



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
"Por mi raza hablará el espíritu"

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**CONDICIONES PARA EL EMPLEO DE
BENTONITA EN UN FLUIDO DE
PERFORACIÓN BASE AGUA DE MAR EN
FUNCIÓN DEL COMPORTAMIENTO
HIDRÁULICO**

TÉSIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JOSUÉ GUADALUPE HERNÁNDEZ ROBLEDO

DIRECTOR DE TESIS:

QUIM. ROSA DE JESUS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ



MÉXICO, CIUDAD UNIVERSITARIA, ENERO, 2015

Con esta tesis concluyo uno de los objetivos más importantes que me he planteado en mi vida personal lo cual hace que me sienta lleno de dicha y orgullo por esto quiero agradecerles a todos los que estuvieron a mi lado en este arduo camino:

A MIS PADRES:

José Luis Hernández Jurado y Evangelina Robledo Peñaflo, por ser los mejores padres que alguien pueda tener, porque a pesar de las carencias siempre supieron sacarnos adelante, por estar siempre a mi lado dándome consejos para ser una mejor persona, por su cariño, su comprensión, por sus palabras de aliento que siempre me motivaron a nunca darme por vencido, por ser un ejemplo de dedicación y constancia, por sus valores, por su sabiduría, que algunas veces cuando uno es joven no los entiende pero ahora los entiendo y sé que solo buscan lo mejor para mí, por todo su esfuerzo trabajo y sacrificio, por nunca dejarme solo, en fin, por ser mis padres, a ustedes mi amor sincero y mis respetos siempre.

A MI HERMANO:

José Luis Hernández Robledo, orgulloso ingeniero petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería que más que mi hermano mayor, es mi modelo a seguir, mi sensei, gracias por estar conmigo siempre, por darme tantos consejos no solo en lo profesional sino de la vida misma, contigo siempre voy a quedar en deuda por todo lo que me has ayudado y le doy gracias a dios por tenerte como mi hermano.

A MIS HERMANOS:

Wendy, Horacio y Ana Ruth, por estar a mi lado apoyándome siempre que los necesitara, por aguantar mi mal humor cuanto ni yo mismo me aguantaba, ustedes siempre contarán conmigo para todo.

A MIS SOBRINOS:

Alex y Caleb, por siempre sacarme una sonrisa cuando más la necesitaba.

A MI NOVIA:

Karen Y. Macías, por siempre estar a mi lado en las malas y en las buenas, por darme palabras de aliento cuando más las necesitaba, por siempre motivarme a dar lo mejor de mí, por ser la mejor novia que alguien pueda tener, tenemos muchos planes que apenas comienzan amor, te amo ooooo mi manzana.

A MI DIRECTORA DE TESIS:

Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez, por ilustrarme tantas cosas de mi profesión, por ser tan paciente conmigo y siempre ser una guía en este trabajo, por enseñarme a siempre caminar con dudas y abrir la mente para poder innovar y ayudar a las personas, por forjarme el carácter y prepararme para la vida laboral, para usted mi admiración y respetos siempre.

A MI MADRINA:

Margarita Peñaflor Pérez, por siempre estar al pendiente de mí desde que tenía memoria.

A MI PITA:

Omar Enrique Bernal Vicente, porque más que mi mejor amigo eres un hermano, por estar siempre conmigo en las buenas, en las malas y en las peores, porque sé que contigo no tengo que decir nada y tu apoyo siempre estará ahí, por haber pasado tantas cosas juntos que al recordarlas siempre me producen una sonrisa.

A MIS AMIGOS DE LA PREPA 6:

Fedro, Ernesto, Gabo y Elizabeth, porque ni el tiempo ni la distancia afecta esta amistad, por ser parte de mi vida, porque desde siempre me han apoyado en todo, porque amigos como ustedes de verdad son un oasis en un desierto, por ser mi segunda familia, gracias.

A MIS AMIGOS:

José Luis, Víctor, Arturo y a todo el equipo de Italia, grandes jugadores de volley ball pero mejores seres humanos, por permitirme ser parte de su vida, porque al jugar con ustedes todo el estrés desaparece, gracias por su compañía, por su apoyo, pero sobre todo por su amistad sincera.

A MIS TÍOS:

María Hernández Jurado e Ignacio Sierra, por haberme facilitado el agua de mar desde Tampico para hacer mis pruebas de laboratorio.

A MI ÁLMA MÁTER:

La Universidad Nacional Autónoma de México en especial a la Facultad de Ingeniería, por darme la oportunidad de formarme como profesionista.

Y por último pero no menos importante, gracias a Dios y a la Virgen de Guadalupe por siempre estar a mi lado e iluminar mi camino.

Josué Guadalupe Hernández Robledo.

"El futuro tiene muchos nombres. Para los débiles es lo inalcanzable. Para los temerosos, lo desconocido. Para los valientes es la oportunidad." Víctor Hugo.

RESUMEN

En esta tesis de carácter teórico-experimental se presentan las condiciones que debe tener la bentonita para emplearla en un fluido de perforación base agua de mar sin que se vean afectadas sus propiedades reológicas y tixotrópicas.

Se realizaron pruebas en laboratorio para comparar el comportamiento de un fluido bentonítico base agua dulce alcalinizado contra el comportamiento de un fluido base agua de mar alcalinizado, posteriormente, con la ayuda de la hidráulica y la norma mexicana NMX-L-144-SCFI-2003, se asignaron los rangos en los cuales, el agua de mar adicionada a la bentonita previamente hidratada en agua dulce, desarrollen propiedades reológicas-tixotrópicas requeridas para realizar las operaciones de acarreo y suspensión de partículas sólidas en las operaciones de perforación de pozos petroleros.

Al comienzo de este trabajo se hace énfasis en la importancia de la utilización de agua de mar en la preparación de fluidos de perforación debido a los costos y tiempos de espera requeridos para los sistemas de agua dulce, después se presentan los siguientes 5 capítulos:

Capítulo 1. *Materiales arcillosos presentes en la perforación de pozos petroleros*: Este capítulo aborda los conceptos fundamentales de las arcillas, su clasificación, su estructura, sus propiedades físico-químicas así como las especificaciones que deben cumplir para su uso en la industria petrolera.

Capítulo 2. *Factores que afectan el comportamiento de las arcillas en agua dulce y agua de mar*. Profundiza en la química coloidal, la cual es de suma importancia para lograr entender mejor a los fluidos de perforación. Aquí se ilustra el porqué una arcilla se hidrata en agua dulce y porqué no lo hace en agua de mar.

Capítulo 3. *Propiedades y funciones básicas de los fluidos de perforación, importancia de cada una y medios físicos para su evaluación*: Se resaltan las funciones primordiales de un fluido de perforación así como las propiedades que deben tener para desarrollar dichas funciones y el porqué de si una de ellas falla la perforación no podría continuar.

Capítulo 4. *Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar:* Entra de lleno en la parte experimental, se da la metodología empleada paso a paso, los consiguientes resultados y su análisis.

Capítulo 5. *Análisis hidráulico a partir de los resultados experimentales:* Comienza con las consideraciones que se toman en cuenta para la planificación de la hidráulica, los factores que la afectan y posteriormente profundiza en los cálculos hidráulicos.

Por último se tienen las conclusiones y recomendaciones hechas en base a los cálculos vistos en esta tesis.

OBJETIVOS

Objetivo General:

Determinar las condiciones para optimizar el empleo de bentonita en base al comportamiento hidráulico en fluidos de perforación.

Objetivos Particulares:

- 1) Encontrar las condiciones que permitan la aplicación de la bentonita en agua de mar y la hidráulica requerida para optimizar las capacidades de acarreo y limpieza del pozo.
- 2) Analizar la posibilidad para optimizar su aplicación en campo y los métodos para su evaluación y control.

