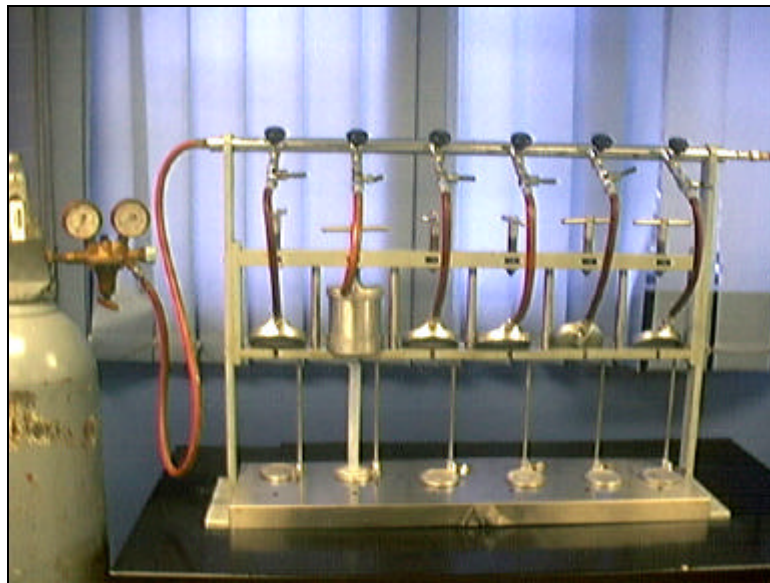


Fig. 3.4 Filtro prensa

El diferencial de presión que se genera dentro de la celda, en la cual está contenida el lodo es de 100 lpc, a un temperatura ambiente. Esta es una prueba asociada con la filtración estática, que ocurre en las paredes del hoyo hacia la formación, a través de un filtro llamado revoque. El aumento de la pérdida de filtrado está relacionado directamente con el daño causado a las formaciones compuestas de lutitas hidratables, la tasa de penetración y la pega diferencial en zonas permeables. En esta prueba se obtienen también las principales características del revoque, su espesor, contenido de sólidos, consistencia y compresibilidad. El grado de compresibilidad del revoque formado por la pérdida de filtrado durante la perforación depende de: el aumento de la presión diferencial, los cambios de permeabilidad y porosidad del revoque mientras la filtración continúa y la acumulación adicional de sólidos en el medio aumenta y la característica de los sólidos que forman el revoque.

- Reología:

En esta parte se obtendrán los valores de viscosidades; plástica y aparente, punto cedente y fuerzas de gel, estas medidas determinarán el comportamiento del fluido de perforación, por lo tanto se deben ajustar a las exigencias reales de campo y rentabilidad comercial. Los fluidos poliméricos, pueden ser utilizados en distintas operaciones de perforación, tomando en cuenta que su principal limitante es la temperatura a la cual se degradan los polímeros, a partir de los 350°F aproximadamente. Este tipo de sistemas deben presentar buenas propiedades reológicas, ya que en muchos casos se utilizan en pozos horizontales, en los cuales se requiere excelente capacidad de limpieza, esta propiedad del fluido de perforación relacionada directamente con el punto de cedencia.

Para medir las propiedades reológicas del lodo, se utiliza un viscosímetro rotacional de seis velocidades (Fig. 3.5), diseñado para obtener las lecturas que permitan realizar los cálculos necesarios y así obtener los valores de viscosidad, punto de cedencia y resistencia de gel.



Fig. 3.5 Viscosímetro Fann

La diferencia entre los valores de las lecturas a 10 minutos y 10 segundos, define el comportamiento de la fuerza de gel. Geles frágiles se pueden considerar los valores extremadamente cercanos entre las dos lecturas, por ejemplo, 1/1, 2/2, 2/3. Geles favorables serán aquellos con bajos a medios valores a 10 segundos y que crecen a valores intermedios a 10 minutos, por ejemplo, 4/8, 8/10, 12/17. Los geles progresivos tienen bajos a medios valores a 10 segundos y crecen rápidamente a altos valores a 10 minutos, por ejemplo, 3/20, 6/35, 8/50.

Los valores de resistencia de gel se deben mantener favorables por razones importantes, como lo son:

- Si las fuerzas de gel son muy bajas, el fluido no podrá mantener efectivamente en suspensión los cortes y permitirá el asentamiento de las partículas pesadas.

- Si las fuerzas de gel son muy altas, la presión requerida para iniciar el flujo puede fracturar una formación débil y crear condiciones para una arremetida.

3.1 Pruebas de Hinchamiento Lineal.

El equipo de hinchamiento lineal (Fig. 3.6), consta además del compactador hidráulico, de 4 copas o vasos donde se colocan las pastillas de lutita y se vierte el fluido de perforación previamente preparado y analizadas sus propiedades, en el tope de estas copas se conecta el equipo encargado de medir la expansión de las pastillas de lutita, dicha expansión la registra el aparato según las medidas de altura inicial y final del equipo graduado, el cual a su vez se encuentra conectado a una computadora que posee el software proporcionado por el fabricante, donde se generan los datos. También un termopar para cada copa encargado de medir la temperatura interna durante la prueba.

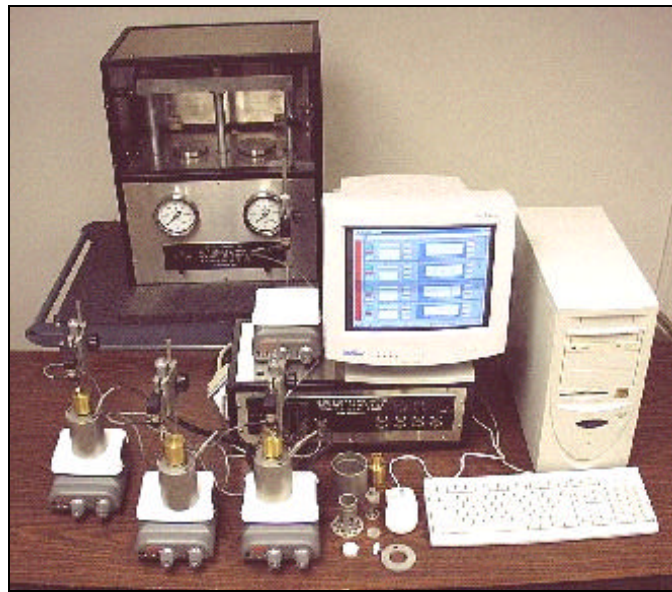


Fig. 3.6 Equipo de hinchamiento lineal

Esta expansión será expresada en porcentaje de hinchamiento, el cual, por medio del análisis de cada muestra, determinará la capacidad de inhibición del producto.

4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Selección de las Muestras de Lutita.

Las muestras de lutita utilizadas para este trabajo, se seleccionaron con sobre la discusión de los resultados obtenidos en las pruebas de difracción de rayos X, los cuales indicaron el posible contenido de arcillas expansivas en las muestras.

La primera muestra analizada fue un remanente de lutita existente en el laboratorio, la cual presentaba contaminación con algún tipo de compuesto orgánico, su coloración era marrón y de consistencia algo pastosa. Esta muestra requirió de tratamientos adicionales de limpieza, una porción de ella fue dejada remojando en diclorometano por 24 horas. Luego de ser colocada en un disecador se siguió el procedimiento para difracción de rayos X, se colocó inicialmente la cantidad requerida en el equipo de difracción, este estudio indicó el contenido de arcillas no reactivas, caolinita y muscovita. Al agregar la muestra en el agua destilada, ésta se decantaba, es decir, ninguna partícula permanecía en suspensión. Con estos dos indicativos se decidió suspender los tratamientos posteriores, requeridos para este trabajo.

La Muestra CR – 3 perteneciente a la Formación Caujarao, Miembro Mataruca, presentó en su composición mineralógica cuarzo y caolinita. La muestra orientada mostró un leve comportamiento favorable en la zona de arcillas reactivas, sin embargo el análisis de difracción no confirmó dicho comportamiento.

La muestra CR – 4, la cual pertenece al mismo Miembro que la anterior, no mostró ningún pico considerable en la zona de arcillas expansivas, se determinó que su composición mineralógica se basa en caolinita, cuarzo, calcita y muscovita, por lo tanto se descartó esta muestra para los estudios posteriores.

La muestra CR – 5, fue la seleccionada para realizar las pruebas de hinchamiento lineal, el polvo sin tratamiento de esta muestra sí presentó un pequeño pico alrededor de la zona de arcillas reactivas, por lo tanto se continúa con los tratamientos adicionales, para la identificación de los minerales de arcilla. El resultado obtenido del estudio de difracción de la muestra presenta un pico con dos intensidades $d = 10,9$ y $d = 14,2$ correspondientes a montmorilonita.

De igual forma se realizó un análisis de rayos X a una muestra de bentonita comercial (muestra # 2), resultando su composición mineralógica; montmorilonita, cuarzo, illita y albita, en mayor proporción los dos primeros minerales.

4.2 Adaptación y Evaluación de los Fluidos con el Aditivo Z – Trol 100.

El aditivo se probó para varios sistemas de lodos de perforación, Poly Plus, Flo – Pro, lignosulfonato y una formulación de campo polimérica, y a distintas concentraciones del aditivo Z – Trol 100; 1 ml, 2ml, 3ml, 4ml, 6ml, 8ml y 10ml.

La formulación básica del sistema Poly Plus fue la siguiente (densidad = 10 lpg):

Tabla 4.1 Formulación básica del sistema Poly Plus

Aditivos	Cantidad (lpg)
Agua	307
Viscosificante	8,5
Agente Encapsulante	0,8
Controlador de Filtrado	2
Densificante	101
Controlador de pH	1,15
Z – Trol 100	1 – 8

Para esta formulación se varió principalmente el contenido del agente viscosificante y del Z – Trol 100. Se observó que con un alto contenido de viscosificante, el lodo sufría una floculación al agregar el aditivo inhibidor de arcilla, para evitar este fenómeno debía transcurrir al menos 5 minutos de agitación por cada mililitro de aditivo que se agregara.

Para la adaptación del Z – Trol 100 con el fluido de perforación y que este sea compatible con las propiedades del lodo se analizaron las variaciones en cuanto a las condiciones de viscosidad y punto cedente, para las distintas concentraciones de viscosificante (expresada en gr) y Z – Trol 100 (expresada en ml):

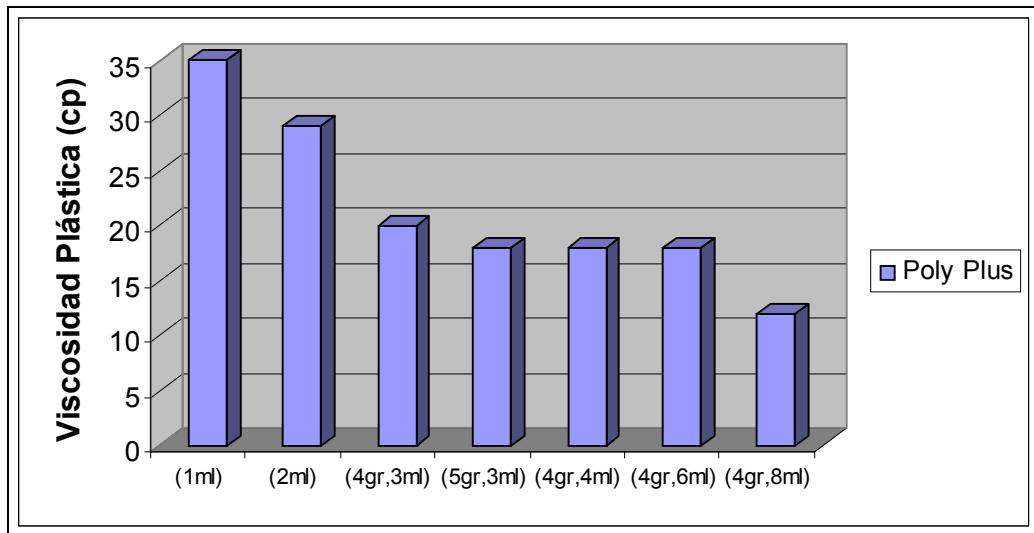


Fig. 4.1 Viscosidad Plástica para sistemas Poly Plus

Las barras 1 y 2, en las que solo se indica (ml), se trabajó con la formulación base para sistemas Poly Plus, es decir 8,5gr de viscosificante. Se puede observar como las formulaciones que presentan el mayor contenido de material viscosificante, a su vez, presenta el más alto valor de viscosidad plástica. A esta misma formulación se añadieron 3ml y 4ml de Z – Trol 100, pero resultó casi imposible medir las propiedades reológicas debido a la alta floculación. En las formulaciones con bajo contenido de viscosificante, la adición de Z – Trol 100, no causó variación en cuanto a las propiedades reológicas del fluido.

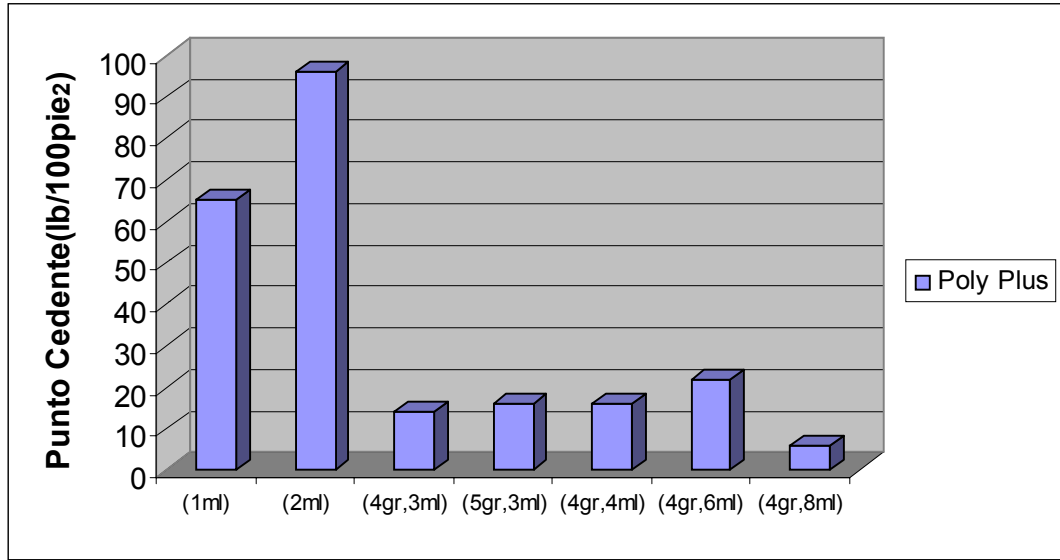


Fig. 4.2 Punto Cedente para sistemas Poly plus

El punto cedente si se ve afectado en mayor medida por el alto contenido de material viscosificante. En las dos primeras formulaciones el punto cedente es elevado respecto a las otras.

Cabe destacar que los valores de geles para ambos sistemas no presentaron un comportamiento relevante (ver anexos)

Para los sistemas Flo – Pro la formulación base es la siguiente ($\rho = 10$ lpg):

Tabla 4.2 Formulación básica del sistema Flo - Pro

Aditivos	Cantidad (lpb)
Agua	307
Viscosificante	1,6
Inhibidor de arcilla	5
Controlador de Filtrado	2
Densificante	104
Controlador de pH	2,3
Z – Trol 100	3 – 6

Para este sistema los valores iniciales de los aditivos se mantuvieron constantes, se varió solo el contenido de Z – Trol 100 y se realizó una formulación en la cual se eliminó el inhibidor de arcilla original y se utilizó únicamente el Z – Trol 100. En este caso no se presentó la floculación del lodo con la adición del Z – Trol, se observó la formación de burbujas de aire en la superficie del lodo, las cuales fueron fácilmente controlables con una gota de antiespumante.

Los diferentes valores de viscosidad plástica y punto cedente, para las diferentes concentraciones del aditivo evaluado:

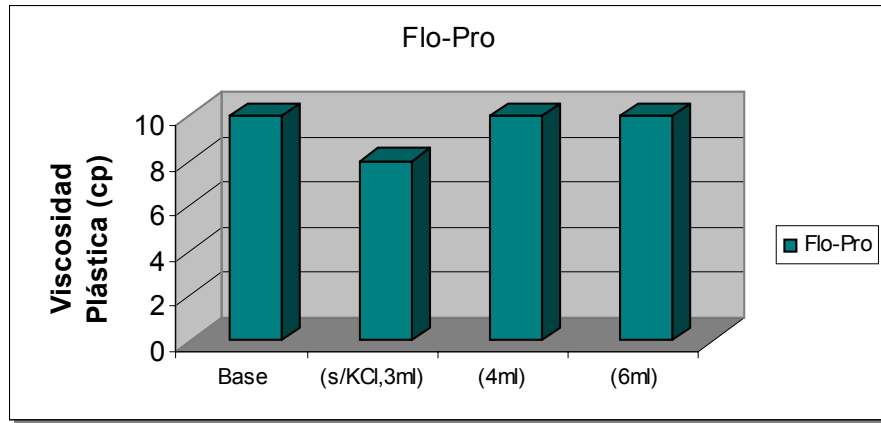


Fig.4.3 Viscosidad Plástica para sistemas Flo - Pro

En cuanto a la viscosidad plástica, el sistema prácticamente no presenta variaciones, todos los valores se mantienen alrededor de 10 cp.

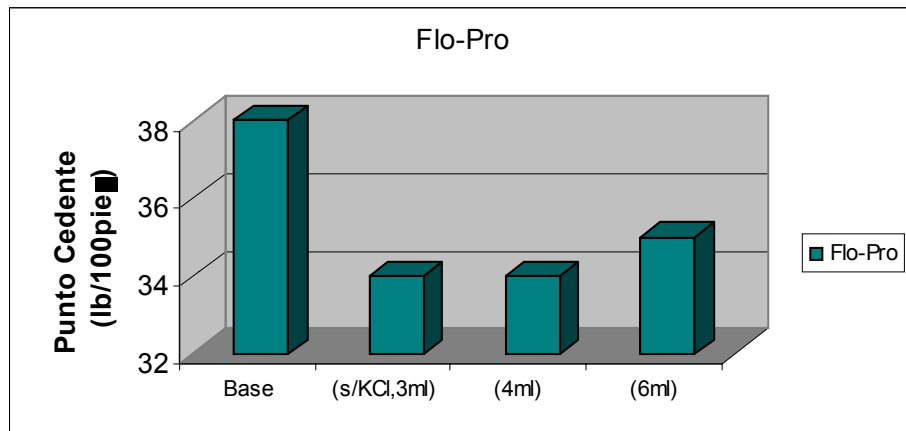


Fig. 4.4 Punto Cedente para sistemas Flo – Pro

Con al adición de Z – Trol 100 se observa como el punto cedente disminuye, aunque no significativamente, por lo tanto, se puede decir que las propiedades reológicas para este sistema, permanecen estables con el uso del aditivo.

La formulación utilizada en campo, la cual es otro sistema polimérico, contiene los siguientes aditivos (para 8ml de Z – Trol 100 y una densidad de 8,5 lpg):

Tabla 4.3 Formulación utilizada en campo

Aditivos	Cantidad (lpg)
Agua	311,7
Viscosificante	1,5
Controlador de Filtrado	4
Controlador de pH	1,15
Agente para lubricidad	17,5
Densificante	30
Z – Trol 100	8ml

Esta formulación, se trabajó para concentraciones de Z – Trol 100 de 6, 8 y 10ml, no presentó problemas en el proceso de agitación del lodo y las propiedades reológicas mantuvieron valores favorables para operaciones de campo en los tres casos.

