



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN

"FORMULACION DE UN FLUIDO DE PERFORACION
BASE AGUA UTILIZANDO GLICOLES COMO
INHIBIDORES DE HIDRATACION DE LUTITAS."

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A :

JOSE PABLO GONZALEZ SANTOS

ASESORES: M. en C. CARLOS GUZMAN DE LAS CASAS
ING. CRISTINA AVILES ALCANTARA

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

270106



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
 UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
 DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

UNIVERSIDAD NACIONAL
 AUTÓNOMA DE
 MEXICO

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO
 DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN
 PRESENTE

ATN: Q. Ma. del Carmen García Mijares
 Jefe del Departamento de Exámenes
 Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

"Formulación de un fluido de perforación base agua utilizando glicoles como inhibidores de hidratación de lutitas."

que presenta el pasante: José Pablo González Santos.

con número de cuenta: 8902532-7 para obtener el TITULO de:
Ingeniero Químico.

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO

ATENTAMENTE.

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 21 de Septiembre de 199 8

PRESIDENTE I.Q.I. Alvaro Leo Ramírez

VOCAL Dr. Adolfo Obaya Valdivia

SECRETARIO M. en C. Carlos Guzmán de las Casas

PRIMER SUPLENTE M. en C. Eligio Pastor Rivero Martínez.

SEGUNDO SUPLENTE J. Q. Miriam Rivas Salgado

DEDICATORIA

Especialmente a mis padres: Rosa Santos Munguía y Antonio González Aguilar, por haberme dado la vida, por todo el amor, la confianza y el apoyo que me han brindado ¡muchas gracias!

A mis hermanos; Sergio, Rosalba, Nelva, Mauricio y Armando. Por el gran apoyo que me han brindado desde siempre y para siempre. Muchas gracias.

A mis compañeros de la Facultad en especial a la generación 19 de Ingeniería Química por los inolvidables momentos.

Con mucho cariño a la Lic. Irma Rivera, por que sin su apoyo este trabajo no hubiera sido posible.

Con todo mi Amor a Araceli Rodríguez Mejía, por todo el cariño y apoyo incondicional.

A Bibiana Yañez Martínez, por su apoyo y solidaridad en todo momento.

A Rosa Nuñez García, por su gran generosidad.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi agradecimiento al M en C. Carlos Guzmán de las Casas, director de tesis por todo su apoyo y sus enseñanzas.

De manera especial agradezco a la Ing. Cristina Avilés Alcántara por brindarme en todo momento su atención y apoyo desinteresado.

A mis profesores y sinodales, que contribuyeron a enriquecer este trabajo con sus observaciones y sugerencias.

A la Prof. Guadalupe Franco por impulsarme y apoyarme en todo momento sinceramente gracias.

En general Agradezco a todo el personal de Perforación: a los Doctores; Oscar de la Torre, Soledad Bernal, Luis Pallavicini, Julian Ortiz, al Ing José Agapito; al la Biól. Julia Medina. al Ing. Jorge Muro y a la Ing. Liz Elia Dominguez, al M en C Guillermo Muñoz y al M en C. Sadott Pacheco. A todos ellos gracias por su apoyo.

Este trabajo se realizó bajo la dirección del M. En C Carlos Guzmán de las Casas y la Ing. Cristina Avilés Alcántara, en las instalaciones del Instituto Mexicano del Petróleo; a través del programa de becas para la formación de recursos humanos de la Industria Petrolera. Instituto Mexicano del Petróleo.

ÍNDICE.

	Página.
RESUMEN	1
ANTECEDENTES	2
INTRODUCCIÓN	3
OBJETIVOS.	5
CAPÍTULO I GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	
1.1.0 Introducción.	6
1.2.0 Componentes de un fluido de perforación.	6
1.3.0 Funciones de los fluidos de perforación.	7
1.4.0 Propiedades de los fluidos de perforación.	11
1.5.0 Clasificación de lodos base agua	19
Referencias.	22
CAPÍTULO II INESTABILIDAD DE POZOS.	
2.1.0 Introducción.	23
2.2.0 Problemas causados por la interacción del fluido de perforación con la formación.	24
2.3.0 Otros problemas no directamente relacionados con la hidratación de lutitas reactivas.	26
2.4.0 Estructura y propiedades de las arcillas (Esmectita o montmorillonita)	29
Referencias.	38
CAPÍTULO III QUÍMICA DE LOS GLICOLES.	
3.1.0 Introducción.	39
3.2.0 Glicoles.	39
3.3.0 Propiedades.	42
3.4.0 Principales reacciones de los glicoles.	44
3.5.0 Aplicaciones	47
Referencias.	50
CAPÍTULO IV DISEÑO EXPERIMENTAL Y RESULTADOS.	
4.1.0 Introducción.	51
4.2.0 Pruebas sobre muestras de núcleo.	53
4.3.0 Formulación y pruebas realizadas a los fluidos.	54
4.4.0 Pruebas realizadas al inhibidor.	65
Referencias.	70

CAPITULO V DISCUSIÓN DE RESULTADOS.	
5.1.0 Capacidad de intercambio catiónico.	71
5.2.0 Reología.	71
5.3.0 Pruebas de dispersión de núcleo.	80
5.4.0 Prueba de filtrado API.	81
5.5.0 Prueba de hinchamiento.	81
5.6.0 Pruebas realizadas al inhibidor.	85
CAPITULO VI CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS	
6.1.0 Conclusiones.	87
6.2.0 Sugerencias.	89
GLOSARIO	90
BIBLIOGRAFIA.	96

RESUMEN

Durante el proceso de perforación rotatoria, se presentan distintos fenómenos provocados por el contacto del fluido de perforación y la pared del pozo. La principal consecuencia de esta interacción es el hinchamiento de una arcilla denominada montmorillonita, que está presente en cantidades variables en los diferentes estratos perforados. Este efecto es provocado cuando la arcilla entra en contacto con el agua proveniente del fluido, originando problemas como derrumbes, obstrucción de la barrena, entre otros.

Para evitar este problema se han desarrollado diferentes aditivos que inhiben la hidratación de este tipo de materiales. En este trabajo se evaluó el efecto de los glicoles como inhibidores. Empleándose para esto los siguientes productos: etilén glicol y dos polietilén glicoles de pesos moleculares promedio 200 y 4000, denominados E-200 y E-4000 respectivamente. El comportamiento observado fue comparado con el desempeño de un inhibidor comercial utilizado en la práctica.

Los resultados muestran que las especies de menor peso molecular, el etilén glicol y el E-200 son los que tienen más capacidad para inhibir el hinchamiento de las lutitas, y funcionan aun mejor que el inhibidor comercial.

ANTECEDENTES

El agua fue el primer fluido usado para perforar pozos petroleros desde hace más de 100 años. Desde entonces se han utilizado diferentes aditivos para controlar la pérdida de agua por las formaciones permeables expuestas en los pozos. En 1901 se usaron materiales provenientes de la formación y arcillas para impartir viscosidad y densidad al fluido utilizado en la perforación del pozo Spinletop en Bermout, Texas. Sólidos de alta densidad como hematita y barita fueron utilizados a principios de los años 20s para incrementar la densidad de los fluidos de perforación, prevenir el influjo de los fluidos de la formación y tener un mejor control de los brotes imprevistos o reventones. Los fluidos fueron comercializados en 1926 con una patente en la cual se describe el uso de minerales pesados en la elaboración de todos.

Los fluidos de emulsión inversa a base de destilados del petróleo (lodos base aceite) han sido los primeros en utilizarse para la perforación de lutitas sensibles al agua al igual que para áreas propensas a pegaduras diferenciales.

El primer uso documentado de un glicol o glicerol en fluidos de perforación fue hecho por G.E Cannon^{1a} en 1940 para controlar el hinchamiento en lutitas. El glicerol fue el material preferido aunque se mencionan también algunos glicoles; las concentraciones recomendadas fueron mayores a un 30% en vol.

Más recientemente el interés ha cambiado de los simples alcoholes polihídricos a las formas oligoméricas o poliméricas, comúnmente llamadas poliglicoles o poligliceroles. Los beneficios causados por los poliglicoles o poligliceroles se han incrementado en efectividad y eficiencia al controlar el hinchamiento en arcillas y lutitas, mejorar la lubricación, suprimir la formación de gases hidratados, prevenir las pegaduras diferenciales, liberación de pegaduras diferenciales de tubos y tuberías, mejorar el rango de perforación y reducción en los rangos de dilución.

INTRODUCCIÓN

El alto costo ecológico generado al utilizar lodos base aceite, ha provocado la búsqueda de alternativas más viables, el resultado, la formulación de lodos base agua, los cuales han abatido en gran parte el problema ambiental, sin embargo han generado otro el cual es considerado en este estudio. Nos referimos a la hidratación de lutitas. Dentro de la variedad de arcillas que se encuentran durante la perforación, existe un tipo especial de ellas que presentan un comportamiento muy interesante (se hinchan) al estar en contacto con el agua, es decir el agua penetra entre sus capas interlaminares y provoca un aumento de la distancia entre estas (a dicho fenómeno se le conoce como hinchamiento cristalino). Este fenómeno desencadena una serie de eventos que finalmente tienden a restar la estabilidad del pozo dando como resultado problemas como son; derrumbe de paredes, que a su vez provocan que las tuberías y la barrena se atasquen, pegaduras diferenciales, etc. Causando grandes pérdidas económicas.

En esta tesis se desarrolla la formulación de fluidos de perforación utilizando glicoles, como una alternativa para la solución de los problemas asociados con la hidratación de lutitas, que se presentan durante la perforación de pozos petroleros.

El orden de los temas está estructurado de tal forma que se muestra al lector las funciones y propiedades que deben de poseer los fluidos de perforación base agua al mismo tiempo se presentan los problemas asociados por la interacción del fluido de perforación y la formación, principalmente, los que están asociados con la hidratación de arcillas como la montmorillonita, la cual debido a la disposición de su estructura, permite que las moléculas de agua penetren y provoquen un fenómeno denominado *hinchamiento*. Posteriormente se introducen los glicoles y sus principales propiedades que les permiten inhibir la hidratación y minimizar así los problemas derivados de ella.

A continuación se presenta el diseño experimental utilizado para evaluar el comportamiento de los fluidos inhibidos y su interacción con muestras de formación (núcleos) que contienen arcillas hidratables. Dentro de las pruebas realizadas destacan dos, las cuales involucran la interacción núcleo - fluido y son las que nos proporcionan mayor información de la capacidad que tienen los glicoles para inhibir la hidratación y la dispersión de lutitas.

Los resultados ofrecen una comparación del comportamiento de tres especies químicas pertenecientes a la familia de los glicoles y un inhibidor comercial, que es utilizado actualmente en operaciones de perforación.

Esta investigación fue posible gracias al apoyo económico proporcionado por el Instituto Mexicano del Petróleo, que financió el proyecto y otorgó becas a los estudiantes participantes.

OBJETIVOS

Objetivo General.

Formular y caracterizar un fluido de perforación base agua utilizando glicoles como inhibidores de hidratación de lutitas reactivas.

Objetivos Particulares.

1. Analizar la posibilidad de utilizar un glicol como aditivo inhibidor de lutitas hidratables.
2. Formular y caracterizar un fluido de perforación base (utilizando un inhibidor de lutitas comercial), el cual se utilizará como punto de referencia para la formulación y caracterización de un nuevo fluido base glicol.
3. Conseguir poli (etilén glicoles) de pesos moleculares distintos, caracterizar algunas de sus propiedades como punto de enturbiamiento, tensión superficial, viscosidad y peso molecular aparente.
4. Formular y caracterizar el fluido inhibido utilizando los poli (etilén glicoles) antes mencionados.

CAPITULO I

1.0.0 GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1.1.0 Introducción ¹

El éxito en cualquier operación de perforación de pozos depende de muchos factores. uno de los más importantes es el fluido de perforación. El fluido realiza una variedad de funciones las cuales repercuten en la velocidad de perforación, el costo, la eficiencia de las operaciones y en la seguridad de los operadores. El fluido o lodo es bombeado a través de la sarta de perforación hasta las toberas de la barrena en el fondo del pozo, y hacia arriba a través del espacio anular formado por las paredes del hoyo o la tubería de revestimiento y la sarta de perforación. Una vez que el fluido alcanza la superficie, es pasado a través de una serie de mallas, presas o tanques de asentamiento, hidrociclones, y centrifugas para remover el material de la formación que es acarreado hacia la superficie (ver figura 1.1). Después es tratado con aditivos para obtener las propiedades deseadas. Posteriormente, el fluido es bombeado de regreso hacia el pozo y el ciclo se repite.

1.2.0 Componentes de un fluido de perforación ^{1,2}

Los lodos de perforación se componen principalmente de dos fases, una fase continua que definirá, si es base agua o aceite y en ella estarán disueltos y/o dispersos según sea el caso los demás ingredientes o aditivos. En el caso de los fluidos base agua que son los que nos interesa discutir, la fase continua es agua en la que se encuentran disueltas sustancias orgánicas (reductor(es) de filtrado, inhibidor(es) de hidratación, etc.). La fase dispersa esta constituida por arcillas y coloides orgánicos añadidos para proveer la viscosidad necesaria y propiedades de filtración. además de materiales densificantes como barita, la cual permite regular la densidad del lodo.

1.3.0 Funciones de los fluidos de perforación ²

Históricamente, el primer propósito del fluido de perforación fue el de servir como un vehículo para la remoción de recortes del pozo, pero hoy en día se les han asignado una gran variedad de funciones específicas. En la perforación rotatoria, las principales funciones desarrolladas por los fluidos de perforación son:

1.3.1 Acarrear los recortes hacia la superficie: Transportar los recortes que son removidos desde debajo de la barrena es esencial para un sistema de lodos. La velocidad del fluido en el espacio anular debe exceder la velocidad de descenso, o la velocidad de desprendimiento de los recortes. Los factores que determinan la capacidad de transporte del lodo son el peso o densidad del lodo, su viscosidad, y sus propiedades de gelación y suspensión.

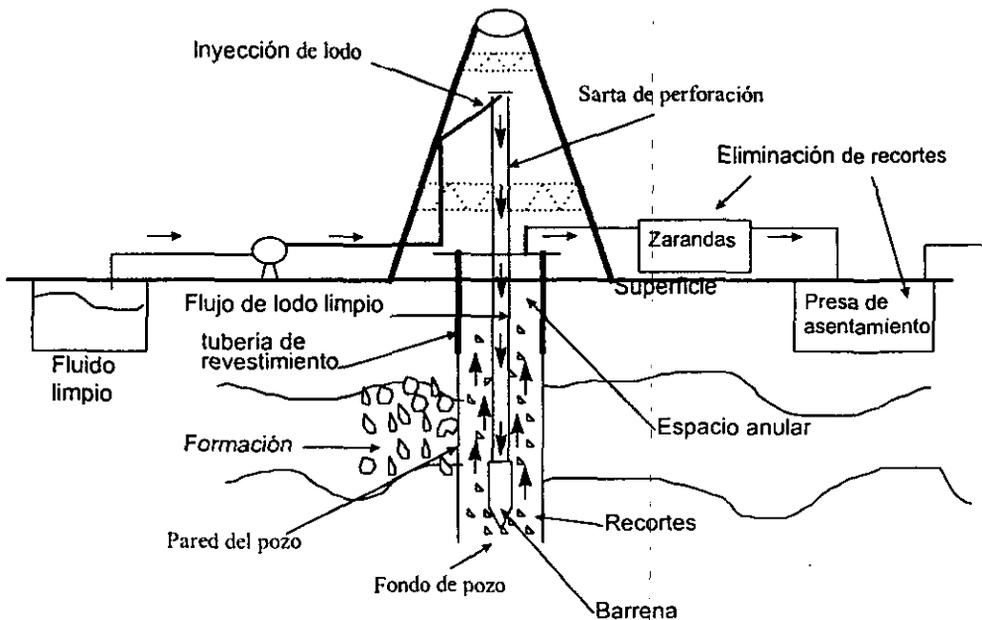


Figura 1.1 Perforación de un pozo

1.3.2 Remoción de recortes del lodo en la superficie: Los recortes de roca deben ser removidos del lodo en la superficie y así prevenir una alta concentración de sólidos en el fluido (ver figura 1.2). Las presas de lodos usualmente no permiten que el lodo permanezca el tiempo necesario para que los sólidos se asienten. El equipo mecánico de remoción de sólidos entre los que encontramos a las zarandas o temblorinas, y centrifugas, han probado su efectividad en el campo. La colocación del equipo de control de sólidos en conjunción con el sistema de circulación de la superficie es también muy importante. La remoción de los sólidos de mayor tamaño debe ocurrir cerca de la línea de flujo; mientras que la remoción de sólidos finos debe ocurrir antes de que el lodo entre a las presas de succión.

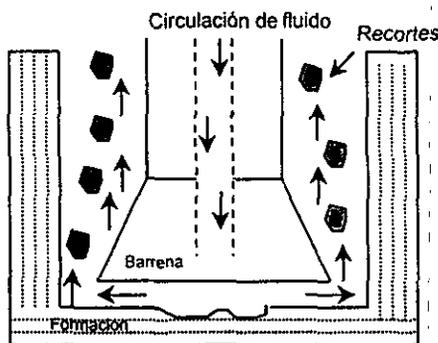


Figura 1.2 Extracción de recortes desde el fondo del pozo.

1.3.3. Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación: El calor desprendido durante la perforación se debe a la fricción generada por el rozamiento entre la barrena y la formación, además del calor natural aportado por la formación. Los lodos deben transmitir este calor hacia la superficie y al mismo tiempo lubricar la barrena. Para este propósito se han desarrollado aditivos que aumentan la lubricidad del lodo disminuyendo así el calor generado por la fricción.

1.3.4 Minimizar el daño en la formación: El daño causado a la formación consiste en una reducción en la permeabilidad de esta y quizá una reducción en la porosidad. El problema puede ser severo cuando el contenido de arcillas en la formación es alto. El fluido debe formar una barrera protectora o enjarre que estabilice las paredes. Diferentes mecanismos pueden causar daños en la formación durante la

perforación (ver figura. 1.3). La pérdida de filtrado desde el lodo puede entrar a la zona productora y puede causar hinchamiento intersticial en la arcilla, lo cual resulta en la reducción de la permeabilidad.

1.3.5 Mantener la integridad del pozo: Los pozos siempre exhiben problemas de estabilidad como resultado de los fenómenos geológicos tales como zonas fracturadas y arcillas hidratables. El fluido de perforación debe controlar estos problemas de tal manera que una sección perforada permanezca abierta y se pueda proceder con una perforación más profunda.

1.3.6 Control de la presión de la formación: Los intervalos de perforación que tienen presiones de formación anormalmente altas requieren que el sistema de lodos sea capaz de proveer la presión suficiente para igualar o exceder la presión de la formación. La presión hidrostática del sistema de lodos permite este propósito. El control insuficiente de la presión puede causar derrumbes, manifestaciones y brotes imprevistos

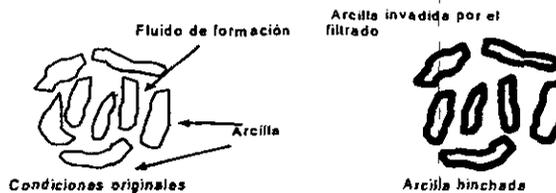


Figura 1.3 Tipos de daños a la formación.

1.3.7 Registro de pozos: Las propiedades físicas y químicas de un fluido de perforación pueden afectar el programa de registro de pozos. Por ejemplo, un lodo base aceite puede inhibir el uso de registros de resistividad, ya que el aceite actúa como un aislante y previene el flujo de corriente. La selección de una adecuada serie de registros debe estar coordinada con el programa de lodos de perforación para permitir una apropiada evaluación de la formación.

1.3.8 Prevenir corrosión de la sarta de perforación, tubería de revestimiento y tubería: Un creciente número de pozos han sido perforados en formaciones que contienen gases tóxicos tales como sulfuro hidrógeno (H_2S). Estos gases no sólo afectan la salud y la seguridad del personal sino que también presentan peligro para los componentes metálicos, como puede ser fragilización por hidrógeno, descascaramiento, etc. El sistema de lodos puede utilizar aditivos como recolectores para remover estos contaminantes.

1.3.9 Minimizar el torque, el arrastre, y las pegaduras diferenciales: El torque y el arrastre excesivos son problemas comúnmente encontrados en las operaciones de perforación que pueden ser evitados mediante una apropiada selección del sistema de lodos y aditivos. El torque es la fuerza requerida para hacer girar la sarta de perforación. El arrastre es la fuerza requerida para sostener la sarta de perforación y mover verticalmente la tubería. El exceso de torque puede causar degollamiento de la tubería, mientras que un exceso en la fuerza de arrastre puede causar pegaduras (ver figura 1.4) y rupturas de tubería.

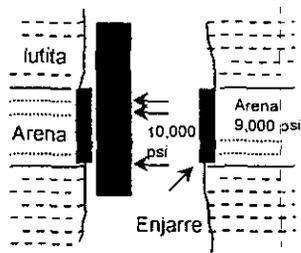


Figura 1.4 Pegadura de tubería por presión diferencial.

1.4.0 Propiedades de los fluidos de perforación.

1.4.1 Densidad ³

La densidad de un fluido de perforación es un parámetro muy importante ya que de ella depende en gran medida la estabilidad mecánica del pozo. El peso del lodo debe ser suficiente para reemplazar los esfuerzos a los que estaba sujeta la formación antes de ser perforada, pero no debe exceder la resistencia mecánica de la roca porque ocasionará fallas en la formación.

Se utilizan arcillas como la barita que dan mayor densidad, no aumentan considerablemente la viscosidad y no interfieren en la química del fluido, la barita permite aumentar la densidad del fluido hasta 2.64 g/ml que es suficiente para realizar las operaciones de perforación.

1.4.2 Tamaño de partícula, forma y propiedades coloidales ¹.

Las propiedades reológicas y de filtración de los fluidos de perforación dependen del tamaño, forma y estructura molecular de las partículas suspendidas en él. Las partículas pueden ser convenientemente divididas en tres grupos de acuerdo a su tamaño (1) coloides desde aproximadamente 0.005 a 1 micra* , los que imparten propiedades de filtración y viscosidad. (2) Limo y barita (algunas veces llamados "sólidos inertes") desde 1 hasta 50 micras (utilizados para dar densidad) y (3) arena desde 50 hasta 420 micras los cuales aparte de inestabilizar ciertas formaciones muy porosas, son altamente abrasivos.