CONTENIDO

RESUMEN

OBJETIVOS

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

CAPITULO 1. MATERIALES ARCILLOSOS PRESENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

1.1 Definición

1.2 Estructura de los minerales de arcilla

1.3 Clasificación de los minerales de arcilla

1.4 Tipos de arcilla que interactúan con los fluidos de perforación

1.5 Arcillas montmorilloníticas, bentonita.

1.5.1 Definición y estructura

1.5.2 Propiedades físico-químicas

1.5.2.1 Superficie específica

1.5.2.2 Capacidad de intercambio catiónico

1.5.2.3 Capacidad de absorción

1.5.2.4 Hidratación e hinchamiento

1.5.2.5 Procesos de enlace de las partículas de arcilla

1.5.2.5.1 Agregación

1.5.2.5.2 Dispersión

1.5.2.5.3 Floculación

1.5.2.5.4 Defloculación

1.5.2.6 Plasticidad

1.5.2.7 Tixotropía

1.5.3 Clasificación de bentonitas

1.5.3.1 Bentonitas naturales altamente hinchables, sódicas

1.5.3.2 Bentonitas naturales poco hinchables, cálcicas

1.5.3.3 Bentonitas con activación alcalina y ácida

1.5.4 Especificaciones que debe cumplir la bentonita para su aplicación en la I.P.

Bibliografía

CAPITULO 2. FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS ARCILLAS EN AGUA DULCE Y AGUA DE MAR

2.1 Mezclas y su clasificación

2.2 Dispersiones

2.2.1 Definición

2.2.2 Clases de dispersiones

2.2.2.1 Grosera o gruesa

2.2.2.2 Finas

2.2.2.3 Coloidales

2.3 Dispersiones coloidales, coloides

2.3.1 Definición

2.3.2 Clasificación

2.3.2.1 Tipos de sistemas coloidales

2.3.3 Estabilidad de los sistemas coloidales

2.4 Factores que afectan el rendimiento de las arcillas en agua

2.5 Contaminantes más comunes en lodos de perforación y sus reacciones químicas

Bibliografía

CAPITULO 3. PROPIEDADES Y FUNCIONES BÁSICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN, IMPORTANCIA DE CADA UNA Y MEDIOS FÍSICOS PARA SU EVALUACIÓN

3.1 Densidad

3.2 Reología y Tixotropía

3.3 Impermeabilidad

3.4 Clasificación de los fluidos de acuerdo a su comportamiento reológico-tixotrópico

Bibliografía

CAPITULO 4. SELECCIÓN DE LAS CONDICIONES PARA EL EMPLEO DE BENTONITA EN AGUA DE MAR EN BASE A LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES

4.1 ETAPA 1.- Experimentación con agua dulce

4.2 ETAPA 2.- Experimentación con agua de mar

4.3 ETAPA 3.- Experimentación con bentonita pre-hidratada y agua de mar

CAPITULO 5. ANALISIS HIDRAULICO A PARTIR DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES

5.1 Condiciones para la planificación hidráulica

5.2 Factores que afectan la hidráulica

5.3 Cálculos hidráulicos

5.3.1 Presión de bombeo y tasa de flujo

5.3.2 Velocidad anular

5.3.3 Modelos Reológicos

5.3.4 Etapas de flujo

5.3.5 Cálculos de flujo dentro de la tubería

5.3.6 Cálculos de flujo en el espacio anular

5.3.7 Viscosidad efectiva

5.3.8 Número de Reynolds

5.3.9 Gasto o tasa de flujo crítico

5.3.10 Pérdidas de presión en el sistema

5.3.11 Cálculos de hidráulica de la barrena

5.4 Optimización a la hidráulica del sistema

5.4.1 Optimización de la potencia hidráulica consumida en la barrena

5.4.2 Optimización de la fuerza de impacto del chorro en el fondo

5.5 Limpieza del pozo

5.6 Factores que afectan la limpieza del pozo

5.7 Densidad Equivalente de Circulación (DEC)

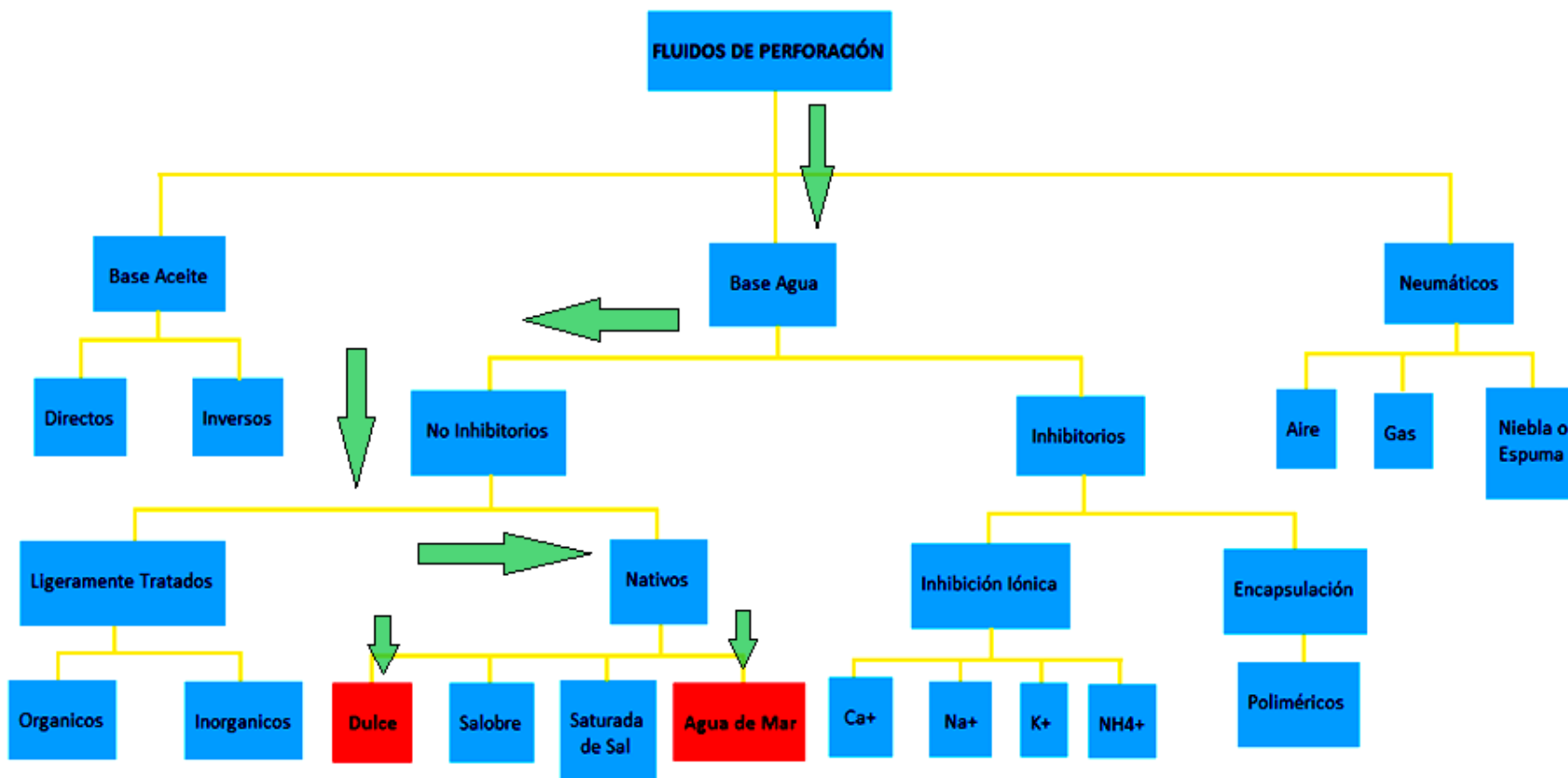
5.8 Problema de aplicación de hidráulica

Bibliografía

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

INTRODUCCIÓN

En las operaciones para extraer los hidrocarburos del subsuelo se utilizan diferentes tipos de sistemas de fluidos de perforación como son:



De los cuales, los más empleados han sido los de naturaleza arcillosa pero, debido a que la problemática aumenta con la profundidad y complejidad de las formaciones, se requiere de sistemas de fluidos más complejos incluyendo el uso del agua de mar en zonas marinas evitando con esto los tiempos de espera y los costos requeridos para los sistemas de agua dulce.

Por consiguiente en este trabajo de carácter teórico-práctico se presentan las condiciones que se requieren para sustituir el agua dulce empleada en los sistemas arcillosos por agua de mar, para lo cual se utilizarán dos sistemas de la clasificación antes mencionada de los fluidos de perforación base agua, los cuales son: Sistemas base agua dulce-arcilla y Sistemas de agua salada.

En el primer sistema, base agua dulce-arcilla, se componen esencialmente de bentonita y agua. Normalmente se usa este sistema para iniciar la perforación de un pozo. A medida que la perforación continua, los sólidos de la formación se incorporan dentro del fluido de perforación. Algunos de estos sólidos nativos de la formación pueden ser de carácter bentonítico y aumentan la viscosidad del fluido de perforación. Por lo tanto, a este sistema se le atribuye el nombre de “lodo nativo”. Las ventajas de este sistema son un costo bajo y una velocidad de penetración (ROP) alta. Este sistema suele disminuir considerablemente su viscosidad con el esfuerzo de corte.