Tabla 4.4 Fuerza de Gel para Formulación de Campo

Cantidad de Z – Trol 100 (lpg)	Gel (cc.)	
	10''	10'
6	13	17
8	15	20
10	15	19

Como se observa en la tabla 4.4 se obtuvieron adecuados valores de gel (según lo indicado en la sección 3.3) y se controló la pérdida de filtrado, al igual que para los otros sistemas, en los cuales la máxima cantidad obtenida fue de 7,5 cc. para un tiempo de 30 minutos.

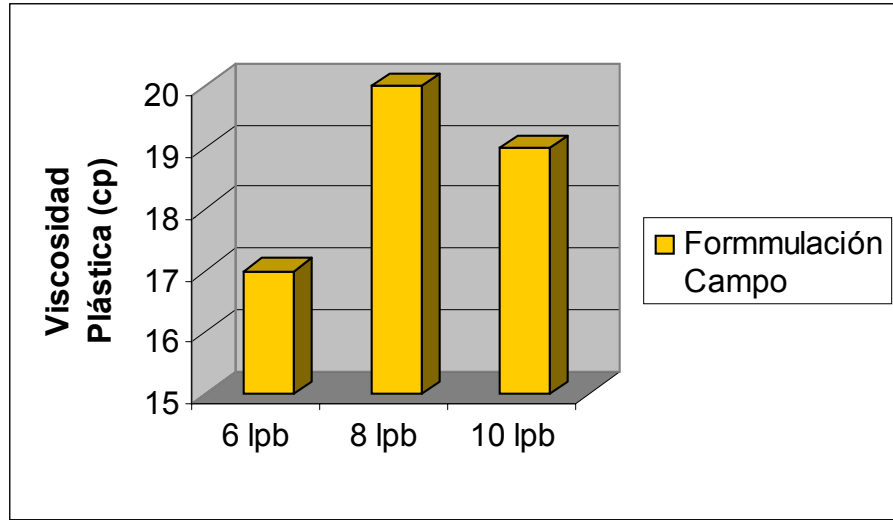


Fig. 4.5 Viscosidad Plástica para formulación de campo

Los valores de punto cedente, para las tres concentraciones de aditivo en la formulación de campo, presentaron un comportamiento similar y valores que se ajustan a los requerimientos de operación.

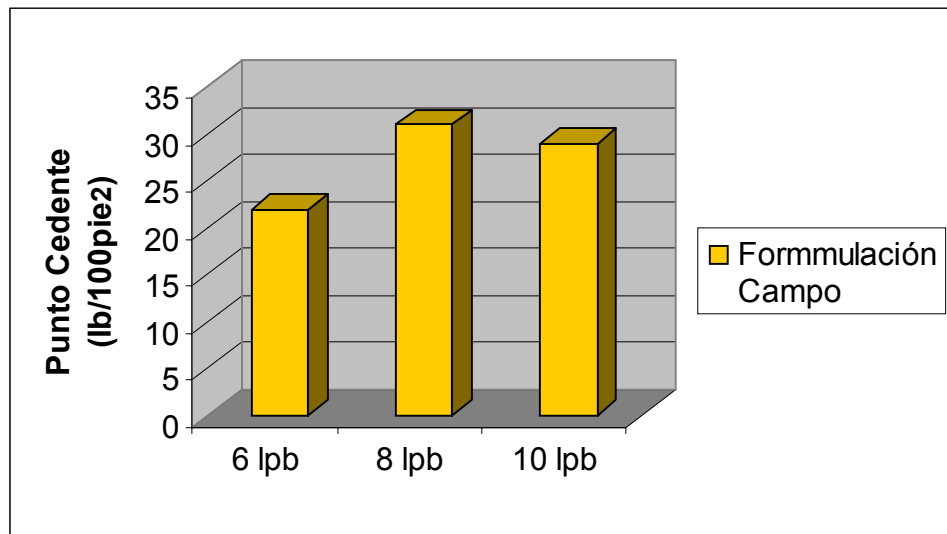


Fig. 4.6 Punto Cedente para Formulación de campo

Como se mencionó con anterioridad, uno de los requisitos para estos fluidos poliméricos y una de las funciones del fluido de perforación es una buena capacidad de limpieza del hoyo ^(7, 9), propiedad que se encuentra asociada directamente con el punto cedente, ya que muchas veces éstos pueden ser utilizados en perforaciones horizontales, en los cuales es necesario que esta propiedad se encuentre dentro del rango de valores obtenidos en las formulaciones presentadas (20 – 30 lb/100pie²) aproximadamente.

4.3 Discusión de Resultados de las Pruebas de Hinchamiento Lineal.

Las pruebas de hinchamiento lineal, se realizaron con las formulaciones antes mencionadas, estableciendo como patrón de comparación el agua, la cual debería presentar el mayor porcentaje de hinchamiento y una solución de KCL al 10% ($\frac{V}{V}$), esta solución actúa como inhibidor, como se indica en la sección 2.3.4. Así que las formulaciones que contienen el Z – Trol 100, serán comparadas con estos dos fluidos y se analizará su efectividad de inhibir la hidratación de las arcillas presentes en las rocas lutíticas.

Se realizaron alrededor de 34 pruebas, con las diferentes muestras de lutita analizadas en el equipo de difracción de rayos X. Se utilizaron las muestras CR – 3, CR – 5, bentonita (muestra #2) y una lutita simulada en el laboratorio, con bentonita como componente reactivo y una arena con una composición mineralógica de 99% cuarzo, como material inerte.

Los resultados reportados, se dosificaron de acuerdo a la composición mineralógica de las pastillas de lutita empleadas en las pruebas de hinchamiento lineal. Primero se presentan las pruebas realizadas con las pastillas de la muestra CR – 5, la cual se utilizó en la mayoría de las pruebas por su contenido de arcillas hidratables. En segundo lugar las realizadas con la muestra de bentonita. Luego las pruebas evaluadas con la muestra CR – 3, que aunque no fue concluyente su análisis producto de la difracción de rayos X, si presentó un porcentaje de

hinchamiento considerable. Por último se descarta la prueba realizada con la lutita simulada.

- Resultados de las pruebas de hinchamiento lineal con la muestra CR – 5 para sistemas Poly Plus:

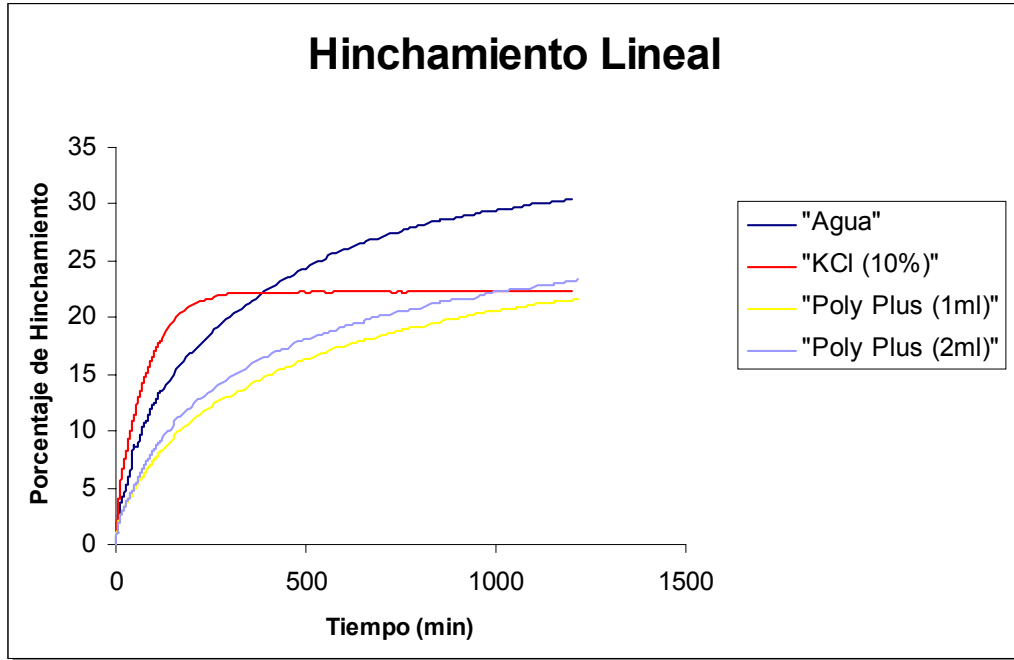


Fig. 4.7 Hinchamiento lineal vs. Tiempo en sistemas Poly Plus con 1 y 2ml de Z-Trol 100

En la figura 4.7, se observa el comportamiento del hinchamiento lineal de las arcillas con el tiempo, los sistemas Poly Plus en esta prueba, consisten de la formulación base y la respectiva cantidad de Z – Trol 100 en mililitros. Se observa el incremento del hinchamiento en los primeros 100 minutos de la pastilla inmersa en la solución de KCl, aunque logra una estabilización con el tiempo, a partir de los 150 min., no ocurre así con los sistemas poliméricos, los cuales presentan un comportamiento creciente con el tiempo. Se observa como a los 300 min. (5 horas) todas los fluidos han superado el 10 % de hinchamiento. Para un tiempo superior a 1200 min. (20 horas) las pastillas de lutita sumergidas en agua y los dos sistemas poliméricos continúan con el proceso de adsorción, es decir, no han alcanzado un equilibrio químico.

El agua presentó el mayor porcentaje de hinchamiento, alcanzando un valor de 30%, como se muestra en el gráfico de barras (Fig. 4.8) a continuación:

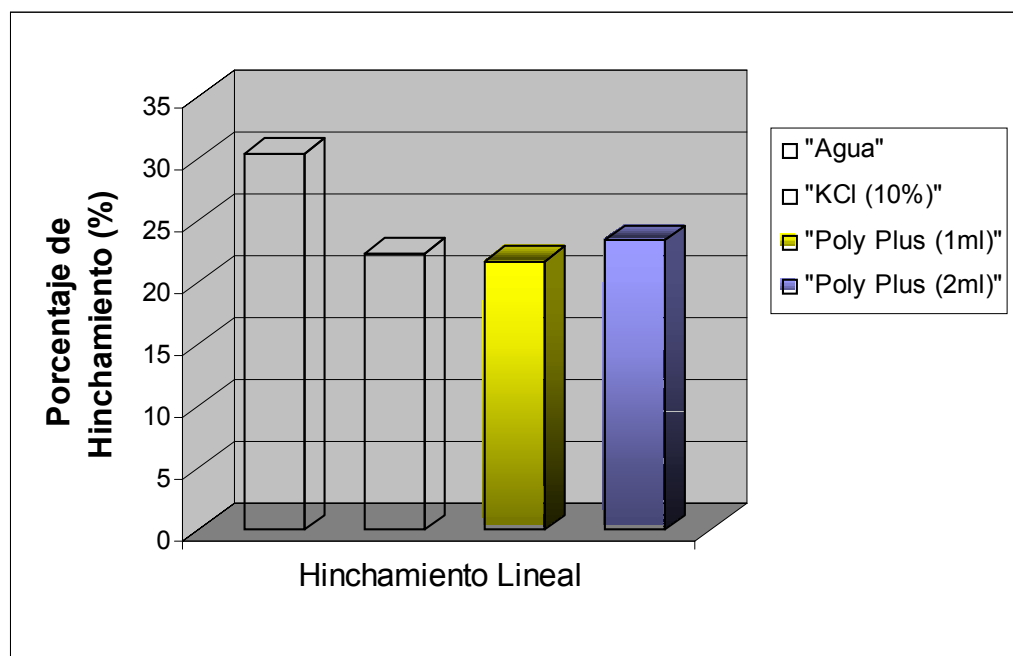


Fig. 4.8 Porcentaje de hinchamiento lineal de sistemas Poly Plus con 1 y 2ml. de Z – Trol 100

Los fluidos poliméricos presentaron un comportamiento similar, ambas sobrepasaron el 20% de hinchamiento, lo cual no representa un comportamiento del todo favorable del aditivo, aunque se redujo en un 10% en relación al hinchamiento causado por el agua. Un valor por encima del 20% obedece a formaciones con alta inestabilidad ^(8, 14) Cabe destacar que al final de la prueba la formulación polimérica con 1 ml. del aditivo evaluado, tuvo un porcentaje de hinchamiento menor que el del KCl, 21,7%, contra 22,0%; pero si se toma en cuenta los comportamientos de ambos en la Fig. 4.7, se observa que la formulación polimérica no está estabilizada, por el contrario su curva tiende a seguir creciendo, mientras que la curva correspondiente al KCl, indica valores constantes a partir de 150 minutos, es decir, de continuar la prueba, el hinchamiento de la pastilla de lutita que se encuentra sumergida en el Poly Plus

con 1 ml de aditivo, sería mayor al del KCl. Se puede observar que con el tiempo la capacidad inhibitoria del Z – Trol 100 es menor que la del KCl.

En la Fig. 4.9 se muestra el resultado de las pruebas de hinchamiento lineal, para sistemas Poly Plus con un incremento en la cantidad del aditivo estudiado a 3ml, pero con una disminución de material viscosificante a 4 y 5 lpb, para evitar los problemas de floculación presentados en la formulación original, al agregar el Z – Trol 100.

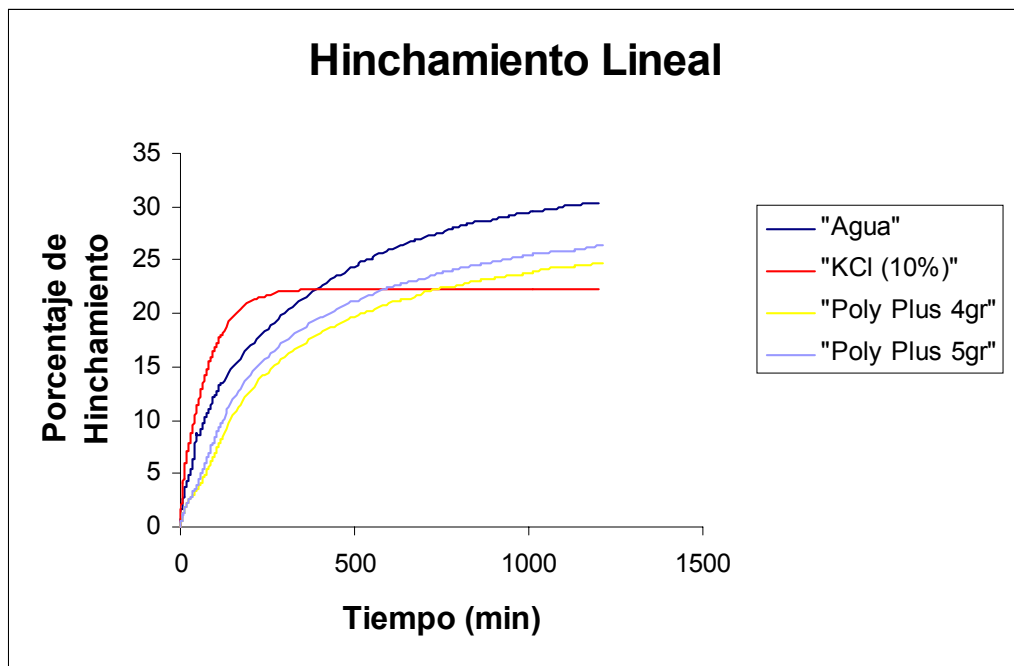


Fig. 4.9 Hinchamiento lineal vs. Tiempo para sistemas Poly Plus con 4 y 5 gr. de viscosificante y 3ml de Z – Trol 100

En este gráfico, se observa el comportamiento creciente de las muestra en agua y de los sistemas Poly Plus con 3 ml. de Z – Trol 100 y 4 y 5 gramos de material viscosificante. Ambas formulaciones estaban por encima del 15 % de hinchamiento a los 300 minutos (5 horas). Los dos sistemas sobrepasan la curva de hinchamiento perteneciente a la solución de KCl, además se observa como a las 20 horas, tiempo preestablecido de duración de la prueba, las curvas

presentan un leve comportamiento creciente, lo que indica que todavía no se ha alcanzado el equilibrio químico para estas dos formulaciones.

En la Fig. 4.10 se presenta el esquema comparativo entre los porcentajes de hinchamiento lineal para, los diferentes fluidos en la prueba.

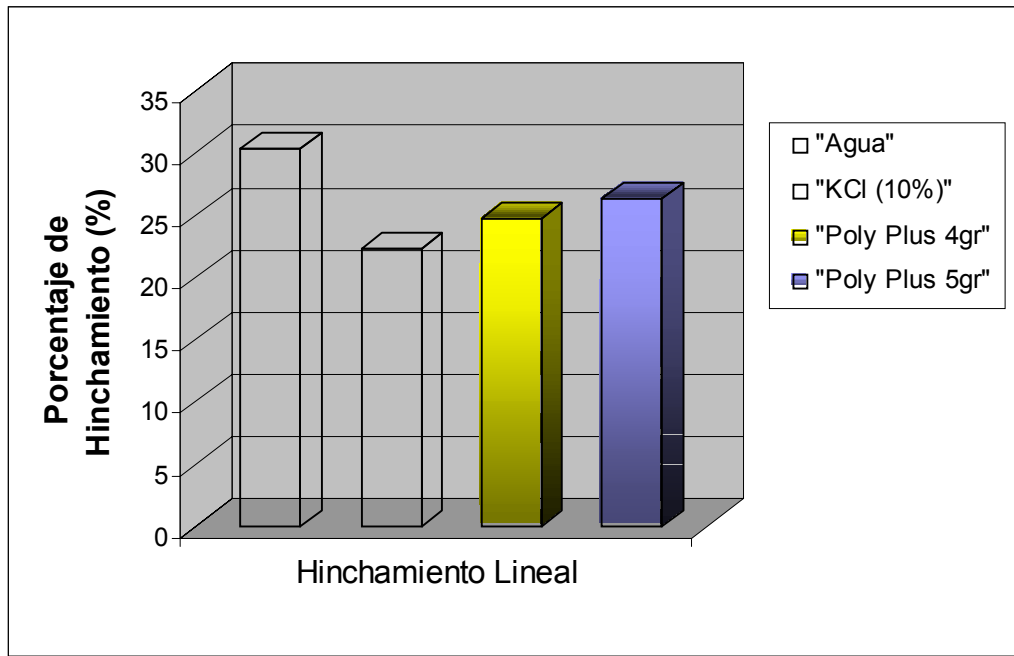


Fig. 4.10 Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Poly Plus con 3 ml. de aditivo y 4 y 5 gr. de material viscosificante

A pesar de aumentar la concentración del inhibidor, las pruebas de hinchamiento lineal indican que hubo un aumento en el porcentaje de hidratación, para la formulación con 3 ml. y 4 gr. alcanzó un valor de 25,0%, mientras para la formulación con 3 ml. y 5 gr. llegó hasta 26,5%. En este esquema de barras se observa una mayor cercanía al valor final presentado por el agua 30,8%, lo que indica que el aditivo no presenta mejoría en su capacidad inhibitoria, al disminuir la cantidad de arcillas utilizadas como material viscosificante en el lodo. Por lo tanto se debe buscar un equilibrio entre la cantidad de material viscosificante, para evitar los problemas presentados durante la preparación de la formulación original, y la cantidad de Z – Trol 100 que proporcione los resultados esperados de

inhibición de las arcillas, lo cual generaría problemas operacionales, como ensanchamiento del hoyo, derrumbes, entre otros.