La actividad de las fracciones coloidales fundamentalmente se deriva de su pequeño tamaño de partícula en relación con su peso. Debido a su alta superficie específica, el comportamiento de las partículas es gobernado primeramente por las cargas electrostáticas sobre sus superficies, los cuales incrementan sus fuerzas atractivas o repulsivas. Las arcillas minerales son particularmente coloides activos, dicha

* Micra : 1 micra = 0.001 mm

actividad se debe en parte a su forma -de plaquetas o paquetes de estas de forma cristalina y de tamaño muy pequeño,- y parcialmente debido a su estructura molecular, lo cual trae como resultado cargas negativas sobre sus superficies básicas, y cargas positivas sobre sus bordes. La interacción entre estas cargas opuestas influye de manera importante en la viscosidad del lodo principalmente a velocidades bajas, y también es posible la formación de una estructura de gel reversible cuando el lodo esta en reposo.

Algunas veces los coloides son complementados o en ocasiones totalmente reemplazados con coloides orgánicos especialmente cuando se requieren propiedades especiales.

1.4.3 Propiedades de flujo ¹

Las propiedades de flujo del fluido de perforación juegan un papel vital en el éxito de las operaciones de perforación. Estas propiedades son las principales responsables de la remoción de recortes, pero influyen en el proceso de perforación en muchas otras formas. Un comportamiento no satisfactorio puede acarrear problemas serios como asentamiento de recortes en el fondo del pozo, reducir la velocidad de penetración, agrandamiento del pozo, pegadura de tuberías, pérdida de circulación, y aun reventones. El comportamiento del flujo de los fluidos esta gobernado por regimenes de flujo; las relaciones entre la presión y la velocidad. Existen dos regimenes, uno de ellos es el flujo laminar, el cual prevalece a velocidades bajas de flujo y es una función de las propiedades del fluido, el segundo es el flujo turbulento; el cual es gobernado por las propiedades de inercia del fluido y solo indirectamente influenciado por la viscosidad.

Una curva de consistencia se obtiene al graficar el esfuerzo de corte contra la velocidad de corte. Algunas fluidos como por ejemplo agua, soluciones salinas, determinados aceites, etc. Presentan curvas de consistencia en forma de líneas rectas que pasan por el origen. Dichos fluidos se denominan Newtonianos debido a su comportamiento ya que obedecen a la ley de Newton. La viscosidad de un fluido de esta naturaleza esta determinada por la pendiente de la curva de consistencia (ver figura 1-3).

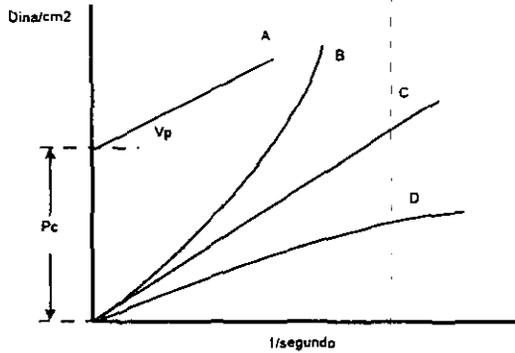


Figura 1.3 Curvas de consistencia ideales de los modelos de flujo comunes
 A= plástico de Bingham, B = dilatante, C = Newtoniano D=pseudoplástico

Las suspensiones tales como los lodos de perforación, que contienen partículas de tamaño considerablemente mayor que las moléculas no obedecen la ley de Newton, y se clasifican bajo el título general de fluidos no - Newtonianos. La relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte de los fluidos no Newtonianos dependen de la composición del fluido. Los lodos que contienen arcilla y tienen un alto contenido de sólidos se comportan aproximadamente de acuerdo con la teoría de flujo plástico de Bingham, la cual postula que debe ser aplicado un esfuerzo finito para que se inicie el flujo y que a esfuerzos grandes el flujo será Newtoniano. La curva de consistencia de un plástico de Bingham por lo tanto debe ser descrita por dos parámetros, el punto de cedencia (P_c) y la viscosidad plástica (V_p). Como se muestra en la (figura 1-3). El esfuerzo de corte dividido entre la velocidad de corte (a cualquier velocidad de corte dado) se conoce como viscosidad aparente o efectiva, aunque como lo muestra la (figura 1-4) la viscosidad efectiva no es un parámetro determinante para diferenciar dos lodos.

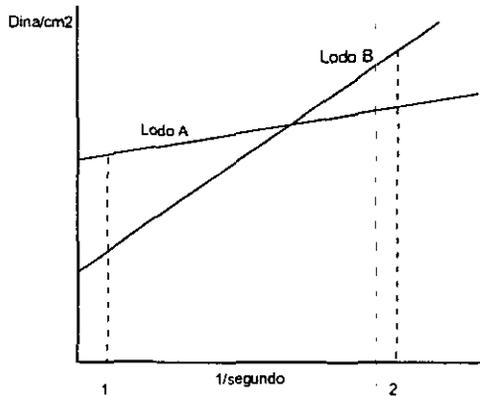


Figura 1.4 Comparación de las viscosidades efectivas a dos velocidades de corte. El lodo (A) a la velocidad de corte 1 tiene la viscosidad mas alta pero el orden se invierte a la velocidad de corte 2.

Los lodos que están formulados con polímeros y no contienen o contienen pequeñas cantidades de sólidos se comportan como si tuvieran punto de cedencia especialmente a velocidades de corte altas, pero su curva de consistencia pasa a través del origen. El comportamiento de estos fluidos pseudo-plásticos esta determinado por la ley de potencias la cual establece que

$$\text{esfuerzo de corte} = K(\text{velocidad de corte})^n$$

Donde el parámetro K es una medida de la consistencia. Entre más grande sea este valor más grande será la viscosidad del fluido. El parámetro n se denomina índice de comportamiento de flujo y puede ser interpretado como una medida del decremento de la viscosidad efectiva con el incremento de la velocidad de corte. Entre menor sea n mayor será el decremento. Si $n = 1$ el fluido se comportará como un fluido Newtoniano, y K será igual a la viscosidad.

Muchos fluidos de perforación exhiben un comportamiento intermedio entre el comportamiento plástico ideal de Bingham y la ley de potencias. Lo cual se debe a las fuerzas que existen entre las partículas, n y K no son constantes a bajas velocidades de corte. Estos lodos tienen un punto de cedencia no muy bien definido el cual es menor al que podría ser calculado por extrapolación del esfuerzo de corte medido a altas velocidades de corte. La figura 1-3 compara las curvas de consistencia de los tres modelos de flujo.

El hecho de que la curva de consistencia de un lodo que contiene arcilla intercepte el eje de esfuerzos a un valor mayor que cero, indica el desarrollo de una estructura de gel. Esta estructura, resulta de la tendencia que poseen las plaquetas de arcilla para alinearse consigo mismas de tal forma que dirigen sus bordes cargados positivamente hacia las superficies basales cargadas negativamente. Esta interacción entre las cargas sobre las plaquetas también incrementa la viscosidad efectiva a valores bajos de corte, por lo tanto, influencia el valor de K y de n .

La fuerza de gel de algunos lodos, principalmente de lodos a base de arcilla y agua fresca, se incrementa con el tiempo después que la agitación ha cesado, a este fenómeno se le conoce como tixotropía. Además, si después de que el lodo ha permanecido en reposo es sujeto a velocidad de corte constante, su viscosidad decrece con el tiempo y su estructura de gel se rompe, hasta que alcanza una viscosidad de equilibrio. Es decir la viscosidad de un lodo tixotrópico es dependiente del tiempo al igual que de la velocidad de corte.

1.4.4 Control de las propiedades de flujo en el pozo. ¹⁴

La influencia de los fluidos de perforación sobre el comportamiento del pozo es más crítico en la tubería y el espacio anular; por lo tanto, las muestras de lodo son tomadas directamente de la línea de flujo, y probadas inmediatamente antes de que ocurra cualquier cambio tixotrópico.

En mediciones de rutina los ingenieros de lodos usan un viscosímetro de cilindros concéntricos de dos velocidades. Este instrumento permite obtener la viscosidad plástica (V_p), el punto de cedencia (Y_p), y la viscosidad aparente (V_a) a 600 r.p.m. A partir de estos parámetros se pueden obtener también las fuerzas de gel y las constantes n y K de la ley de potencias.

El conocimiento de estos parámetros provee la información necesaria para controlar la reología del lodo. La V_p y K dependen en gran medida del contenido de sólidos en el lodo, y de la viscosidad del líquido,

mientras que el punto de cedencia y la fuerza de gel dependen más de la presencia de arcillas coloidales, y de la contaminación por sales inorgánicas. La relación de Y_p/V_p o el índice de flujo n , pueden ser usadas para caracterizar las propiedades de adelgazamiento del lodo. Es decir, el grado en el que la viscosidad efectiva decrece con el incremento de la velocidad de corte. La diferencia entre la fuerza de gel inicial y la lectura obtenida después de 10 minutos puede ser usada para juzgar que tanto se ha adelgazado el lodo durante su recorrido.

La viscosidad plástica puede ser reducida, si es necesario, por la adición de agua, o por separación mecánica del exceso de sólidos. El aumento excesivo en el punto de cedencia o la fuerza de gel pueden ser reducidos por la adición de ciertas moléculas de alto peso molecular, conocidos como adelgazadores. Si la fuerza de gel es muy baja puede incrementarse adicionando bentonita. Idealmente la fuerza de gel debe ser suficientemente alta para suspender la barita y los recortes cuando la circulación se detiene.

1.4.5 Propiedades de filtrado ^{1,4}

La habilidad del lodo para sellar formaciones permeables expuestas por la barrena por medio de un enjarre de baja permeabilidad, es otro requisito importante para el éxito de la perforación, debido a que la presión de la columna de lodo debe ser mayor que la presión de poro de la formación, con el fin de prevenir el influjo de fluidos de la formación, el lodo podría invadir continuamente las formaciones permeables si el enjarre no fue formado.

Para que se forme el enjarre, es esencial que el lodo contenga partículas ligeramente más pequeñas que los poros existentes en la formación. Estas son atrapadas en los poros superficiales, mientras que otras más finas son, en principio, acarreadas hacia adentro de la formación. Esta zona sobre la superficie de los poros empieza a atrapar sucesivamente partículas pequeñas, y, en pocos segundos, solamente el líquido invade la formación. La suspensión de partículas finas que entran a la formación durante la

estabilización del enjarre es conocida como la entrada de lodo y el líquido que entra subsecuentemente es conocido como filtrado.

Las propiedades de filtración requeridas para realizar con éxito el proceso de perforación, dependen en gran medida de la naturaleza de la formación que se va a perforar; es decir: En formaciones estables con permeabilidades bajas, como las que contienen carbonatos muy densos y areniscas, pueden ser perforadas sin controlar estrictamente las propiedades de filtrado. Pero muchas lutitas son sensibles al agua; es decir: en presencia de agua pueden desarrollar presiones de hinchamiento, y causar derrumbes, agrandamiento del pozo, etc. En este caso el sellar las fracturas incipientes por medio del enjarre ayudará a controlar los derrumbes, pero se debe poner mucho cuidado al seleccionar el tipo de lodo a usar al igual que en la composición química de su filtrado.

En formaciones permeables, las propiedades de filtración deben ser controladas con el fin de regular el espesor del enjarre y evitar la reducción en diámetro del pozo. Lo cual puede ocasionar pegaduras diferenciales.

También se requieren buenas propiedades de filtración cuando se van a perforar arenas no consolidadas las cuales pueden caer hacia adentro del pozo, a menos que, la formación sea rápidamente protegida por el enjarre.

1.4.6 pH¹

El control óptimo de algunos sistemas se basa en el pH, ya que a partir de su valor se puede saber si el lodo está contaminado y determinar el tratamiento para algunos contaminantes. Otras razones por las cuales es importante controlar el pH son: mantener los lodos tratados con calcio, mitigación de la corrosión, y permitir el uso efectivo de los aditivos.

La prueba de azul de metileno es útil para determinar la cantidad de arcilla activa en un sistema de lodos o en una muestra de arcilla. La prueba consiste en medir la capacidad total que posee una arcilla para intercambiar cationes y es útil junto con la determinación del contenido de sólidos para conocer las características coloidales de las arcillas minerales. De la misma forma, los recortes de arcilla pueden ser caracterizados y se pueden intuir posibles efectos sobre la estabilidad del pozo. Para eliminar interferencias debidas al contenido de materia orgánica, esta es destruida mediante la oxidación con peróxido de hidrógeno. A continuación la muestra es titulada con solución estándar de azul de metileno (ver figura 1.5) hasta que la capacidad de adsorción es agotada.

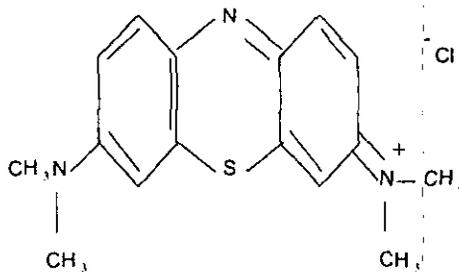


Figura 1.5 Molécula de azul de metileno

1.4.8 Corrosividad.¹

Se ha determinado que la corrosión es la principal causa de fallas en la tubería. La corrosión en la superficie de la tubería de perforación es monitoreada mediante anillos de acero que se colocan en los elementos de enrosque de tuberías al final del piñón y se determina la pérdida de peso después de que la tubería ha sido expuesta al lodo durante un cierto tiempo. Es más importante determinar el tipo de corrosión que se está efectuando al equipo que determinar su pérdida de peso. El monitoreo de anillos de

corrosión que se está efectuando al equipo que determinar su pérdida de peso. El monitoreo de anillos de acero revela como las picaduras pueden provocar una falla, pero no da información acerca de la fragilización debida al hidrógeno, rompimiento por fatiga de corrosión, y otras formas de fractura. Al seleccionar el fluido de perforación no solo se deben considerar los efectos corrosivos, sino también, el efecto que tiene el inhibidor de corrosión utilizado sobre las propiedades del lodo. Ya que algunos de estos causan efectos contrarios sobre las propiedades del fluido en especial en los lodos base agua. Los factores que deben ser considerados para la selección del fluido son: el origen de los agentes corrosivos, su composición, y métodos para contrarrestarlos.

1.5.0 Clasificación de lodos base agua ⁴

Los fluidos de perforación están clasificados de acuerdo a la naturaleza de su fase continua: agua o aceite. Dentro de cada una de estas existen divisiones que están basadas en la composición o la química del fluido o de la fase dispersa.

1.5.1 Lodos Base Agua: El 90% de los fluidos de perforación son sistemas de lodos base agua. La diferencia radica en la composición de la fase acuosa (pH, contenido iónico, etc.), en los agentes viscosificantes (arcillas, polímeros) y agentes de control. Un aceite tal como diesel o crudo puede ser añadido hasta en un 10%, en cuyo caso el fluido puede ser designado como una emulsión (aceite-agua).

1.5.2 Lodos de agua fresca: Están comprendidos desde aquellos lodos que no contienen ningún aditivo hasta los lodos de alta densidad que contienen arcillas, barita y varios aditivos orgánicos. Los lodos de agua fresca pueden tener pH desde 7 hasta 10 - 11. Con el fin de mantener limpios los fluidos y realizar una perforación más rápida, se les pueden añadir pequeñas cantidades de floculantes poliméricos para remover los sólidos resultantes de la perforación, generalmente este tipo de aditivos se agregan a los fluidos de perforación en el momento en que estos se encuentran en las presas o tanques de lodos.

Cuando se requiere de un fluido viscoso, se pueden añadir arcillas o polímeros solubles en agua. Los fluidos formulados con agua fresca son particularmente estables debido a que muchos de los aditivos son mucho más efectivos en sistemas de fuerza iónica baja. El pH del lodo es generalmente alcalino y, de hecho la mayoría de los agentes utilizados para controlar la viscosidad requieren de un medio con un $\text{pH} > 9$. El hidróxido de sodio es por mucho el agente de control de alcalinidad más comúnmente usado. Los lodos base agua que contienen arcilla pueden ajustarse a cualquier densidad requerida para controlar las presiones de la formación.

1.5.3 Salmueras: En muchas áreas de perforación, tanto terrestres como marinas, se penetran techos o domos salinos. Los lodos saturados con sales presentes en la formación son usados para reducir el agrandamiento de los hoyos que pueden resultar de la disolución de las sales que están en contacto con un líquido insaturado. La alta salinidad de los lodos a base de salmueras normalmente requieren de diferentes arcillas y aditivos orgánicos de los que usualmente se usan para los lodos de agua fresca o agua de mar. Las arcillas y los polímeros orgánicos contribuyen a la viscosidad. Las propiedades de filtración son ajustadas con almidón o polímeros celulósicos.

1.5.4 Lodos tratados con calcio: Los lodos preparados con agua fresca o con agua de mar pueden ser tratados con sulfato de calcio (yeso) o con óxido de calcio (cal) para aliviar los problemas que se presentan al momento de perforar los cuales pueden ir desde lutitas sensitivas al agua o formaciones arcillosas. Los lodos tratados con yeso son generalmente mantenidos a pH de 9 - 10, mientras los tratados con cal están en el rango de 12 - 13. Los lodos tratados con calcio generalmente requieren de más aditivos para controlar sus propiedades de flujo y de filtración de los que se podrían requerir si no se hubieran tratado con yeso o cal.

1.5.6 Lodos tratados con potasio: Estos sistemas combinan uno o más polímeros y una fuente de potasio, principalmente cloruro de potasio, con el fin de prevenir los problemas asociados con la perforación de ciertas lutitas sensibles al agua. Las propiedades de flujo y de filtración pueden ser muy

diferentes de las que presentan los fluidos base agua previamente descritos. Este tipo de fluidos son relativamente nuevos pero ya han sido aplicados en muchas áreas como el Mar del Norte, en Canadá, etc.

1.5.7 Sistemas bajos en sólidos/ no dispersos: Estos sistemas están compuestos de agua fresca, arcilla para aumentar su viscosidad y polímeros para controlar las propiedades de filtrado. Los sistemas bajos en sólidos son mantenidos con mínimas cantidades de arcillas y requieren de la remoción de gran cantidad de los sólidos que se producen al perforar. Se llaman sistemas no dispersos debido a que no se requieren aditivos para dispersar o deflocular las arcillas agregadas con el fin de elevar la viscosidad del lodo. La mayoría de los fluidos base agua son considerados dispersos debido a que es necesario agregarles aditivos defloculantes para controlar las propiedades de flujo.

Con este tipo de lodos se pueden formular fluidos con densidades muy altas, pero usualmente se usan con densidades bajas o intermedias. La principal ventaja de estos sistemas es que pueden permitir altas velocidades de perforación debido a su bajo contenido de sólidos coloidales. Usualmente son aplicados en formaciones duras donde el incremento en la velocidad de perforación puede reducir los costos significativamente.

REFERENCIAS

- ¹ Bland, R.G., "Quality Criteria in Selecting Glicol's as Alternatives to Oil-Based Drilling Fluid Systems" paper SPE 27141 presented at the 1994 Second International Conference on Health, Safety & Environment in Oil & Gas Exploration and Prpduction, Jakarta, Jan 25-27 pp 399-411.
- ¹ Darley, H.C.H., and George, R, Gray, "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids". Gulf Publishing Company, Fifth Edition, (1998) Houston Texas, pp 1.8-19
- ² Adams, Neal J., "Drilling Engineering. A Complee Well Planning Approach" Penn Well Books 5^{ed} U.S.A (1985), pp 227-233
- ³ Instituto Mexicano del Petróleo "Manual de tecnología de Lodos" Editado por la Subdirección de Capacitación México D.F. (1981).pp 32-33
- ⁴ Kirk Othmer., Encyclopedia of Chemical Technology " Petroleum (Drilling Fluids)" Third Edition Vol 17 pp 143-148.(1985).

CAPITULO II

2.0.0 INESTABILIDAD DE POZOS

2.1.0 Introducción ¹

Las diferentes formas de inestabilidad de pozos como resultado de la interacción entre el fluido de perforación y las formaciones arcillosas, están relacionadas con el fenómeno de hidratación. El agua es adsorbida sobre las arcillas por medio de dos mecanismos; (1) adsorción de capas monomoleculares de agua sobre las superficies planas de los retículos cristalinos de la arcilla – conocida comúnmente como hinchamiento cristalino o hidratación superficial, (2) y el hinchamiento osmótico resultado de las altas concentraciones de iones atrapados por fuerzas electrostáticas en la vecindad de la superficie de la arcilla. El hinchamiento cristalino es experimentado por todas las arcillas. El hinchamiento osmótico interlaminar ocurre solamente con ciertas arcillas del grupo de las esmectitas -notablemente en montmorillonitas sódicas-.

En el momento en que la barrena penetra a través de la lutita se liberan esfuerzos horizontales y la arcilla entra en contacto con el fluido de perforación, entonces el agua es transportada mediante osmosis hacia adentro o hacia afuera de la formación dependiendo de la actividad del agua en la lutita en relación con la actividad del agua en el lodo, ambos fenómenos pueden causar problemas; si el agua penetra hacia la formación, provocara que la lutita se hinche originando esfuerzos, si estos son superiores al punto de cedencia de la formación reducirán sensiblemente la estabilidad del pozo. En cambio si ocurre lo contrario, es decir que la arcilla pierda agua, causara que esta se debilite y se produzcan fracturas que también causan inestabilidad del pozo. Las fuerzas que intervienen en la inestabilidad de las lutitas son: presiones de sobrebalance, presiones de poro, fuerzas tectónicas, y adsorción de agua (dispersión e hinchamiento)². En el presente trabajo solo se consideran los problemas relacionados con la adsorción de agua hacia la formación. Los problemas asociados a este fenómeno y que hacen que el proceso de perforación se dificulte se presentan a continuación.

2.2.0 Problemas causados por la interacción del fluido de perforación y la formación.

2.2.1 Estabilidad de recortes

Como se menciona en el capítulo 1 el fluido de perforación debe ser capaz de realizar diferentes funciones, en este caso nos referiremos a las que tienen que ver con los recortes y la estabilidad del pozo. El fluido debe mantener la integridad de los recortes principalmente cuando están dentro del pozo es decir debe evitar que estos se dispersen en el lodo provocando cambios en sus propiedades reológicas físicas y químicas. Los recortes deben mantener un tamaño ideal para que puedan ser suspendidos por el fluido y transportados hacia el exterior del pozo, para que posteriormente sean separados del fluido sin tener que utilizar equipos especiales y de esta manera se eviten pérdidas de fluido y este pueda recircularse lo más pronto posible.