Los sistemas de agua salada contienen una concentración de cloruros en el rango de 10 a 185 g/L. a bajas concentraciones son denominados como sistemas salobres o sistemas con agua de mar, pueden prepararse con agua dulce o salmueras y con NaCl seco el cual se adiciona para alcanzar la salinidad deseada. Varios productos especiales como: la atapulguita, bentonita prehidratada, carboximetil celulosa (CMC), hidroxietil celulosa (HEC), celulosa polianiónica (PAC), almidón, etc., se utilizan para incrementar la viscosidad y reducir la pérdida de filtrado. Estos sistemas son usados en las operaciones de perforación costa afuera y en aguas someras debido a las provisiones inagotables de este tipo de agua en el sitio de perforación. Otras ventajas derivadas del uso de agua salada o salobre en los fluidos de perforación incluyen el hecho de que las arcillas perforadas se hidratan menos que cuando se usa agua dulce.

Los sistemas saturados de agua salada están diseñados para impedir el ensanchamiento del pozo durante la perforación de las secciones de sal. Este ensanchamiento resulta cuando la sal contenida en el pozo se disuelve en la fase acuosa no saturada de sal del fluido de perforación. La saturación se logra mediante la adición de sal, cloruro de sodio, en el sistema de lodo hasta alcanzar el punto de saturación. La saturación es de aproximadamente 190 g/l de cloruros, según la temperatura.

CAPITULO 1. MATERIALES ARCILLOSOS PRESENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

Las arcillas son constituyentes esenciales de una gran parte de los suelos y sedimentos debido a que son, en su mayor parte, productos finales de la meteorización de los silicatos que, formados a mayores presiones y temperaturas, en el medio exógeno se hidrolizan.

Sus propiedades son consecuencia de sus características estructurales. La estructura interna y composición química de cada mineral de la arcilla le confiere unas características muy específicas de reactividad química. Sus tamaños de partículas y las morfologías específicas de sus cristales. La arcilla montmorillonítica, Bentonita, ha venido empleándose con la finalidad de proporcionar al fluido de perforación las propiedades reológicas y tixotrópicas que se requieren para el acarreo, transporte y suspensión de recortes, con el propósito de limpiar el agujero durante su construcción.

1.1 DEFINICIÓN

El término arcilla se emplea para designar la roca sedimentaria dispersa y compuesta por partículas de minerales laminares compuesto esencialmente de silicatos de aluminio hidratados y que, en su mayor parte, se hayan como fracción pelítica¹ e impurezas de otros minerales acompañantes. Esta roca puede encontrarse en estado de fácil disgregación de sus partículas o en forma de roca margosa (metamorfizada).

1. Pelítico – Arcilloso, pero el término se utiliza ahora, casi exclusivamente, para referirse a las rocas arcillosas metamorfizadas (pelitas). “Glosario de términos geológicos, Compañía Schlumberger”

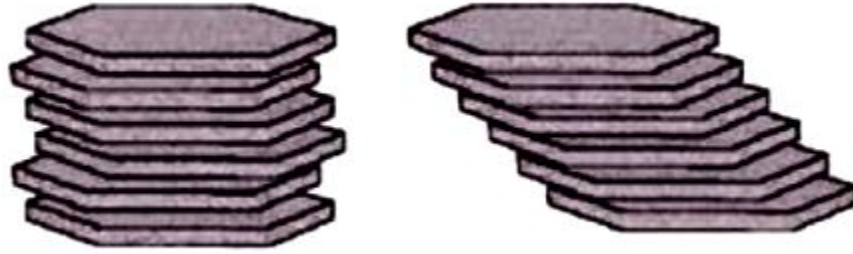


Figura 1. Minerales laminares

Por tanto, el término arcilla no solo tiene connotaciones mineralógicas, sino también de tamaño de partícula, en este sentido se consideran arcillas todas las fracciones con un tamaño de grano inferior a $2\ \mu\text{m}$. según esto todos los filosilicatos pueden considerarse verdaderas arcillas si se encuentran dentro de dicho rango de tamaños, incluso minerales no pertenecientes al grupo de los filosilicatos (cuarzo, feldespatos, etc.) pueden ser considerados partículas arcillosas cuando están incluidos en un sedimento arcilloso y sus tamaños no superan los $2\ \mu\text{m}$.

Presentan carga eléctrica, lo cual les otorga propiedades físico-químicas muy particulares: retención de moléculas orgánicas e inorgánicas, capacidad para mantenerse dispersas o reunirse en agregados voluminosos, hinchamiento, entre otras. Las cargas eléctricas presentes en las arcillas son de orígenes diferentes: permanentes y dependientes del pH.

Las cargas eléctricas permanentes o estructurales se han generado a través de los procesos geológicos, debido a sustituciones isomórficas en las estructuras cristalinas, generalmente negativas debido al reemplazo de átomos de la estructura por otros de menor valencia, estas cargas son independientes del entorno del mineral. Sin embargo en los bordes, aparecen cargas que son dependientes del pH del medio y por lo tanto son variables.

Debido a la influencia que estos fenómenos físico-químicos tienen con el comportamiento de las arcillas tanto de las que se adicionan al fluido de perforación como de las que se incorporan provenientes de la formación, es importante que el ingeniero de fluidos conozca y entienda los mecanismos de reacción (interacción) de las arcillas y el fluido.

1.2 ESTRUCTURA DE LOS MINERALES DE ARCILLA

La estructura de los filosilicatos está formada por la unión de capas tetraédricas y octaédricas. La capa octaédrica está formada por una serie de tetraedros de oxígeno que comparten tres vértices que se extienden formando una capa en dos direcciones del espacio. Estos tetraedros tienen su base en un mismo plano y el cuarto vértice apuntando en el mismo sentido, iones silicio se sitúan en los centros de los tetraedros coordinados con los oxígenos. Es frecuente encontrar en los filosilicatos iones aluminio sustituyendo parcialmente al silicio en esta red tetraédrica.

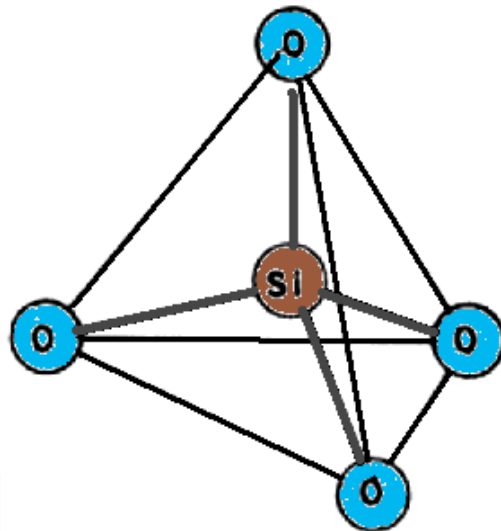


Figura 2. Estructura básica de una arcilla.

Si cada átomo de silicio tiene cuatro cargas eléctricas positivas, mientras que cada átomo de oxígeno tiene dos cargas negativas, es necesario que cada uno de los átomos de oxígeno use una de sus cargas para atraer a una de las cargas de silicio, quedando así saturado el átomo central (Si), mientras que en las esquinas todavía tienen una carga negativa para enlazarse a otro átomo con carga positiva. Cuando esto último ocurre, entonces tenemos que se puede formar una cadena de tetraedros, mediante los enlaces del tipo: $-O-Si-O-Si-O-Si-O-$

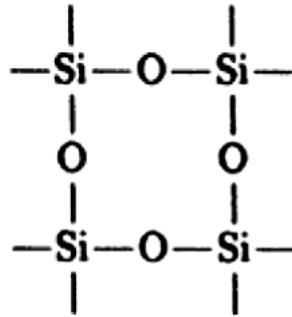


Figura 3. Cadena de tetraedros.

Similarmente podemos formar cadenas verticales que se unen a las cadenas horizontales para formar redes, y se pueden formar arreglos tridimensionales superponiendo una red encima de otra. También podemos sustituir uno de los átomos de silicio por otro, por ejemplo aluminio (Al), con lo cual el arreglo quedaría desbalanceado, ya que el aluminio solo tiene tres cargas eléctricas positivas en vez de cuatro, dejando una carga negativa extra en uno de los átomos de oxígeno, por ejemplo:

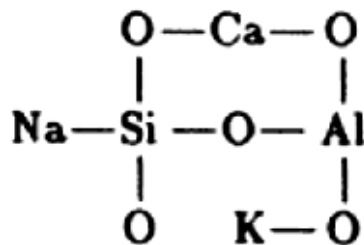


Figura 4. Arreglo arcilloso cambiando el Silicio (Si) por Aluminio (Al)

Como se puede observar, la carga negativa desbalanceada puede ser satisfecha por un catión positivo, por ejemplo el sodio (Na) o el potasio (K), con lo cual se logra nuevamente una estructura neutra.