Por esto se decide trabajar con 4 gr. de viscosificante y aumentar la concentración de Z – Trol 100 a 4, 6 y 8 ml. Los resultados de las pruebas de hinchamiento lineal en función del tiempo para dichas formulaciones, se presentan a continuación en la Fig. 4.11:

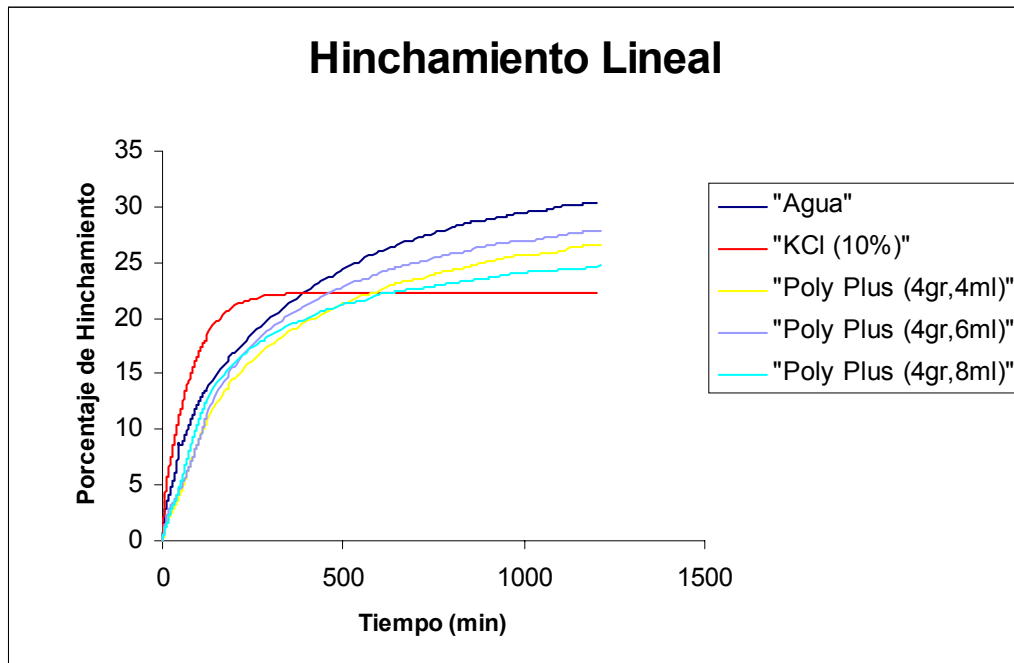


Fig. 4.11 Hinchamiento lineal vs. Tiempo para sistemas Poly Plus con 4 gr. de viscosificante y 4, 6 y 8 ml. de aditivo

En la gráfica se observa como las tres formulaciones presentan un comportamiento similar respecto al hinchamiento lineal con el tiempo. Para la formulación con 4 gr. de viscosificante y 8 ml. de aditivo se observa una tendencia a la estabilización al final de la prueba, es decir, a partir de los 980 minutos (16,3 horas) y hasta los 1230 minutos (20,5 horas), el valor de hinchamiento se mantiene entre 24 y 24,7 %. Sin embargo esta formulación presentó una disminución considerable en las propiedades reológicas, respecto a las demás, mostrando bajos valores tanto de viscosidad plástica como de punto cedente,

como se puede apreciar en la Fig. 4.1 y 4.2. Para las otras dos formulaciones se aprecia una leve tendencia al crecimiento al final de a prueba.

- Cabe destacar que en el Boletín Técnico de los Productos, correspondientes al Z – Trol 100, se indica en el tratamiento para este producto, que el mismo puede ser añadido directamente al sistema de lodo, en concentraciones de 3 a 4 libras por barril.

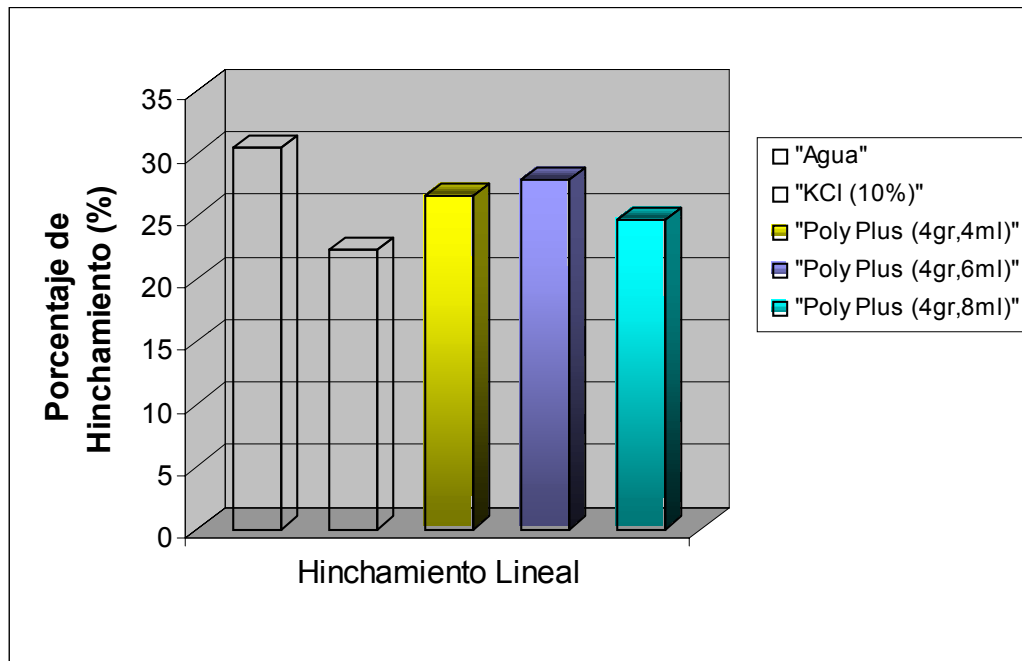


Fig. 4.12 Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Poly Plus con 4 gr. de viscosificante y concentraciones de 4, 6 y 8 ml. de aditivo

Como se aprecia en la Fig. 4.12, el sistema Poly Plus con 4 gr. de viscosificante y 8 ml. de aditivo presenta el menor valor de hinchamiento (24,8%), pero ya se mencionó anteriormente los bajos valores obtenidos en sus propiedades reológicas. La formulación con 4 gr., 6ml presentó el nivel más alto de hinchamiento lineal (28,0%), este valor resulta el menos aceptable debido a su similitud con el porcentaje de hinchamiento presentado por la pastilla en agua (30,8%). El sistema polimérico con 4 gr. de viscosificante y 4 ml. de inhibidor, presentó el valor intermedio de hinchamiento (26,4%) para las tres formulaciones,

además de presentar propiedades reológicas aceptables. Sin embargo, una reducción del porcentaje de hinchamiento de 4% respecto al del agua, no indica un valor favorable de inhibición de arcillas y de igual forma estos valores, por encima del 20% de hidratación, corresponden a formaciones con un alto grado de inestabilidad, donde el principal problema operacional viene dado por los derrumbes del hoyo.

Por otra parte, los porcentajes de hinchamiento para las tres pastillas en contacto con las formulaciones poliméricas se encuentran por encima de los valores correspondientes al KCl (22,0%). Es decir, la capacidad inhibitoria del Z – Trol100 se encuentra por debajo de dicha solución.

- Resultados de las pruebas de hinchamiento lineal con la muestra CR – 5 para sistemas Flo - Pro:

Considerando que el sistema Flo – Pro, contiene en su formulación base un inhibidor de arcillas (KCl), se realizó una prueba inicial de hinchamiento lineal con dicha formulación y otra sustituyendo ese inhibidor por 3ml de Z – Trol 100, cantidad aproximada de KCl en la formulación original.

La formulación base del sistema Flo – Pro, presenta un comportamiento creciente de hinchamiento a los 1200 minutos (20 h) y con valores que se ubican entre los del agua y la solución de KCl, por lo tanto no ofrecen ninguna mejoría relevante en cuanto al proceso de inhibición.

El fluido en el cual se sustituyó el inhibidor de la formulación original por el Z – Trol 100, muestra un crecimiento menos abrupto respecto a los demás, mientras este alcanza el 15% de hinchamiento a los 300 minutos (5 horas), la formulación base sobrepasa este valor una hora antes, a los 240 minutos (4 horas), el agua en 150 minutos (2,5 horas) y la solución de KCl, la cual, como se observa en la gráfica, tiene el mayor crecimiento en menor tiempo, a los 110 minutos (1,8 h) ya se

encuentra sobre el 15% de hinchamiento. Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la Fig. 4.13.

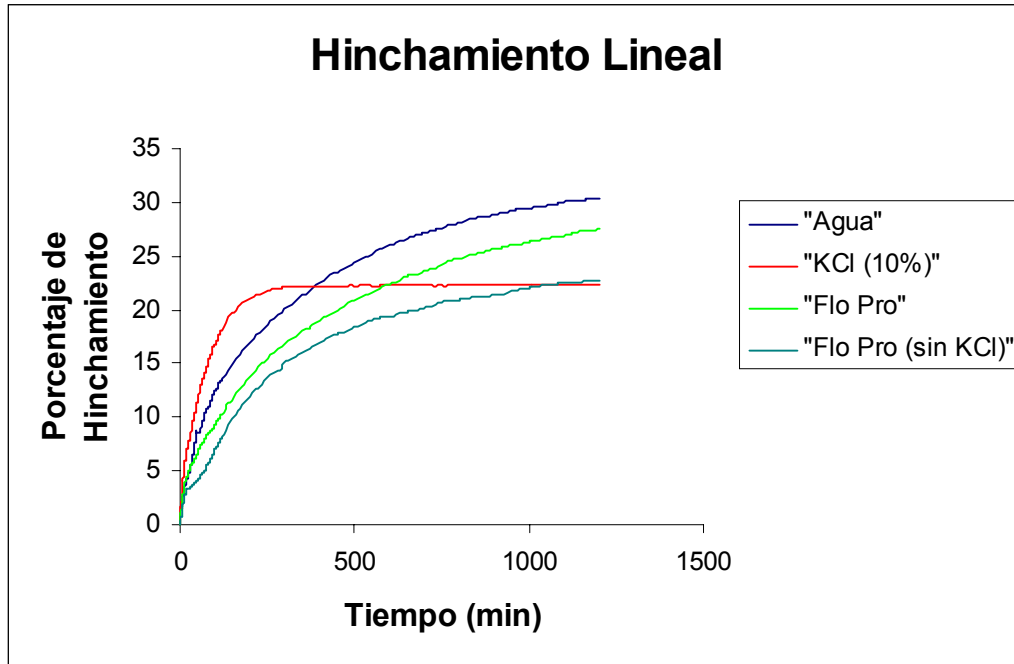


Fig. 4.13 Hinchamiento Lineal vs. Tiempo para sistemas Flo – Pro

Así mismo, esta formulación, presenta una tendencia hacia la estabilización al final de la prueba, lo que indica que se encuentra cercana al equilibrio químico y la expansión de la muestra de lutita alcanzará su valor máximo.

Se observa en la Fig. 4.14, como la formulación base alcanza un elevado valor (27,6%), respecto al hinchamiento de la muestra de lutita inmersa en ésta, lo que representa un valor poco favorable. El sistema polimérico con el Z – Trol 100 en lugar del inhibidor original, presenta un valor relativamente más bajo que el anterior (22,8%), sin embargo todavía se encuentra por encima del 20% y de la solución de KCl (22,0%), además tomando en cuenta que tarda en estabilizarse aproximadamente 20 horas, tampoco representa las condiciones más favorables en cuanto a la expansión de las arcillas hidratables y su posible control.

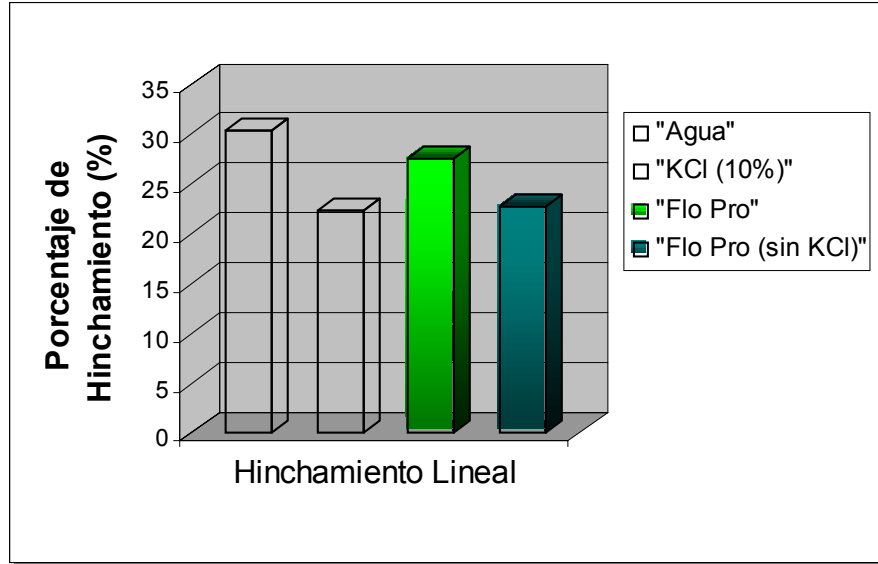


Fig. 4.14 Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Flo – Pro (base y sustituyendo el inhibidor original por Z – Trol 100)

A continuación se decidió utilizar la formulación base del Flo – Pro, pero sin sustituir el inhibidor original y además agregando el Z – Trol 100 en concentraciones de 4 y 6ml (Formulaciones en los anexos), los resultados se muestran a continuación:

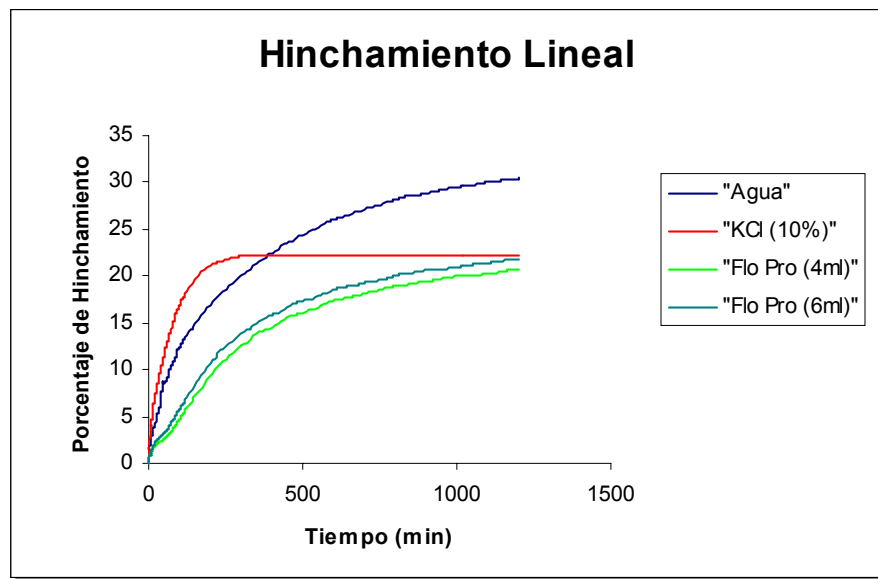


Fig. 4.15 Hinchamiento lineal vs. Tiempo para sistemas Flo – Pro con 4 y 6ml de Z – Trol 100

Como se observa en la Fig. 4.15 las dos formulaciones presentan un comportamiento similar, y favorable para las primeras dos horas, es decir, los valores de hinchamiento lineal, reflejan una pendiente menos pronunciada que las formulaciones analizadas anteriormente. Para las dos formulaciones se sobrepasa el 10% de hinchamiento de las muestras de lutita a los 220 minutos (3,6 h) y el 15% se alcanza a los 420 minutos (7h), lo que podría resultar en una inhibición relativamente efectiva respecto a las demás, para las dos primeras horas. Al final de la prueba las curvas de estas formulaciones indican cierta tendencia a la estabilización, es decir, el proceso de adsorción se encuentra cercano a alcanzar el equilibrio químico, lo que equivale a detener su expansión.

En la Fig. 4.16 se muestran los valores finales de hinchamiento lineal para este sistema polimérico, con 4 y 6ml de aditivo:

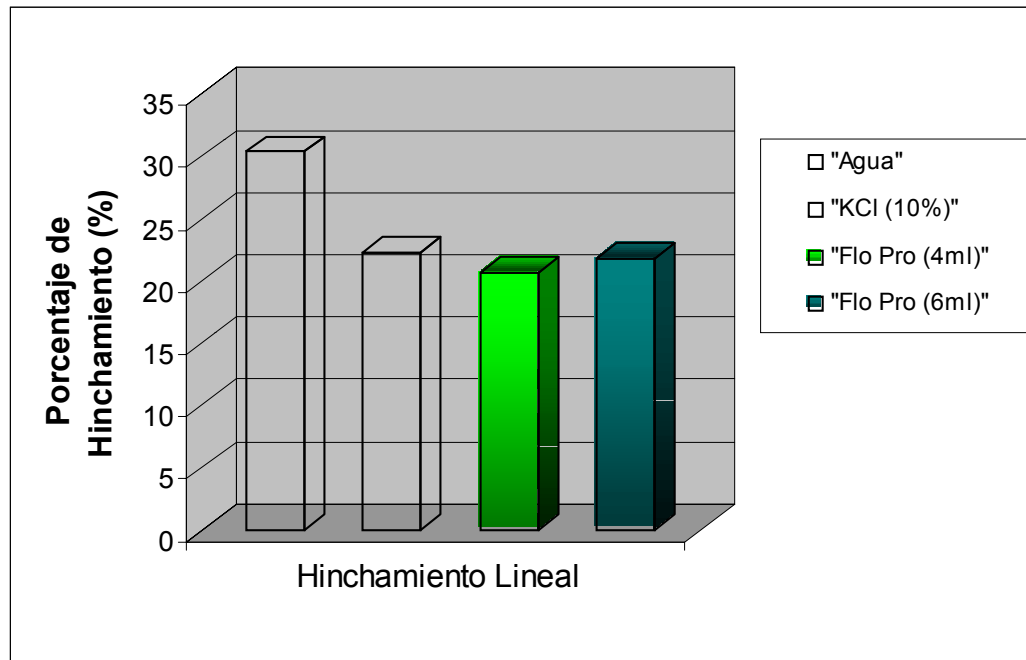


Fig. 4.16 Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Flo – Pro con 4 y 6ml de Z – Trol 100

Estos valores fueron finales, resultan cercanos para ambas formulaciones 20,8% para la que contiene 4ml de Z – Trol 100 y 21,9% para la de 6ml. Los dos valores

se encuentran a su vez por debajo del valor obtenido para el KCl (22,0%) y por ende al del agua (30,8%) para las muestras de lutita CR – 5, sin embargo, al igual que para las formulaciones anteriores, el porcentaje final de hinchamiento, se encuentra por encima del 20% lo cual no representa un valor efectivo de inhibición para la muestras de lutita, en vista de que éstas han sufrido una expansión del 20% respecto a su volumen inicial, se generaría una disminución en el diámetro del hoyo y posibles pegas de tuberías, por lo tanto no se resuelven los problemas causados por la expansión de las lutitas reactivas al agua.