2.2.2 Derrumbe de las paredes del pozo.

Las arcillas que se encuentran confinadas y están en contacto con agua pueden generar presiones de hinchamiento que pueden llegar a superar los esfuerzos a los que están sujetas las paredes del pozo y provocar el derrumbe de las paredes de este y su consecuente ensanchamiento. Pruebas de laboratorio confirman que las presiones de hinchamiento se incrementan con el tiempo y pueden causar grandes ensanchamientos, en el campo frecuentemente se observa que el derrumbe de las paredes no ocurre sino hasta varios días después de que la tuita ha sido penetrada por la barrena.

La mayoría de las formaciones contienen fracturas o microfracturas invisibles originadas por el tiempo o por eventos geológicos, cuando entran en contacto con algún fluido que contenga agua este penetra entre las fracturas dando como resultado presiones de hinchamiento que superarán las fuerzas adhesivas, y provocaran la ruptura de la formación facilitando así su desestabilización

2.2.3 Pegadura diferencial

La pegadura diferencial de una sarta de perforación cercana a una zona permeable es causada cuando la formación contiene menos presión de fluido de poro que la presión hidrostática que provee del fluido de perforación. La pegadura diferencial usualmente ocurre cuando la cadena de perforación permanece inmóvil por un periodo de tiempo, permitiéndole reposar cerca y llegar a empotrarse en el enjarre. Cuando la tubería reposa cerca del enjarre, el filtrado es expulsado de la zona de contacto, resultando en un decremento de la presión del fluido de poro local, y un incremento de la presión diferencial.

Esta situación empeora con el tiempo, de tal forma el enjarre aumenta alrededor de la sección de tubería pegada aumentando el área de contacto entre la tubería y el enjarre, y por lo tanto se incrementa la fuerza necesaria para liberar la tubería.

2.2.4 Embolamiento de barrena y estabilizadores ³

El embolamiento de barrena resulta de la adherencia de lutitas deformables (plásticas) en la superficie de la barrena durante la rotación de la sarta de perforación. Con el movimiento de rotación el agua es extruida de la lutita plástica y el agua de la doble capa difusa es eliminada. Conforme se van acercando la lutita y la barrena estas permanecen separadas por una capa de agua adsorbida sobre la superficie de la barrena la fracción remanente de la doble capa difusa se une a las partículas de arcilla. Para satisfacer las cargas, de la doble capa difusa la arcilla interactúa con el agua adsorbida sobre la barrena donando iones H^+ , si las dos superficies están en íntimo contacto debido al impacto, las capas de agua pueden aportar iones OH^- . En este instante da inicio el embolamiento de barrena, debido a que estas ligaduras no pueden romperse la hidráulica del lodo no es capaz de eliminar la lutita que se adhiere a la barrena.

Al igual que en la prevención del embolamiento de barrena, la pegadura diferencial puede ser prevenida mediante el uso de un sistema de lodo que tenga características de inhibidor y de lubricante. Un sistema de lodo que prevenga el hinchamiento de lutitas y la dispersión reduce la acumulación de sólidos de baja gravedad y mejora la calidad del enjarre, y por lo tanto una área de contacto reducida.

2.3.0 Otros problemas no directamente relacionados con la hidratación de lutitas reactivas.

2.3.1 Ácido sulfhídrico (H_2S)

El ácido sulfhídrico o gas amargo, es un gas incoloro, mas pesado que el aire, con olor a huevos podridos. Es altamente tóxico. La muerte se produce si se tienen exposiciones a niveles superiores a las 600 ppm (0.05 % de H_2S). Forma mezclas explosivas con el aire. Es común durante la perforación, dependiendo del tipo de formación.

Problemática : Además de que dicho gas es mortal aun en concentraciones bajas, puede causar grietas en los aceros de alta resistencia. Reduce el pH de los lodos haciendo que sus propiedades originales sean totalmente diferentes.

Tratamiento químico de lodo* : El mantener una alcalinidad alta en el lodo ayudará a proteger a los operadores así como a la tubería; debido a que casi todo el azufre bivalente se presenta en la forma molecular H_2S por debajo de un pH de aproximadamente 7. Si el valor de pH es mayor que 7, el HS^- se transforma en la especie predominante. Sin embargo a un pH de 9.5 comienza a aparecer el ión S^{2-} (sulfuro) y a un pH de 12 en ión sulfuro es la especie predominante. Es decir si se mantiene un pH elevado entonces un influjo de ácido sulfhídrico producirá iones sulfuro. Lo cual representa una solución ya que este ión no contribuye a la corrosión de la tubería ni a la producción de gas amargo a menos que existan iones hidrógeno disponibles.

* Plasticidad de la formación; las lutitas plásticas tienen la propiedad de poder sufrir deformaciones antes de fallar es por ello que se les llama así.

2.3.2 Temperaturas excesivas

Las temperaturas en el fondo del pozo son muy variables, dependen de la edad geológica de la formación -es decir las formaciones de rocas geológicas más viejas son más frías y tienen gradientes geotérmicos más bajos-, y del grado de compactación principalmente⁵.

Efectos: Al presentarse un aumento de temperatura, la velocidad de reacción química aumenta; provocando que las reacciones que se realizan entre los componentes de los lodos se aceleren. En algunos casos mientras las temperaturas no sean excesivas este efecto puede ser benéfico. En casos diferentes cuando existen contaminantes indeseables, las propiedades del lodo pueden cambiar de manera perjudicial. En caso de que las temperaturas lleguen a ser excesivas, como en pozos profundos, el mantenimiento adecuado de las propiedades del lodo se hacen cada vez más difíciles y costosas.

2.3.3 Espuma⁶.

Se originan a partir de fenómenos de tensión superficial o debido a que el aire quedo atrapado por medios mecánicos.

Se pueden clasificar en dos tipos principales:

- Superficial.- no afecta adversamente al lodo.
- Interna.- Si causa condiciones adversas. Como reducción en la densidad del lodo e interferencia con el bombeo y con la circulación.

Causas mas Comunes de la Espuma.

- Mecánicas.
- Alto contenido en cloruros de los lodos.

- Lignosulfonatos.
- Detergentes.

Tratamiento :

- Disminuir la resistencia de gel para permitir la remoción eficaz de la espuma y evitar su formación.
- Eliminar todas las causas mecánicas.- Como fugas en las bombas y succiones que permitan la entrada de aire. Evitar el batido de aire dentro del lodo. Usar agentes químicos antiespumantes, reducir la tensión superficial - interfacial.

2.3.4 Pérdida del control en la circulación.

Un fluido de perforación debe estar circulando a través del pozo y regresar a la superficie en forma ininterrumpida. En ocasiones, las formaciones cavernosas o altamente permeables y las zonas fracturadas, provocan pérdidas de circulación total o parcial. La merma del fluido de perforación debida a grietas en la formación, puede resultar en una disminución de la presión hidrostática en el fondo del pozo, permitir el flujo de fluidos de la formación y provocar inestabilidad del pozo.

Los materiales que pueden ser añadidos con el fin de evitar la pérdida de circulación son hojuelas, fibras o gránulos. Algunas de estas hojuelas son fragmentos de celofán y papel, mica, cascara de arroz o de algodón, o laminillas de plástico. Estos materiales son descargados a través de las grietas para ser selladas. Las partículas deberán tener la mitad del ancho de la grieta o un tercio del diámetro si la apertura es circular.

2.4.0 Estructura y propiedades de las arcillas Esmectita o Montmorillonita.

2.4.1 Introducción ⁷

Antiguamente las esmectitas fueron utilizadas para limpiar y desengrasar tejidos, por lo cual se les dio el nombre de "esmectita" del latín *esmectus* que significa limpiar o purificar. El nombre de Montmorillonitas proviene de la localidad de Montmorillon Francia donde fueron descritas por primera vez por Damour y Salvetat en 1847.

El tamaño de partícula de estos minerales está entre (100 y 200 Å) lo cual hace que su superficie específica sea grande (varios cientos de metros cuadrados por grano). Entre sus características más importantes destacan su expansibilidad, la cual está en función del tamaño de la molécula que se introduzca entre sus capas. Su déficit de carga positiva debido a la sustitución parcial de iones Al^{3+} por cationes divalentes hace que tengan una elevada C.I.C (Capacidad de Intercambio Catiónico).

2.4.2 Origen ⁷.

La síntesis de esmectitas se estimula en lugares donde existe un ambiente abundante en cationes básicos (baja concentración de H^+) y alta relación sílice/alúmina. Estos minerales se relacionan frecuentemente con depósitos de cenizas volcánicas especialmente en regiones semiáridas o de drenaje restringido.

En otros sedimentos, la formación de la montmorillonita debe a la alteración de rocas eruptivas básicas, tobas volcánicas y cineritas como producto hidrotermal, como zona de alteración de las plagioclasas mezcladas con otros minerales como caolinita e illita en algunos casos. Se da el nombre de bentonita a la montmorillonita derivada de la alteración de cenizas volcánicas.

2.4.3 Estructura ⁹

Los cristales de arcilla consisten fundamentalmente de Silicio, Aluminio o Magnesio, Oxígeno e Hidróxidos (OH) con varios cationes asociados de acuerdo con las especies. Existen básicamente dos unidades estructurales.

La unidad básica de los silicatos es un tetraedro de silicio *figura 2.1a*, el cual está compuesto por un átomo central de silicio (Si^{4+}) y cuatro átomos de oxígeno o hidróxilos equidistantes de éste. Las fuerzas que unen los silicios y los oxígenos se reparten en enlaces iónicos y covalentes, mediante este arreglo el oxígeno sólo tiene 7 electrones en lugar de 8 disponibles en su capa externa. Para balancear esta deficiencia se aceptan iones positivos como Na^+ , K^+ , Li^+ . En el caso de que se formen iones $[SiO_4]^{4-}$, en el cual cada oxígeno puede compartir un par de electrones con un segundo silicio, formándose grupos múltiples de coordinación 4.

El tetraedro individual está conectado con tetraedros adyacentes compartiendo tres esquinas (los tres oxígenos basales) constituyendo una red hexagonal *Figura 2.1 (b)*. La cuarta esquina del tetraedro apunta en dirección normal a la hoja. Este oxígeno (el oxígeno apical) forma parte de la hoja octaédrica.

Las hojas octaédricas contienen cationes de tamaño mediano en su centro (usualmente Al, Mg, Fe^{2+} , y Fe^{3+}) y oxígenos en sus ocho esquinas. El octaedro individual *Figura 2.2(a)* está unido lateralmente con un octaedro vecino y verticalmente con un tetraedro compartiendo oxígenos.

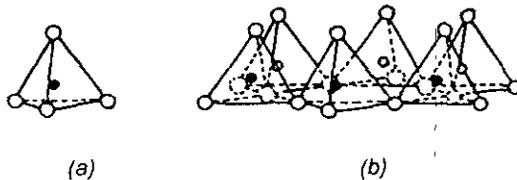


Figura 2.1 (a) Tetraedro Simple de Silice. (b) Estructura de tetraedros de silice arreglados en forma hexagonal.

La unidad estructural más pequeña de la hoja octaédrica *Figura 2.2 (b)* contiene tres octaedros. Si los tres octaedros tienen cationes octaédricos en sus centros (iones bivalentes como Mg^{2+} y Fe^{2+}), la hoja es llamada trioctaédrica, si sólo dos octaedros están ocupados y un octaedro esta vacante (iones trivalentes como Al^{3+} y Fe^{3+}) la hoja es llamada dioctaédrica.

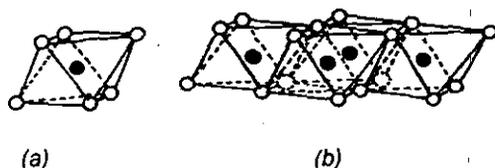


Figura 2.2 (a) Unidad octaédrica (b) Unión de capas octaédricas.

La estructura resultante del ensamble de hojas tetraédricas y octaédricas se llama capa. Existen dos tipos principales (1) la capa 1:1 o T - O (tetraédrica - octaédrica) típica del grupo de las caolinitas, *Figura 2.3* contiene un plano de aniones no compartidos en la hoja octaédrica compuesta de grupos OH. (2) La capa 2:1 o T-O-T esta conformada por la unión de dos hojas tetraédricas en posición externa con una hoja octaédrica. La disposición relativa de ambas hojas tetraédricas es invertida, así que todos los oxígenos apicales apuntan hacia la hoja octaédrica y pueden ser compartidos. La mayoría de las especies de esmectitas tienen este tipo de estructura. *Figura 2.4*

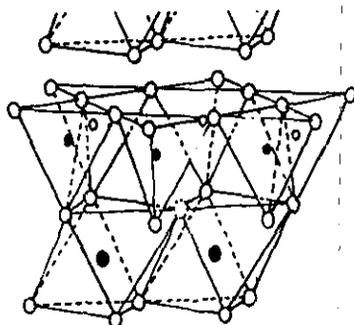


Figura 2.3 Esquema de la capa T-O de la caolinita.

La distancia que existe entre dos capas sucesivas se denomina espacio interlaminar. Este espacio estará libre de cualquier especie química si los bordes de las capas son eléctricamente neutras es decir si todos los cationes estructurales están compensados por oxígenos o grupos de hidróxilos OH. La mayoría de los minerales arcillosos presentan un exceso de carga negativa, la cual es neutralizada por materiales interlaminares, como cationes solvatados (principalmente K^+ , Na^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+}).

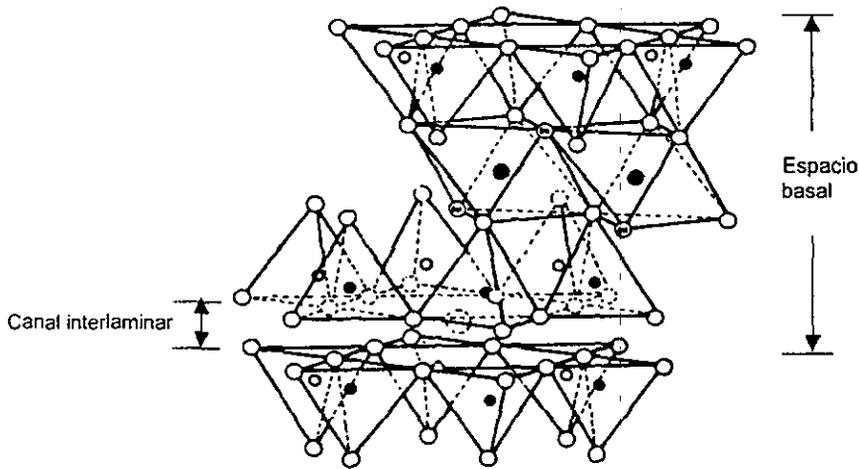


Figura 2.4 Esquema de la capa T-O-T típica de las esmectitas

La suma de una capa más una intercapa se denomina unidad estructural, la cual corresponde a una especie química. Su tamaño está entre 7 y 18 Å dependiendo del tipo de capa y del contenido de su espacio interlaminar. El espacio basal entre dos unidades sucesivas es de 7Å para el tipo 1:1 y de 9.5 Å para el tipo 2:1.

El orden estructural de los minerales arcillosos se ve afectado por dos factores el cristalográfico y el químico. (1) Las dimensiones laterales de las hojas tetraédricas y octaédricas no son las mismas, entre los dos tipos de hojas no existe un ensamble perfecto cuando se unen al compartir oxígenos. Esta

posición imperfecta determina la dislocación de los planos de unión y una alteración del tamaño final. (2) Muchos de los minerales arcillosos presentan una sustitución parcial de cationes como por ejemplo Si^{4+} por Al^{3+} o Fe^{3+} o Fe^{2+} o Mg^{2+} tal sustitución de cationes tetravalentes por cationes trivalentes o trivalentes por bivalentes generará un déficit de carga positiva y un exceso de carga negativa dentro de las capas. Tal desequilibrio puede ser neutralizado por especies cargadas positivamente como cationes, agua, hidróxidos. Dicha sustitución y adición de cationes determina un incremento en el desorden del cristal y afecta su estabilidad, los desequilibrios estructurales y deformaciones debidos al gran tamaño de algunos cationes monovalentes y bivalentes hace posible el intercambio de iones debido al cambio en la composición química de los fluidos intersticiales. La sustitución iónica en las arcillas minerales es la principal responsable de algunas de sus propiedades características, tales como la absorción - desorción, la expandibilidad - retracción y la formación de complejos órgano minerales.

2.4.4 Composición de las lutitas

Las lutitas están compuestas principalmente de cuatro tipos de arcillas; la caolinita, la montmorillonita, la illita y la clorita.

La caolinita se forma cuando una hoja tetraédrica (T) se combina con una octaédrica (O) generando una lamina tipo T-O o bien 1:1. Debido a que las hojas de silicatos y aluminatos están covalentemente unidas -comparten los mismos átomos de oxígeno-, las fuerzas de solvatación, eléctricas, hidrodinámicas y de capilaridad no serán suficientes para separar dos hojas que formen una lámina. Las fuerzas que mantienen unidas las láminas son enlaces de hidrógeno aunados a las fuerzas de van der Waals. Este tipo de enlaces evitan la penetración de agua entre las láminas y evitan que se hinchen.

La montmorillonitas están compuestas de laminas tipo T-O-T o 2:1. En el apilamiento de las hojas de silicato-aluminato-silicato las capas de oxígeno de cada unidad están adyacentes a las láminas de oxígeno de las unidades vecinas, lo que da como resultado un enlace muy débil y una excelente división

entre ellas, lo cual ocasiona que moléculas de agua, cationes e incluso materia orgánica puedan penetrar entre las láminas separándolas y expandiendo la red.

La estructura básica de los minerales de illita es similar la red de la montmorillonita, excepto por el reemplazo de algunos átomos de silicio por otros de aluminio, lo que origina una deficiencia de carga que es balanceada por iones potasio, y estos se posicionan entre las laminas

La clorita tiene una estructura de tipo T-O-T. y se caracteriza porque las láminas están unidas con hojas de brucita ($MgOH_2$) y además por el reemplazo de silicio por aluminio en las hojas tetraédricas.

2.4.5 Distribución de cargas en las hojas T-O Y T-O-T

Sin considerar las sustituciones isomórficas y basándose en el modelo de Hofmann ⁷ las cargas están distribuidas de la siguiente forma en la hoja tetraédrica-octaédrica (T-O).

Especie química	Carga		
6O ²⁻	-12		
4Si ⁴⁺		+16	Hoja tetraédrica.
4O ²⁻ + 2(OH) ⁻		-10	
(capa común al tetraedro y octaedro)			
4Al ³⁺		+12	
6(OH) ⁻	-06		Hoja octaédrica
Total de cargas positivas = 28			
Total de cargas negativas = 28			

En la hoja tetraédrica-octaédrica-tetraédrica (T-O-T) las cargas están distribuidas de la siguiente forma.

Sin considerar la sustitución isomórfica.

Especie química	Carga		
6O ²⁻	-12		
4Si ⁴⁺		+16	Hoja tetraédrica.
4O ²⁻ + 2(OH) ⁻		-10	
(capa común al tetraedro y octaedro)			
4Al ³⁺		+12	
4O ²⁻ + 2(OH) ⁻	-10		Hoja octaédrica
(capa común octaedro y tetraedro).			
4Si ⁴⁺		+16	
6O ²⁻	-12		Hoja tetraédrica
Total de cargas positivas = 44			
Total de cargas negativas = 44			

2.4.6 Hidratación de arcillas

La interacción roca-fluido juega un papel fundamental durante la perforación de un pozo, especialmente en formaciones arcillosas sedimentarias donde el mecanismo predominante es la hidratación de las lutitas.

El efecto producido por la hidratación de lutitas se traduce en un incremento del espacio basal en valores definidos desde 12.4 a 21Å, que corresponde a un número entero de moléculas de agua que pueden ser desde 1 hasta 4 capas monomoleculares de agua dependiendo del catión de saturación. Es decir, el grado de hidratación de la esmectita depende del catión de saturación, ya que dichos cationes tienen diferentes grados de hidratación por ejemplo si el catión es Ca^{2+} o Mg^{2+} la expansión de la esmectita anhidra será desde 10 Å hasta un máximo de 20Å, en cambio si se tratara de Na^+ la expansión es aun mayor pudiendo llegar hasta 160 Å. Lo cual significa que el ion Na^+ tiene un grado de hidratación mayor al del Ca^{2+} el Mg^{2+} .

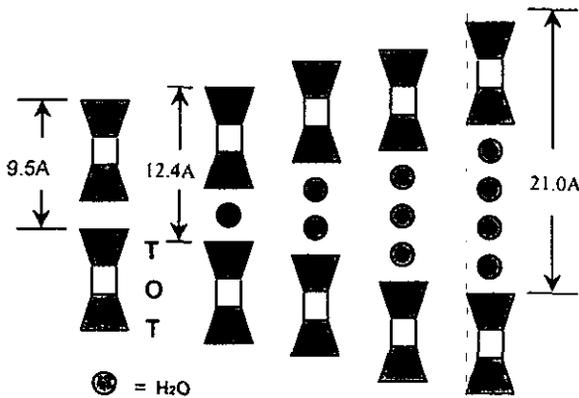


Figura 2.5 Expansión de la red por adsorción de moléculas de agua⁷

2.4.7 Mecanismo de hidratación de arcillas ¹⁰

Etapa 1.- Originalmente la arcilla se encuentra deshidratada, en su espacio laminar se encuentran iones sodio Na^+ , potasio K^+ y calcio Ca^+ en diferentes proporciones.

Etapa 2.- Electrostáticamente, sus cargas se encuentran distribuidas de la siguiente forma; las cargas negativas se acumulan en las superficies planas de las laminillas, y en los bordes de estas se ubican las cargas positivas. Es por ello que los iones se encuentran sobre las superficies planas.

Etapa 3.- Al entrar en contacto con el agua, las moléculas de agua son fuertemente atraídas hacia las superficies planas debido a la presencia de los iones cargados positivamente. A escala molecular son las fuerzas electrostáticas las que predominan. (hidratación superficial)

Etapa 4.- Bajo estas condiciones las moléculas de agua se orientan para formar puentes de hidrógeno.

Etapa 5.- La carga negativa en la superficie de las laminillas se ve incrementada debido a que las moléculas de agua se entrelazan unas con otras. La carga negativa concentrada en las laminillas llega a ser tal que provoca repulsión entre ellas aumentando así el espacio interlaminar, produciendo de esta forma el hinchamiento.