Los oxígenos radicales de los tetraedros, así como grupos OH⁻, configuran una nueva capa formada por octaedros que comparten aristas en cuyos centros se localizan iones bivalentes o trivalentes, pudiendo en ocasiones estar vacías parte de las posiciones octaédricas.

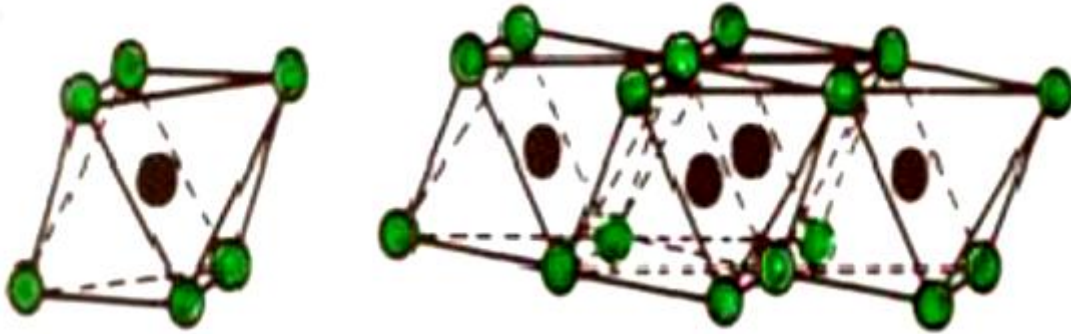


Figura 5. Lámina de octaedros.

De acuerdo a estas características y siguiendo las reglas de Pauling se pueden unir dos o más tetraedros:

- La suma de las cargas negativas debe ser igual a la suma de las cargas positivas, de manera que la estructura sea eléctricamente neutra.
- Todos los elementos con carga positiva (cationes) pueden enlazarse de elementos cargados negativamente, coordinándose con ellos de modo que dichos arreglos dependan únicamente de los tamaños entre el catión (+) y el anión (-) respectivo.

Existe una tercera regla conocida como Regla de Lowenstein: no es válido enlazar dos tetraedros que tengan un átomo central de aluminio cada uno. Esto nos indica que dos tetraedros de aluminio solo pueden enlazarse mediante otro tetraedro intermedio a base de silicio. Siguiendo estas sencillas reglas podemos armar a los silicatos de manera que un tetraedro (1T) pueda unirse a otro para formar un arreglo del tipo 2T (dos tetraedros) o bien 3T, etc. Así pues, en la figura 6 se reúnen todas las posibles combinaciones de tetraedros que dan origen a una serie de geometrías, en forma de cadena simple, doble, redes hexagonales, etc.

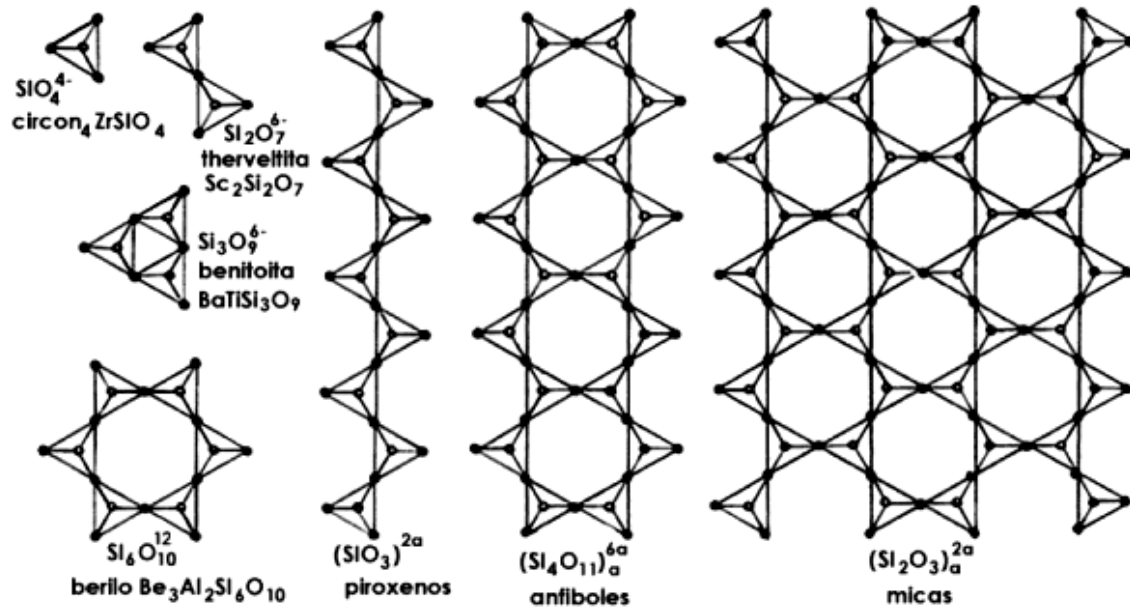


Figura 6. Estructura de los silicatos.

La unión de varios tetraedros nos genera hojas o laminas que se extienden a lo largo y ancho, dando origen a las estructuras laminares. El número y disposición de estas capas tetraédricas y octaédricas constituyen el primer elemento distintivo en las redes de los filosilicatos. De acuerdo a esta característica se pueden establecer tres tipos de unidades estructurales:

- ✓ Lámina T-O, o lámina 1:1
- ✓ Lámina T-O-T, o lámina 2:1
- ✓ Lámina del tipo 2:1:1 o 2:2

HOJA O LÁMINA DE TETRAEDROS, TIPO T

Al unir los vértices para formar anillos tipo 6T (seis tetraedros), como se muestra en la figura 7. Las puntas de los tetraedros se encuentran a la misma altura, formando un plano, de igual manera ocurre con los átomos de silicio situados en el centro de los tetraedros y con los oxígenos situados en las bases. La organización de estos tres planos nos conduce a la formación de una hoja tetraédrica tipo T.

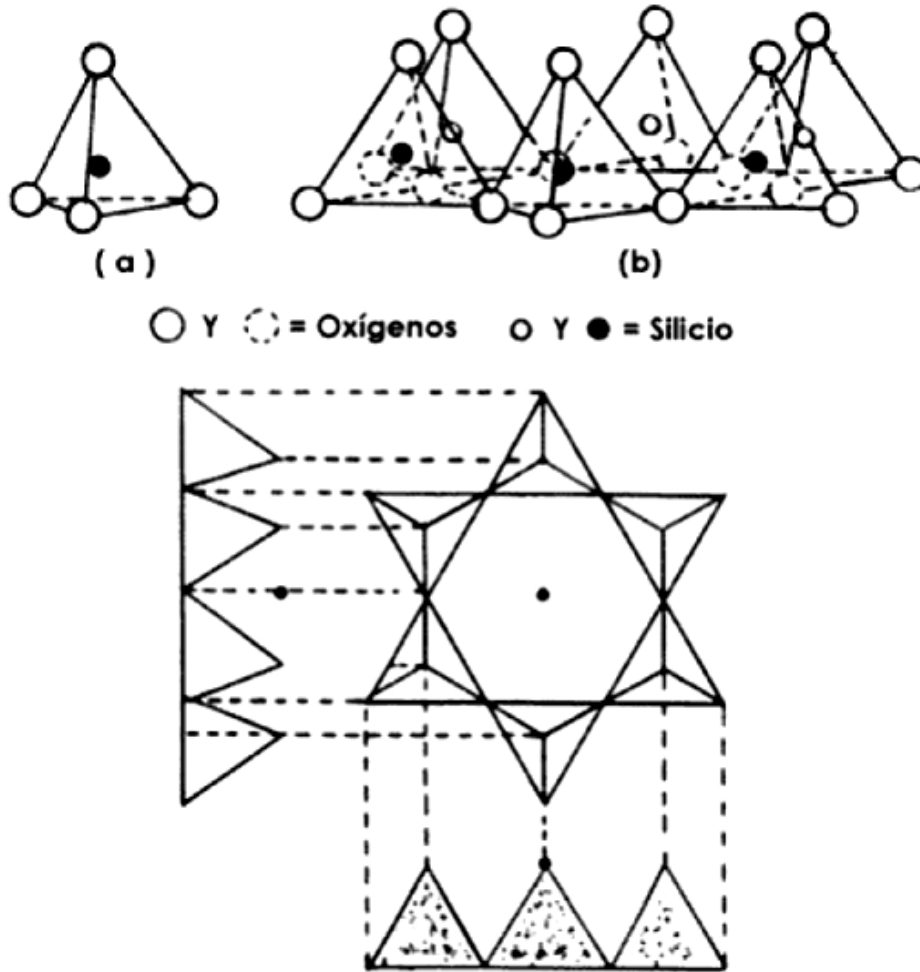


Figura 7. Anillo 6T (6 tetraedros)

Siguiendo esta secuencia, podemos ahora unir hojas para formar una lámina tetraédrica, tal como se ilustra en la figura 8. En esta se observa que las dos hojas o láminas se encuentran invertidas, una respecto a la otra, compartiendo uno de los vértices.