- Resultados de hinchamiento lineal con la muestra CR – 5 para sistema lignosulfonato:

Para esta muestra de lutita (CR – 5), se realizó una prueba de hinchamiento lineal con un sistema lignosulfonato, al cual se le agregaron 3ml de aditivo. Este sistema, aunque presentó comportamiento similar a los anteriores observado en la Fig. 4.17 fue descartado, por los altos valores en las propiedades reológicas, específicamente en el punto cedente (ver apéndices).

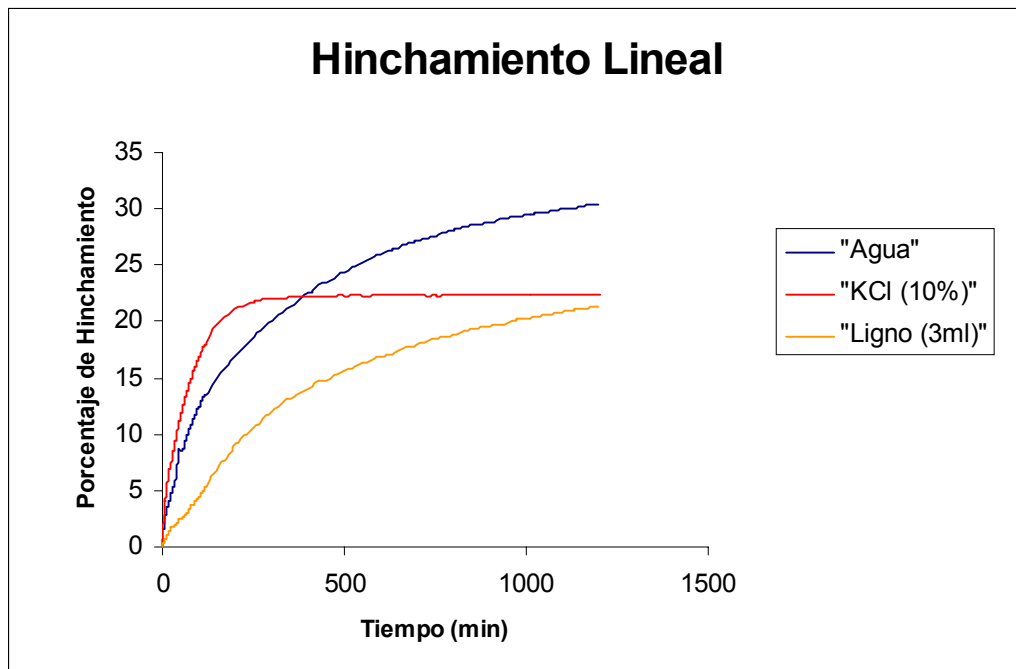


Fig. 4.17 Porcentaje de hinchamiento lineal vs. Tiempo para sistema lignosulfonato

El valor final de hinchamiento lineal, tampoco tuvo mayor diferencia respecto a los sistemas probados anteriormente, para esta misma muestra de lutita, como se observa en la Fig. 4.18:

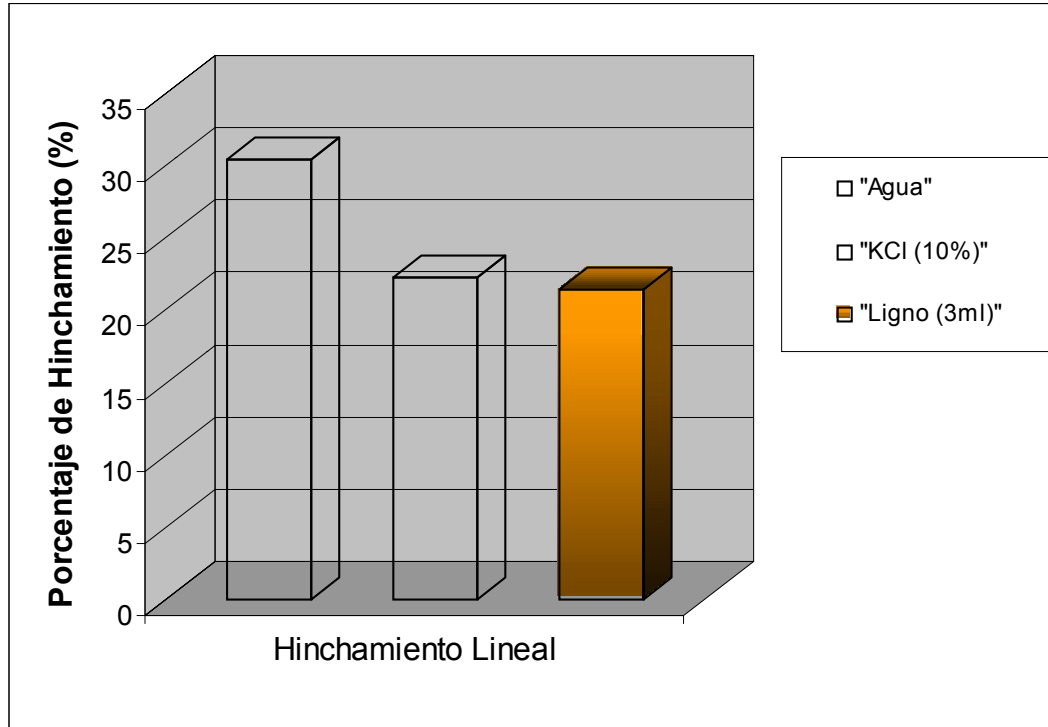


Fig. 4.18 Porcentaje de hinchamiento lineal para sistema lignosulfonato

Ya que uno de los objetivos de este trabajo, consiste en adaptar el aditivo Z – Trol 100, a formulaciones de fluidos de perforación que cumplan con las exigencias de las operaciones de campo, en cuanto a las principales propiedades de los mismos como adecuado pH, densidad, reología y pérdida de filtrado, se decide no continuar las pruebas con este sistema, por no cumplir con dichos objetivos.

Este sistema al agregársele el Z – Trol 100, mostró un efecto contrario a la dispersión que por lo general causa el lignosulfonato en los fluidos de perforación.

Tabla 4.5 Propiedades Reológicas para sistema lignosulfonato

Propiedades a determinar	Valores
Viscosidad Plástica (cp)	35
Punto Cedente (lb/100pie ²)	150
Viscosidad Aparente (lb/100pie ²)	110
Gel 10'' (lb/100pie ²)	28
Gel 10' (lb/100pie ²)	30

Los valores que se muestran en la tabla 4.5, no obedecen a los requerimientos de campo, en especial el punto cedente el cual está relacionado con la capacidad de limpieza del hoyo en condiciones dinámicas.

- Resultados de las pruebas de hinchamiento lineal con la muestra CR - 5 para la formulación utilizada en campo:

Para la formulación utilizada en campo, el Z – Trol 100 se utilizó a concentraciones de 6, 8 y 10ml, por recomendación de la compañía que la suministró, esta formulación tampoco presentó valores relevantes que indicaran un proceso de inhibición efectiva, los resultados de las pruebas de hinchamiento lineal arrojaron altos porcentajes de expansión, reportados en la Fig. 4.20, de las muestras de lutita (CR – 5) y comportamiento similar en las curvas de las tendencias anteriores.

Como se muestra a continuación en la Fig.4.19:

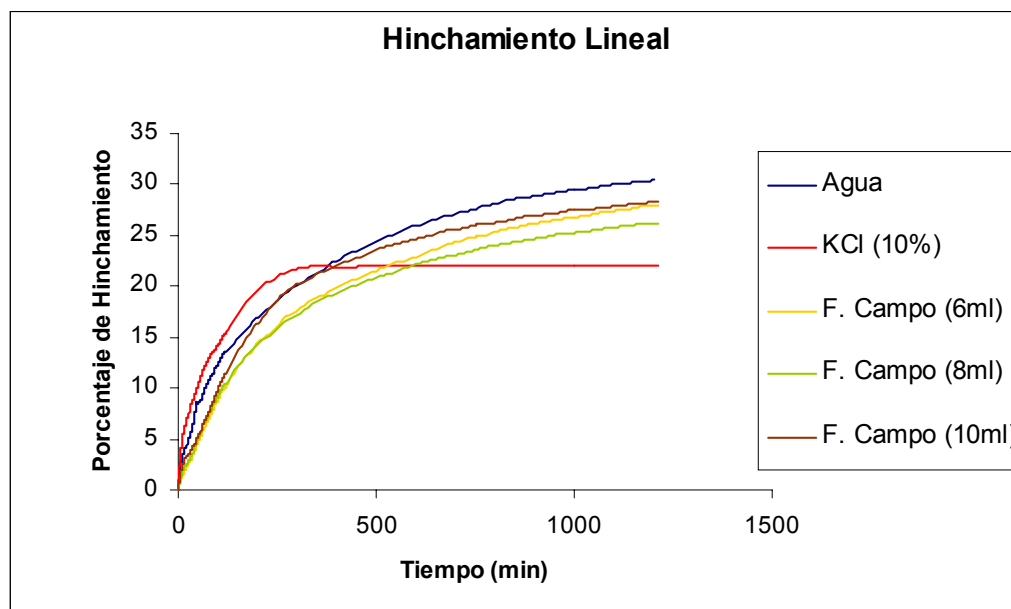


Fig. 4.19 Porcentaje de hinchamiento lineal vs. Tiempo para Formulación de campo con 6, 8 y 10ml de Z – Trol 100

Las curvas para estas formulaciones tienen un comportamiento similar, excepto para la de 10ml, la cual durante los primeros 500 minutos (8,3 h) de la prueba, presenta una tendencia más parecida a la del agua. La prueba para la formulación con 6ml de aditivo llega al 10% de hinchamiento a los 117 minutos (1,95 h) y excede el 15% a los 220 minutos (3,6 h), lo cual no representa un comportamiento favorable para cortos periodos de tiempo. Mientras tanto, la muestra de lutita en contacto con el fluido que contiene 8ml de Z – Trol 100, sufre una expansión de 10% en 110 minutos (1,8 h) y al transcurrir 220 minutos (3,6 h) llega al 15%. Al final de la prueba las tres curvas presentan una tendencia creciente, lo que quiere decir, que el proceso de adsorción no ha culminado y por lo tanto la prueba a las 20 horas no se ha estabilizado.

Por otra parte los valores de hinchamiento finales, se encuentran por encima del 25% para las tres formulaciones, como se puede apreciar en la Fig. 4.20, lo que indica un proceso de inhibición deficiente para este sistema, además tomando en cuenta que el valor máximo referencial de hinchamiento, para la muestra de lutita CR – 5 es el del agua, el cual alcanza el 30,8% a las 20 horas, se puede decir

que el proceso de inhibición resulta menor a 5% respecto al agua, con este sistema polimérico. Lo cual no ofrece un proceso de inhibición efectiva y no evitaría el hinchamiento de las lutitas, en las operaciones de perforación.

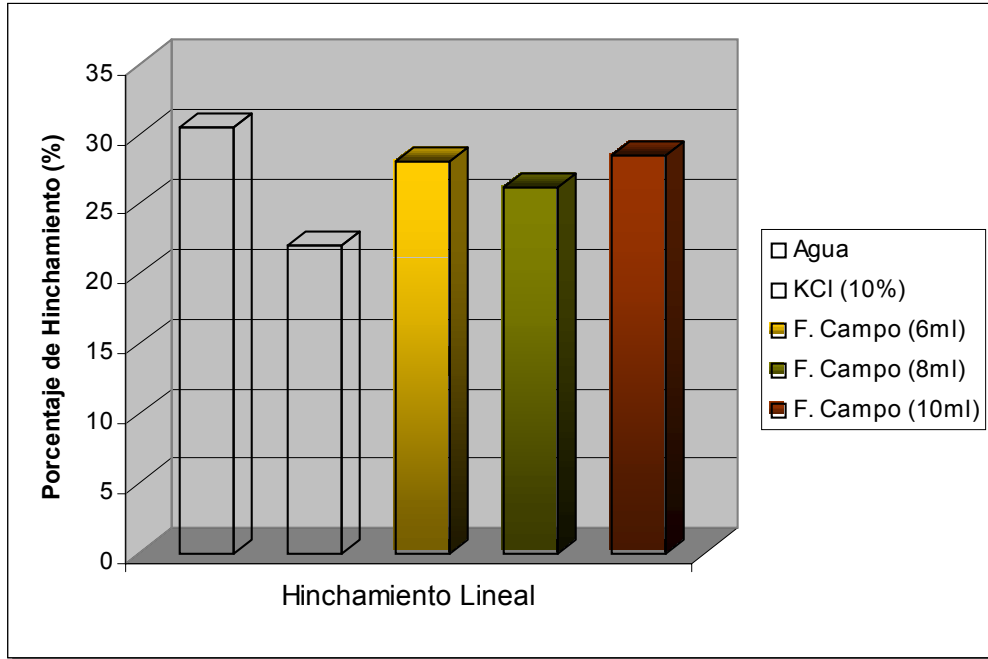


Fig. 4.20 Porcentaje de hinchamiento lineal para formulación de campo con 6, 8 y 10ml de aditivo

Los valores finales de hinchamiento para las formulaciones de campo con 6, 8 y 10ml de Z – Trol 100 son de 28,0%; 26,2% y 28,6% respectivamente, valores cercanos entre sí y que no representan una solución al problema de hidratación de las arcillas reactivas. Es decir, se presentarían los problemas operacionales antes mencionados, pega de tuberías, disminución del diámetro del hoyo, desviación del hoyo.

- Resultados de las pruebas de hinchamiento lineal con la muestra CR – 5 para formulación 100% aceite:

Al finalizar las pruebas de hinchamiento lineal para la muestra de lutita CR – 5, con los fluidos base agua propuestos para este trabajo, se decidió realizar una

prueba a manera de comprobación del equipo de hinchamiento lineal y su correcto funcionamiento. Se utilizó una formulación de un fluido 100% aceite, la cual no debería reportar valores de hidratación de la muestra de lutita. Los resultados se muestran en la Fig. 4.21:

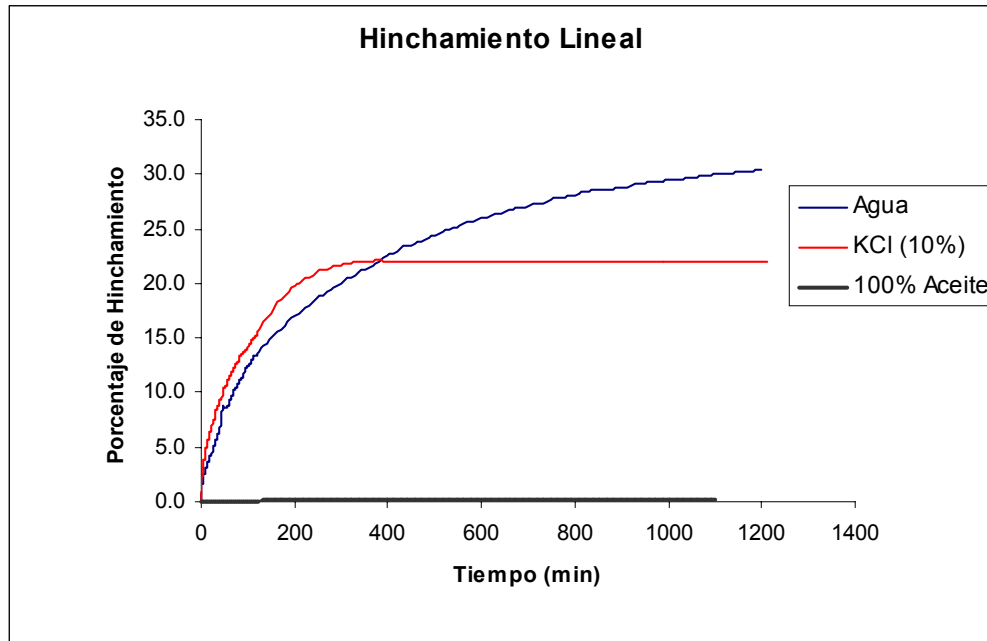


Fig. 4.21 Porcentaje de hinchamiento lineal vs. Tiempo fluido 100% aceite

Como se aprecia en la gráfica la curva perteneciente a la formulación 100% aceite, se encuentra prácticamente solapada con el eje de las abscisas, lo que comprueba el buen funcionamiento del equipo de hinchamiento lineal. Este fluido no contiene agua en su formulación, por lo que no debería presentar un valor alejado de cero por ciento en la prueba de hinchamiento lineal.

- Resultados de las pruebas de hinchamiento lineal con la muestra CR - 3 para sistemas Flo – Pro y formulación de campo:

Para variar el comportamiento de hidratación en función de un cambio en la mineralogía, se decidió realizar una prueba con la muestra de lutita CR-3, teniendo en cuenta que su contenido de arcillas reactivas es menor que la CR-5.

Se utilizaron las formulaciones que mejor se adaptaron a la adición del producto evaluado, en cuanto a sus propiedades reológicas, como lo fueron el Flo – Pro con 6ml de aditivo y la formulación de campo con 8ml de Z – Trol 100, y que además presentaron mejores valores de hinchamiento lineal con respecto a las otras formulaciones de ese mismo sistema para la muestra de lutita CR – 5.

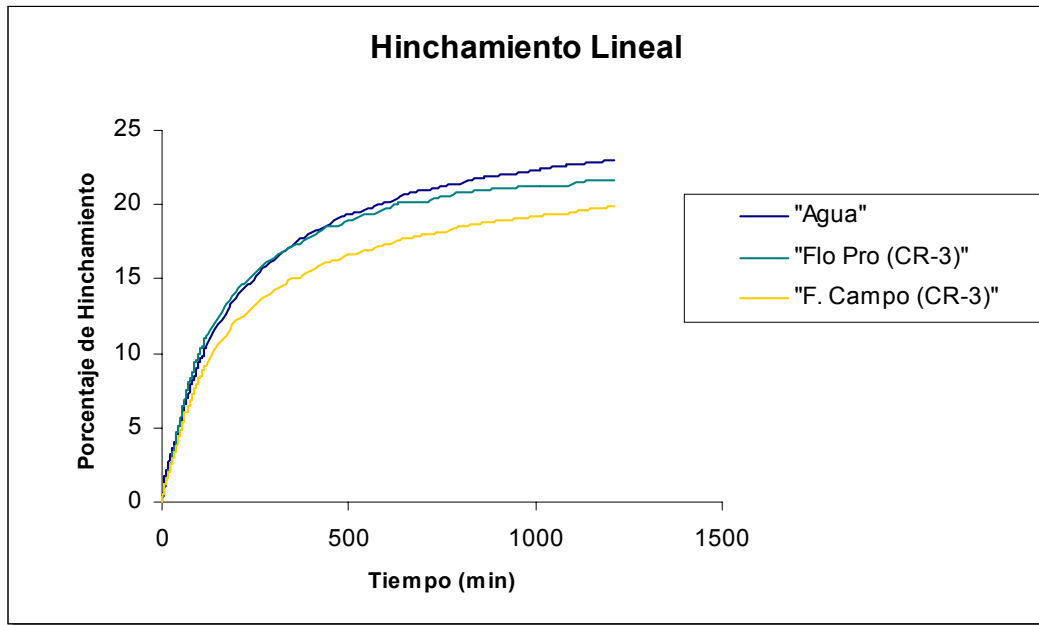


Fig. 4.22 Porcentaje de hinchamiento lineal vs. Tiempo para sistema Flo – Pro y formulación utilizada en campo

Como se observa en la Fig. 4.22, las tendencias para los dos sistemas se aproximan a la del agua, especialmente la del Flo – Pro, que para los primeros intervalos de tiempo arroja los mismos valores que la muestra sumergida en agua. Esto indica que la actuación del inhibidor Z – Trol 100 no resulta efectiva en esta muestra.