Etapa 6.- Las moléculas de agua continúan entrando al espacio interlaminar, neutralizando parcialmente las superficies expuestas, pero manteniéndolas separadas.

Etapa 7.- Cuando el equilibrio de hidratación se ha alcanzado, se forma una estructura interna hidratada que hace coincidir los bordes cargados positivamente con las caras planas cargadas negativamente, permitiendo que las moléculas de agua entren y salgan libremente. Si la arcilla esta sometida a esfuerzos mecánicos puede derrumbarse, pero tiende a formarse nuevamente debido a que las hojas mantienen la fuerte carga electrostática que las atrae.

El proceso de hidratación de las arcillas, puede dividirse según el tipo de interacción entre las partículas en; hidratación superficial o cristalina e hidratación osmótica.

2.4.8 Hinchamiento superficial

Las lutitas fueron compactadas y parcialmente deshidratadas mediante la presión ejercida sobre ellas, dicha presión es igual a la presión de sobrecarga menos la presión de poro. Cuando las lutitas son perforadas y entran en contacto con el fluido de perforación, las lutitas toman agua con una fuerza igual a la fuerza de compactación que causó su deshidratación. Este primer paso en el proceso de hidratación consiste en la adsorción de agua en monocapas sucesivas sobre la superficie y empuja las capas unitarias de la lutita. La fuerza que domina durante este estado es la energía de adsorción de las capas de agua sobre las superficies de la arcilla. El volumen de hinchamiento desarrollado en el este proceso puede ser mayor al 100 % del volumen inicial de la arcilla seca.

2.4.9 Hinchamiento osmótico

Este tipo de hidratación sólo se presenta en cierto tipo de arcillas del grupo de las esmectitas, preferentemente en las que contienen cationes interlaminares monovalentes -como las esmectitas *sódicas* p ej. *montmorillonita sódica*-. El hinchamiento osmótico se presenta cuando la concentración de cationes entre las láminas es mayor que la del seno de la solución. Por lo tanto, el agua es atraída hacia adentro del espacio interlaminar ocasionando un aumento en el espacio c y permitiendo el desarrollo de una doble capa difusa. Aunque no está involucrada una membrana semipermeable, el mecanismo es esencialmente osmótico porque es gobernado por una diferencia en la concentración de electrolitos. Las presiones de hinchamiento generadas por la hidratación osmótica son bajas sin embargo el aumento en el volumen es mucho mayor que el ocasionado por la hidratación cristalina.

REFERENCIAS

- ¹ Darley, H. C. H. and George, R. Gray., "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids". Gulf Publishing Company, Fifth Edition, (1998) Houston Texas, pp 375.
- ² NL Baroid/ NL Industries. Inc "Manual Of Drilling Fluids Technology, Borehole Instability" Copyright (1979), NL Industries, INC. Pp 4 - 6.
- ³ Halliday W.S., and Jones, T.A., "Poliglicol and Aluminium Chemistry Drilling Fluid Helps operator Reach Project Goals." Paper SPE/IADC 25702 presented at the (1993) Drilling Conference held in Amsterdam 23-25 February 1993 pp. 257-265
- ⁴ Garret, R. I., and Jones, B., "Practical Solutions to Combat Detrimental Effects of H₂S During Drilling Operations," SPE Paper 5198, Symp. On Sour Gas And Crude Tyler, Nov 11-12 (1974)
- ⁵ Thompson, M., and Burgess, T.M., " The Prediction and Interpretation of Downhole Mud Temperature While Drilling," SPE Paper no 14180, Annual Meeting, Las Vegas, Sep. (1985).
- ⁶ Chilingarian, G.V., and Vorabutr, P., "Drilling and Drilling Fluids" Elsevier scientific publishing company (1981).
- ⁷ Calderón, G. N., Vera, A. L., Roman, C. M., et al, "Apuntes del Curso de Cristalografía de Suelos", Sociedad Mexicana de Cristalografía. México D.F. (1997)
- ⁹ Michael J Hudson. "Multifunctional mesoporous inorganic solids" collection "Mathematical and Physical Sciences" Vol 4. Edited by Cesar A.C Sequeira.(1982)
- ¹⁰ Domínguez J. M., y Schifter, I., "Las arcillas: El Barro Noble" Fondo de Cultura Económica S.A de C.V 1a edición México (1992). 96 pp

CAPITULO III

3.0.0 QUÍMICA DE LOS GLICOLES ¹

3.1.0 Introducción.

Los glicoles, también llamados dioles, son compuestos que contienen dos grupos hidróxilos unidos a átomos de carbono separados en una cadena alifática, también pueden contener heteroátomos. Los glicoles simples son aquellos en los que ambos grupos hidróxilo están unidos a distintos átomos de carbono no sustituidos y están representados por la fórmula general.



3.2.0 Glicoles

3.2.1 Alcoholes polihídricos simples: Los glicoles son alcoholes dihidricos que contienen dos grupos hidróxilo y están clasificados químicamente como alcoholes polihidricos, los glicoles más importantes comercialmente hablando son; el etilen glicol —comúnmente usado como anticongelante automotriz— y el propilén glicol —usado como aditivo alimenticio—.

3.2.2 Poliglicoles y poligliceroles: Los poliglicoles y poligliceroles son formas oligoméricas y poliméricas de los glicoles y gliceroles simples, y las fórmulas de los compuestos comúnmente usados se muestran en la *figura 3.1*. Donde R representa a un hidrógeno o a un grupo alquil simple y n, m y p son enteros y representan el grado de polimerización.

Por convención, el término poliglicol esta restringido a aquellos compuestos con n, m o $m + n \geq 4$ y poligliceroles con $p \geq 2$. Los polímeros o más precisamente oligómeros con grados de polimerización bajos tienen propiedades muy similares a los alcoholes polihidricos simples son típicamente clasificados con ellos.

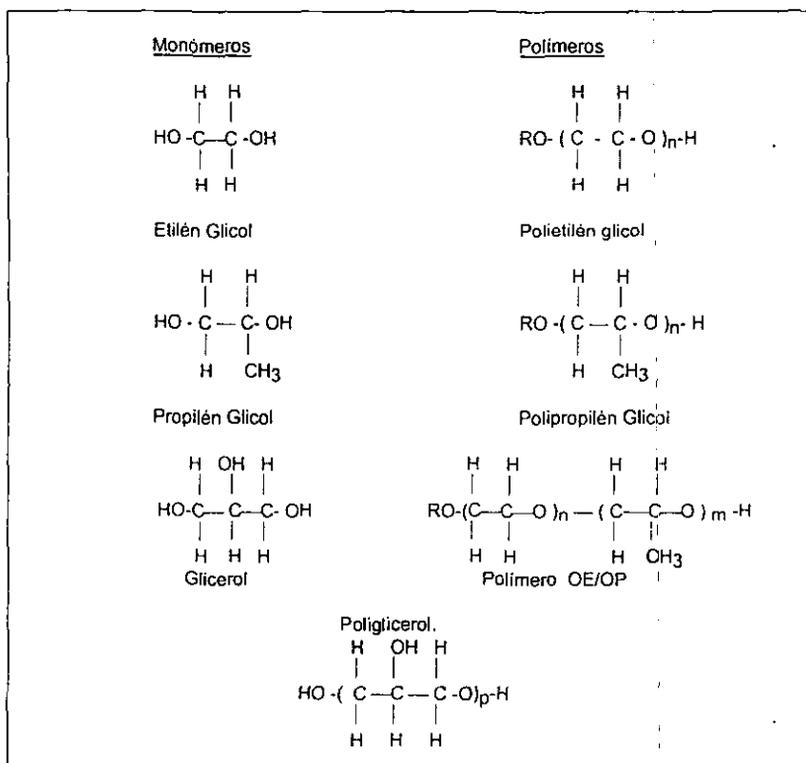


Figura 3.1

El tamaño y el peso molecular de los poliglicoles y poligliceroles se incrementa al aumentar el grado de polimerización o número de unidades repetidas en los oligómeros o polímeros.

Las propiedades de poliglicoles y poligliceroles dependen en primer lugar del peso molecular, de la estructura química de los monómeros y de las propiedades químicas del material iniciador. Las propiedades como viscosidad, punto flash y el punto de fusión/punto de congelamiento generalmente aumentan (o en algunos casos alcanzan un valor límite) con el incremento del peso molecular, mientras que la biodegradabilidad y la toxicidad disminuyen.

Las propiedades de las soluciones en agua son más complejas y se pueden discutir mejor individualmente.

3.2.3 Polietilén glicoles: Los polietilén glicoles son poliglicoles hechos de la adición de óxido de etileno con agua (o alcoholes de bajo peso molecular). Los poli (etilén glicoles) comerciales de bajo peso molecular son líquidos viscosos mientras que los de peso molecular alto son sólidos duros todos son solubles en agua a temperatura ambiente. Debido a que las moléculas de los poli (etilén glicoles) son lineales su biodegradabilidad es aceptable. También se han realizado pruebas para determinar su toxicidad y los resultados han sido satisfactorios.

3.2.4 Polipropilén glicoles: Los polipropilén glicoles son poliglicoles hechos de la adición de óxido de propileno y agua o alcoholes de peso molecular bajo – también otros alcoholes polihídricos pueden ser utilizados—. Todos son líquidos viscosos y los productos de mas alto peso molecular (pesos moleculares $> \approx 1000$) tienden a ser solubles en agua – al menos a temperatura ambiente, ya que algunos muestran solubilidad inversa en agua al aumentar la temperatura –

La toxicidad de los polipropilén glicoles ($n \geq 4$) es típicamente baja y usualmente decrece con el peso molecular los propilén glicoles de menor peso molecular, generalmente muestran buena biodegradabilidad.

3.2.5 Copolímeros OE/OP: (óxido de etileno/óxido de propileno) Los copolímeros OE/OP son poliglicoles que resultan de la adición aleatoria de óxido de etileno y óxido de propileno con alcoholes de peso molecular bajo –comúnmente metil o butil–. La proporción de etileno y óxido de etileno usada es cercano a la unidad para cualquiera de los dos, o el óxido de etileno es usado en abundancia, *dependiendo de su peso molecular pueden ser líquidos viscosos solubles en agua a temperatura ambiente y mostrar solubilidad inversa al agua con la temperatura.*

La toxicidad de los copolímeros OE/OP ($n + m \geq 4$) ha sido buena como lo demuestran los resultados obtenidos en pruebas practicadas con un copolímero OE/OP acuoso y podría esperarse que disminuyera con el peso molecular. Los copolímeros OE/OP de menor peso molecular tienden a mostrar una mejor biodegradabilidad, en cambio los de mayor peso molecular tienden a ser más resistentes.

3.2.6 Poliglicerol: El poliglicerol es o puede ser considerado como tal, un producto de la condensación obtenido a partir de la deshidratación / condensación de glicerol. El producto parece ser soluble en agua a cualquier temperatura, se cree que el producto comercial es una mezcla de poliglicerol y poliglicol, para que funcione como antiespumante y sea más fácil su manejo, la toxicidad del poliglicerol es baja y se espera que su biodegradabilidad sea buena.

3.3.0 Propiedades.

3.3.1 Temperatura de enturbiamiento ¹

Todos los copolímeros comerciales OE/OP, virtualmente todos los polipropilén glicoles son solubles en agua, y al menos algunos de los polietilén glicoles —particularmente los polietilén glicoles de menor peso molecular obtenidos a partir de alcoholes— muestran una solubilidad inversa con la temperatura.

Cuando una solución acuosa de uno de estos poliglicoles es calentada, eventualmente se separa en dos fases líquidas distintas, al convertirse este poliglicol soluble en agua en parcialmente insoluble en agua, la temperatura a la cual ocurre es precisa y esta definida como la *temperatura de enturbiamiento*. El término proviene de la apariencia turbia que dicha solución presenta al llegar a la temperatura de enturbiamiento, en la cual el glicol se convierte en hidrofóbico y se separa parcialmente de la solución como una fase glicol insoluble en agua, formando gotas finamente dispersas y ligeramente visibles. Dicha transición es reversible si la temperatura se reduce por debajo de la temperatura de enturbiamiento.

Cuando la mezcla se enfría el poliglicol se disuelve otra vez en la fase acuosa y el sistema de dos fases se disipa para formar una solución de una fase —poliglicol /agua—. A este tipo de poliglicoles se les da el nombre de “camelónicos” con el fin de distinguirlos de las otras clases de poliglicoles y poligliceroles los cuales parecen no exhibir esta naturaleza variable.

3.3.2 Temperatura de enturbiamiento vs concentración.

La temperatura de enturbiamiento de un poliglicol camelónico en solución depende de la concentración del poliglicol, de su peso molecular, de las propiedades químicas del poliglicol específicamente usado y del tipo y concentración de otros materiales en la solución especialmente electrolitos tales como el cloruro de sodio y de potasio.

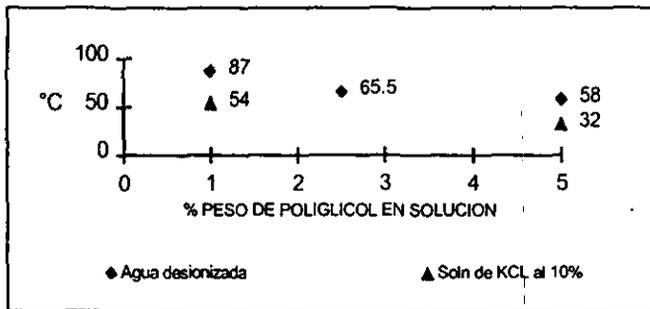


Figura 3.2 Gráfica Temperatura de enturbiamiento Vs Concentración ¹

Note que al incrementarse la concentración la temperatura de enturbiamiento disminuye hasta que aparece algún valor mínimo. Se cree que este decremento es de gran significado para comprender los beneficios de algunos poliglicoles en la perforación, como lo muestra la respuesta de la temperatura de enturbiamiento contra la concentración en la figura 3-2

Si se altera el peso molecular del poliglicol o se agregan electrolitos como cloruro de potasio o sodio a una solución de poliglicol cambiará la curva de la temperatura de enturbiamiento a temperaturas más altas o más bajas. En la figura 3-2 se observa la disminución de la temperatura de enturbiamiento cuando se agrega KCl.

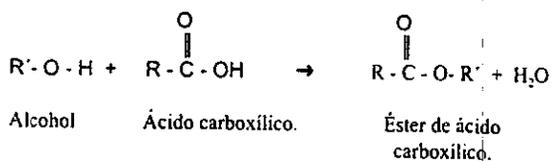
Una selección juiciosa de la química específica, peso molecular y la concentración del poliglicol aunada con la adición de una concentración adecuada de electrolito, si se requiere, permite al formulador de fluidos de perforación una amplia flexibilidad para combinar la respuesta de la temperatura de enturbiamiento del sistema de poliglicol con las especificaciones de un pozo dado. Esta flexibilidad tiene una importancia considerable para la estabilización de lutitas, la prevención del embolamiento, reducción del torque, prevención de pegaduras diferenciales.

3.4.0 Principales reacciones de los glicoles ²³.

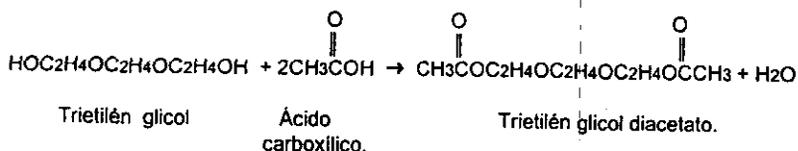
Muchas de las reacciones de los glicoles son típicas del grupo (O-H) por lo tanto se asemejan a las reacciones de los alcoholes por ejemplo.

La formación de ésteres a partir de alcoholes.

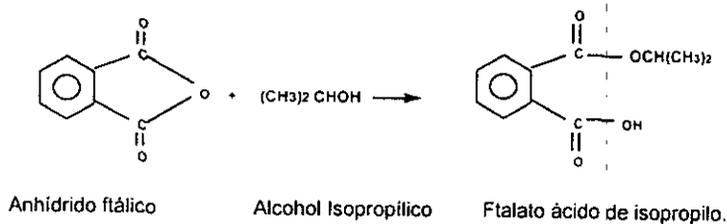
Para un alcohol



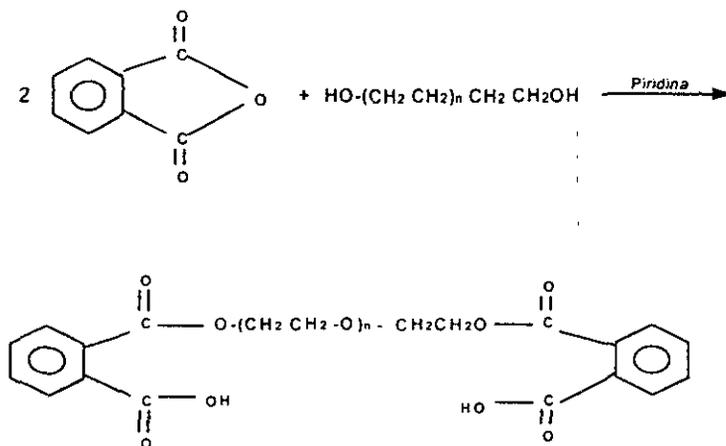
Para un glicol.



La reacción de alcoholes con anhídridos para formar ésteres.

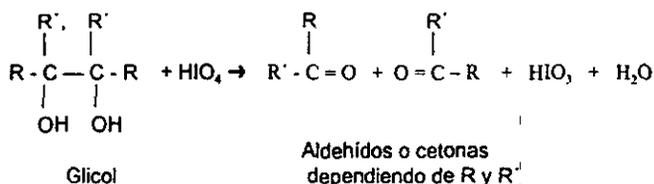


Para un glicol o poli(etilén glicol).



Esta reacción es utilizada para determinar el número de hidróxilo ver 4.4.1

No obstante las reacciones que requieren la presencia de los grupos hidróxilo en átomos de carbono adyacentes son exclusivas de los glicoles. Como por ejemplo la oxidación con ácido periódico (HIO_4).



3.4.1 Obtención de glicoles y poli (etilén - glicoles)

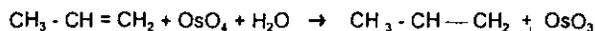
El producto de la reacción entre un alqueno y ciertos agentes oxidantes, recibe el nombre de glicol (o diol, di-alcohol) a dicha reacción se le conoce como oxhidrilación debido a que se adicionan grupos oxhidrilo al alqueno. Dos reactivos con los que se puede lograr esta transformación son.

(1) el permanganato de potasio acuoso, KMnO_4 en solución alcalina diluida y (2) el tetróxido de Osmio OsO_4 . Esta reacción requiere de un segundo paso, la adición de un agente reductor como el Na_2SO_3 .

Ejemplo :



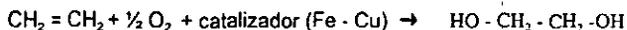
Eteno Etilén - glicol



Propeno Propilén - glicol.

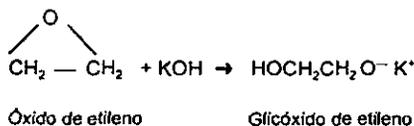
La desventaja de emplear el tetróxido de osmio consiste en que es muy tóxico y muy costoso. Experimentalmente la reacción entre alquenos y el permanganato de potasio acuoso es muy rápida y fácil de llevar a cabo.

Industrialmente el etilenglicol se puede obtener a partir de la oxidación de etileno a etilenglicol en medio acuoso utilizando un catalizador de hierro y cobre (Fe - Cu)

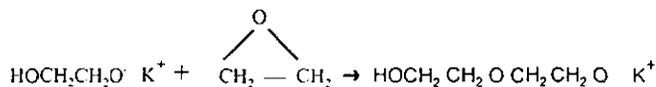


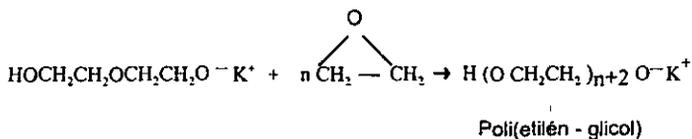
Los poli(etilen glicoles) se obtienen a partir del óxido de etileno bajo condiciones básicas como se muestra en las siguientes reacciones.

Paso 1 Ataque del ión oxhidrilo al anillo del epóxido.



Paso 2 Dado que existe un exceso de óxido de etileno y no es posible disponer de protones para la protonación, el ion glicóxido de etileno abre otras moléculas de óxido de etileno en una reacción en cadena para formar un polímero.





3.5.0 Aplicaciones ^{3 4}

Los lodos base agua glicol (poliof) están siendo cada vez más populares, y tienden a reemplazar a los lodos base aceite en muchas operaciones de perforación. Además de ser excepcionales inhibidores de arcillas, otros beneficios incluyen respeto por el medio ambiente, fácil manejo, resistencia y son buenos lubricantes.

3.5.1 Como estabilizadores de lutitas.

Todos los poliglicoles y poligliceroles que son al menos parcialmente solubles en agua parecen ayudar a estabilizar lutitas por medio de la formación de complejos estables con estas. Algunos de los poliglicoles, sin embargo, parecen ser más eficientes a concentraciones más bajas.⁵ Una explicación más atractiva que ha sido propuesta está basada en las consecuencias de la separación de fases de los poliglicoles camelónicos.

Las temperaturas de la formación en el fondo son mayores que la temperatura del fluido de perforación que esta en circulación, debido a los gradientes geotérmicos y a la termodinámica de los procesos de perforación, podría esperarse que la diferencia sea máxima debajo de la barrena donde el enfriamiento de la formación esta compensado por el traslado de la roca enfriada por medio del avance de la barrena y la constante exposición de la formación fresca de temperatura similar a aquella que se encuentra en la superficie. Al perforar a una velocidad de 15.3 - 30.6 m/hr, las temperaturas de la formación por debajo de la barrena se espera que se aproximen a gradientes geotérmicos, suponiendo que las temperaturas de la

formación de 3.0 m de pozo sean constantes, las temperaturas del fluido circulante, sin embargo, se espera que sean mucho más bajas en condiciones de estado pseudo - estable⁶. Un sistema de poliglicol camelónico en circulación con una cantidad considerable de glicol aún en solución, en contacto con la formación expuesta, excederá la temperatura de enturbiamiento de la solución cercana a la formación más caliente. El poliglicol se separará en el punto más caliente, el cual podría ser la superficie de la formación.