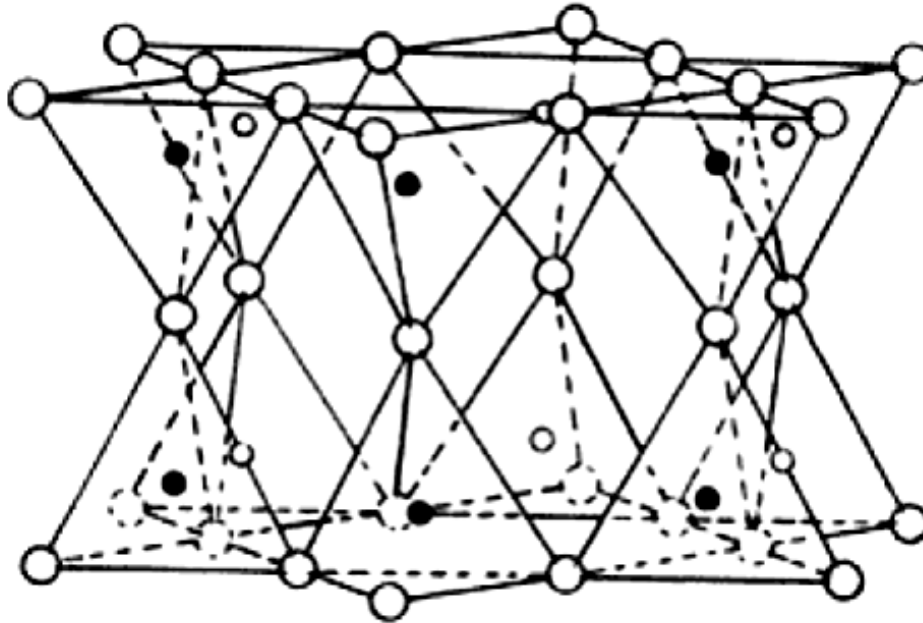


Figura 8. Lámina de tetraedros T.

HOJA O LÁMINA OCTAÉDRICA, TIPO O

Similarmente, existen otros cuerpos poligonales que podemos unir entre sí para formar cadenas, tal y como ocurre con el octaedro, ilustrado en la figura 9, formación típica de los compuestos de aluminio, por ejemplo $\text{Al}(\text{OH})_6$, o del magnesio. Este arreglo es una hoja octaédrica tipo O.

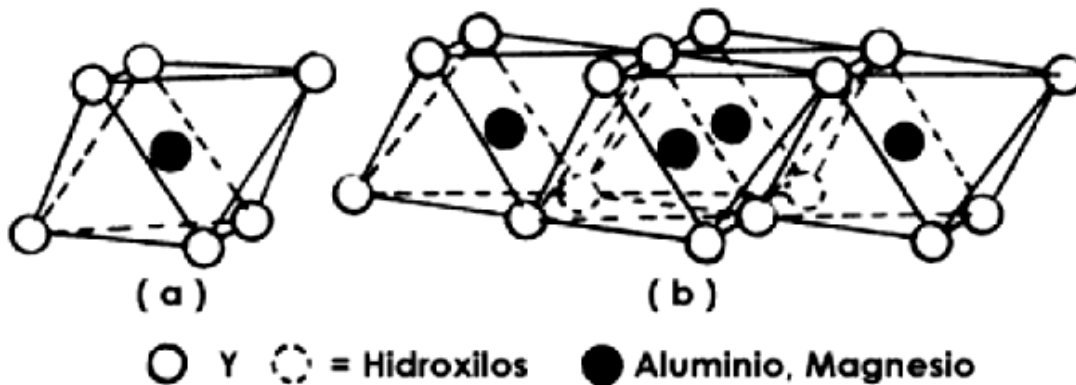


Figura 9. Lámina octaédrica tipo O.

LÁMINA 1:1, LÁMINA T-O

La unión de una lámina del tipo T, con otra del tipo O, genera una lámina T-O, o lámina 1:1. La unidad respectiva está formada por una capa tetraédrica que comparte sus oxígenos apicales con una capa octaédrica, el plano opuesto de esta última está formada exclusivamente por grupos OH⁻.

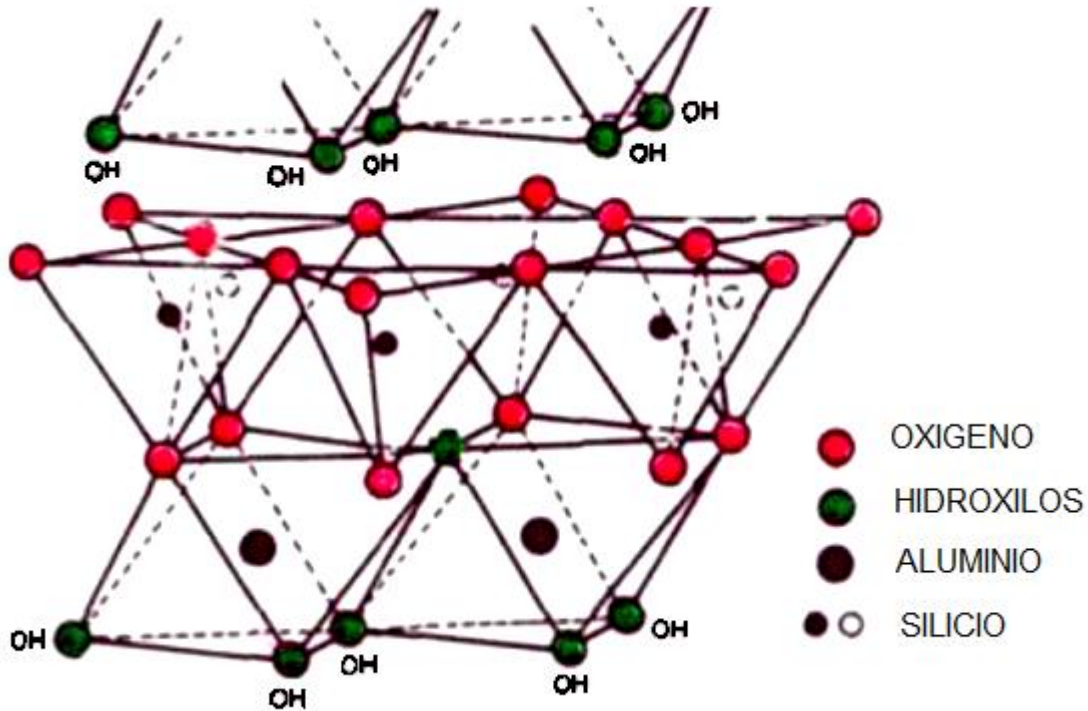


Figura 10. Configuración de una lámina 1:1.

LÁMINA 2:1, LÁMINA T-O-T

La segunda posibilidad consiste en la existencia de dos capas tetraédricas con sus oxígenos apicales situados unos frente a otros. Estos oxígenos, junto con grupos OH⁻ forman una nueva capa octaédrica situada entre las anteriores. Así pues, se tiene una unidad repetitiva del tipo 2:1.