Para los dos sistemas no se logra alcanzar la estabilización al final de la prueba, es decir, su tendencia a los 1200 minutos (20 h) muestra un comportamiento creciente. Los dos sistemas superan el 10% de hinchamiento a corto plazo, es decir, a los 140 minutos (2,3 h) ya se encontraban ambos sobre ese valor de hinchamiento.

En la Fig. 4.23 se presentan los valores finales hinchamiento lineal para la muestra CR – 3 en contacto con ambas formulaciones:

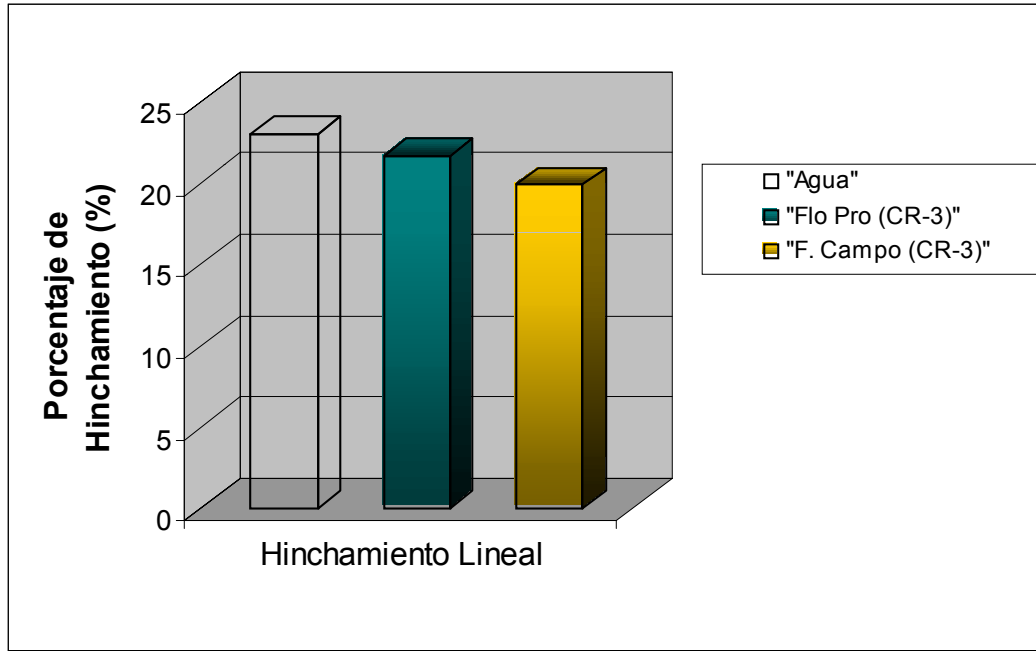


Fig. 4.23 Porcentaje de hinchamiento lineal para sistemas Flo - Pro y formulación de campo

El valor máximo de referencia, perteneciente a la muestra de lutita en contacto con el agua es de 23,1% al final de la prueba, mientras para el sistema Flo- Pro llega a 21,8% y la formulación de campo alcanza el 19,9% a los 1200 minutos (20 h). De igual forma estos valores continúan siendo elevados, están por encima o iguales al 20%. De esta manera se decidió no realizar otras pruebas con esta muestra de lutita (CR – 3), debido a que su comportamiento a lo largo de la prueba y su valor no indican un control efectivo de proceso de adsorción de agua por parte de la lutita.

- Valores comparativos de las pruebas de hinchamiento lineal con los tres sistemas utilizados:

En la figura 4.26, se muestra un esquema comparativo entre los valores máximos y mínimos obtenidos de las pruebas de hinchamiento lineal, para las muestras de lutita CR – 5 y para cada uno de los sistemas con los cuales se trabajaron.

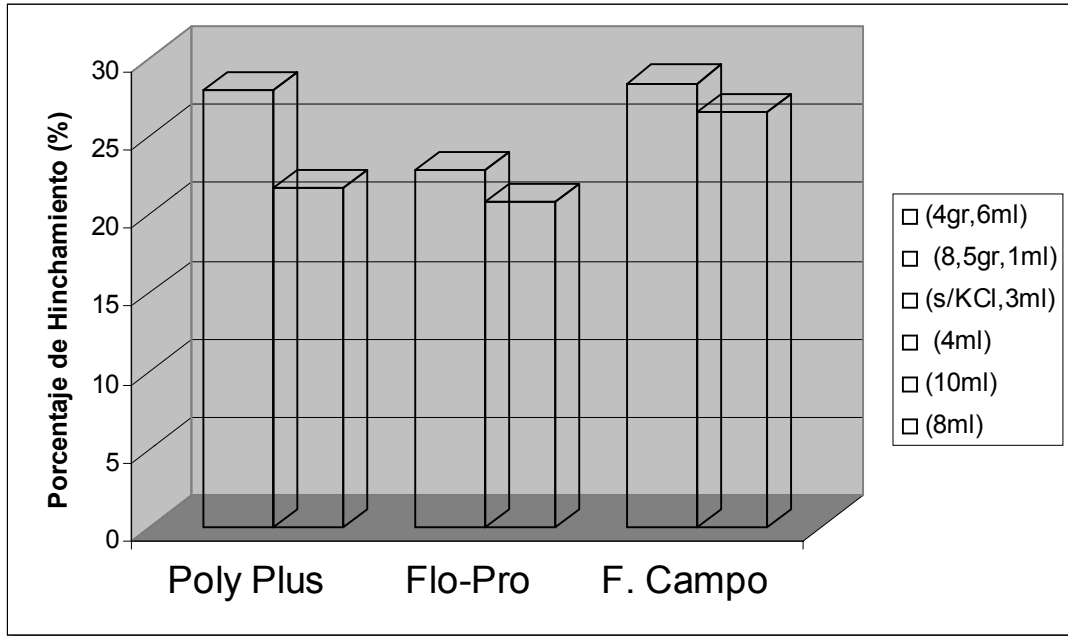


Fig. 4.26 Esquema comparativo entre los valores máximos y mínimos de hinchamiento lineal para cada sistema con la muestra de lutita CR – 5

Los sistemas que en general mejor se ajustaron a la adición del Z – Trol 100, fueron el Flo – Pro y la formulación polimérica de campo, dado que el sistema Poly Plus presentó problemas de floculación durante el proceso de agitación del lodo. Como se observa en la figura 4.26 el sistema que presentó mejor capacidad de inhibición relativamente, con la adición del aditivo, fue el Flo – Pro, el cual presenta valores máximos y mínimos de hinchamiento de 22,8% y 20,8% respectivamente. Estos porcentajes de hinchamiento, representan valores favorables de inhibición solamente con respecto a los demás sistemas, pero de igual forma ambas muestras en contacto con estos se encuentran por encima del 20% de expansión. A nivel de formación, esto representaría una disminución considerable del diámetro del hoyo.

De igual forma se debe tomar en cuenta, que el sistema polimérico Flo – Pro contiene otro agente inhibidor en su formulación básica, como lo es el KCl, es decir, el proceso de adsorción de agua por parte de la muestra de lutita, está controlado por dos agentes inhibitorios el Z- Trol 100 y el KCl, lo que indica que aún así el Z – Trol 100 no está solucionando los problemas de expansión de las arcillas reactivas.

La formulación de campo, aunque mostró una buena adaptación a la inclusión del Z – Trol 100 en su fórmula, como también excelentes propiedades reológicas, las muestras de lutita en contacto con este sistema, arrojaron los resultados más altos de porcentaje de hinchamiento lineal, 28,5% el valor máximo y 26,5% el mínimo.

Por otra parte, el sistema Poly Plus, mostró un rango de valores intermedios, en relación a las otras formulaciones, siendo sus valores 28,0% el máximo valor alcanzado para las muestras de lutita expuestas a éste y 21,7% el valor mínimo correspondiente a la formulación con alto contenido de arcilla como material viscosificante, la cual presentó problemas de floculación durante el proceso de agitación del fluido.

5 CONCLUSIONES

- De acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas de hinchamiento lineal, se puede concluir que la utilización del aditivo Z – Trol 100, para las formulaciones evaluadas y en las muestras de lutita seleccionadas, no ofrece una inhibición efectiva de arcillas reactivas.
- De acuerdo con los resultados que se obtienen del análisis de las pruebas de hinchamiento lineal, el sistema que muestra el mejor comportamiento respecto a los otros sistemas, en cuanto a la inhibición de las arcillas es el Flo – Pro.
- Las propiedades reológicas de los sistemas poliméricos que no contienen arcillas como material viscosificante, se mantienen estables con la adición de Z – Trol 100 a su formulación. Además sus propiedades resultan acordes con los requisitos de campo.
- Los sistemas que contienen arcillas reactivas como material viscosificante, presentaron problemas de floculación al agregar el aditivo durante el proceso de agitación. Esto se debe a que las arcillas se deshidratan al agregar el inhibidor.
- En todos los casos, para las muestras de lutita CR – 5, el porcentaje final de hinchamiento, estuvo por encima del valor presentado por las mismas muestras en contacto con la solución de KCl al 10%^(V/V), es decir el KCl se comporta mejor como inhibidor que el Z – Trol 100.

6 RECOMENDACIONES

- Al fabricante, reevaluar el producto, en su composición, con el fin de mejorar su capacidad de inhibición a las arcillas reactivas, ya que esto ofrecería beneficios económicos, a las operaciones de perforación, por tratarse de un producto de fabricación nacional.

- No se recomienda la utilización del producto, en las operaciones de perforación para cualquier tipo de formación que contenga arcillas hidratables, sin un previo análisis de la zona lutítica a ser perforada y su composición mineralógica.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CEPET, “Componentes y Sistemas de un Taladro de Perforación”. (136 P)
2. “Daños a la Formación, Estimulación y Fracturamiento de Pozos”. PDVSA, CIED, 1999 (165 Págs.)
3. GRAY R. GEORGE, “Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids”. Gulf Publishing Company, 1998 Cap. 4, 6, 8.
4. GRIM E. RALPH, “Clay Mineralogy”. Editorial Mc Graw Hill, Nueva York 1953, Cap. 1, 4, 5, 7, 8. (384 Págs.)
5. HULBURT DANA, “Manual de Mineralogía”. Editorial Reverté, Barcelona, España 1960 (597 Págs.)
6. IMCO, “Tecnología Aplicada a Fluidos de Perforación”.
7. LUMMUS JAMES, “Drilling Fluids Optimization”. Editorial Penn Well, Tulsa, Oklahoma 1986 (283 Págs.)
8. LUZARDO JUAN P., “Design and Application of a Drill In Fluid System for the Production Interval in Barinas Area”. SPE # 53953, 1999.
9. MI DRILLING FLUIDS, “Drilling Fluids Engineering Manual”. Cabimas, Venezuela 1987 (452 Págs.)
10. ORIZONDO MONTORO MARÍA A., “Lodos de Perforación”. Editorial Pueblo y Educación, La Habana 1989 (Págs. 7 – 21)

11. PEREZ O. BETIZABETH, "Estudio y Adaptación de un Sistema de Fluido de Perforación con Base en Silicatos Para la Adaptación en Operaciones de Perforación en Venezuela". Trabajo Especial de Grado, U.C.V. Octubre 2001.
12. PRIETO ALÍ, "Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación". Maracaibo, Venezuela 1993.
13. SIFONTES OSCAR, "Uso de Aminas Como Fuente Primaria de Inhibición en Fluidos Base Agua". TBC Brinand Venezuela C.A, Mayo 2001.
14. SIMANCAS G. LAURA N., "Comportamiento de Minerales de Arcilla en Lutitas Cuando Entran en Contacto con Fluidos de Perforación Base Aceite (Emulsiones Inversas)". Trabajo Especial de Grado, U.C.V. Octubre 2000.
15. STARKEY HARRY C., "The Routine Mineralogical Analisis of Clay – Bearing Samples". U.S. Geological Survey Bulletin #1.563, Washington 1984 (30 Págs.)
16. WAYNE F. HOWER, "Influence of Clays on the Production of Hydrocarbons". SPE # 4785, 1974
17. <http://www.pdvsa.com/léxico>

8 NOMENCLATURA

Bbl = Barril

Lb/100pie² = Libras por cien pies cuadrados

Cp = Centipoise

h = Hora

min. = minutos

(^v/_v) = porcentaje por volumen

°C = Grados Celsius

°F = Grados Fahrenheit

VP = Viscosidad plástica

VA = Viscosidad aparente

PC = Punto cedente

L₆₀₀ = Lectura a 600 revoluciones por minuto, obtenida directamente de la lectura del dial del viscosímetro Fann.

L₃₀₀ = Lectura a 300 revoluciones por minuto, obtenida directamente de la lectura del dial del viscosímetro Fann.

rpm = revoluciones por minuto

CEC = Capacidad de intercambio catiónico

meq/100g = miliequivalentes por 100 gramos

lpc = Libras por pulgada cuadrada

ml = mililitro

gr. = gramo

lbs. = libras

Å = Ångstrom

Ec. = Ecuación

lpg = libras por galón

lpb = libras por barril

ñ = densidad

ì = micras

cc. = centímetros cúbicos

9 GLOSARIO DE TÉRMINOS

Adsorción: fenómeno de superficie exhibido por un sólido que permite mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas sobre su superficie.

Barril: unidad volumétrica de medición usada en la industria petrolera que equivale a 42 galones. Como medida de laboratorio equivale a 350cc.

Centipoise: unidad de viscosidad igual a 0,01 poise. Un poise representa 0,1 Kilogramo por (metro * segundo).

Coloide: estado de subdivisión de la materia que consiste en grandes moléculas individuales o en agregados de moléculas más pequeñas, dispersadas en tal grado que las fuerzas de superficie se convierten en un factor importante para determinar sus propiedades.

Concentración: peso por unidad de volumen en un fluido (lb/Bbl)

Daño a la formación: daño a la productividad de un pozo resultante de la invasión a la formación de partículas o filtrado de lodo.

Derrumbamiento: colapso completo o parcial de las paredes de un pozo, como resultado de las presiones internas causadas por el hinchamiento por hidratación o por presiones de gas en la formación.

Distancia basal o interbasal: en la estructura de una arcilla, la distancia entre un plano en una lámina y el plano equivalente en la siguiente lámina, corresponde al espaciamiento d(001).

Fluido: sustancia que se deforma continuamente cuando se somete a una tensión de corte.

Formación: un cuerpo de roca extracta, de rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas, que es unificado con respecto a un estrato adyacente por componerse predominantemente de un cierto tipo litológico o convención de tipos, o por posesión de otras características litológicas unidas.

Gel: estado de una suspensión coloidal, en el cual las tensiones de corte por debajo de un cierto valor finito son incapaces de producir una deformación continua.

Hidratación: acto por el cual una sustancia admite agua por medio de adsorción y/o absorción.

Inhibidor: sustancia generalmente considerada como contaminante de fluidos de perforación, como sal o sulfato de calcio, que se agregan al lodo para detener o retardar una reacción química.

Micrón: unidad de longitud igual a la millonésima parte de un metro o la milésima parte de un milímetro.

Mineral: elemento o compuesto químico inorgánico, sólido y homogéneo, de origen natural, que posee una composición química definida, algo variable pero diagnóstica y arreglo interno único y ordenado en sus componentes y estructuras cristalinas.

Plasticidad: propiedad de los materiales a ser deformados por efectos de la presión.

Polímero: sustancia formada por la unión de dos o más moléculas.

Revoque: material sólido depositado sobre la pared del pozo; es el resultado de la filtración de la parte líquida del lodo hacia la formación.