Esta fase poliglicólica, insoluble en agua, hidrofóbica, relativamente viscosa, la cual deberá separarse en la superficie de la formación puede ayudar a crear una película encapsulante que ayude a sellar el material de la formación y prevenir un mayor contacto con la solución rica en agua. La película por si misma tenderá a disolverse con el tiempo al disminuir la temperatura de la formación, a un estado de temperatura pseudo - estable del pozo, o en el caso de los recortes la temperatura del fluido de perforación. El material de la formación en contacto con la película, sin embargo, esta expuesta a una concentración máxima de poliglicol soluble. Este fenómeno contribuye a la división de los poliglicoles camelónicos de tal forma que esta concentrada sobre el material superficial de la formación, solamente por un periodo relativamente corto.

Esta partición del poliglicol camelónico sobre la superficie de la formación como una película fase-separada condensada, maximiza la eficiencia de los poliglicoles como estabilizadores de lutitas, y puede explicar los bajos rangos de dilución obtenidos en el campo de 3 - 5% de poliglicerol.⁷ A pesar de las concentraciones típicamente altas de poliglicoles camelónicos requeridos para prevenir, o virtualmente prevenir, el hinchamiento de las lutitas hidratables en soluciones acuosas en pruebas estáticas de laboratorio, a temperatura ambiente.

Los poliglicoles tal como se usan en la industria de la perforación son oligómeros del polipropilén glicol o polietoxilados y propoxilados de alcoholes de cadena corta como el butanol. Los poliglicoles camelónicos —emulsiones de lodos térmicamente activados— son los más ampliamente usados, se caracterizan por su solubilidad inversa en agua con la temperatura. Estos poliglicoles son típicamente miscibles en agua a

temperaturas bajas, pero cuando se calientan, se separan eventualmente en dos fases líquidas distintas, hasta llegar a ser parcialmente insolubles en la fase acuosa ⁸.

3.5.2 Mecanismos de inhibición con glicoles que no presentan temperatura de enturbiamiento ^{5,9}

A continuación se presentan algunos mecanismos que han sido propuestos para intentar explicar la inhibición de lutitas utilizando glicoles.

Una de ellas nos dice que el glicol es capaz de reducir la actividad química de la fase acuosa del lodo hasta un nivel en el cual la inhibición es significativa. Pero para lograr este efecto se requieren concentraciones de glicol mayores al 10% lo cual no concuerda con las bajas concentraciones utilizadas en la práctica.

Otra sugerencia es que el glicol es adsorbido preferentemente sobre la superficie de los minerales arcillosos los cuales forman parte de la lutita, dichos adsorbatos desplazan a las moléculas de agua y estabilizan a la arcilla, lo cual implica que cantidades significativas de glicol sean consumidas, lo cual no concuerda con las observaciones realizadas.

El mecanismo más aceptado es el que propone que pequeñas cantidades de glicol pueden entrar en competencia con las moléculas de agua en las superficies de la arcilla de tal forma que en cualquier momento, un pequeño porcentaje de sitios de agua son ocupados por el glicol, y se encargan de desorganizar las capas de agua que producen el hinchamiento y la dispersión.

REFERENCIAS.

- 1 Bland, R. G., "Quality Criteria In Selecting Glicol's as Alternatives to Oil-Based Drilling Fluid Systems" Paper SPE 27141 presented at the 1994 Second International Conference on Health, Safety & Environment in Oil & Gas Exploration & Production, Jakarta, Jan 25-27 pp 399-411
- 2 Kirk Othmer "Encyclopedia of Chemical Technology" Vol 11, Glycols (ethylene and propylene) Third Edition, pp 930-940.
- 3 A.J Twynam and P.A Caldwell "Glycol Enhanced Water -Based Muds :Case History to Demonstrate Improved Drilling Efficiency in Tectonically Stressed Shales" IADC/SPE 27451 Presented at the Drilling conference held in Dallas, Texas 15-18 February (1994).
- 4 M.S. Aston and G.P. Elliott., "Water Based Glycol Drilling Muds - Shale Inhibition Mechanims : SPE 28818 Europec, London (1994). Pp. 107-113.
- 5 Reid, P. I., Elliot, G. P., Minton, R.C., Chambers, B.D and Burt, D. A.: "Reduced Environmental Impact and Improved Drilling Performance With Water-Based Muds Containing Glycols," Paper SPE 25989 presented at the (1993) SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, March 7-10.
- 6 Raymond, L.R.: "Temperature Distribution in a Circulating Drilling Fluid," JPT (March 1969) pp. 333-341.
- 7 Downs, J.D., and van Oort, E. : "TAME : A new Concept in Water-Based Drilling Fluids For Shales," Paper SPE 26699 presented at the 1993 Offshore European Conference, Aberdeen, September 7-10 pp 239-253
- 8 Bland, R.G., and Smith, G.L. : "Low Salinity Polyglycol Water-Based Drilling Fluids as Alternatives To Oil-Based Muds," Paper SPE/IADC 29378 presented at the 1995 SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam., 28 February-2 (March 1995), pp 405-418.
- 9 Reid, P.I., Bernadette D., and Stephen C., "Mechanims of Shale Inhibition by Poliolis in Water Based Drilling Fluids," Paper SPE 28960 presentet at the SPE International Simposium on Oilfield Chemistry held in San Antonio TX, U. S. A., 14-17 (February 1995) pp 155-167

CAPITULO IV

4.0.0 DISEÑO EXPERIMENTAL Y RESULTADOS

4.1.0 Introducción.

El diseño experimental propuesto para evaluar y validar la hipótesis inicial consiste en el desarrollo de la siguiente serie de pruebas:

I. Pruebas sobre muestras de núcleo.

- Capacidad de Intercambio Catiónico. (C.I.C)

II. Preparación y pruebas sobre fluidos de perforación

- Determinación y ajuste de densidad y pH
- Reología en Fann 35
- Añejamiento dinámico de los fluidos durante 18 hrs.
- Pruebas de dispersión de núcleo.
- Filtración a alta presión (Filtrado API)
- Prueba de expansión en volumen (en el equipo medidor de hinchamiento)*

III. Pruebas sobre los inhibidores de hidratación.

- Determinación de número de hidróxido.
- Determinación del punto de enturbiamiento (Cloud - Point)
- Determinación de tensión superficial.
- *Determinación de viscosidad.*

Los fluidos e inhibidores de lutitas que fueron evaluados en este trabajo son:

a) Fluidos

- Fluido bentonítico testigo (sin inhibidor).
- Fluido bentonítico inhibido comercial.
- Fluido bentonítico inhibido E-4000.
- Fluido bentonítico inhibido E-200.
- Fluido bentonítico inhibido Etilén - Glicol.

b) Inhibidores (se les nombra utilizando su nomenclatura comercial)

- *Inhibidor comercial.*
- E-4000
- E-200
- Etilén Glicol

En secciones posteriores se presentaran con mas detalle las características y propiedades de cada uno de ellos. En cuanto al elemento de prueba lo denominaremos con el nombre de núcleo.

Estas pruebas involucran el estudio de la interacción Núcleo - Fluido.

4.2.0- Pruebas sobre muestras de núcleo

La capacidad de intercambio catiónico ¹ es una determinación rápida de la cantidad de montmorillonita presente en una arcilla. La prueba consiste en medir la cantidad de azul de metileno que es adsorbido por la arcilla.

La metodología utilizada para realizar la C.I.C es la siguiente:

1. Pesar 0.5g de núcleo (previamente limpio seco y molido)
2. Dispersar en 15 ml de agua oxigenada al 3%
3. Añadir 0.5 ml de H₂SO₄ 5.0 N.
4. Calentar y agitar durante 10 min (la temperatura no debe exceder los 60°C)
5. Diluir la mezcla a 50 ml con agua destilada.
6. Titular con azul de metileno (0.01 meq/lt)

La C.I.C se calcula de la siguiente forma

$$C.I.C = (Ch \cdot Vm \cdot Cm / Ws) \quad (1)$$

Donde

C.I.C = Capacidad de intercambio catiónico (meq/100g de lutita)

Ch = Constante Volumétrica = 100

Vm = Volumen de solución de Azul de Metileno.

Cm = Concentración de Azul de metileno 0.01 meq/lt

Ws = Peso de núcleo usado.

¹ El núcleo es lavado para eliminar el aceite mineral con el que se preserva, posteriormente se seca y parte de él se muele finamente y se tamiza en malla 200.

La C.I.C se realizo al inicio para seleccionar el núcleo más reactivo el cual fue utilizado para realizar todas las pruebas de dispersión con cada uno de los fluidos formulados, posteriormente al núcleo recuperado se le volvió a determinar su C.I.C. los resultados son los siguientes

Resultados

El núcleo seleccionado tuvo una C.I.C = 30 meq/100 g de arcilla.

Tabla 4.1 Capacidad de Intercambio Catiónico.

FLUIDO	ml de azul de metileno gastados	C.I.C meq/100g arcilla
F.B.Testigo	14.5	29.0
F.B con Inhibidor Comercial	13.0	26.0
F.B inhibido E-4000	13.5	27.0
F.B inhibido E-200	13.0	26.0
F.B inhibido Etilén Glicol	13.0	26.0

4.3.0 Formulación de fluidos y pruebas realizadas.

4.3.1 Formulación

Todos los fluidos anteriores tienen una formulación base que es la siguiente.

Tabla 4.2 Formulación básica de los fluidos bentoníticos.

Componente	Concentración (g/litro)	Tiempo de agitación (min)	Velocidad (rpm)
1.- Agua destilada	1,000 ml	-----	-----
2.- Bentonita	30.0 g/litro	30.0 min	6500 ± 500
3.- Lignito natural	8.0 g/litro	10.0 min	6500 ± 500
4.- NaOH (20 %)	a pH = 9.7 ± 0.2	10.0 min	6500 ± 500
5.- Reductor de Filtrado	3.0 g/litro	10.0 min	6500 ± 500
6.- Inhibidor	10.0 g/litro	10.0 min	6500 ± 500
7.- Barita	ajustar a 1.3 g/ml	10.0min	6500 ± 500

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los aditivos utilizados en la formulación de los fluidos de perforación inhibidos base agua.

- **Bentonita** Es una arcilla de tamaño de partícula muy pequeño (de 0.005 a 1 micra), que tiene forma de placa, su superficie o "cara" es plana y ancha y sus "bordes" son delgados. Generalmente se encuentra formando agregados que no son mas que muchas placas amontonadas "cara a cara", cuando estos

agregados están en contacto con agua dulce y son agitados, las placas individuales se separan y se dispersan.

La bentonita es agregada a los fluidos de perforación con el fin de aumentar su viscosidad y gelatinosidad; impartiendo al lodo poder de suspensión, capacidad de acarreo de los recortes, disminuir el filtrado y mejorar el enjarre.

- **Lignito Natural** Los compuestos de lignito están constituidos de materia vegetal fósil descompuesta. El lignito disminuye la viscosidad y la resistencia de gel en los fluidos de perforación a fin de mantener propiedades de flujo convenientes. Debido a que es térmicamente estable a temperaturas superiores a los 205°C tiene la propiedad de reducir la velocidad de filtración en condiciones de alta presión y temperatura. Minimiza los efectos de los contaminantes sobre las propiedades de los fluidos
- **Reductor de Filtrado** Es un copolímero vinil sulfonato capaz de controlar el filtrado en fluidos de perforación base agua a temperaturas hasta 232°C. Además aporta viscosidad suplementaria en ese rango de temperaturas.
- **Sosa Cáustica** Es utilizada para mantener el pH apropiado en los fluidos de perforación. Provee el ambiente alcalino necesario para la correcta dispersión de las arcillas y la ionización y solubilización de los dispersantes como el lignito así como de algunos polímeros. Ayuda al control de la corrosión y reduce la contaminación por magnesio precipitándolo como hidróxido.
- **Inhibidor comercial** Puede ser un polímero orgánico totalmente soluble en agua. Funciona como estabilizador de lutitas, se adsorbe preferentemente en la superficie de estas, desplazando el agua y reduciendo la habilidad de las moléculas de agua para penetrar en las superficies de la arcilla, previniendo así la hidratación y dispersión de las lutitas.

- **E-4000** Es un polietilén glicol de peso molecular promedio 3600-4400. Es un sólido blanquecino parcialmente soluble en agua a temperatura ambiente.
- **E-200** Es un polietilén glicol de peso molecular promedio 190-200. Es un líquido transparente totalmente soluble en agua a temperatura ambiente.
- **Etilén glicol**. El etilén glicol tiene un peso molecular de 62.068 g/mol y su fórmula es $C_2H_6O_2$. Es un líquido transparente totalmente soluble en agua a temperatura ambiente.
- **Barita** Sulfato de Bario ($BaSO_4$), es usada en la industria petrolera, tiene una densidad relativa de 4.2 - 4.3, que es superior a la mayoría de las arcillas y recortes. La barita se presenta mofida según las especificaciones en partículas de tamaño (1 a 50 micras), lo cual permite su suspensión en los lodos y no causa grandes incrementos en la viscosidad. La barita es *insoluble en el lodo y es inerte*, no reacciona con las arcillas ni con las sales solubles. Debido a su densidad relativa permite preparar lodos con densidades hasta de 2.64 g/ml

4.3.2 Pruebas realizadas,

4.3.2.1 Densidad ² y pH

La densidad de los fluidos es medida antes y después de agregar barita ya que para poder determinar la cantidad que debe agregarse para obtener una densidad de 1.3 g/ml es necesario conocer la densidad inicial del lodo. A partir de este valor podemos calcular la cantidad aproximada de barita necesaria mediante la siguiente fórmula.

$$\text{Peso de Barita} = V_i (\rho_s - \rho_l) / (1 - \rho_l / 4.23) \quad (2)$$

Donde,

V_i = Volumen de Lodo en ml.

ρ_i = Densidad inicial del lodo en g/ml a 25 °C.

ρ_f = Densidad final del lodo en g/ml a 25°C.

La densidad de los lodos fue medida utilizando una balanza para lodos con un rango de densidad relativa de 0.72 -2.88.

Como se menciona anteriormente el pH del fluido es un parámetro importante para el buen comportamiento del lodo y debe medirse y ajustarse al valor asignado en la formulación durante todo su tratamiento.

Resultados.

- La densidad inicial de los lodos en general fue del orden de $1\text{g/ml} \pm 0.05$ a 25 °C, que nos da una cantidad de barita de aproximadamente 650 g, para un volumen de lodo de 1500 ml. Con lo cual se obtiene una densidad final de $1.3\text{ g/ml} \pm 0.1$.
- El pH de los lodos se ajustó antes y después de cada prueba con el fin de mantenerlo constante en todo momento a un valor de 9.7 ± 0.2 unidades de pH

4.3.2.2 Reología ⁴

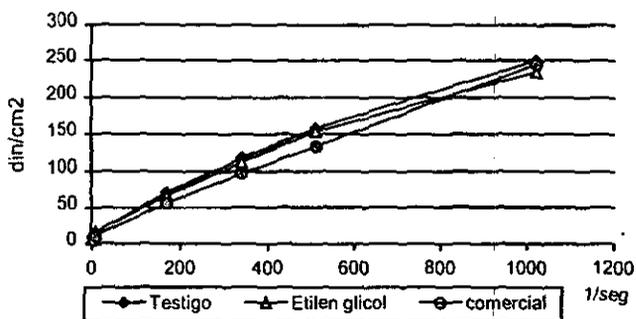
Los parámetros reológicos de los fluidos son determinados para conocer el modelo de flujo que dicho fluido presenta. Generalmente los fluidos de perforación pueden comportarse como plásticos de Bingham, pseudoplásticos o dilatantes, todos ellos presentan un fenómeno llamado tixotropía. Este fenómeno consiste en que después de un periodo de reposo, un lodo tixotrópico no fluirá a menos que el esfuerzo aplicado sea mayor que la fuerza de estructura de gel .

En este caso la reología de los fluidos fue realizada tres veces a cada lodo una vez en cada una de las etapas importantes del diseño experimental, esto es después de agregar barita (lodo recién preparado), después que el fluido ha sido añejado dinámicamente durante 18 hrs a 120°C y después de la prueba de dispersión.

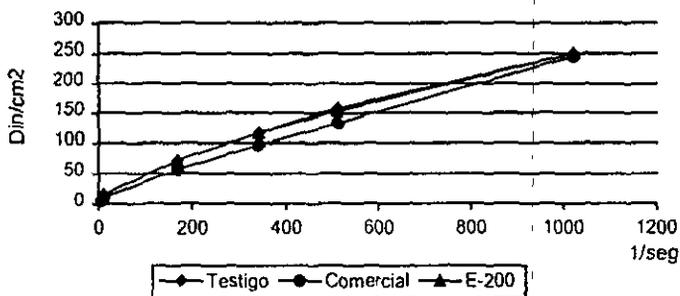
Las mediciones de gelatinosidad se realizaron a 10 segundos y 10 minutos para cada uno de los fluidos, en cada una de las etapas antes mencionadas y también antes de agregar barita. La reología de los fluidos se realizó en un viscosímetro rotacional de cilindros concéntricos de 6 velocidades

Resultados

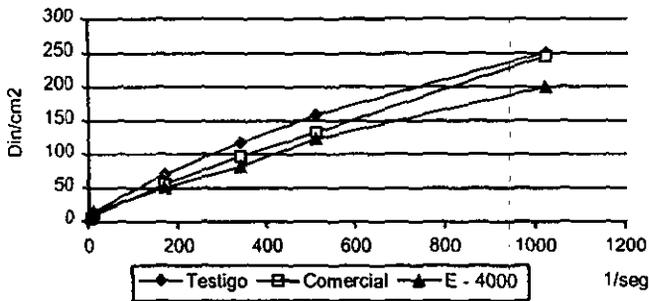
A continuación se presentan los resultados obtenidos al determinar la reología de los fluidos recién preparados ver gráficas 4.1 a 4.3



Gráfica 4.1 Curvas de consistencia de fluidos recién preparados



Gráfica 4.2 Curvas de consistencia de fluidos recién preparados



Gráfica 4.3 Curvas de consistencia de fluidos recién preparados

4.3.2.3 Añejamiento durante 18 Hrs ⁵

Una de las funciones que un lodo de perforación debe cumplir es circular a través del pozo, durante este proceso el fluido está expuesto a altas temperaturas en especial cuando se encuentra en el fondo del pozo, el efecto que la temperatura tiene sobre algunos componentes del lodo puede ser muy perjudicial para las propiedades físicas y químicas del fluido. El añejamiento durante 18 horas permite evaluar las propiedades del lodo después de ser sometido a dicha prueba y así se determina si el fluido puede soportar dichas condiciones de proceso.

La prueba de añejamiento se realiza en celdas presurizables de acero inoxidable con capacidad de 350 ml. Para evitar que la fase líquida llegue a su temperatura de ebullición las celdas son presurizadas con nitrógeno. La presión aplicada debe ser al menos igual a la presión de vapor del líquido a la temperatura de prueba.

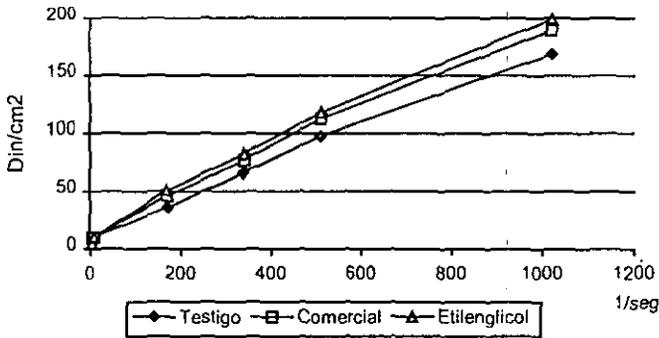
Para simular el movimiento del fluido dentro del pozo la celda es introducida a un horno que además de calentar la celda a la temperatura deseada la hace girar a velocidad constante durante el tiempo que se requiera.

Después de que el fluido ha sido añejado se deja enfriar a la temperatura ambiente y es sometido a pruebas de filtración y reología, las cuales pueden ser comparadas con las del fluido sin rolar. El fluido sobrante se guarda para ser utilizado en el medidor de hinchamiento.

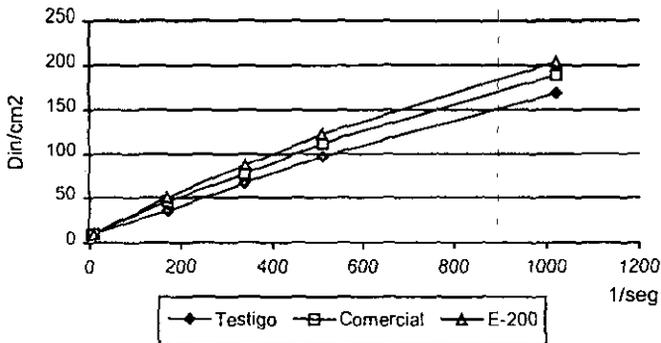
Las condiciones de añejamiento son temperatura de 120°C y presión de 100 psig, durante 18 horas

Resultados

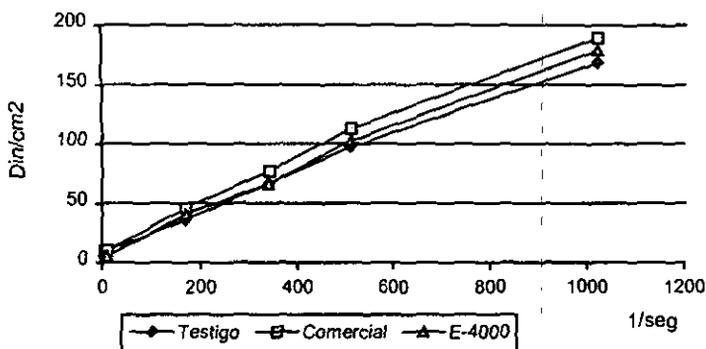
A continuación se presentan los resultados obtenidos al determinar la reología de los fluidos añejados durante 18 Hrs. (Ver gráficas 4.4 A 4.6)



Gráfica 4.4 Curvas de consistencia de fluidos añejados 18 horas



Gráfica 4.5 Curvas de consistencia de fluidos añejados 18 horas



Gráfica 4.6 Curvas de consistencia de fluidos añejados 18 horas

4.3.2.4 Prueba de dispersión

La prueba de dispersión involucra interacción entre el fluido y el núcleo ya que ambos están en contacto directo en una celda en movimiento durante las 4 horas a una temperatura de 120°C y 100 psi. El fluido utilizado es recién preparado y el núcleo utilizado es de 25 g aprox, una vez que la celda es sacada del horno se deja enfriar a temperatura ambiente y el núcleo es recuperado en una malla o tamiz del número 30 dicho núcleo es lavado con agua y posteriormente secado y pesado. En cuanto al fluido se recupera y se mide su reología

Los resultados obtenidos de esta prueba son muy importantes debido a que a partir de ellos se puede determinar la efectividad del inhibidor a temperaturas altas.