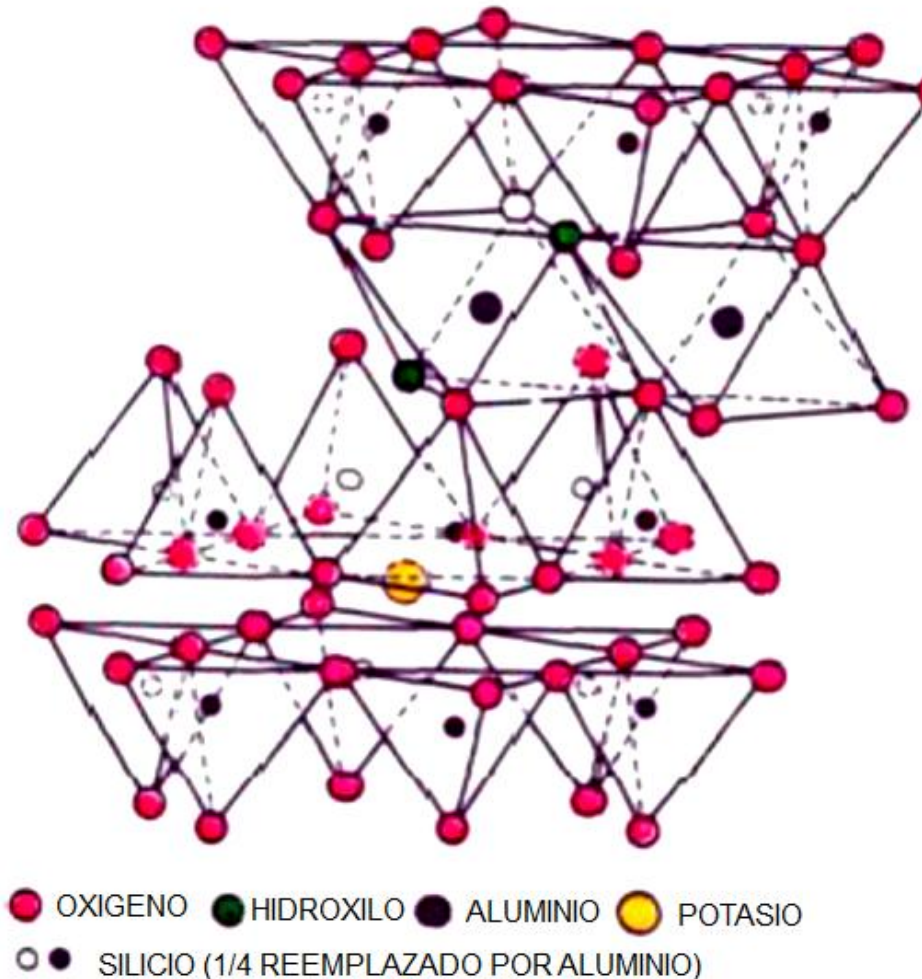


Figura 11. Red de enlaces de 2 capas tetraédricas con 1 octaédrica.

El tercer tipo estructural se forma por unidades del tipo 2:1, alternadas con una capa octaédrica. Esta capa no comparte con ninguna de las otras sino que está formada por dos planos de iones OH^- que define una red de octaedros en cuyos centros se sitúan cationes. La unidad que se forma es una nueva lámina del tipo 2:1:1 o 2:2.

Un segundo criterio de diferenciación dentro de los filossilicatos es el tipo de catión que ocupa las posiciones interiores de la capa octaédrica. Dado que el número de cargas disponibles para las tres posiciones de la red es de 6 cargas negativas, si el catión ocupante es bivalente, por ejemplo Mg^{2+} o Fe^{2+} , la neutralidad eléctrica se alcanzara si todos los huecos disponibles están efectivamente llenos, en cuanto a cationes trivalentes, por ejemplo Al^{3+} , solo 2 de cada 3 posiciones podrán estar ocupadas. La existencia de lugares vacantes

dentro de la capa octaédrica constituye un factor importante a tener en cuenta en los filosilicatos por cuanto la red podrá distorsionarse para adaptar mejor los iones OH^- y O^{2-} a los cationes existentes.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS MINERALES DE ARCILLA

Cuando las láminas presentan su composición básica, silicio en la capa tetraédrica y cationes bivalentes o trivalentes en posiciones tri-octaédricas o di-octaédricas, la carga total es nula, uniéndose la base de los estratos por enlaces residuales. Sin embargo cuando las posiciones catiónicas de las laminas están ocupadas por iones de menor carga, el balance total queda descompensado por las cargas negativas sin neutralizar. Esto permite la existencia entre láminas, de cationes que sirven de unión por medio de enlaces iónicos. Dependiendo del número de cargas disponibles, es el elemento que ocupa la posición entre los estratos: K, Mg, Ca, Na. Este catión da un carácter distintivo entre los minerales de arcilla. Con base a la estructura descrita, las arcillas se pueden clasificar como sigue:

TIPO	GRUPO	SUBGRUPO	ESPECIES MINERALES
1:1	Caolines	Caolinitas (Di-octaédricas)	Caolinita, Diquita, Nacrita
		Serpentina (Tri-octaédrica)	Antigorita, Crysolita y Cronstedita
	Talco	Pirofilita (Di-octaédrica)	
		Talco (Tri-octaédrica)	
2:1	Esmectitas	Esmectita Di-octaédrica	Montmorillonita, Bidelita, Nontronita
		Esmectita Tri-octaédrica	Hectorita, Saponita (Mg), Sauconita
	Micas	Micas Di-octaédricas	Muscovita, Parangonita, Mica-Al, Mica-Fe
		Micas Tri-octaédricas	Flogopita, Biotita, Lepidolita, Zinnwaldita
	Vermiculitas	Vermiculitas Di-octaédricas	Vermiculitas Di-octaédricas
		Vermiculitas Tri-octaédricas	Vermiculitas Tri-octaédricas
	Illita	Illita Di-octaédrica	Derivadas de Muscovita
		Illita Tri-octaédrica	Derivadas de Flogopita
2:1:1	Clorita	Clorita Di-octaédrica	Brunsvigita, Diabantita, Nimita, Pennantita, Ripidolita, Sheridanita
		Clorita Tri-octaédrica	

Figura 12. Clasificación de las arcillas en base a su estructura detrítica.

1.4 TIPOS DE ARCILLA QUE INTERACTÚAN CON LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La habilidad que tienen los fluidos de perforación para desempeñar sus funciones y exhibir las propiedades deseadas depende de la naturaleza coloidal de los componentes empleados en su elaboración. La química de los fluidos coloidales de perforación mejor conocidos como “lodos” está cambiando constantemente debido a que la proporción existente entre los “coloides comerciales” añadidos desde la superficie y los sólidos provenientes de las formaciones siempre esta variando. Es por esta razón que los tratamientos son de proporciones indefinidas debido a que los químicos utilizados pueden haber sido filtrados hacia la formación, diluidos o tal vez alterados debido a las condiciones de presión y temperatura existentes en el pozo.

El término “coloide” se deriva de la palabra griega *Kolle*, que significa “pegamento”. Este término agrupa a una amplia variedad de materiales que pueden permanecer suspendidos en algunos medios debido a que sus partículas son de un tamaño extremadamente pequeño y a sus fuerzas superficiales. Ejemplos de estos materiales en los lodos son la bentonita, algunas arcillas de las formaciones, el almidón, la carboximetil celulosa sódica, las gotas de la emulsión agua-aceite, así como las gomas naturales o modificadas.

Las partículas coloidales son menores a una micra, lo cual equivale a la millonésima parte de un metro, algunos coloides pueden ser tan pequeños como 0.001μ ; debido a que la longitud promedio de onda de la luz visible es de 0.5μ , y la mayoría de los coloides son más pequeños, no pueden distinguirse con un microscopio óptico. Aunque los coloides son extremadamente pequeños, son muchas veces más grandes que las moléculas disueltas ordinarias, como el azúcar.

Los coloides que adsorben enormes cantidades de un líquido y se expanden o se hinchan son llamados liofílicos o emulsiones. Si el líquido es agua, se llaman hidrofílicos. La adsorción de cualquier líquido se llama solución, mientras que la adsorción de agua se llama hidratación. Los coloides que no adsorben mucho líquido pero permanecen en suspensión debido a las fuerzas eléctricas superficiales se llaman liofóbicos o suspensoides; si el líquido es agua, se llaman hidrofóbicos.

Capítulo 1. Materiales arcillosos presentes en la perforación de pozos petroleros.

Una suspensión coloidal es estable, si las partículas permanecen suspendidas largos periodos de tiempo. Debido al tamaño de partícula extremadamente pequeño de los coloides, se expone una gran cantidad de área superficial en una pequeña porción de masa.

Si la combinación de las cargas eléctricas desbalanceadas y el agua adsorbida es mayor que la atracción existente entre las partículas, los coloides tienden a repelerse entre sí, ayudados por los impactos con las moléculas de líquidos que permanecen en suspensión. Si las fuerzas de las cargas eléctricas desbalanceadas no producen un efecto repelente entre partículas y si la hidratación no es completa, las partículas pueden tener la tendencia a unirse si chocan y pueden atraerse y asentarse. Si esto ocurre naturalmente o es ocasionado por químicos que alteren fácilmente el entorno eléctrico, la suspensión coloidal será inestable.

Existe un gran número de minerales arcillosos que se adicionan a los fluidos de perforación como son la sepiolita, atapulgita y la bentonita. Las arcillas que nos interesan con respecto a los fluidos de perforación base agua se dividen en tres grupos:



Figura 13. Arcillas utilizadas en la perforación de pozos.

I. ARCILLAS EN FORMA DE AGUJA NO HINCHABLES

Consta de arcillas en forma de aguja no hinchable como la atapulgita o sepiolita. Se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para

aumentar el valor de la viscosidad, el tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja, hacen que la arcilla desarrolle una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos. Debido a su forma y a sus características no hinchables estas arcillas muestran un control de filtración muy débil. Por este motivo, la atapulguita se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita, se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. Estas arcillas no están casi nunca presentes en las arcillas de la formación a perforar.