10 ANEXOS

Tabla 1 Formulación y propiedades reológicas del sistema Poly Plus con 8,5 g. de material viscosificante y 1ml de aditivo

Poly Plus® (8,5 g., 1ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	
Agua	307	L ₃₀₀	135
Viscosificante	8,5	L ₂₀₀	100
Agente encapsulante	0,8	L ₁₀₀	84
Controlador de filtrado	2	L ₆	66
Controlador de pH	1,15	L ₃	30
Densificante	101	Gel 10''/10' (lb/100pie ²)	27
Z – Trol 100	0,95	VP (cp)	20/30
		PC (lb/100pie ²)	35
			65

Tabla 2 Formulación y propiedades reológicas del sistema Poly Plus con 8,5 g. de material viscosificante y 2ml de aditivo

Poly Plus® (8,5 g., 2ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	
Agua	307	L ₃₀₀	154
Viscosificante	8,5	L ₂₀₀	125
Agente encapsulante	0,8	L ₁₀₀	114
Controlador de filtrado	2	L ₆	96
Controlador de pH	1,15	L ₃	66
Densificante	101	Gel 10''/10' (lb/100pie ²)	58
Z – Trol 100	1,9	VP (cp)	38/42
		PC (lb/100pie ²)	29
			96

Tabla 3 Formulación y propiedades reológicas del sistema Poly Plus con 4 g. de material viscosificante y 3ml de aditivo

Poly Plus® (4 g., 3ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	54
Agua	306,8	L ₃₀₀	34
Viscosificante	8,5	L ₂₀₀	27
Agente encapsulante	0,8	L ₁₀₀	19
Controlador de filtrado	2	L ₆	9
Controlador de pH	1,15	L ₃	8
Densificante	101	Gel 10"/10' (lb/100pie ²)	7/11
Z – Trol 100	2,85	VP (cp)	20
		PC (lb/100pie ²)	14

Tabla 4 Formulación y propiedades reológicas del sistema Poly Plus con 5 g. de material viscosificante y 3ml de aditivo

Poly Plus® (5 g., 3ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	52
Agua	306,4	L ₃₀₀	34
Viscosificante	8,5	L ₂₀₀	26
Agente encapsulante	0,8	L ₁₀₀	18
Controlador de filtrado	2	L ₆	9
Controlador de pH	1,15	L ₃	8
Densificante	101	Gel 10"/10' (lb/100pie ²)	7/11
Z – Trol 100	2,85	VP (cp)	18
		PC (lb/100pie ²)	16

Tabla 5 Formulación y propiedades reológicas del sistema Poly Plus con 4 g. de material viscosificante y 4ml de aditivo

Poly Plus® (4 g., 4ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	
Agua	305,8	L ₃₀₀	52
Viscosificante	8,5	L ₂₀₀	34
Agente encapsulante	0,8	L ₁₀₀	26
Controlador de filtrado	2	L ₆	18
Controlador de pH	1,15	L ₃	10
Densificante	101	Gel 10"/10' (lb/100pie ²)	8
Z – Trol 100	3,8	VP (cp)	9/12
		PC (lb/100pie ²)	18
			16

Tabla 6 Formulación y propiedades reológicas del sistema Poly Plus con 4 g. de material viscosificante y 6ml de aditivo

Poly Plus® (4 g., 6ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	
Agua	303,8	L ₃₀₀	58
Viscosificante	8,5	L ₂₀₀	40
Agente encapsulante	0,8	L ₁₀₀	32
Controlador de filtrado	2	L ₆	24
Controlador de pH	1,15	L ₃	18
Densificante	101	Gel 10"/10' (lb/100pie ²)	16
Z – Trol 100	5,7	VP (cp)	18/16
		PC (lb/100pie ²)	18
			22

Tabla 7 Formulación y propiedades reológicas del sistema Poly Plus con 4 g. de material viscosificante y 8ml de aditivo

Poly Plus® (4 g., 8ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	30
Agua	301,8	L ₃₀₀	18
Viscosificante	8,5	L ₂₀₀	13
Agente encapsulante	0,8	L ₁₀₀	9
Controlador de filtrado	2	L ₆	4
Controlador de pH	1,15	L ₃	2
Densificante	101	Gel 10''/10' (lb/100pie ²)	4/8
Z – Trol 100	7,6	VP (cp)	12
		PC (lb/100pie ²)	6

Tabla 8 Formulación y propiedades reológicas del sistema Flo - Pro sin KCl y con 3ml de aditivo

Flo – Pro (s/KCl, 3ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	50
Agua	306,5	L ₃₀₀	42
Viscosificante	1,6	L ₂₀₀	40
Controlador de filtrado	2	L ₁₀₀	36
Controlador de pH	2,3	L ₆	26
Densificante	104	L ₃	22
Z – Trol 100	2,85	Gel 10''/10' (lb/100pie ²)	20/24
		VP (cp)	8
		PC (lb/100pie ²)	34

Tabla 9 Formulación y propiedades reológicas del sistema Flo - Pro con 4ml de aditivo

Flo – Pro (4ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	54
Agua	303	L ₃₀₀	44
Viscosificante	1,6	L ₂₀₀	42
Controlador de filtrado	2	L ₁₀₀	38
Controlador de pH	2,3	L ₆	24
Densificante	104	L ₃	21
Z – Trol 100	3,8	Gel 10’’/10’ (lb/100pie ²)	19/23
		VP (cp)	10
		PC (lb/100pie ²)	34

Tabla 10 Formulación y propiedades reológicas del sistema Flo - Pro con 6ml de aditivo

Flo – Pro (6ml)			
Densidad	10 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	55
Agua	301	L ₃₀₀	45
Viscosificante	1,6	L ₂₀₀	43
Controlador de filtrado	2	L ₁₀₀	40
Controlador de pH	2,3	L ₆	25
Densificante	104	L ₃	22
Z – Trol 100	5,7	Gel 10’’/10’ (lb/100pie ²)	20/24
		VP (cp)	10
		PC (lb/100pie ²)	35

Tabla 11 Formulación y propiedades reológicas del sistema Lignosulfonato con 3ml de aditivo

Flo – Pro (6ml)			
Densidad	9,6 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	220
Agua	311	L ₃₀₀	185
Viscosificante	15	L ₂₀₀	158
Controlador de filtrado	2	L ₁₀₀	126
Adelgazante	3	L ₆	58
Adelgazante	1	L ₃	43
Controlador de pH	1,15	Gel 10''/10' (lb/100pie ²)	30/28
Densificante	70	VP (cp)	35
Z – Trol 100	2,85	PC (lb/100pie ²)	150

Tabla 12 Formulación y propiedades reológicas del sistema de campo con 6ml de aditivo

Formulación de campo (6ml)			
Densidad	8,5 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	56
Agua	314	L ₃₀₀	39
Viscosificante	1,5	L ₂₀₀	32
Controlador de filtrado	4	L ₁₀₀	26
Z – Trol 100	5,7	L ₆	13
Controlador de pH	1,15	L ₃	10
Agente de lubricidad	17,5	Gel 10''/10' (lb/100pie ²)	13/17
Densificante	30	VP (cp)	17
		PC (lb/100pie ²)	22

Tabla 13 Formulación y propiedades reológicas del sistema de campo con 8ml de aditivo

Formulación de campo (8ml)			
Densidad	8,5 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	71
Agua	311,7	L ₃₀₀	51
Viscosificante	1,5	L ₂₀₀	43
Controlador de filtrado	4	L ₁₀₀	32
Z – Trol 100	7,6	L ₆	14
Controlador de pH	1,15	L ₃	12
Agente de lubricidad	17,5	Gel 10’’/10’ (lb/100pie ²)	15/20
Densificante	30	VP (cp)	20
		PC (lb/100pie ²)	31

Tabla 14 Formulación y propiedades reológicas del sistema de campo con 8ml de aditivo

Formulación de campo (10ml)			
Densidad	8,5 lpg	Reología @ 120 °F	
Aditivos	Cantidad (lpg)	L ₆₀₀	67
Agua	309,7	L ₃₀₀	48
Viscosificante	1,5	L ₂₀₀	40
Controlador de filtrado	4	L ₁₀₀	30
Z – Trol 100	9,5	L ₆	14
Controlador de pH	1,15	L ₃	11
Agente de lubricidad	17,5	Gel 10’’/10’ (lb/100pie ²)	15/19
Densificante	30	VP (cp)	19
		PC (lb/100pie ²)	29

Cálculos Tipo

Reología:

- Viscosidad Plástica.

$$VP \text{ (cp)} = L_{600} - L_{300}$$

Ec. 2.1

Datos:

$$L_{600} = 67$$

$$L_{300} = 48$$

Utilizando la Ec. 2.1:

$$VP = 67 - 48$$

$$VP = 19 \text{ cp}$$

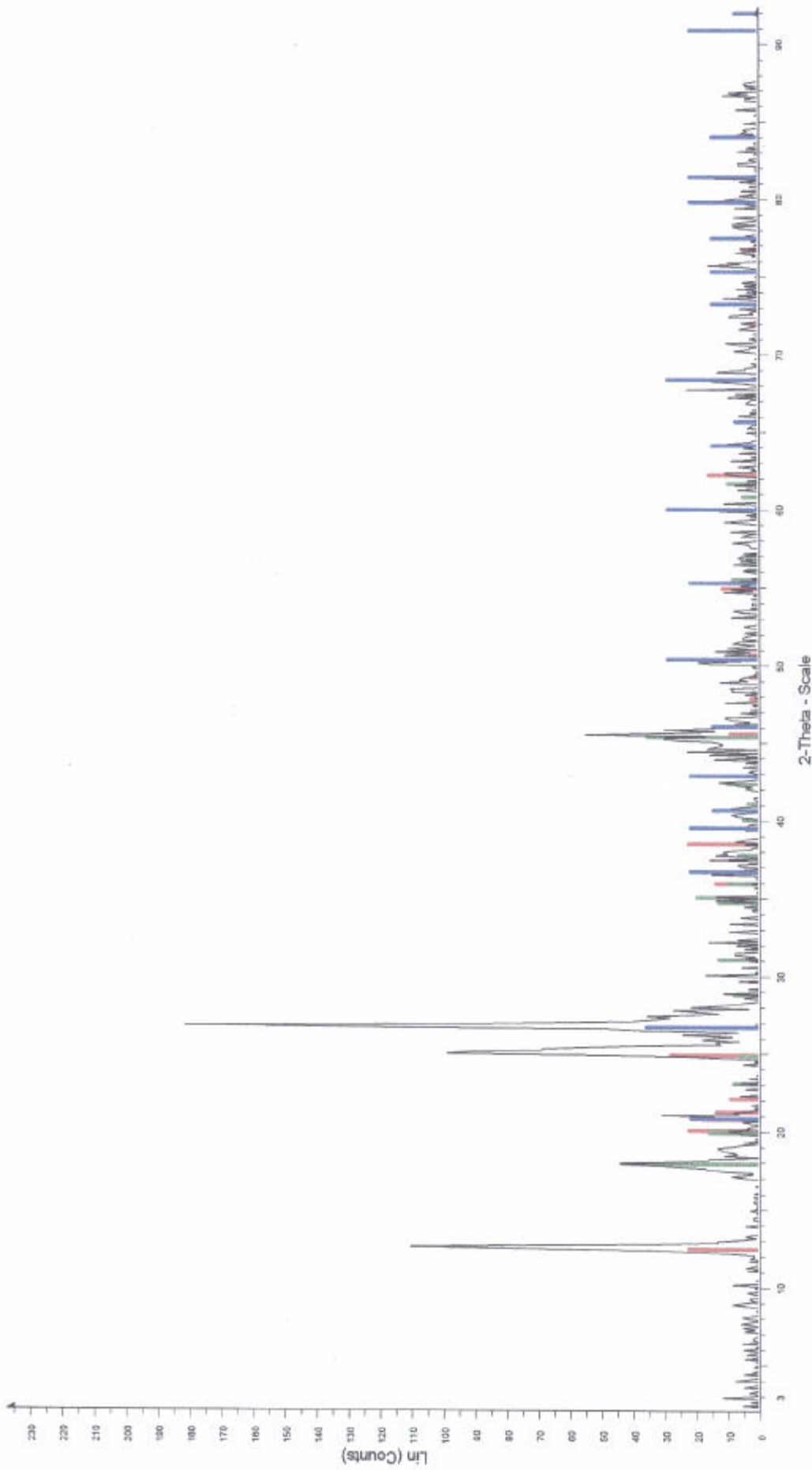
- Punto cedente

$$PC \text{ (lb/100pie}^2\text{)} = L_{300} - VP$$

Ec. 2.2

$$PC = 48 - 19$$

cruda rauseo filtrada marron



cruda rauseo filtrada marron - File: cruda rauseo filtrada marron.raw - Type: 2Th/Th locked - Start: 2.000 ° - End: 88.000 ° - Step: 0.100 ° - Step time: 1.5 s - Temp.: 25.0 °C (Room) - Time Started: 0 s - 2-Theta: 2.C

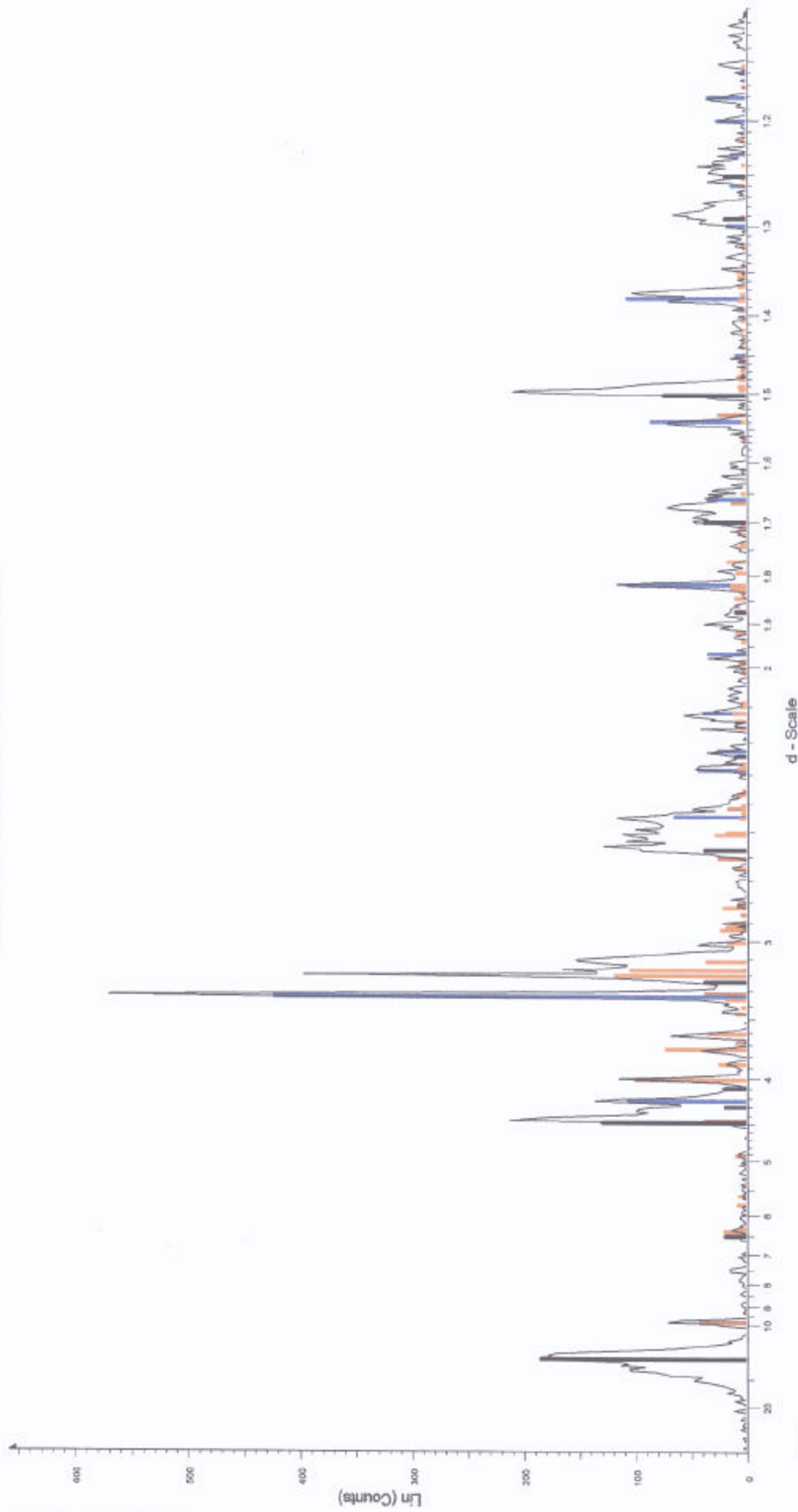
Operations: Background 0.977, 1.000 | Import

Kaelinite - Al₂Si₂O₅(OH)₄ - Y: 15.28 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 01-0527 (D)

Quartz - SiO₂ - Y: 19.64 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 02-0458 (D)

Muscovite-3T - (K,Na)(Al,Mg,Fe)₂(Si₃,Al_{0.9}O₁₀(OH)₂ - Y: 23.72 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 07-0042 (I)

MUESTRA # 2 CRUDA



muestraorig-rauseo2 - File: muestraorig-rauseo2.raw - Type: 2Th/Th locked - Start: 2.000 ° - End: 88.000 ° - Step: 0.100 ° - Stop time: 1.5 s - Temp.: 25.0 °C (Room) - Time Started: 0 s - 2-Theta: 2.000 ° - Theta: 1.

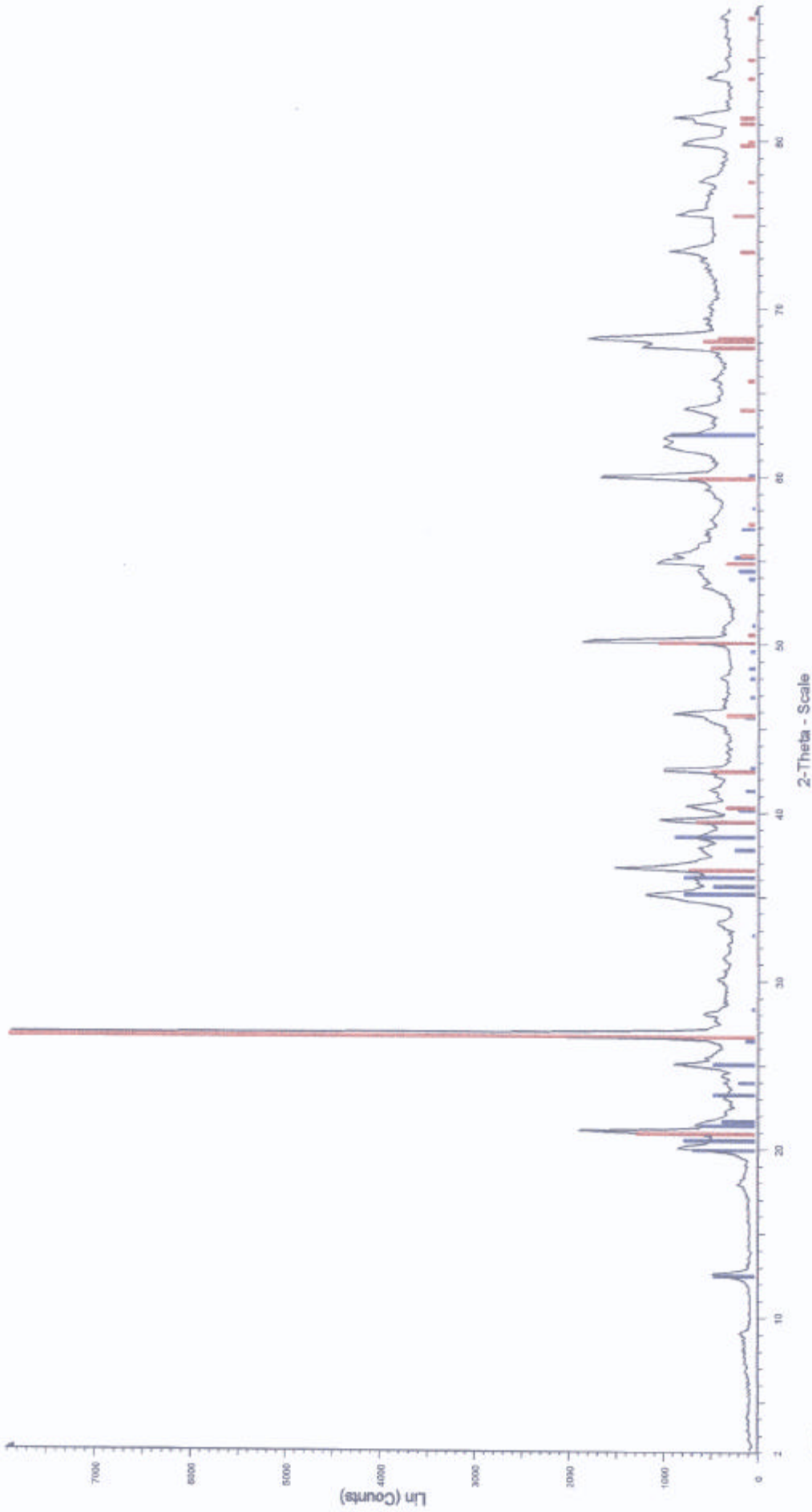
Operations: Background 0.977, 1.000 | Import

Montmorillonite - Na₂(Al,Mg)₂(Si₄O₁₀(OH)₂·2H₂O - Y: 32.29 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 12-0204 (D)

Illite, triclinic - K_{0.5}(Al,Fe,Mg)₃(Si₄O₁₀(OH)₂ - Y: 7.15 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 09-0343 (D)