Resultados

Tabla 4.3 Resultados de la prueba de dispersión.

Fluido	Peso Inicial de Núcleo g	Peso Final de Núcleo g	% Recuperación.
F.B Testigo	26.5440	6.1449	23.15
F.B. con Inhibidor Comercial	21.4840	6.5953	30.70
F.B. Inhibido E-4000	18.7179	5.1791	27.67
F.B. Inhibido E-200	20.6463	8.9585	43.39
F.B. Inhibido Etilenglicol	20.4400	14.2155	69.55

El % de Recuperación se calculó de la siguiente forma.

$$\% \text{ Recuperación} = (1 - (P_i - P_f / P_i)) \times 100 \quad (3)$$

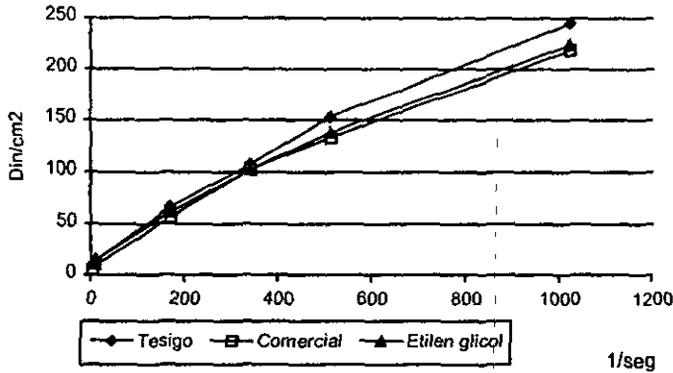
Donde

P_i = Peso inicial de núcleo (g).

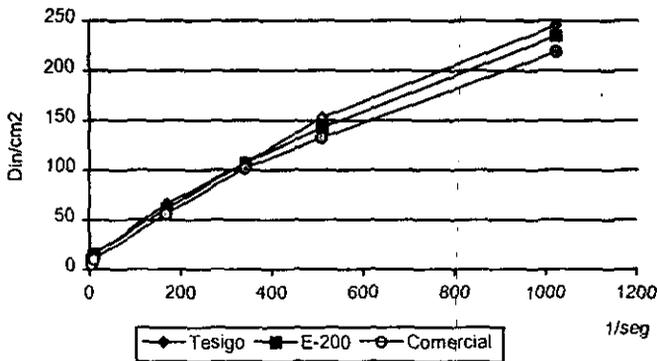
P_f = Peso final de núcleo (g).

Resultados

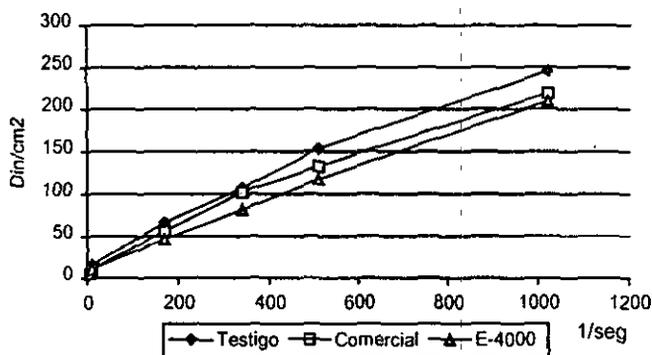
A continuación se presentan los resultados obtenidos al determinar la reología de los fluidos utilizados en la prueba de dispersión ver gráficas 4.7 A 4.9



Gráfica 4.7 Curvas de consistencia de fluidos añejados 4 horas



Gráfica 4.8 Curvas de consistencia de fluidos añejados 4 horas



Gráfica 4.9 Curvas de consistencia de fluidos añejados 4 horas.

4.3.2.5 Filtrado API[®] (filtración estática)

Esta prueba permite determinar el volumen (ml) de filtrado que pasa a través del enjarre durante cierto tiempo y en una determinada área cuando el lodo se encuentra en reposo y bajo presión.

La cantidad de filtrado determinará la efectividad del o de los agentes de control de filtrado que se agregaron al fluido además de que evaluará su comportamiento después de que fueron sometidos a altas temperaturas durante la prueba de añejamiento.

La prueba tiene una duración de 30 minutos la presión a la que está se encuentra el fluido es de 100 psig y el área de filtración es de 45.8 cm², el papel filtro utilizado es Watman 50, S & S No. 576 o equivalente.

La prueba de filtrado se realiza en los fluidos añejados durante 18 hrs y en el fluido utilizado para la prueba de dispersión.

Resultados.

Tabla 4.4 Resultados de la prueba de Filtrado API.

Fluido	API añejado 18 Hrs (ml)	API prueba de dispersión (ml)
F.B Testigo	10.0	7.5
F.B. con Inhibidor Comercial	7.0	6.5
F.B. Inhibido E-4000	6.0	5.5
F.B. Inhibido E-200	6.5	6.5
F.B. Inhibido Etilenglicol	7.0	7.0

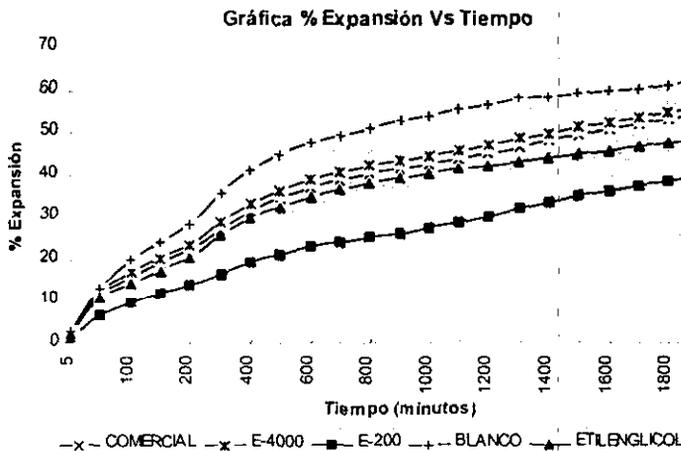
4.3.2.6 Prueba de hinchamiento

Esta prueba consiste en medir el % de expansión en función del tiempo de una muestra de núcleo que está en contacto permanente con un fluido que permanece estático. La medición es realizada en una celda equipada con un sensor que registra un aumento en el espesor de una pastilla hecha con núcleo, dicho registro es enviado a una computadora donde es procesado y finalmente puede ser interpretado en gráficas de % de expansión en volumen con respecto al tiempo.

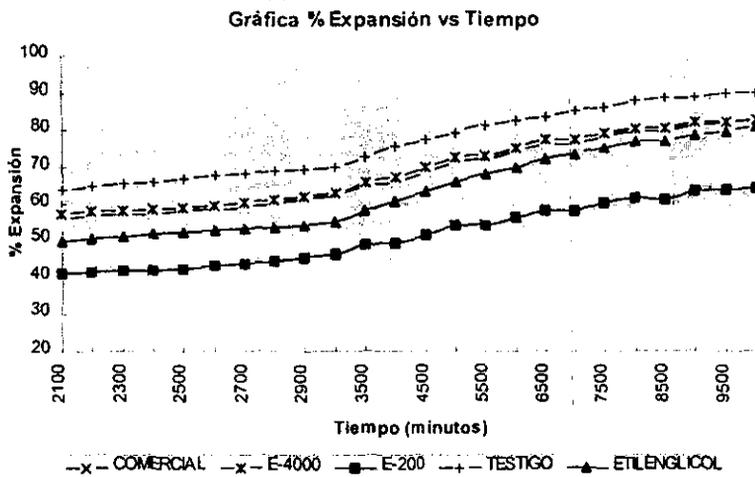
Para realizar esta prueba se utilizó el fluido añejado durante 18 horas y pastillas de núcleo. El tiempo de permanencia de los fluidos y el núcleo dentro de la cámara depende de su comportamiento, es decir, si no hay una variación apreciable del % de expansión en un determinado tiempo la prueba puede darse por terminada.

Resultados

Los resultados de esta prueba se presentan en las gráficas de % expansión Vs tiempo. (Ver gráficas 4.10 y 4.11)



Gráfica 4.10 Resultados de la prueba de hinchamiento (parte 1)



Gráfica 4.11 Resultados de la prueba de hinchamiento (parte 2)

4.4.0- Pruebas realizadas al inhibidor.

4.4.1 Determinación del número de hidróxilo ⁷.

La técnica utilizada para determinar del número de hidróxilo fue la reportada en el ASTM E 326-90 "Standard Test Method for Hydroxyl Groups by Phthalic Anhydride Esterification"

La determinación se realiza mediante la esterificación del grupo hidróxilo (ver 3.4.0), utilizando anhídrido ftálico disuelto en piridina a aproximadamente 100°C. El exceso de anhídrido es hidrolizado con agua y el ácido ftálico formado es titulado con solución de hidróxido de sodio. El número de hidróxilo es calculado de la diferencia entre la titulación del blanco y de la muestra mediante la siguiente relación.

$$\text{Número de hidroxilo} = (A - B) \times N_1 \times 56.1 / W \quad (4)$$

Donde

A = mililitros de NaOH requeridos para titular el blanco.

B = mililitros de NaOH requeridos para titular la muestra.

N₁ = normalidad de la solución de NaOH

W = gramos de muestra.

A partir del número de hidróxilo podemos calcular el peso molecular aparente de la muestra mediante la siguiente relación.

$$\text{Peso molecular aparente} = 56,100 \times (F / \text{Numero de hidróxilo})$$

Donde

$$F = \text{Número de hidroxilos por molécula.}$$

Resultados.

Tabla 4.5 Número de hidróxilo y Peso Molecular Aparente de los Inhibidores de Lutitas

Muestra	Número de hidróxilo (mg de KOH / g)	Peso Molecular Aparente
E-200	513 - 592	190 - 219
E-4000	25.3 - 27.3	4110 - 4435
Inhibidor Comercial	190.7 - 191.2	587 - 588
Etilen glicol	1808	62.1

4.4.2 Determinación de la temperatura de enturbiamiento^a (cloud - point)

Como ya se menciona en el capítulo anterior (ver 3.1.0) los glicoles y polietilén glicoles presentan solubilidad inversa con la temperatura. La técnica utilizada para determinar el punto de enturbiamiento es la siguiente.

- 1) Se prepararon soluciones de 2%, 1.5% y 1.0% en peso de la muestra a partir de soluciones de 175,000 140,000 y 90,000 ppm de KCl y CaCl₂.
- 2) Se tomo una alícuota de 100 ml de solución y se colocó en un matraz reforzado al cual previamente se le adaptaron un termómetro y un tapón perfectamente sujetos para soportar la presión generada en el interior del matraz al calentar el líquido por arriba de su punto de ebullición.

3) Cada una de las soluciones fue calentada hasta poder observar la formación de dos fases líquidas insolubles. La temperatura a la cual esto sucede se conoce como temperatura de enturbiamiento o cloud point.

Resultados

Las siguientes tablas muestran los resultados obtenidos.

Tabla 4.6 Temperatura de enturbiamiento del E-4000 en solución de KCl

Concentración % Peso de E-4000	ppm de KCl	Temperatura °C
2.0	175,000	83 °C
1.5	175,000	84 °C
1.0	175,000	86 °C
2.0	140,000	90 °C
1.5	140,000	93 °C
1.0	140,000	95 °C
2.0	90,000	104 °C
1.5	90,000	108 °C
1.0	90,000	112 °C

Tabla 4.7 Temperatura de enturbiamiento del E-4000 en solución de CaCl₂

Concentración % Peso de E-4000	ppm de CaCl ₂	Temperatura °C
2.0	175,000	100 °C
1.5	175,000	101 °C
1.0	175,000	103 °C
2.0	140,000	103 °C
1.5	140,000	106 °C
1.0	140,000	108 °C
2.0	90,000	111 °C
1.5	90,000	114 °C
1.0	90,000	117 °C

Se realizaron pruebas similares para el E-200 y para el Inhibidor Comercial, pero no se pudo observar ningún cambio a temperaturas hasta de 120 °C

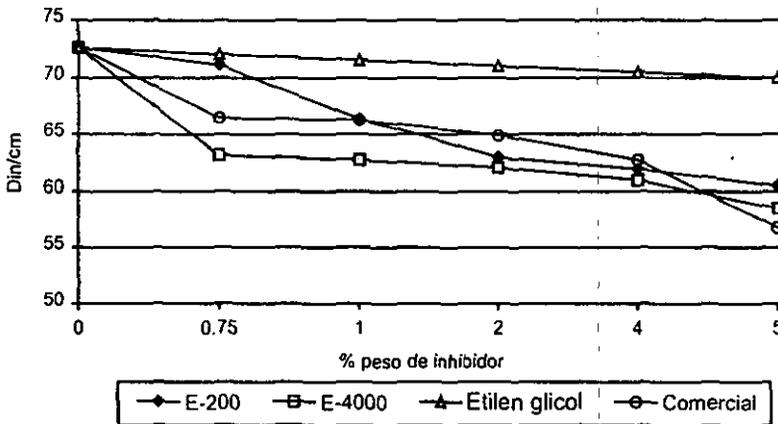
* El número de hidróxilo para el etilén glicol no fue calculado experimentalmente, se presenta el valor teórico calculado a partir de su peso molecular.

4.4.3 Determinación de la tensión superficial ⁹.

La tensión superficial se determinó para soluciones diluidas de etilén glicol, E-200, E-4000 y del Inhibidor Comercial, se utilizó un Tensiómetro du Nouy. La calibración del aparato y las mediciones se hicieron a 25 C.

Resultados.

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente gráfica.



Gráfica 4.12 Tensión superficial de los inhibidores utilizados

4.4.4 Determinación de la viscosidad

La mediciones de viscosidad se realizaron en un Equipo Brookfield LVTDV - I a 60 rpm. Se utilizo la aguja # 1 con soporte a una temperatura de 25°C.

Debido a que no se utilizaron los aditamentos adecuados (por no contar con ellos en el laboratorio) para realizar mediciones de soluciones de muy baja viscosidad, los resultados no son cuantitativos pero cualitativamente podemos observar que existe aumento en la viscosidad conforme aumenta la concentración de inhibidor.

Para poder determinar el error experimental generado por la falta de los aditamentos adecuados se realizaron mediciones con líquidos de viscosidad conocida como son un aceite de calibración con una viscosidad de 53.1cp a 25°C y agua con viscosidad de 1.0 cp a 25°C a partir de estos valores se pudo determinar un error de 165% en viscosidades del orden de la del agua. Sin embargo a viscosidades mayores como la del aceite utilizado el error es de 8.0% aproximadamente. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Resultados

Tabla 4.8 Viscosidad de Inhibidores en solución acuosa.

Muestra	Concentración % peso	Viscosidad Cp
Agua		2.6
Etilén Glicol	1.0	2.7
Etilén Glicol	5.0	2.9
E-200	1.0	2.8
E-200	5.0	3.0
Inhibidor Comercial	1.0	2.7
Inhibidor Comercial	5.0	3.0
E-4000	1.0	3.0
E-4000	5.0	3.7

REFERENCIAS.

¹ American Petroleum Institute., Recommended Practice "RP 13B Standard Procedure For Testing Fluids," Section 9 Chemical Analysis. Cation Exchange Capacity, A. P. I RP 13B Eighth Edition Washington, D. C. April 1980. Pp 23-24

² American Petroleum Institute., Recommended Practice "RP 13B Standard Procedure For Testing Fluids," Section 1 Density (Mud Weight), A. P. I RP 13B Eighth Edition Washington, D. C. April 1980.3-4

⁴ American Petroleum Institute., Recommended Practice "RP 13B Standard Procedure For Testing Fluids," Section 2 Viscosity and Gel Strength Direct-Indicating Viscosimeter, A. P. I RP 13B Eighth Edition Washington, D. C. April 1980 pp 5-6

⁵ Baroid Petroleum Services., "Apparatus and Procedure for the Field Testing of Drilling Muds," Filtration Properties, Baroid High Temperature Aging Cells. Section 900 Baroid Drilling Mud Data Book pp 29-32.

⁶ Baroid Petroleum Services., "Apparatus and Procedure for the Field Testing of Drilling Muds," Filtration Properties, Baroid Standard Filter Press. Section 900 Baroid Drilling Mud Data Book pp 16-17.

⁷ ASTM., "Standard Test Method For Hydroxyl Groups by Phthalic Anhydride Sterification," ASTM Designation E-326 - 90 pp 382-384

⁸ ASTM., "Standard Test method for Cloud Point of Nonionic Surfactants," ASTM Designation : D 2024 - 65 pp 204

⁹ Fisher Scientific "Instruction Manual" Catalog No 14-812 Instrument Division Pittsburgh, PA.

CAPITULO V

5.0.0 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1.0 Capacidad de intercambio catiónico

De acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de capacidad de intercambio catiónico (ver tabla 4.1), realizadas a los núcleos que fueron sometidos a la prueba de dispersión, y comparando con la C.I.C de una muestra testigo, se observa que hay una disminución en el valor de la C.I.C de las muestras que fueron tratadas con los diferentes fluidos inhibidos, lo cual nos indica que La C.I.C de los núcleos disminuye cuando estos han estado en contacto con fluidos inhibidos. Debido principalmente a que existe adsorción de moléculas de inhibidor en la superficie de la arcilla que impiden que las moléculas de azul de metileno puedan penetrar en la red e intercambien cationes. Lo cual es un indicio de que la arcilla esta siendo estabilizada.

5.2.0 Reología

A partir de las mediciones realizadas en el viscosímetro Fann 35 para cada uno de los fluidos utilizados, (ver 4.3.2.2) se calcularon los parámetros n y K utilizando los modelos de flujo que a continuación se describen:

5.2.1 Ley de potencias propuesto por Oswald de Waele¹ .- $\tau = K \dot{\gamma}^n$ (1)

Este modelo describe más exactamente las características de flujo de los fluidos de perforación con respecto a las velocidades de corte que se presentan en el espacio anular. Al parámetro K se le conoce como índice de consistencia y n es el índice de comportamiento de flujo, conforme K se incrementa, las caídas de presión aumentan a través del sistema de circulación. Con datos del viscosímetro Fann, n y K se pueden calcular como sigue:

$$n = 3.32 (\theta_{600} / \theta_{300}) \quad (2)$$

$$K = 0.010666 (\theta_{300} / 511^n) \text{ lb-seg}^n / \text{pie}^2 \quad (3)$$

5.2.2 Modelo de la ley de potencias con punto de cedencia (propuesto por Herschel - Burkley).- $\tau =$

$$K \dot{\gamma}^n + P_c \tag{4}$$

Este modelo viene a ser una combinación del modelo de Bingham ($\tau = V_p \dot{\gamma} + P_c$) y el modelo de la ley de potencias y algunos fluidos se comportan de acuerdo con éste. Con el viscosímetro fann 35, se pueden calcular n y K como sigue.

$$n = 3.32 \log (\theta_{600} - \theta_3) / \log (\theta_{300} - \theta_3) \tag{5}$$

$$K = 0.01066(\theta_{300} - \theta_3) / 511^n \text{ lb - seg}^n / \text{pie}^2 \tag{6}$$

Donde

θ_v es la lectura obtenida en un viscosímetro rotacional (en este caso el Fann 35) a la velocidad v.

τ es el esfuerzo de corte.

v es la velocidad de corte

5.2.3 Modelo de Robertson y Stiff .- $\tau = A(\dot{\gamma} + c)^B$ (7)

Este modelo relaciona el esfuerzo cortante con la velocidad de corte en fluidos de perforación y lechadas de cemento. Aquí, A y B se pueden considerar como parámetros similares a K y n del modelo de la ley de potencias y c es un factor de corrección de la velocidad de corte y puede considerarse que $(\dot{\gamma} + c)$ es una velocidad de corte efectiva.

A continuación se presentan los parámetros reológicos obtenidos para los modelos de la Ley de Potencias y para Robertson y Stiff.

Tabla 5.1 Parámetros reológicos n y K para el modelo de la Ley de Potencias y su coeficiente de correlación r.

Tratamiento/ Fluido	Fluido bentonítico testigo	Fluido bentonítico etilen glicol	Fluido Bentonítico Comercial	Fluido bentonítico E-200	Fluido bentonítico E-4000
Fluido recién preparado.	n = 0.6601 K = 0.5053 r = 0.9987	n = 0.6163 K = 0.6427 r = 0.9981	n = 0.8840 K = 0.1049 r = 0.9977	n = 0.7074 K = 0.3642 r = 0.9988	n = 0.7000 K = 0.3050 r = 0.9921
Fluido tratado 4 hrs	n = 0.6777 K = 0.4383 r = 0.9913	n = 0.7041 K = 0.3345 r = 0.9970	n = 0.7254 K = 0.2821 r = 0.9984	n = 0.7158 K = 0.3226 r = 0.9965	n = 0.8335 K = 0.1272 r = 0.9955
Fluido tratado 18 hrs	n = 0.7960 K = 0.1327 r = 0.9973	n = 0.7614 K = 0.1994 r = 0.9974	n = 0.7496 K = 0.2053 r = 0.9883	n = 0.7365 K = 0.2429 r = 0.9976	n = 0.8069 K = 0.1306 r = 0.9933

Tabla 5.2 Parámetros reológicos n y K para el modelo de Robertson y Stiff y su coeficiente de correlación r .