II. ARCILLAS LAMINARES NO HINCHABLES

El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables) como son:

- Illita
- Clorita
- Caolinita

Las **illitas**, al igual que las micas verdaderas, constan de una capa unitaria integrada por una hoja de octaedros de Al^{3+} en medio de dos hojas de tetraedros de Si^{4+} , cuyos vértices apuntan en la misma dirección. La celda unitaria es la misma que la de la montmorillonita, excepto que algunos Si son siempre reemplazados por Al^{3+} y la deficiencia de carga esta balanceada por iones K^+ pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones mediante los iones potasio compensadores es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta 1.5 veces más grande que esta.

El espacio entre las capas unitarias es de 2.8\AA el diámetro iónico de K^+ es de 2.66\AA esto permite que el potasio encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua.

El nombre de las **cloritas** procede del griego chlorós, que significa verde, color dominante en muchas de estas especies. Las cloritas están estructuralmente relacionadas con las

Capitulo 1. Materiales arcillosos presentes en la perforación de pozos petroleros.

arcillas de tres capas. Las cloritas no se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchen ligeramente al ser modificadas.

En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita. Esta capa tiene carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg^{2+} por Al^{3+} en la capa de la brucita.

Las cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades.

La **caolinita**, es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula porque el agua no es capaz de penetrar en las capas. La caolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las láminas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas. Por lo tanto, la caolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja.

III. MONTMORILLONITAS LAMINARES MUY HINCHABLES

Se caracterizan por estar formadas por capas trilaminares, constituidas por dos láminas de tetraedros de Si^{4+} unidas entre ambas por una capa de octaedros de Al^{3+} , es decir presenta una estructura de superposición de capas: tetraédrica-octaédrica-tetraédrica.

En la malla de las capas trilaminares se producen muchas sustituciones isomorfas, es decir el reemplazo de iones de igual radio atómico, pero de distinta valencia. Como puede ser la sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} o Fe^{2+} en las capas octaédricas y la sustitución de Si^{4+} por Al^{3+} en las capas tetraédricas. Esto origina un desbalance eléctrico y aumenta notablemente la reaccionabilidad del mineral.

Los enlaces dentro de cada capa son mucho más estables que los existentes entre capas vecinas, es decir, las capas trilaminares se unen entre sí por débiles ligaduras que son

liberadas por simple hidratación, dejando mas superficie reactiva libre y produciendo un aumento del espacio reticular y por lo tanto un hinchamiento del mineral. A esto se debe la exfoliabilidad de estos minerales, que consiste sencillamente en separar entre si las laminas contiguas.

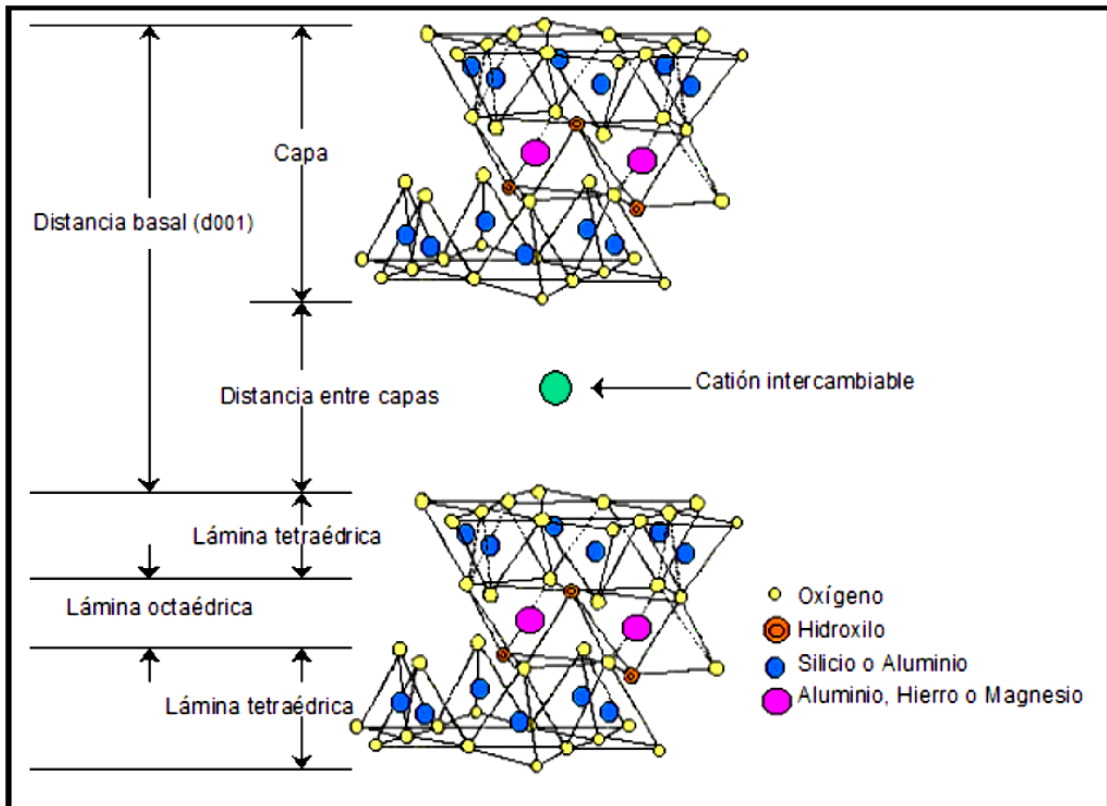


Figura 14. Estructura de la montmorillonita.

Cuando el Al^{3+} del estrato octaédrico es totalmente reemplazado por Mg^{2+} , el mineral se llama saponita, y si el Al^{3+} es reemplazado por Fe^{3+} se llama nontronita. La montmorillonita pobre en Mg, con gran sustitución del Si por Al, se llama beidelita.

Por esta razón los minerales que integran este grupo, pueden formar dos subgrupos:

- Denominado montmorillonitas aluminosas: montmorillonita y beidelita
- Denominado montmorillonitas magnésicas: hectorita y saponita.

Las montmorillonitas laminares son muy hinchables. El segundo y el tercer tipo de arcillas minerales arcillosas se encuentran en lutitas de las formaciones en el orden siguiente y en cantidades decrecientes:

- 1) Illita
- 2) Clorita
- 3) Montmorillonitas
- 4) Caolinita

Como están presentes en las formaciones perforadas estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema del fluido de perforación. La montmorillonita presente en las lutitas es generalmente la montmorillonita cálcica, porque esta en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio.

1.5 ARCILLAS MONTMORILLONITICAS, BENTONITA

La bentonita es una montmorillonita sódica, es uno de los minerales más importantes del grupo de las esmectitas. Son minerales de partículas muy pequeñas por lo que su superficie específica es muy grande, son expandibles debido a la admisión de moléculas polares, agua, entre sus capas. En agua dulce, las capas absorben el agua y se hincha hasta el punto en que las fuerzas que las mantienen unidas se debilitan y las capas individuales pueden separarse de los paquetes. La separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión. Este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa que la viscosidad de una suspensión se incremente. Esta forma característica de la bentonita parecida a una “baraja de cartas”, es lo que produce el llamado efecto de enjarre que es tan importante para el control del filtrado.

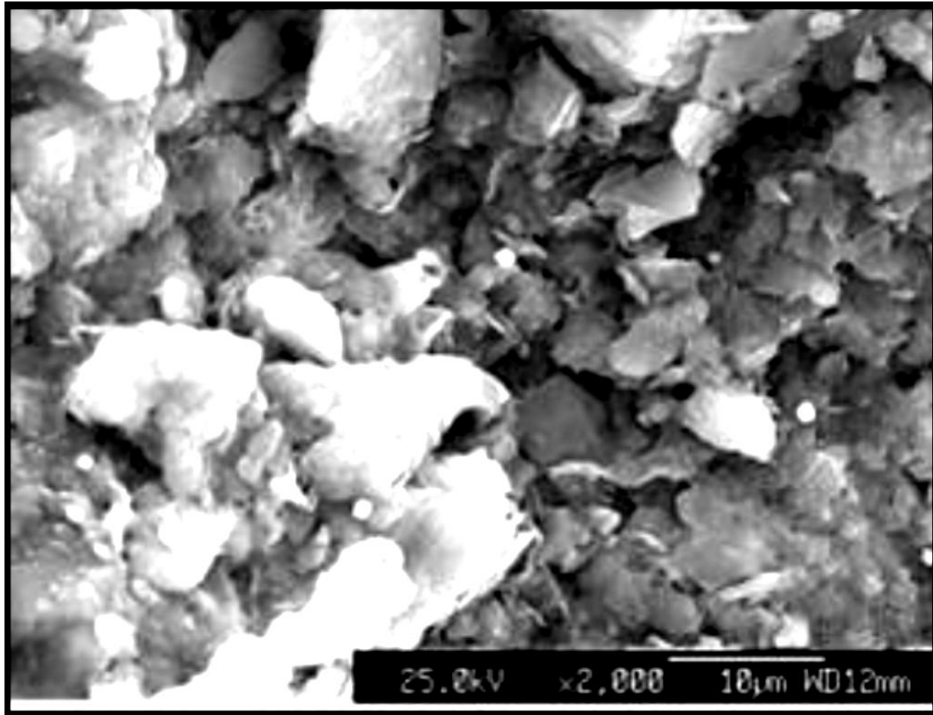


Figura 15. Microfotografía de un recorte de formación correspondiente a la profundidad de 430 m, del pozo conduacan 1011, el cual tiene una composición de arcillas con la distribución siguiente: esmectita 19.3% (nontronita 12.4 y montmorillonita 6.9) y micas (muscovita) 4.4% determinada por un estudio de difracción de rayos X.