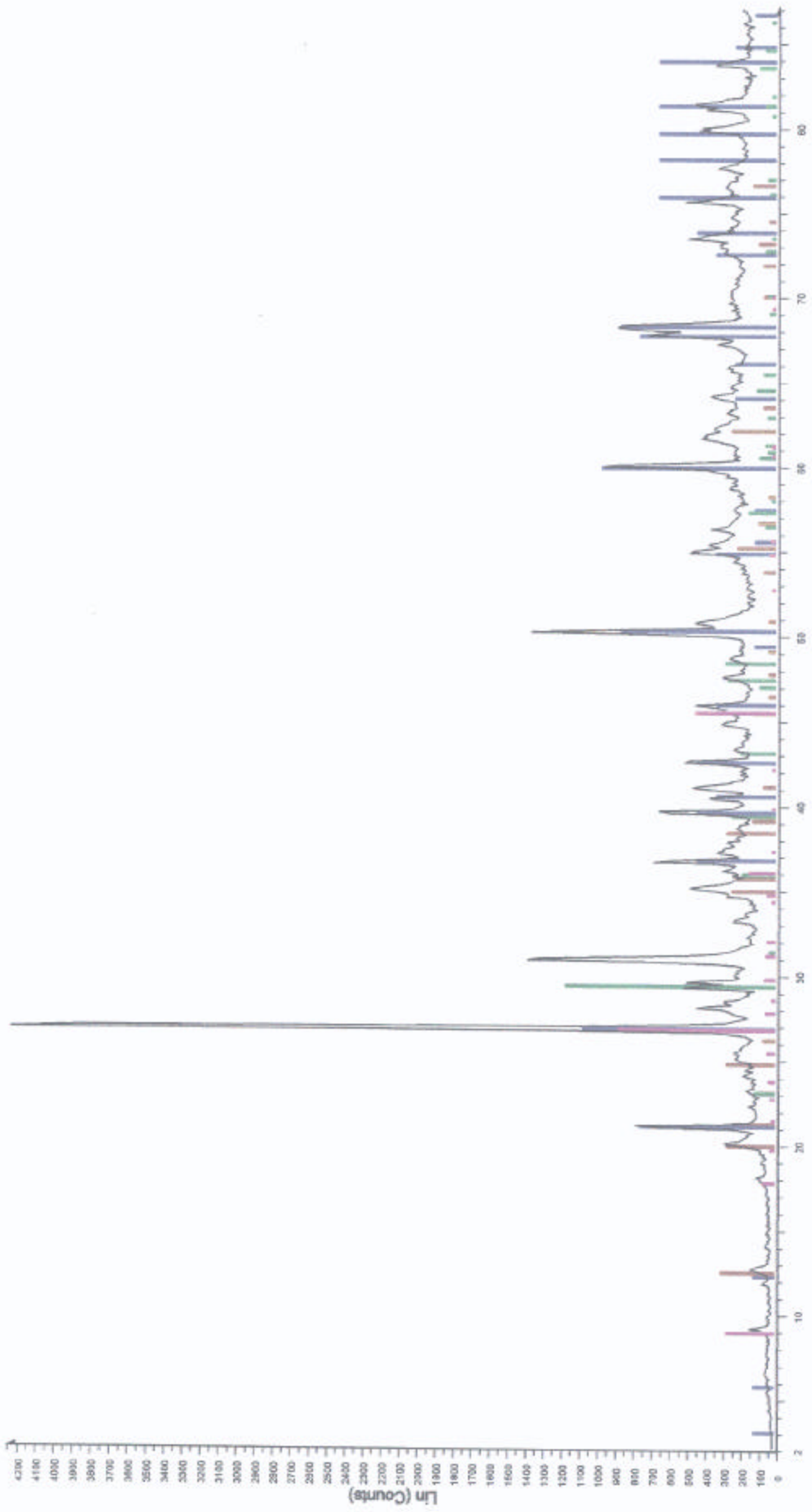
Quartz - SiO₂ - Y: 74.26 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 01-0649 (D)

Albite, disordered - NaAlSi₃O₆ - Y: 20.65 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 20-0572 (D)



M - File: CR3 raw - Type: 2Th/Th locked - Start: 2.000 ° - End: 88.000 ° - Step: 0.100 ° - Step time: 6.0 s - Temp.: 25.0 °C (Room) - Time Started: 0 s - 2-Theta: 2.000 ° - Theta: 1.000 ° - Phi: 0.000 ° - - - - Dit
 Operations: Import
 Quartz, syn - SiO2 - Y: 100.00 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 46-1045 (°)
 Kaolinite 1T - Al2Si2O5(OH)4 - Y: 11.36 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 12-0447 (D)

CR4



CR4 - File: cr4.raw - Type: 2Th/Th locked - Start: 2.000 ° - End: 87.200 ° - Step: 0.100 ° - Step time: 3.0 s - Temp.: 25.0 °C (Room) - Time Started: 0 s - 2-Theta: 2.000 ° - Theta: 1.000 ° - Phi: 0.000 ° - - - - -
Operations: Import
Kaolinite - Al2O3·2SiO2·2H2O - Y: 6.82 % - d x by: 1.000 - VL: 1.54060 - 03-0062 (D)
Quartz - SiO2 - Y: 25.00 % - d x by: 1.000 - VL: 1.54060 - 03-0444 (D)
Calcite - CaCO3 - Y: 27.27 % - d x by: 1.000 - VL: 1.54060 - 47-1743 (C)
Muscovite, vanadian barian - (K,Ba,Ns)0.75(Al,Mg,Cr,V)2(Si,Al,V)4O10(OH,O)2 - Y: 20.45 % - d x by: 1.000 - VL: 1.54060 - 46-1409 (I)

CR 5 polvo

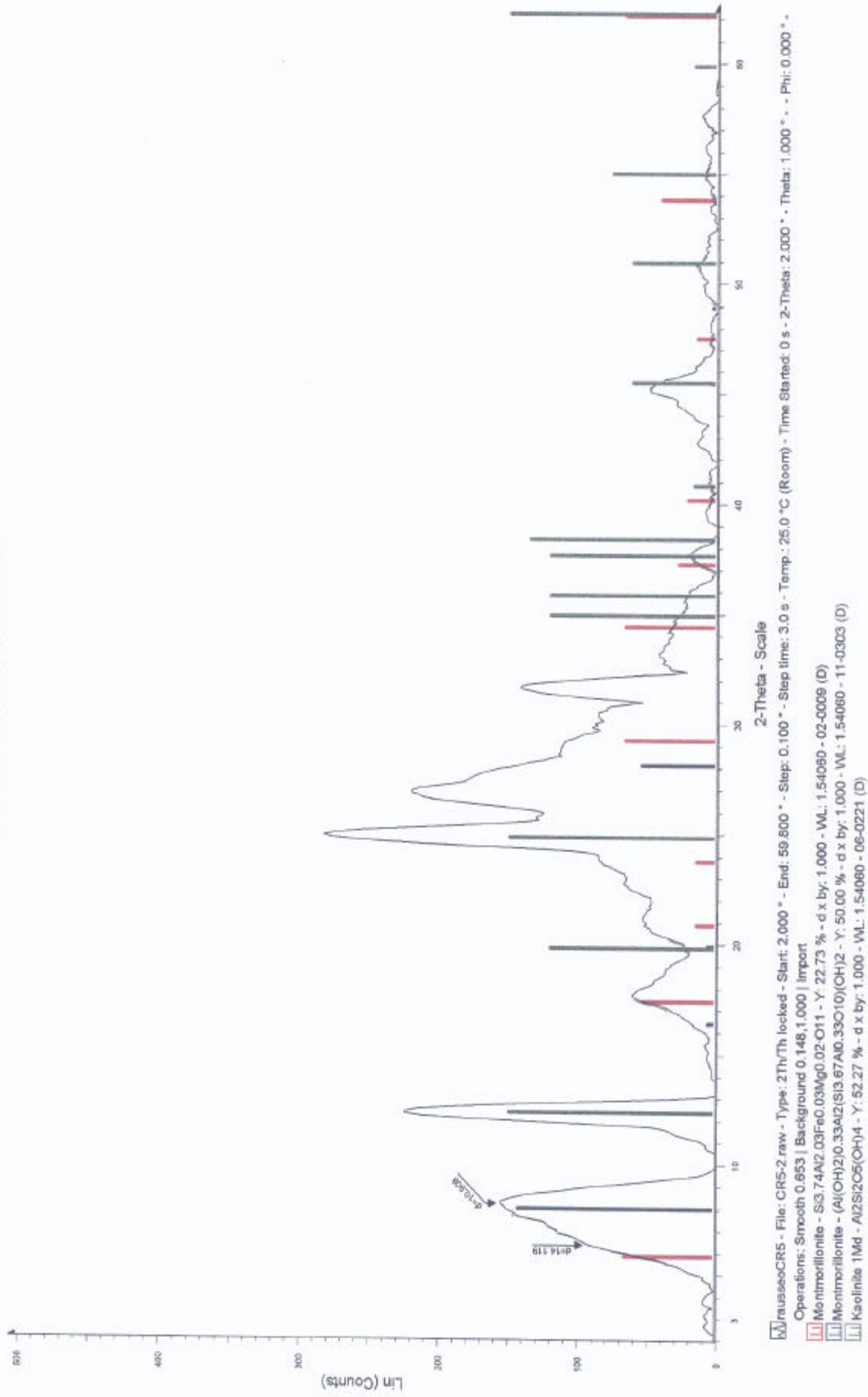


File: CR5.raw - Type: 2Th/Th locked - Start: 2.000 ° - End: 88.000 ° - Step: 0.100 ° - Stop time: 2.0 s - Temp.: 25.0 °C (Room) - Time Started: 0 s - 2-Theta: 2.000 ° - Theta: 1.000 ° - Phi: 0.000 ° - Dir

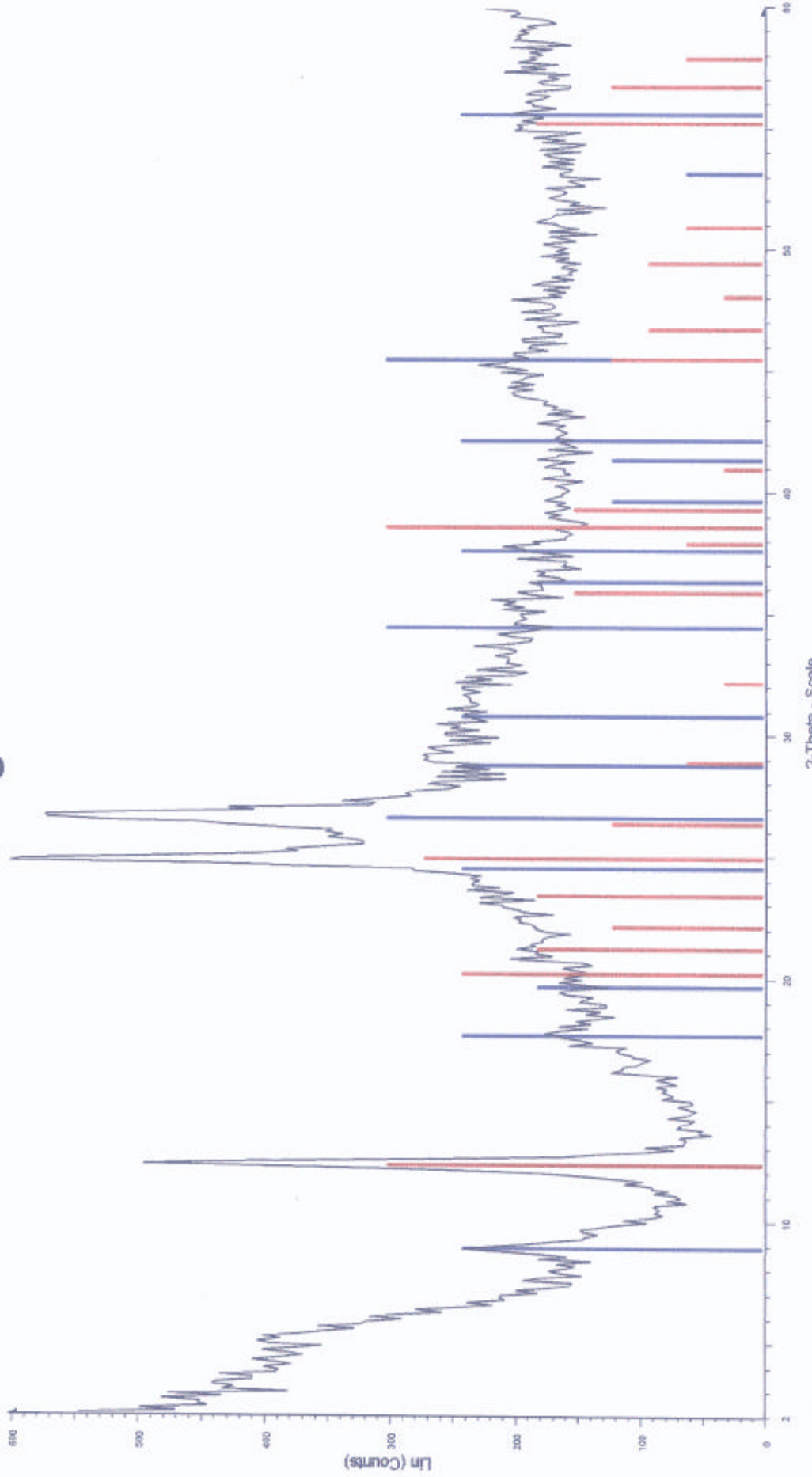
Operations: Import

- Quartz, syn - SiO₂ - Y: 75.00 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 46-1045 (*)
- Kaolinite - Al₂Si₂O₅(OH)₄ - Y: 11.36 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 01-0627 (D)
- Illite 2M1 - K-Na-Mg-Fe-Al-Si-O-H₂O - Y: 9.09 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 09-0334 (D)
- Calcite, syn - CaCO₃ - Y: 34.09 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 05-0596 (*)

CR5 orientada

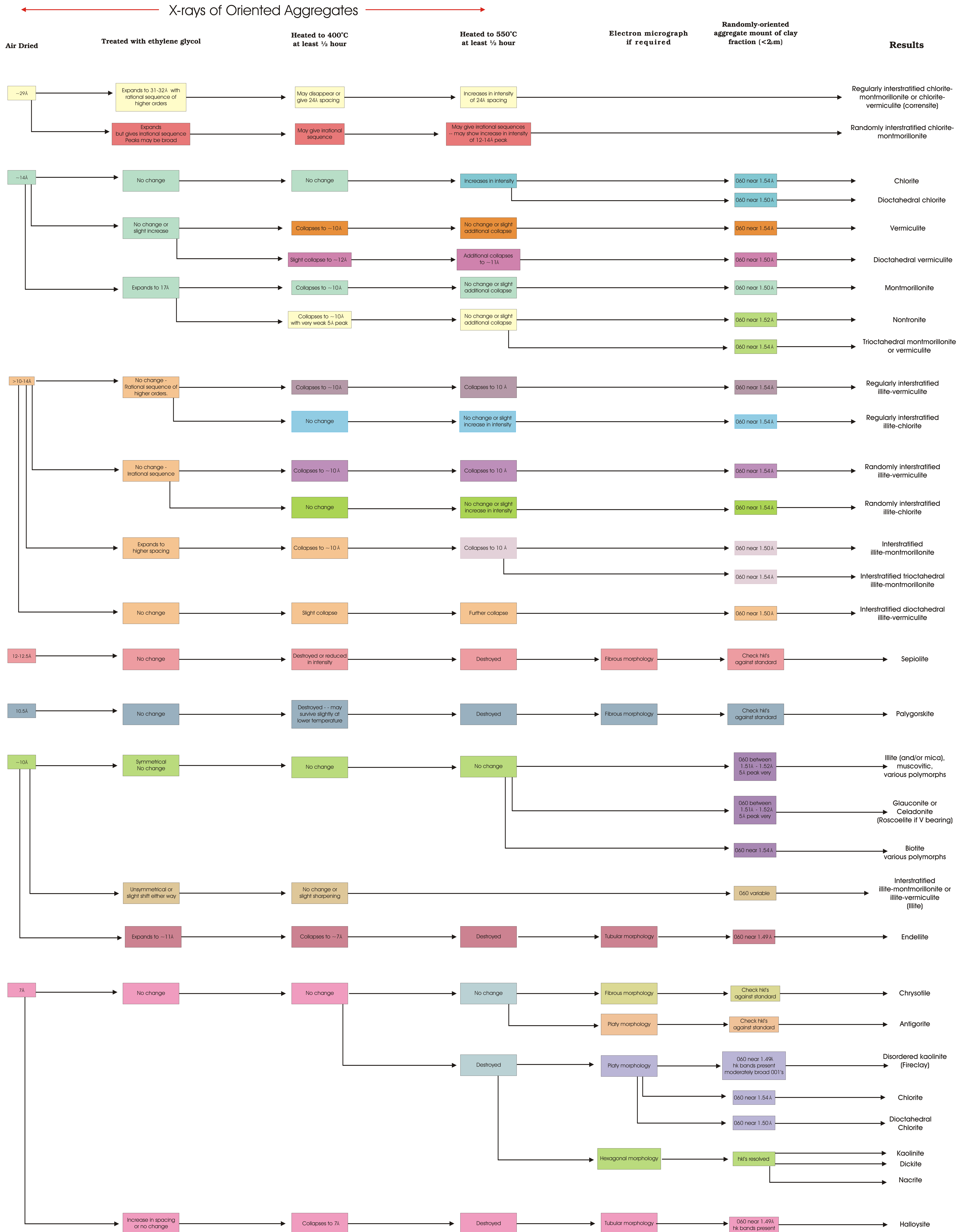


CR5 glicolada



CR5_glic_23-7-02 - File: CR5_glic_23-7-02.raw - Type: 2Th/Th locked - Start: 2.000 ° - End: 60.000 ° - Step: 0.100 ° - Step time: 3.0 s - Temp.: 25.0 °C (Room) - Time Started: 0 s - 2-Theta: 2.000 ° - Theta: 1.000 °
Operations: Import
Kaolinite - H4Al2Si2O9·nH2O - Y: 50.00 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 02-0105 (D)
Illite, 1M - KA12(Si3AlO10)(OH)2 - Y: 50.00 % - d x by: 1.000 - WL: 1.54060 - 02-0462 (D)

Clay Mineral Identification Flow Diagram



ÍNDICE

Apéndice A: Procedimiento para el análisis de muestras por difracción de rayos X.	1
Apéndice B: Procedimiento para la utilización del filtro prensa	4
Apéndice C: Procedimiento para la utilización del viscosímetro Fann.	5
Apéndice D: Preparación de la pastillas de lutita	6
Apéndice E: Procedimiento para las pruebas de hinchamiento lineal.	7
Apéndice F: Resultados de las pruebas de hinchamiento lineal con la muestra de bentonita (muestra # 2)	8

11 APÉNDICES

Apéndice A: Procedimiento para el estudio de difracción de rayos X:

La muestra de lutita se disgrega utilizando un mortero, hasta convertirla en polvo, luego se tamiza la muestra con un tamiz 230 mesh (62 μ), separando así las partículas de tamaño arena. Las partículas de limo y arcilla se separaron en una solución de agua destilada, ya que no se contaba con una centrífuga, el agua destilada por ser de mayor densidad que el agua dulce, es capaz de mantener las partículas de tamaño arcilla en suspensión, y permitir que las partículas de tamaño limo se decanten al fondo del envase. Los minerales de arcilla están concentrados en la fracción de tamaño arcilla. Esta concentración permite identificar fácilmente los minerales de arcilla, debido a que se logra una mejor orientación y pequeñas cantidades de arcilla pueden ser detectadas, mientras que otras se pueden perder. La separación de estas dos fracciones tiende a concentrar los minerales más pesados en la fracción de tamaño limo, la cual también resulta fácil de detectar, especialmente si está presente en pequeñas cantidades.