Tratamiento/ Fluido	Fluido bentonítico testigo	Fluido bentonítico etilen glicol	Fluido Bentonítico Comercial	Fluido Bentonítico E-200	Fluido bentonítico E-4000
Fluido recién preparado	$n=0.7273$ $K=0.3230$ $c=1.06$ $r=0.9291$	$n=0.7315$ $K=0.2976$ $c=1.11$ $r=0.9397$	$n=0.7974$ $K=0.1835$ $c=0.45$ $r=0.8392$	$n=0.7246$ $K=0.3255$ $c=1.06$ $r=0.9207$	$n=0.7678$ $K=0.1846$ $c=1.26$ $r=0.8650$
Fluido tratado 4 hrs	$n=0.7463$ $K=0.2718$ $c=1.12$ $r=0.8985$	$n=0.7389$ $K=0.2615$ $c=1.17$ $r=0.9038$	$n=0.7617$ $K=0.2243$ $c=0.40$ $r=0.9245$	$n=0.7646$ $K=0.2304$ $c=1.17$ $r=0.9140$	$n=0.8091$ $K=0.1444$ $c=0.55$ $r=0.8351$
Fluido tratado 18 hrs	$n=0.8259$ $K=0.1038$ $c=0.63$ $r=0.8422$	$n=0.7436$ $K=0.2190$ $c=0.46$ $r=0.8523$	$n=0.8062$ $K=0.1330$ $c=1.30$ $r=0.8969$	$n=0.7589$ $K=0.2059$ $c=0.46$ $r=0.8761$	$n=0.7795$ $K=0.1478$ $c=0.59$ $r=0.8015$

De acuerdo con los valores de correlación (r) obtenidos para cada uno de los modelos de flujo que se presentan (ver tablas 5.1 y 5.2) podemos concluir que los fluidos estudiados se comportan de acuerdo con la ley de potencias, ya que los valores de r para este modelo son más cercanos a la unidad, no así para los valores de (r) correspondientes al modelo de Robertson y Stiff.

La ley de potencias describe tres modelos de flujo dependiendo del valor de n .

- Si $n < 1$ el fluido es pseudoplástico. Es decir su viscosidad efectiva decrece con la velocidad de corte.
- Si $n = 1$ el fluido es Newtoniano. Es decir la viscosidad no cambia con la velocidad de corte.
- Si $n > 1$ el fluido es dilatante. Es decir la viscosidad efectiva se incrementa con la velocidad de corte.

A partir de los valores de n obtenidos en cada caso (ver tablas 5.1 5.2) y de lo establecido por el modelo matemático aplicable, concluimos que los fluidos estudiados se comportan como pseudoplásticos.

Una vez ordenados los parámetros n y K para cada uno de los fluidos estudiados y para cada uno de los modelos utilizados, podemos comparar el comportamiento de cada uno de estos con respecto al fluido testigo y con respecto a todos los demás.

Los criterios que se utilizarán para decidir cual es el comportamiento reológico más adecuado para un buen funcionamiento del fluido dentro del pozo son.

Los valores de n , que representan el índice de comportamiento de flujo deben ser tales que $n < 1$. La disminución del valor de n implica que el fluido va a sufrir adelgazamiento por esfuerzo de corte, lo cual asegura que existan las condiciones necesarias para la limpieza y, en consecuencia contribuir a la estabilidad del pozo, así como mayores velocidades de penetración. La mayoría de los aditivos para los fluidos disminuyen el valor de n en fluidos base agua. La dilución y la adición de sólidos de baja densidad como recortes causan incremento en el valor de n .

Los valores de K , deben aumentar para que exista una mejor viscosidad efectiva en el espacio anular y elevar la capacidad del fluido para mantener limpio el pozo. K es la viscosidad a velocidad corte igual a 1 seg^{-1} y se expresa en dina/cm/seg.

En fluidos base agua los materiales más efectivos para aumentar K son la bentonita y la goma xantana. La floculación hace que el valor de K aumente y la defloculación o dispersión la disminuyen.

Haciendo una comparación de la tendencia de los valores de n y K de la ley de potencias para los fluidos en función del tiempo de tratamiento térmico observamos que.

Los valores de n tienden a aumentar. - excepto para el fluido que contiene el inhibidor comercial-

Los valores de K tienden a disminuir- excepto para el fluido que contiene al inhibidor comercial -

Desde este punto de vista podemos afirmar que el fluido que tiene el comportamiento reológico más adecuado, es el fluido que contiene al inhibidor comercial, ya que es el único fluido que cumple con la siguiente condición.

$$n_{\text{final}} < n_{\text{inicial}} \text{ y su } K_{\text{final}} > K_{\text{inicial}}$$

Es decir su n disminuye y su K aumenta con el tratamiento térmico.

Ahora si realizamos una comparación de los valores de n y K de la ley de potencias para cada uno de los fluidos con respecto al fluido testigo y a los demás tenemos que (ver tabla 5.1).

Cuando los fluidos no han sido tratados térmicamente el orden establecido por los parámetros n y k es el siguiente

Tabla 5.3 parámetros n y K de la ley de potencias para fluidos recién preparados

	el fluido mejora →		
$n \uparrow$	$n_{\text{comercial}} > n_{200} > n_{4000} > n_{\text{testigo}} > n_{\text{et glicol}}$		$n \downarrow$
$K \downarrow$	$K_{\text{comercial}} < K_{4000} < K_{200} < K_{\text{testigo}} < k_{\text{et glicol}}$		$K \uparrow$
	← el fluido empeora		

A partir de este análisis podemos concluir que.

- El etilén glicol es el único inhibidor que produce efecto positivo en las propiedades reológicas del fluido, es decir provoca que n disminuya y que K aumente.
- Todos los demás inhibidores incluyendo al comercial tienen un efecto contrario al deseado, es decir sus valores de n aumentan y los de K disminuyen.
- Que el inhibidor comercial es el que presenta el mayor valor de n y el menor valor de K .

Cuando los fluidos fueron sometidos a tratamiento térmico.

El orden establecido por los parámetros n y K . Cuando los fluidos se añejaron durante 4 hrs es el siguiente.

Tabla 5.4 parámetros n y K de la ley de potencias para fluidos tratados 4 horas..

	el fluido mejora →		
$n \uparrow$	$n_{4000} > n_{\text{comercial}} > n_{200} > n_{\text{et glicol}} > n_{\text{testigo}}$		$n \downarrow$
$K \downarrow$	$K_{4000} < K_{\text{comercial}} < K_{200} < K_{\text{et glicol}} < k_{\text{testigo}}$		$K \uparrow$
	← el fluido empeora		

El orden establecido por los parámetros n y K . Cuando los fluidos se añejaron durante 18 hrs es el siguiente.

Tabla 5.5 parámetros n y K de la ley de potencias para fluidos tratados 18 horas.

	el fluido mejora →	
$n \uparrow$	$n_{4000} > n_{\text{testigo}} > n_{\text{et glicol}} > n_{\text{comercial}} > n_{200}$	$n \downarrow$
$K \downarrow$	$K_{4000} < K_{\text{testigo}} < K_{\text{et glicol}} < K_{\text{comercial}} < k_{200}$	$K \uparrow$
	← el fluido empeora	

A partir de este análisis podemos hacer las siguientes observaciones.

- Que el fluido testigo aunque presenta buen comportamiento durante las primeras cuatro horas de tratamiento térmico, sus propiedades no se mantienen durante tratamientos más largos.
- El fluido bentonítico inhibido E-4000 es el que presenta el peor comportamiento, que se observa después de que fue añejado durante 4 hrs y al final de la prueba de 18 hrs su comportamiento es peor que el del fluido testigo.
- El fluido E-200 presenta un comportamiento estable durante las primeras 4 hrs de tratamiento, y al final se comporta mejor que cualquier otro fluido.
- El fluido que contiene el inhibidor comercial aunque al inicio sus propiedades son pésimas mejoran con el tratamiento térmico y al final se comporta mejor que el fluido que contiene al etilén glicol pero no supera al E-200.

A partir de lo anterior podemos concluir que.

- El peso molecular tiene una relación directa para los fluidos que fueron tratados durante 4 hrs. Entre menor sea el peso molecular mejor resultaron las propiedades del fluido.
- El fluido testigo por sí sólo no soporta el tratamiento térmico.
- Todos los inhibidores de hidratación utilizados tienen un efecto positivo en las propiedades reológicas del fluido -excepto el fluido E-4000-

- A partir de las propiedades iniciales no se puede predecir el comportamiento que tendrán los fluidos al ser tratados térmicamente.

Si realizamos un análisis similar para los parámetros obtenidos de la ecuación de Robertson y Stiff tenemos que:

Haciendo una comparación de la tendencia de los valores de n y K para los fluidos en función del tiempo de tratamiento térmico observamos que.

Los valores de n tienden a aumentar para todos los fluidos. Con respecto a su valor inicial.

Los valores de K tienden a disminuir para todos los fluidos. Con respecto a su valor inicial.

Para ningún fluido se cumple que $n_{inicial} < n_{final}$ y $K_{final} > K_{inicial}$.

Donde

K y $n_{inicial}$ = K y n del fluido recién preparado.

K y n_{final} = K y n del fluido tratado térmicamente durante 18 horas.

Ahora si realizamos una comparación de los valores de n y K para cada uno de los fluidos con respecto al fluido testigo y a los demás tenemos que (ver tabla 5.2).

Para los fluidos que no han sido tratados térmicamente los parámetros n y K obedecen a la siguiente secuencia.

Tabla 5.6 parámetros de Robertson y Stiff para los fluidos recién preparados

	el fluido mejora →			
$n \uparrow$	$n_{comercial} > n_{4000} > n_{et\ glicol} > n_{testigo} > n_{200}$			$n \downarrow$
$K \downarrow$	$K_{comercial} < K_{4000} < K_{et\ glicol} < K_{testigo} < k_{200}$			$K \uparrow$
	← el fluido empeora			

Para este caso los parámetros n y K establecen que es el inhibidor E-200 el que proporciona las mejores propiedades al fluido.

Los fluidos que fueron tratados térmicamente durante 4 horas presentan el siguiente comportamiento.

Tabla 5.7 parámetros de Robertson y Stiff para los fluidos tratados 4 horas.

	el fluido mejora →					
$n \uparrow$	$n_{4000} > n_{200} > n_{comercial} > n_{testigo} > n_{et\ glicol}$					$n \downarrow$
$K \downarrow$	$K_{4000} < K_{comercial} < K_{200} < K_{et\ glicol} < k_{testigo}$					$K \uparrow$
	← el fluido empeora					

La secuencia establecida por el parámetro K coincide con la establecida para la ley de potencias. (Ver tabla 5.4)

Los fluidos que fueron tratados térmicamente durante 18 horas presentan el siguiente comportamiento.

Tabla 5.8 parámetros de Robertson y Stiff para los fluidos recién preparados.

	el fluido mejora →					
$n \uparrow$	$n_{testigo} > n_{comercial} > n_{4000} > n_{200} > n_{et\ glicol}$					$n \downarrow$
$K \downarrow$	$K_{testigo} < K_{comercial} < K_{4000} < K_{200} < k_{et\ glicol}$					$K \uparrow$
	← el fluido empeora					

A partir del análisis realizado con los parámetros n y K correspondientes a la ecuación propuesta por Robertson y Stiff, se puede concluir que:

- El fluido bentonítico etilén glicol es el que presenta el mejor comportamiento después de que fue tratado térmicamente durante 18 hrs.
- Los fluidos formulados con los inhibidores no comerciales (etilén glicol, el E-200 y el E-4000) resultan ser mejores que el inhibidor comercial.
- El fluido testigo tiene un buen comportamiento durante las primeras 4 horas de tratamiento pero no soporta tratamientos más prolongados.
- Todos los inhibidores utilizados tienen un efecto positivo con respecto al fluido testigo.

Para finalizar con el análisis reológico de los fluidos se presentan a continuación los valores de gelatinosidad para cada uno de estos.

Tabla 5.9 valores de gelatinosidad a 10 segundos / 10 minutos.

Fluido / Tratamiento	Fluido bentonítico Testigo	Fluido bentonítico Etilén glicol	Fluido bentonítico E-200	Fluido bentonítico comercial	Fluido bentonítico E-4000
Fluido sin barita	2/3	2/4	2/4	2/3	3/6
Fluido con barita	2/8	3/5	3/6	2/3	3/6
Fluido añejado 4 horas	3/7	2/5	2/5	2/6	2/4
Fluido añejado 18 hrs	1/3	2/4	2/4	2/3	1/3

De acuerdo con la definición de tixotropía, un fluido es tixotrópico si su valor de fuerza de gel aumenta con el tiempo hasta llegar a un valor límite. (ver 4.3.2.2). Lo cual implica que los fluidos estudiados son tixotrópicos, ya que para todos ellos se cumple que $Gel_{10 \text{ minutos}} > Gel_{10 \text{ segundos}}$.

La fuerza de gel para los fluidos estudiados tiene el siguiente comportamiento con respecto al tiempo de tratamiento térmico:

La gelatinosidad de los fluidos aumenta después de agregar barita excepto para los dos inhibidores de mayor peso molecular - el inhibidor comercial y el E-4000- para los cuales permaneció constante.

En general, la fuerza de gel disminuye con el tratamiento térmico para todos los fluidos - excepto para el fluido que contiene al inhibidor comercial- su fuerza de gel $_{10 \text{ minutos}}$ aumenta al ser tratado durante 4 horas y después de ser tratado 18 horas su valor es igual al inicial.-

Si comparamos las fuerzas de gel de los fluidos inhibidos con respecto al fluido testigo, tenemos que:

Para los fluidos a los que no se les ha agregado barita: Los fluidos bentoníticos etilén glicol, E-200 y E-4000 presentan un aumento de gel $_{10 \text{ minutos}}$ siendo este último el que exhibe el mayor aumento - tres unidades-. En cuanto al fluido que contiene el inhibidor comercial permanece igual al testigo.

Después de agregar barita: Todos los fluidos inhibidos presentaron disminución de gel $_{10 \text{ minutos}}$ siendo el fluido que contiene al inhibidor comercial el que presentó la mayor disminución.

En cuanto al gel ^{10 segundos} todos los fluidos inhibidos presentaron aumento de una unidad -excepto el fluido que contiene al inhibidor comercial que permaneció igual al del testigo. -

El hecho de que aumente el gel ^{10 segundos} quiere decir que el inhibidor hace que la estructura de gel se forme más rápido pero al mismo tiempo evita que la fuerza de gel ^{10 minutos} sea muy grande.

Después de que los fluidos fueron añejados durante 4 horas todos los fluidos inhibidos presentan geles menores a los del testigo, siendo el E-4000 el menor.

Cuando los fluidos fueron tratados durante 18 horas los fluidos que presentan menor fuerza de gel son los fluidos testigo y E-4000, siendo los fluidos etilén glicol y E-200 los que poseen los geles más altos y al igual que el fluido que contiene al inhibidor comercial sus geles son iguales a los iniciales es decir como cuando no tenían barita

En conclusión:

Los inhibidores de menor peso molecular (etilén glicol, el E-200 y el comercial) son los que mantienen propiedades de gelatinosidad mas estables ya que los fluidos testigo y E-4000 pierden sus propiedades al ser tratados por más de 4 horas.

La barita por si sola no mantiene la fuerza de gel cuando el fluido es sometido a tratamiento térmico.

5.3.0 Pruebas de dispersión de núcleo.

Esta prueba se realizo bajo las condiciones especificadas en el apartado 4.3.2.4 y representa una prueba para determinar la eficiencia de los inhibidores utilizados.

A partir de los resultados obtenidos en esta prueba podemos ordenar a los inhibidores de acuerdo a su porcentaje de recuperación (% R) el cual representa la capacidad del inhibidor para evitar que la arcilla se disperse en el fluido.

Tabla 5.10. Porcentaje de recuperación (%R) en la prueba de dispersión.

Menor dispersión →
$\%R_{\text{testigo}} < \%R_{E-4000} < \%R_{\text{comercial}} < \%R_{E-200} < \%R_{\text{etilén glicol}}$
← Mayor dispersión

Aquí observamos que el orden de efectividad de los inhibidores está directamente relacionada con su peso molecular es decir a menor peso molecular mayor efectividad.(ver tabla 4.5)

Todos los fluidos que contienen inhibidor presentan una recuperación mayor que la observada para el fluido testigo.

5.4.0 Prueba de filtrado API.

Evidentemente esta prueba esta diseñada para evaluar la efectividad de los reductores de filtrado, si consideramos en primera instancia los valores obtenidos al probar el fluido testigo vemos que el valor de 10 ml obtenido con el fluido añejado durante 18 hrs y el valor de 7.5 ml obtenido con el fluido añejado 4 hrs (ver tabla 4.4) son los valores más altos obtenidos para todos los fluidos. Estos valores por si solos reflejan que el reductor de filtrado esta realizando su trabajo eficientemente ya que los valores están dentro de los limites establecidos.

El hecho de que los valores de filtrado de los fluidos que contienen inhibidor sean aún menores que los del fluido testigo demuestra que los inhibidores utilizados no interfieren con el reductor de filtrado que contiene el fluido base, es decir son perfectamente compatibles con este bajo condiciones de temperatura. Y además de ser compatibles contribuyen a disminuir la pérdida de filtrado.

5.5.0 Prueba de hinchamiento

Como ya se menciona en el apartado 4.3.2.6 la prueba de hinchamiento registra el % de expansión en función del tiempo de una muestra de núcleo que esta en contacto con un fluido.

Los resultados obtenidos en la prueba de expansión se presentan a continuación (ver gráficas 4.10 y 4.11)

Tabla 5. 12. Diferencias en las condiciones experimentales de las pruebas de dispersión e hinchamiento.

Prueba de hinchamiento	Prueba de dispersión.
<ul style="list-style-type: none"> * Se lleva a cabo a temperatura ambiente. * El fluido y la muestra permanecen estáticos durante toda la prueba * El fluido utilizado ha sido añejado durante 18 horas a 120°C y 100 psi. * El tiempo en que se realizo la prueba es de 7 días * La muestra utilizada consiste en una pastilla que se construye a partir de núcleo previamente molido y tamizado en malla 200. La pastilla es de aproximadamente 5 gramos y es confinada durante 10 minutos a una presión de 20,000 lb/pulg². Las pastillas se conservan en un desecador hasta que son utilizadas. 	<ul style="list-style-type: none"> * Se lleva a cabo a 120 °C * El fluido y el núcleo están en constante agitación durante toda la prueba. * El fluido utilizado es todo recién preparado. * El tiempo de duración de la prueba es de 4 horas (mas el tiempo en que tarda en enfriarse la celda aproximadamente 1 hora). * La muestra consiste en un trozo de núcleo original de aproximadamente 25g. El núcleo es cortado de manera que tenga geometría regular.

En cuanto a los resultados obtenidos en cada una de las pruebas en discusión se tiene que.

En la prueba de dispersión los resultados confirman que el etilén glicol es que tiene un porcentaje de recuperación (%R) mayor (ver tabla 5.10), y por lo tanto es el mejor.

En la prueba de hinchamiento los resultados confirman que es él E-200 el que tiene un % de expansión (%E) menor (ver tabla 5.11) y por lo tanto es el mejor.

La causa por la cual se obtuvieron estos resultados puede deberse a.

Los mecanismos de inhibición para el E-200 y para el etilén glicol son diferentes, es decir que un aumento en la temperatura sea favorable a este último y perjudique al primero y viceversa.

Este hecho puede explicarse de la siguiente manera.

Debido a su estructura y tamaño de molécula, el etilén glicol, tiene más afinidad al agua a temperatura ambiente y presión atmosférica. Esto significa que bajo estas condiciones la molécula de etilén glicol pueda formar puentes de hidrógeno con las moléculas de agua y por lo tanto se encuentre más solvatada y su capacidad de inhibición disminuya.

En cambio cuando las condiciones de temperatura y presión son mayores, -como en la prueba de dispersión 120 C y 100 psig-, y por lo tanto los puentes de hidrogeno no puedan formarse es decir la

molécula se encuentre menos solvatada, entonces el etilén glicol tendrá la capacidad para competir con las moléculas de agua por los sitios activos dentro y fuera de la arcilla. Y de esta forma pueda estabilizar a la arcilla.

El E-200 por ser una molécula de mayor tamaño no puede penetrar al interior de la red de arcilla por lo tanto su acción está limitada a adsorberse en la superficie de ésta, obstruyendo sus poros, y evitando así que el agua penetre y la arcilla se hinche.

El tamaño de la molécula de E-200 es menor comparada con la del inhibidor comercial y la del E-4000 por lo tanto tiene mayores posibilidades de que sus extremos donde se encuentran los grupos (OH) puedan adsorberse en los sitios activos de la arcilla (Ver figura 5.1).

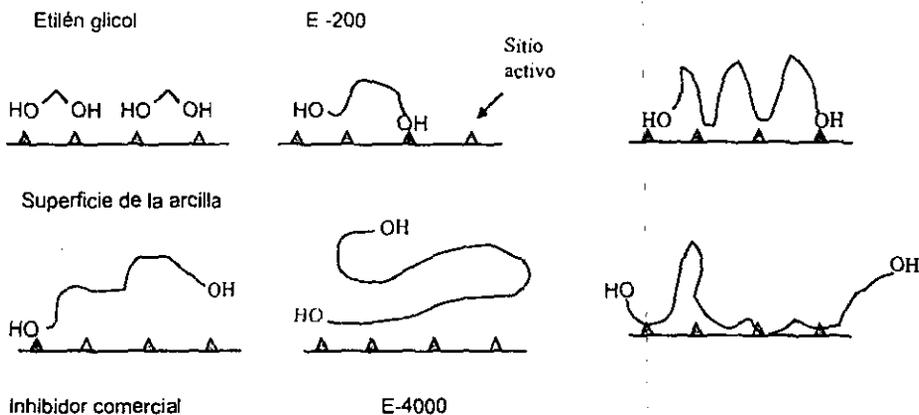


Figura 5.1 Adsorción de glicoles sobre sitios activos.

La distribución de los sitios activos en el esquema no representa necesariamente la distribución real de estos en la superficie de la arcilla.

5.6.0 Pruebas realizadas al inhibidor

Las pruebas fisicoquímicas realizadas a los inhibidores de hidratación permiten comprender mejor su comportamiento dentro del fluido de perforación y ayudan a determinar el mecanismo de inhibición que se este llevando a cabo.

A partir de la determinación del número de hidroxilo, es posible determinar el peso molecular aparente de los inhibidores utilizados, lo cual permite establecer relaciones entre los resultados obtenidos en las pruebas realizadas a el lodo y el peso molecular aparente de cada inhibidor y así llegar a conclusiones más acertadas en cuanto a la forma en que actúa dicho inhibidor al estar en contacto con el núcleo.

La determinación de la temperatura de enturbiamiento, nos da información para predecir el comportamiento del inhibidor dentro del fluido de perforación cuando este es sometido a tratamiento térmico, es decir que a partir de esta información y la formulación de lodo (ver tablas 4.2 y 4.6) estamos en condiciones de asegurar si el glicol formará o no una emulsión y a que temperatura se espera que esto suceda.

Para este caso particular ninguno de los fluidos formulados esta diseñado para que tenga un comportamiento de lodo térmicamente activado (ver sección 3.3.1) es decir, las concentraciones de inhibidor y de sal en el lodo, así como el rango de temperatura a la que este fue sometido no son suficientes para que se presente este comportamiento.

El hecho de que ninguno de los fluidos formulados presente este comportamiento, nos asegura que el mecanismo de inhibición que se presento entre el inhibidor y la arcilla no es el característico de los fodos *térmicamente activados*.

La determinación de la tensión superficial se efectuó en soluciones acuosas diluidas y se construyo una gráfica para cada uno de los inhibidores. A partir de dichas mediciones podemos concluir que los inhibidores de hidratación utilizados no tienen propiedades surfactantes importantes.

Si recordamos que un líquido se adherirá a un sólido si la atracción de las moléculas del líquido hacia la superficie sólida es mayor que su atracción entre ellas. Es decir el trabajo de adhesión debe ser mayor que el trabajo de cohesión y se puede expresar así.

$$W_{adh} = F_s + F_L + F_{SL} \quad (8)$$

Donde W_{adh} es el trabajo de adhesión; F_s es la energía libre superficial del sólido, F_L es la del líquido y F_{SL} es la de la interface sólido - líquido. El trabajo de cohesión W_{coh} es el trabajo necesario para que el líquido se esparza así mismo

el criterio de adhesión es

$$W_{adh} - W_{coh} = F_s - F_L - F_{SL} \quad (9)$$

Por lo tanto el líquido se adherirá al sólido si

$$F_s > F_L + F_{SL} \quad (10)$$

A partir de este modelo matemático podemos afirmar que entre menor sea la tensión superficial del inhibidor mayor será la posibilidad de que este se adhiera al sólido.

Determinación de la viscosidad se realizó a soluciones acuosas de concentraciones al 1 y 5 % en peso de cada uno de los inhibidores. Como se indico en 4.4.4 las mediciones realizadas no representan un valor cuantitativo pero cualitativamente podemos observar que los inhibidores tienen la capacidad de modificar la viscosidad del agua.

CAPITULO VI

6.0.0 CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS

6.1.0 CONCLUSIONES

La capacidad de intercambio catiónico de los núcleos disminuye cuando éstos han estado en contacto con los fluidos. Debido principalmente a que existe adsorción de moléculas de inhibidor en los sitios activos de la arcilla impidiendo que las moléculas de azul de metileno intercambien cationes, lo cual es un indicio de que la arcilla esta siendo estabilizada por el inhibidor.

De acuerdo con los cálculos realizados con los diferentes modelos de flujo concluimos que los fluidos presentan un comportamiento pseudoplástico.

Todos los inhibidores de hidratación utilizados tienen un efecto positivo en las propiedades reológicas del fluido excepto el inhibidor E-4000.

La fuerza de gel en un fluido de perforación es muy importante ya que mantiene suspendidos a los recortes cuando el fluido se encuentra en reposo evitando que éstos se precipiten al fondo del pozo. De las mediciones realizadas se concluye que los inhibidores de menor peso molecular son los que mantienen propiedades de gelatinosidad más estables.

Las pruebas de filtrado demuestran que los fluidos utilizados no interfieran con el reductor de filtrado, es decir, son perfectamente compatibles bajo las condiciones en que se realizan las pruebas.

A partir de las pruebas en las que se involucra la interacción núcleo-fluido se observó que en la prueba de dispersión el orden de efectividad de los inhibidores está directamente relacionada con su peso molecular, es decir, a menor peso molecular mayor efectividad. En el caso de la prueba de hinchamiento,

los resultados demuestran que son también los inhibidores de menor peso molecular los que se desempeñan mejor.

Las pruebas realizadas a los inhibidores nos ayudan a tener una idea de como es la interacción núcleo-fluido y el comportamiento de éstos en las propiedades del lodo. Por ejemplo, para el caso de la determinación del número de hidróxilo a partir de la cual se puede calcular el peso molecular aparente de los inhibidores nos permitió establecer relaciones entre esta propiedad y los resultados obtenidos en las pruebas de dispersión, de hinchamiento, así como en la reología, etc.

De la determinación de la temperatura de enturbiamiento podemos concluir que el mecanismo de inhibición que se presentó entre el inhibidor y la arcilla no es el característico de los lodos térmicamente activados y además algo muy importante, que no es necesario que los inhibidores presenten temperatura de enturbiamiento para poder inhibir.

A partir de la determinación de la tensión superficial se pudo comprobar que los glicoles utilizados no poseen propiedades tensoactivas a la concentración en que fueron utilizados en la formulación.

Los inhibidores tienen la capacidad de modificar la viscosidad del agua a la concentración a la que fueron utilizados en la formulación, lo cual se demostró mediante la determinación de dicha propiedad.

6.2.0 SUGERENCIAS.

Esta tesis puede ser tomada como base para investigaciones más profundas enfocadas hacia la búsqueda de inhibidores de mejor calidad y efectividad, para lo cual se proponen las siguientes sugerencias.

Realizar pruebas utilizando poliglicoles "camelónicos" (aquellos que presentan solubilidad inversa con la temperatura) y formular lodos térmicamente activados, cuyos resultados pueden compararse con los obtenidos en esta tesis.

Estudiar el comportamiento de mezclas de 2 o más polietilén glicoles de pesos moleculares diferentes.

Introducir técnicas más sofisticadas para el análisis de arcillas a partir de las cuales se pueda obtener mayor información del estado inicial y final de los núcleos que han estado en contacto con los fluidos inhibidos. Lo cual permitirá realizar contribuciones en la determinación de los mecanismos involucrados en la inhibición.

REFERENCIAS

¹ Enrique de la Garza A., "Importancia de la reología en los fluidos de perforación de pozos petroleros." Instituto Mexicano del Petróleo. Proc. IX Intl. Congress on Reology, México, 1984

GLOSARIO¹

ADELGAZAMIENTO POR ESFUERZO CORTANTE: Reducción en la viscosidad de los fluidos no newtonianos, como polímeros, suspensiones y aceites lubricantes, bajo condiciones de un esfuerzo cortante.

ADITIVO. Sustancia que se agrega en pequeñas cantidades a grandes cantidades de otra sustancia para cambiar algunas características de ésta.

AGUJERO. Hoyo que se hace al perforar un pozo.

ARCILLOSO (a). Formación que tiene arcillas o lutitas, como la arena arcillosa.

ATAPULGUITA. Mineral arcilloso y fibroso que se utiliza para aumentar la viscosidad, principalmente en *lodos de perforación a base de agua salada*.

AZIMUT O ACIMUT : En la perforación direccional, es la dirección de la cara de la herramienta de desviación con respecto al norte magnético y que se registra en el inclinómetro.

BALANZA DE LODOS. Balanza de brazo que consiste de una copa y un brazo graduado con un peso deslizable, que descansan en un apoyo, y se emplea para determinar la densidad o peso del lodo.

BARITA. Sulfato de bario $BaSO_4$; Mineral frecuentemente usado para incrementar el peso o la densidad del lodo de perforación.

BARRENA : Elemento de corte o de ataque usado para perforar pozos de aceite y de gas. Una barrena consiste de dos elementos uno de corte y uno de circulación. El elemento de circulación permite que el fluido pase a través de ella y utilice la corriente hidráulica del lodo para mejorar la velocidad de penetración.

BARRENA DE CONOS: Barrena hecha de dos, tres, o cuatro conos, que se montan en cojinetes extremadamente fuertes. La superficie de cada cono está hecha de hileras de dientes de acero o de insertos de carburo de tungsteno.

BENTONITA. Arcilla coloidal compuesta principalmente por montmorillonita, que se hincha cuando se moja. Debido a sus propiedades para hacerse gelatinosa, la bentonita es uno de los componentes principales del lodo de perforación.

BROTE IMPREVISTO O REVENTÓN: Flujo descontrolado de gas, aceite u otro fluido del pozo hacia la atmósfera. Se presenta cuando la presión de la formación excede a la presión que ejerce la columna de fluido sobre esta.

CAMELÓNICO: Se aplica a los glicoles que tienen la propiedad de separarse en dos fases líquidas distintas al aumentar la temperatura cuando están en solución acuosa. Esta propiedad depende de el peso molecular del glicol y de la concentración de sales como KCl .

CINERITA²: Ceniza de distintos colores arrojados por un volcán.

CIRCULAR. El fluido de perforación circula desde la presa de succión, pasa por la tubería de perforación, los lastrabarrena, sale por la barrena asciende por el espacio anular y regresa a las presas, durante la perforación.

CONTRAPRESIÓN. Presión que se mantiene en un equipo o en un sistema, a través del cual fluye un fluido.

DAÑO: Area de la formación que esta dañada debido a la invasión de sustancias extrañas en la sección opuesta de la formación adyacente al pozo durante la perforación y terminación.

DARCY. Unidad de medida de la permeabilidad. Un medio poroso tiene la permeabilidad de un darcy cuando un líquido con un centipoise de viscosidad atraviesa por una sección transversal de 1 cm², en una longitud de un centímetro, a un gasto de 1 cm³/seg, bajo un gradiente de presión de una atmósfera. La permeabilidad de las rocas de los yacimientos es generalmente tan baja que se mide en milidarcies.-

DERRUMBE: Ensanchamiento excesivo del agujero provocado por la acción disolvente y erosiva del fluido de perforación.

EMBOLAR: Acumulación de material consolidado y pegajoso, generalmente recortes en la tubería de perforación, los lastrabarrena, barrena etc. Una barrena con tal tipo de material acumulado se conoce como *barrena embolada*.

ENJARRE. La capa de sólidos concentrados, de lodo de perforación de la lechada de cemento, que se forma en las paredes del pozo en las formaciones permeables.

ESFUERZO CORTANTE: Fuerza aplicada que provoca que dos partes unidas de un cuerpo se deslicen una sobre otra en dirección paralela al plano de contacto.

ESFUERZO GEL. El esfuerzo gel, o esfuerzo al corte, de un lodo de perforación determina su habilidad para mantener sólidos en suspensión

ESPACIO ANULAR: En los Pozos, es el espacio entre la tubería de perforación y el agujero.

ESTRATO: Capa o lecho específico de tierra o de roca que representa características propias diferentes a otras capas con otros materiales que pueden encontrarse arriba, abajo o a un lado de aquélla

FALLA: Presión necesaria en el cabezal para romper la formación en fracturamientos - presión de ruptura de la formación-

FASE CONTINUA: Líquido en el cual se suspenden partículas sólidas, o en el cual se dispersan gotas de otro líquido; también llamada fase externa.

FELDESPATO²: Los feldespatos constituyen el grupo mas grande e importante de minerales petrogénicos y formadores de rocas. Se dividen en dos grandes grupos, los monoclinicos como la ortosa, la adularia, y el de los triclinicos como la andesina. etc. Dentro de los triclinicos que contienen proporciones variables de Na y Ca se denominan plagioclasas y aparecen principalmente en rocas igneas básicas.

FLUIDO DE TERMINACIÓN: Fluido especial de perforación empleado en la terminación de un pozo. Debe ser capaz de controlar la presión y no dañar la formación.

FORMACIÓN: Estrato o depósito compuesto en su totalidad por roca, substancialmente del mismo tipo, una unidad litológica.

FRAGILIDAD ACIDA HYDROGEN EMBRITTLEMENT. Baja ductibilidad de un metal provocada por absorción de hidrógeno.

GEL. Estado semisólido gelatinoso que toman algunas dispersiones coloidales al estar en reposo. Cuando se agita el gel se convierte a un estado fluido.

GRADIENTE DE TEMPERATURA: Incremento de la temperatura a medida que aumenta la profundidad del pozo.

GRIETAS, FISURAS. Conductos de diámetros muy pequeños en la formación, a través de los cuales fluyen los hidrocarburos y el agua.

LODO BASE AGUA: Lodo de perforación cuya fase continua es agua.

LUTITA: Roca sedimentaria de grano fino compuesta de limo arcilla o lodos consolidados. La lutita es la *roca sedimentaria más común*.

MANIFESTACIÓN: La entrada de agua, gas, aceite, u otro fluido de la formación al pozo durante la perforación. Ocurre debido a que la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de perforación no es lo suficientemente grande para vencer la presión ejercida por los fluidos de la formación perforada.

NÚCLEO. Muestra cilíndrica extraída de una formación para análisis geológicos. Generalmente la barrena se sustituye por un muestreo, el cual aloja al núcleo conforme va penetrando la formación.

PERDIDA DEL FILTRADO. El volumen de fluido que puede atravesar un medio permeable de filtrado, después de que se ha sometido a una presión diferencial durante cierto tiempo.

PERFORACIÓN ROTATORIA. Método de perforación en el que el agujero se perfora con una barrena rotatoria, a la cual se aplica cierto peso. La barrena se fija y se gira con la sarta de perforación, la cual también proporciona un conducto para circular el fluido de perforación. Conforme la perforación avanza, se van conectando tubos de perforación.

PIÑÓN: En una barrena su conexión macho.

PERMEABILIDAD: Medida de la facilidad con la cual los fluidos pueden fluir a través de una roca porosa.

PERMEABILIDAD RELATIVA: Medida de la habilidad de un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando esta se encuentra saturada con dos o más fluidos.

PLAGIOCLASA²: Mineral del grupo de los feldspatos calcosódicos triclinicos, contiene también potasio y calcio, se halla sobre todo en rocas volcánicas. Las principales son albita oligoclasa, andasita, labradorita, etc.

PRESA DE LODO. Tanque abierto, a través del cual circula el fluido de perforación para permitir remover la arena y sedimentos finos.

PRESA DE ASENTAMIENTO: Presa cavada en la tierra para recibir el lodo que retorna del pozo y permitir el asentamiento de los sólidos que acarrea.

PRESIÓN ANORMAL: Presión que excede o está por debajo de la presión normal esperada a una profundidad dada.

PRESIÓN ESTÁTICA: presión ejercida por un fluido sobre una superficie que está en descanso en relación al fluido.

PRESIÓN DE FONDO. Presión hidrostática en el fondo de un pozo que ejerce el fluido de perforación.

PESO DEL LODO. Medida de la densidad del lodo de perforación, expresada en gramos por centímetro cúbico (lb/ gal, lb/ pie³). El peso del lodo está directamente relacionado con la presión que ejerce la columna de fluido en el fondo del pozo.

REGISTRO: Término general utilizado frecuentemente para referirse a cualquier tipo de registro que se corre en un pozo.

REOLOGÍA. Estudio de la fluidez de la materia y la deformación de los cuerpos bajo la acción de fuerzas externas.

ROCA. Agregado de diferentes minerales en diferentes proporciones. Se dividen en tres grupos, en base a su origen: ígneas, sedimentarias y metamórficas.

ROCA SEDIMENTARIA: Roca formada por la acumulación y sedimentación de granos minerales transportados por el viento, agua o hielo al sitio de depósito o por la precipitación química de éste.

SALMUERA: Agua que tiene una gran cantidad de sales disueltas, especialmente de cloruro de sodio; agua salada.

TIXOTROPIA: Propiedad de un fluido que está en estado líquido cuando fluye y cambia a un estado semisólido o gel cuando está en reposo. La mayoría de los fluidos de perforación deben ser tixotrópicos de tal forma que los recortes en el fluido permanezcan en suspensión cuando se detiene la circulación.

TOBA VOLCÁNICA¹ Roca formada por pequeños fragmentos de escorias y cenizas.

TOBERA: Conducto a través de la barrena que permite al lodo de perforación atacar el fondo del agujero y conducir los recortes por el espacio anular.

TRICLÍNICOS²:: Dicese del sistema cristalográfico con un centro como único elemento de simetría.

TUBERÍA DE PERFORACIÓN. Tubería sin costura empleada para hacer girar la barrena y para circular el fluido de perforación. Los tramos de tubería de aproximadamente 9 m, se unen por medio de juntas.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO O DE ADEME. Tubería de acero que se coloca durante la perforación de un pozo para prevenir los derrumbes de las paredes del agujero, el filtrado de los fluidos en la formación y para proveer un medio de extraer hidrocarburos si el pozo es productor.

TUBERÍA LASTRABARRENA. Tubería pesada colocada entre la tubería de perforación y la barrena.

SARTA DE PERFORACIÓN: Todas las partes del ensamblaje empleado para la perforación rotatoria, desde la unión giratoria hasta la barrena, incluyendo flecha, tubería de perforación y juntas, lastrabarrenas, estabilizadores, etc

VELOCIDAD ANULAR: Velocidad a la cual viaja el lodo en el espacio anular de un pozo en perforación.

VELOCIDAD DE PENETRACIÓN. Velocidad a la cual la barrena perfora las formaciones, generalmente expresada en metros por hora

VISCOSIMETRO FANN. Nombre comercial de un aparato empleado para registrar y medir las propiedades de fluidos plásticos a diferentes velocidades de flujo - como la viscosidad y gelatinosidad de los fluidos de perforación-.

ZARANDA O TEMPLORINA: Tamiz vibratorio empleado para remover los recortes del fluido circundante en operaciones de perforación rotatoria.

¹ Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C "Glosario ingles español de términos petroleros."

² Diccionario enciclopédico ilustrado DECA 90 Ed Grafo S.A Primera edición. España 1990

BIBLIOGRAFIA.

Adams, Neal J., "Drilling Engineering a Complete Well Planning Approach" Penn Well Books 5de U.S.A (1985), pp 227-233.

American Petroleum Institute., *Recommended Practice.*, "RP 13B Standard Procedure For Testing Fluids." Section 9 Chemical Analysis. Cation Exchange Capacity, A. P. 1 rp 13B Eighth Edition Washington, D. C. (April 1980). Pp 23-24.

ASTM., Standard Test Method For Hydroxyl Grups by Baroid Petroleum Services., "Apparatus and Procedure for the Field Testing of Drilling Muds" Filtration Properties, Baroid High Temperature Aging Cells. Section 900 Baroid Drilling Mud Data Book pp 29-32

ASTM., "standard Test Method For Hydroxyl Groups by Phthalic Anhydride Sterification". ASTM E-326 - 90 pp 382-384

Aston M. S and G. P. Elliott, "Water Based Glycol Drilling Muds - Shale Inhibition Mechanims : SPE 28818 Europec, (London 1994) pp 107-113.

Bland, R. G., "Quality Criteria in Selecting Glicol's as Alternatives to Oil Based Drilling Fluids Systems" Paper SPE 27141 presented at the 1994 Second International Conference on Health, Safety & Environment in Oil & Gas Exploration & Production, Jakarta, Jan 25-27 pp 399-411.

Bland, R. G., and Smith, G. L., : "Low Salinity Poliglicol Water-Based Drilling Fluids as Alternatives to Oil-Based Muds," Paper SPE/IADC 29378 presented at the 1995 SPE /IADC Drilling Conference Held in Amsterdam., (28 Feb- 2 Mach 1995), pp 405-418.

Calderón, G. N., Vera, A. L., Roman, C. M., et al, "Apuntes del Curso de Cristalografía de Suelos". Sociedad Mexicana de Cristalografía. México D.F (1997).

Chilingarian, G. V., Vorabutr, P., "Drilling and Drilling Fluids" Elsevier Scientific Publishing Company (1981).

Colegio de Ingenieros Petroleros de México A. C "Glosario de Inglés español de términos petroleros." (México 1985).

Darley, H.C.H., and George, R, Gray; "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids" Gulf Publishing Company, Fifth Edition, (1988) Houston Texas, pp 18-19.

Diccionario enciclopédico ilustrado DECA 90 editorial Grafo S.S Primera Edición. España (1990).

Domínguez, J. M., y Schifter, I., " Las Arcillas : El Barro Noble" Fondo de Cultura Económica S.A. de C.V. 1a edición (México 1992).

Downs, J.D and van Oort, E., : " TAME : A New Concept in Water in Water-Based Drilling Fluids for Shales". Paper SPE 26699 presented at the 1993 Offshore European Conference, Aberdeen, September 7-10 pp 239-253

Enrique de la Garza A., "Importancia de la reología en los fluidos de perforación de pozos petroleros." Instituto Mexicano del Petróleo. Procarriótidos IX Intl Congress on Reology, (México, 1984).

Garret, R. L., and Jones, B., "Practical Solutions to Combat Detrimental Effects of H₂S During Drilling Operations." SPE Paper 5198, Symp. On Sour Gas and Crude Tyler, Nov 11-12 (1974).

Instituto Mexicano del Petróleo "Manual de Tecnología de Lodos" Editado por la Subdirección de Capacitación. México D.F (1981). Pp 32-33.

Michael, J Hudson., "Multifunctional Mesoporous Inorganic Solids". Collections "Mathematical and Physical Sciences" Vol 4. Edited by Cesar A.. C Sequeira.

NL Baroid/ NL Industries.Inc "Manual Of Drilling Fluids Technology, Borehole Intability". Copyright 1979, NL Industries, INC. pp 4 - 6.

Raymond, L.R., "Temperature Distribution in a Circulating Drilling Fluid," March 1969 pp 333-341.

Rogers W. F : *Composition And Properties of Oil Well Drilling Fluids*, third edition, Gulf Publishing Company, Houston 1963 p.p 811, 816 - 17.

Reid, P.J., Elliot, G. P., Minton, R.C., Chambers, B.D and Burt, D.A. : "Reduced Environmental Impact and Improved Drilling Performance With Water-Based Muds Containing Glycols," Paper SPE 25989 presented at the 1993 SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, March 7-10.

Reid, P. I., Bernadette D., and Stephen, C., "Mechanims of Shale Inhibition by Polyoils in Water Based Drilling Fluids," Paper SPE 28960 presented at the SPE International Simposium on Oiled Chemistry held in San Antonio TX, U. S. A., 14-17 February 1995 pp 155-167

Thompson, M., and Burgess, T.M., "The Prediction and Interpretation of Downhole Mud Temperature While Drilling." SPE Paper no 14180. Annual Meeting Las Vegas, Sep 1985.

Twynam A.J., and Caldwell ,P.A., "Glycol Enhanced Water - Based Muds : Case History to Demonstrate Improved Drilling Efficiency in Tectonical Stressed Shales" IADC/SPE 27451 Presented at the Drilling Conference held in Dallas, Texas 15-18 (February 1994)

Kirk Othmer., *Encyclopedia of Chemical Technology*. "Petroleum (Drilling Fluids)" third edition Vol 17 pp 143-148.

Kirk Othmer., "Encyclopedia of Chemical Technology". Vol 11, Glycols (etilen and propilen) third edition pp 930 - 940