La muestra convertida en polvo, representa la preparación orientada al azar, ésta es analizada por el difractómetro y se establece el primer patrón de picos de difracción.

Una cantidad de aproximadamente 2 gr. de la muestra en polvo, es utilizada para realizar el análisis de difracción. La información de este análisis es utilizado para determinar si se requiere de algún tipo de tratamiento suplementario para la muestra. Este patrón de rayos X también puede mostrar la presencia de sales solubles que fueron removidas durante el fraccionamiento.

La muestra se coloca en un contenedor de aluminio el cual tiene un hueco en el centro que permite pasar la luz a través de él. En el frente del contenedor se coloca una lámina de vidrio para cubrir el hueco. Luego dicha abertura se rellena por la parte de atrás del contenedor, teniendo cuidado de rellenarla

completamente con la mínima presión. El exceso de muestra es removido sin perturbar la que se encuentra ya colocada y una segunda lámina de vidrio es colocada en la parte posterior del contenedor. A continuación se voltea el contenedor y se retira la primera lámina de vidrio colocada. Luego la montura está lista para ser colocada en el aparato de difracción. Si luego de ser analizado el respectivo espectro obtenido del proceso de radiación de la muestra, se comprueba la presencia de arcillas, se procede con los tratamientos suplementarios para la identificación de los diferentes minerales de arcilla presentes.

Una segunda cantidad de aproximadamente 5 gr. De muestra es añadida a 500cc. de agua destilada, contenida en un cilindro graduado de 1000cc., se agita y se deja remojando a condiciones estándar por 24 horas.

Se extrae con una pipeta de la solución de agua destilada y arcilla que se encuentra en suspensión, aproximadamente a tres cuartos $\frac{3}{4}$ de altura de la solución, es decir de los 375cc., y se agrega sobre una lámina de vidrio especial utilizada en el equipo de difracción, la cual tiene una de sus dos superficies suavemente corrugada, esta montura representará la muestra de arcilla orientada. Existen otros métodos para la montura de esta muestra, uno sobre un material poroso, otro sobre una lámina de cerámica y el tercero ya mencionado sobre una lámina de vidrio, la cual presenta una ventaja sobre los otros materiales, ya que se puede obtener una mejor orientación preferencial de los minerales de arcilla por la suavidad de la superficie de vidrio.

Siguiendo este procedimiento se realizan tres monturas de muestras de arcilla orientada, las cuales se dejan secar a temperatura ambiente por 24 horas. Luego una de estas muestras es analizada con los Rayos X y se establece el primer patrón de picos de difracción de la arcilla orientada. En éste primer patrón pueden aparecer la totalidad de los minerales de arcilla, dependiendo de la pureza de la muestra, para la total comprobación de estos minerales se continúa con los tratamientos.

Esta primera montura es tratada con etilenglicol por el método de presión de vapor, en el cual la lámina que contiene la muestra se coloca en un desecador con etilenglicol por un mínimo de 4 horas a 60°C. La muestra debe ser radiada de nuevo inmediatamente luego de ser extraída del desecador. Con este tratamiento la distancia interbasal de los minerales de arcilla, se expanden a su máxima capacidad al introducir una molécula de mayor tamaño que la el agua, como es la de glicol, incluso las láminas de arcilla pueden llegar a separarse por completo.

La segunda lámina de vidrio con la muestra orientada, es calentada a 400°C por un tiempo mínimo de media hora y luego es colocada en el difractor para su estudio con rayos X, con esto se obtiene el comportamiento de la muestra al ser calcinada a la temperatura mencionada donde todavía la molécula de arcilla podría contener agua.

La tercera montura se calienta, esta vez a 550°C, por un mínimo de media hora, de igual forma se procede a realizar la difracción de rayos X, este tratamiento proporciona la reacción de la muestra al ser calcinada a altas temperaturas en las cuales el agua ha sido extraída por completo, la estructura de arcilla puede llegar a colapsar bajo estas condiciones.

Luego de obtener los respectivos espectros para cada procedimiento mencionado, se procede a la identificación de los diferentes minerales de arcilla que podrían estar presentes. Los patrones de comportamiento obtenidos por la difracción de rayos X, pueden ser identificados por la comparación con los patrones almacenados en el software que utiliza el equipo, para el caso de la muestra en polvo, donde cada pico y su intensidad relativa representan diferentes minerales.

Para las muestras orientadas y tratadas se obtiene un espectro según el comportamiento de cada una, el cual será analizado en el **Diagrama de Flujo para la Identificación de Minerales de Arcilla** (ver anexos), que contiene las

reacciones típicas de cada mineral de arcilla, según la ubicación del pico de difracción, ante dichos tratamientos.

Por ejemplo en los espectros obtenidos de la **Muestra #2** (ver anexos), en la muestra en polvo (muestra #2 cruda), se comprueba la existencia de minerales de arcilla, para lograr su completa identificación se prosigue con los tratamientos mencionados, el primer patrón picos de la muestra 2 orientada secada al aire, indica un primer pico con una distancia $d = 14,9$, el cual corresponde al segundo cuadro de la primera columna del diagrama, siguiendo las fechas del diagrama se busca el comportamiento de la muestra al etilenglicol (Muestra 2 glicolada) el primer pico indica una expansión a $d = 17,2$, se continúa ahora desde el cuadro correspondiente a esta reacción, para el calentamiento de la muestra 2 a 400°C se observa un colapso a una $d = 9,77$ Aprox. 10, se sigue por el diagrama de flujo desde este cuadro, por último en el espectro de la muestra 2 calentada a 550°C , se observa este mismo pico a una $d = 9,61$, por lo tanto no sufre ningún cambio, ubicando este comportamiento en el diagrama, se llega a la conclusión de que si existe una arcilla reactiva, la montmorilonita.

Apéndice B: Procedimiento para la utilización del filtro prensa:

La celda del equipo de pérdida de filtrado, se prepara colocando en la tapa inferior de la misma, la malla metálica de la celda, el papel de filtro y la empacadura, estrictamente en ese orden, luego se añade el fluido dentro de la celda, procurando llenas solo tres cuartas partes del envase, se coloca el envase en el equipo y se cierra con la tapa superior, esta tapa se asegura con un tornillo de alta presión que la asegura, se coloca un cilindro graduado debajo de la celda, donde se recogerá el filtrado. Antes de iniciar la prueba se debe asegurar que las válvulas se encuentren en la posición correcta, al principio deben estar todas cerradas, excepto la válvula de escape de la manguera que transporta el gas hacia la celda. Al comenzar la prueba se cierra la válvula de escape, se abre la válvula del equipo de filtro prensa y se abre la válvula de la bombona de gas,

hasta que se lea en el manómetro de la bombona 100lpc., en ese momento comienza la prueba y se registra el tiempo, las medidas de filtrado se toman a los $7\frac{1}{2}$ min. Y a los 30 min. Un valor aceptable de filtrado para los fluidos poliméricos se encuentra por debajo de los 10cc.

Al transcurrir los 30 min. se desmonta la prueba, se cierran todas las válvulas y se abre la válvula de escape de la manguera para liberar el gas que pueda quedar en esta y se destapa la celda, luego se desecha el fluido, se desmonta la tapa inferior y con esto se obtiene el revoque, el cual debe ser limpiado del exceso de fluido que pudiera quedar sobre él.

Apéndice C: Procedimiento para la utilización del viscosímetro Fann:

El procedimiento para el uso este equipo, es el siguiente: se coloca el termómetro y se ajusta la temperatura del vaso del viscosímetro hasta 120°F (temperatura establecida para medir la reología de los fluidos base agua), se vierte el fluido dentro del vaso hasta llenar tres cuartos del volumen del mismo aproximadamente, de manera que al deslizar el vaso hacia arriba, el nivel de fluido cubra los dos agujeros indicadores de nivel de la camisa rotatoria (cilindro exterior).

Se ajusta la velocidad de rotación del viscosímetro a 600 rpm inicialmente, observando que la temperatura sea la correcta se toma la lectura del dial, se cambia la velocidad de rotación a 300 rpm y una vez se haya estabilizado se toma la lectura a dicha velocidad, se repite el procedimiento para 200 rpm, 100rpm, 6 rpm y 3 rpm. La viscosidad aparente en centipoise se obtiene de dividir la lectura a 600 rpm por dos. La viscosidad plástica en centipoise resulta de la resta de la lectura a 600 rpm y a 300 rpm, el punto de cedencia en lbs/100pies² es igual a la lectura a 300 rpm menos la viscosidad plástica. Para obtener la resistencia de gel en lbs/100pies², se detiene la rotación del viscosímetro, dejando el fluido en reposo por 10 segundos e inmediatamente se hace rotar el viscosímetro a 3 rpm y

se registra la lectura del dial, seguidamente se vuelve a ajustar la velocidad de rotación a 600 rpm, hasta obtener un valor aproximado en el dial al inicial, se detiene nuevamente la rotación por 10 minutos y luego de transcurrido ese tiempo se ajusta la velocidad a 3 rpm y se lee el valor en el dial, la temperatura se debe mantener constante durante la prueba.

Apéndice D: Preparación de las Pastillas de Lutita.

Luego de hacer los respectivos análisis de las muestras de lutita, se utiliza la muestra pulverizada, pesando aproximadamente 15 gr. y agregándolos en la celda cilíndrica del compactador hidráulico del equipo de hinchamiento lineal, previamente se colocó el cilindro hueco en la base, invertido, sobre este un cilindro macizo espaciador, luego la muestra y al final en el tope de la celda se coloca el cilindro compactador. Se cierra la válvula de liberación de presión de la bomba hidráulica y se giran las manillas hasta la posición ON, permitiendo el paso de la presión hacia los émbolos del compactador.

Operando el brazo de la bomba hidráulica se lleva la presión hasta 6.000 lpc, manteniéndola por al menos 30 minutos. Como la presión decaerá gradualmente al comienzo de la compactación, se opera la bomba manual hasta ajustarla de nuevo en el valor de presión indicado, esto se realizará cada 5 minutos aproximadamente, hasta que la presión permanezca constante.

Al finalizar el tiempo estipulado, se libera la presión, abriendo la válvula de escape de la bomba manual. Se retiran las dos celdas, se quita el cilindro compactador y el espaciador, se voltea el cilindro hueco de la base y ahora el cilindro espaciador se coloca desde la parte de arriba de la celda, junto con el compactador, se introducen ambas celdas al compactador y se les aplica presión a los émbolos por medio de la bomba para liberar las pastillas de lutita creadas dentro de las celdas, las cuales caerán en el cilindro hueco de la base de la celda.

Apéndice E: Pruebas de hinchamiento lineal:

Para realizar las mediciones, primero se debe ajustar a cero la altura indicada por los medidores en cada copa, la cual se muestra en la pantalla del monitor, hay una para cada una. Se retiran dichos envases del equipo y se coloca la pastilla. Estas pastillas se colocan dentro de los cilindros que se encuentra en cada vaso, el diámetro interno de éstos coincide con el diámetro total de las pastillas, se coloca una malla metálica debajo de la pastilla para evitar que esta se pegue al cilindro al momento de su extracción, se coloca la pastilla y sobre esta el émbolo que reaccionará a la expansión de la misma, luego se vierte el fluido dentro del vaso, hasta cubrir los espacios abiertos del cilindro y se coloca la tapa.

Este procedimiento se realiza de la misma forma para cada copa que se vaya a utilizar durante la prueba, se colocan de nuevo las copas en el equipo y se introducen los termopares por los agujeros de las tapas.

Para iniciar la prueba, se hace clic con el mouse en la posición START en color verde, del monitor, existe una correspondiente a cada vaso del equipo, el equipo genera los valores correspondientes de tiempo, temperatura, porcentaje de hinchamiento y altura, en una hoja de cálculo, de la cual se generan las correspondientes gráficas. El software utilizado por el equipo toma los datos a distintos valores de tiempo, al principio cada minuto, hasta que alcanza los 120min., luego cada 10 minutos, hasta el valor establecido. Para este trabajo, el valor de tiempo establecido para la duración de cada prueba de hinchamiento lineal, fue de 20 horas.

Para finalizar la prueba, luego de transcurrido el tiempo necesario, se hace clic con el mouse en la posición STOP en color rojo en el monitor. Los datos se almacenan automáticamente y se desmonta el equipo. Al retirar las pastillas de lutita, se observa efectivamente una expansión en su altura con respecto a la inicial.

Apéndice F: Resultados de las pruebas de hinchamiento lineal con la muestra de bentonita (muestra # 2):

Se realizó una prueba de hinchamiento lineal, colocando en el equipo pastillas hechas con bentonita, con la finalidad de obtener valores referenciales para un alto contenido de arcillas hidratables, como es el caso de la bentonita, la cual presenta en su composición mineralógica obtenida del análisis de difracción de rayos X, un aproximado de 35% de montmorilonita. Para esta prueba se utilizó la formulación de campo con concentraciones de aditivo de 6,8 y 10ml. Los resultados se muestran a continuación en la Fig. 4.24:

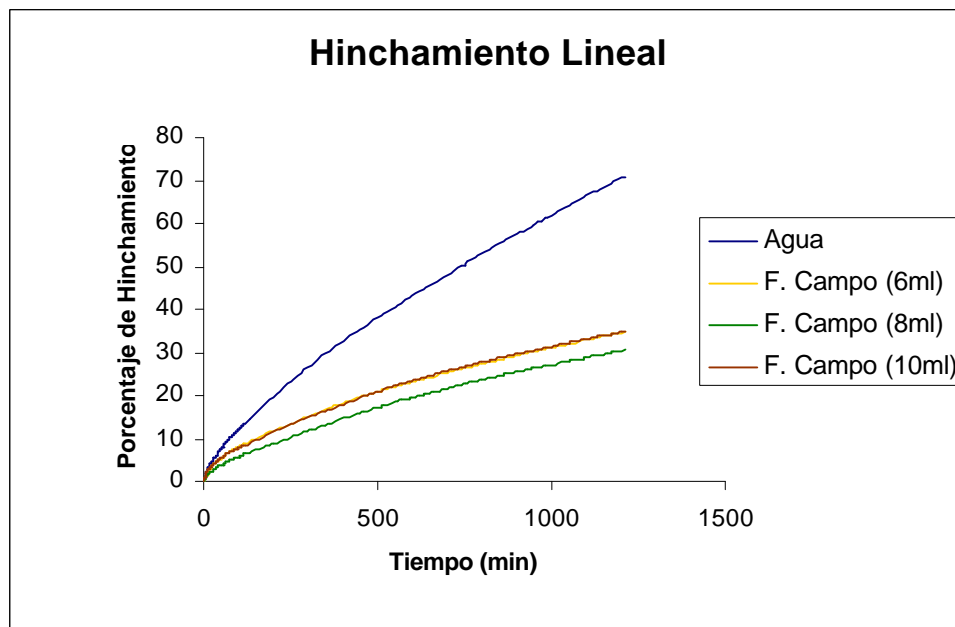


Fig. 4.24 Porcentaje de hinchamiento lineal vs. Tiempo para formulación de campo con 6, 8 y 10ml de aditivo

Las tres formulaciones presentan un comportamiento parecido, inclusive las tendencias para las que contienen 6 y 10ml de aditivo se encuentran prácticamente solapadas, pero a su vez éstas tres se encuentran distantes a la del agua, la cual indica un proceso de expansión elevado, debido al alto contenido de montmorilonita de la muestra inmersa en ésta. Las curvas de las tres

formulaciones permanecen crecientes al final de la prueba, lo que indica que aún no se ha alcanzado el equilibrio químico para ninguna de éstas. La pastilla de bentonita en contacto con el fluido que contiene 8ml de Z – Trol 100, excede el 10% de hinchamiento a los 250 minutos (4,2 h), mientras las que se encuentran en contacto con los que contienen 6 y 10ml sobrepasan este valor a los 150 minutos (2,5 h) y 160 minutos (2,6 h) respectivamente.

Los valores finales de porcentajes de hinchamiento se presentan a continuación en la Fig. 4.25:

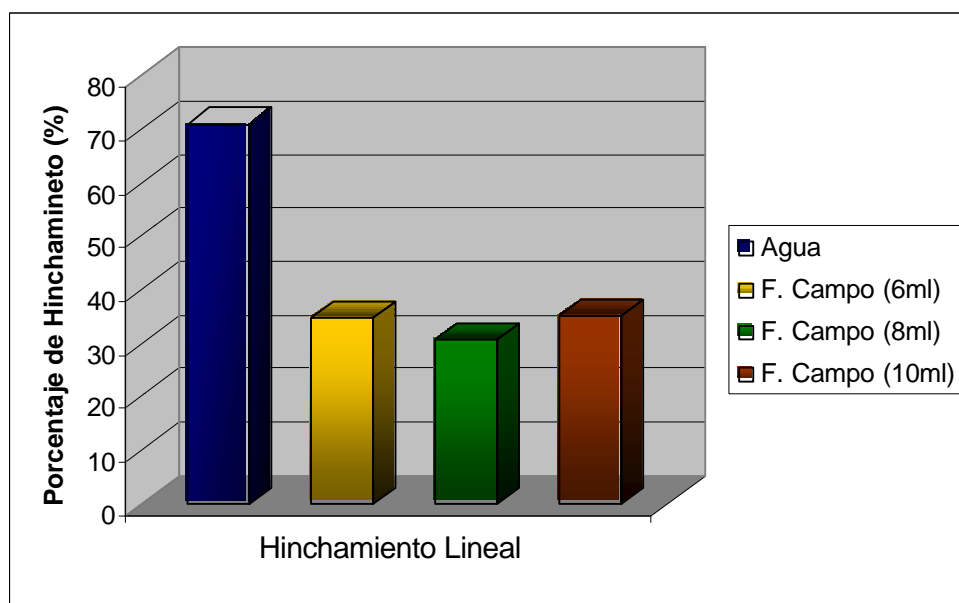


Fig. 4.25 Porcentaje de hinchamiento lineal para la formulación de campo con 6, 8 y 10ml de aditivo

Como se observa en esta figura, los porcentajes finales de las muestras de bentonita en contacto con las tres formulaciones, se encuentran distantes del valor máximo referencial del agua 70,9%, ya que para la formulación de campo que contiene 8ml el porcentaje final de hinchamiento alcanza un valor de 30,5% y para las que contienen 6 y 10ml este valor llega a 34,8% y 35,0% respectivamente. Estos valores, representan una inhibición efectiva respecto a la del agua, sin embargo, se debe tomar en cuenta que estos valores son referenciales, debido a

que en la realidad no se encuentran formaciones compuestas únicamente de bentonita.

A pesar de la diferencia que existe entre los valores finales de hinchamiento para la muestra de bentonita, en contacto con el agua y las muestras en contacto con los lodos, cuyos resultados pudieran avalar el proceso de inhibición, estos valores obtenidos se encuentran por encima del 30% de expansión para las muestras respecto a su volumen inicial, lo cual no resulta nada favorable a nivel de la formación, durante las operaciones de perforación.