Los primeros yacimientos se encontraron en Fort Benton en el estado de Illinois, USA hace 100 años

Las propiedades físicas de estas arcillas “especiales” de Wyoming le dieron rápidamente un alto valor comercial y sus usos en lodos para sondeos, aglomerante de arenas de moldeo, decoloración de aceites, etc. originaron un desarrollo de una gran complejo industrial en Wyoming, lo que por otra parte indujo a la búsqueda de nuevos yacimientos. Pronto fueron encontradas bentonitas en Mississippi, Texas, Arizona y California, como también en Inglaterra, Alemania, Italia, España y Japón.

La bentonita tiene su origen en las cenizas volcánicas y el efecto complementario de la erosión. Las cenizas se asientan en los valles y se hunden en la tierra a poca profundidad. Estas vetas de bentonita acostumbran a tener un espesor de 1 o 2 metros y están enterradas a unos 25 metros de profundidad.

Las bentonitas son arcillas de estructura laminar que pertenecen al grupo de los filosilicatos. La montmorillonita es el mineral predominante. Habitualmente, se las considera como silicatos de aluminio.

El término “bentonita” fue aplicado por primera vez por el geólogo norteamericano Knight en 1898, a una clase de arcilla muy particular que tenía propiedades jabonosas, que poseía una gran plasticidad y era altamente coloidal. Esta arcilla procedía de la formación Benton Shale, en el cretácico de Wyoming, USA. Esta roca estaba dotada particularmente de la facultad de hincharse aumentando varias veces su volumen cuando se ponía en contacto con el agua, y además de formar geles tixotrópicos cuando se añadía en pequeñas cantidades al agua. Actualmente la definición más ampliamente aceptada es la dada por R.E. Grim: “Bentonita es una arcilla compuesta esencialmente por minerales del grupo de las esmectitas, con independencia de su génesis y modo de aparición”.

1.5.1 DEFINICIÓN Y ESTRUCTURA FISICO-QUÍMICA

La bentonita es una arcilla coloidal natural compuesta esencialmente por minerales del grupo de las esmectitas, con independencia de su génesis y modo de aparición. Desde este punto de vista la bentonita es un silicato de alúmina hidratado del grupo de las montmorillonitas compuesta por varios minerales, aunque son las esmectitas sus constituyentes esenciales (montmorillonita y beidelita), que confieren las propiedades características a la roca, acompañadas por otros minerales menores como: cuarzo, feldespato, mica, illita y caolín. Contiene iones intercambiables principalmente de calcio, sodio, magnesio y potasio. La bentonita presenta la propiedad de hincharse en contacto con el agua dando lugar a un gel más o menos denso.



Figura 16. Bentonita sódica

Durante la formación de la montmorillonita, algunos átomos de aluminio en los huecos de los octaedros, son reemplazados por magnesio. Una abundancia de magnesio en el medio es un requisito previo para la formación de montmorillonita. La sustitución puede ocurrir debido a que los dos átomos tienen radios iónicos muy similares (magnesio, 0.65\AA , aluminio, 0.50\AA) por lo que el reemplazo en la red cristalina de los átomos de aluminio no le causa desviaciones excesivas. Esta sustitución, llamada sustitución isomórfica, tiene lugar durante la formación del mineral y, por lo mismo, esta propiedad no cambia hasta que la estructura del mineral se modifica por procesos de intemperismo.

La valencia del aluminio es $3+$ y la valencia del magnesio es $2+$. Cada sustitución deja a la red con una carga negativa libre. La sustitución de $1/6$ de los iones de aluminio da como resultado que la red quede altamente cargada en forma negativa. Esta carga negativa es permanente y derivada de la sustitución isomórfica, sin embargo una pequeña parte de ella es dependiente del pH. A $\text{pH} \geq 5$ se liberan protones posiblemente a partir de iones de aluminio trivalente, hidróxido de aluminio o grupos H_3O^+ conectados con los bordes de fractura, lo cual crea un pequeño déficit adicional de carga positiva.

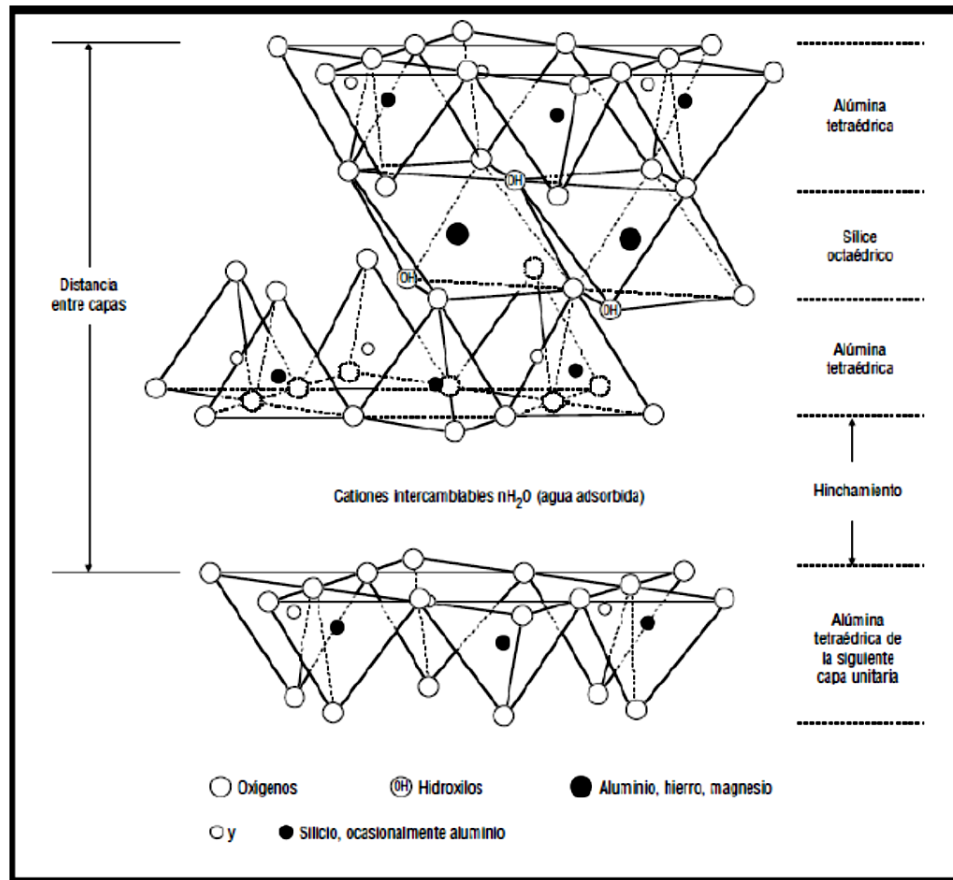


Figura 17. Estructura de la esmectita.

La carga negativa se origina en la lámina octaédrica y está satisfecha por cationes que se mantienen sobre el exterior de la partícula, o en la proximidad de la superficie, en el agua adsorbida. Cuando el catión de saturación es Ca o Mg, las esmectitas anhidras adsorben agua expandiéndose desde 10Å, aproximadamente, hasta un máximo alrededor de 20Å, lo que significa la admisión de 4 capas monomoleculares de agua entre las celdas unitarias 2:1. Con una montmorillonita de sodio la expansión es más pronunciada, pudiendo llegar hasta 160Å. Una expansión sobre esta dirección, determina que la sucesión de superposición de capas se pierda. La diferencia de expansión entre las esmectitas saturadas con iones Ca, Mg o Na, se debe al grado de hidratación de estos iones, el grado de hidratación del sodio es mayor que en el Ca o Mg.

1.5.2 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

En forma natural, la bentonita es una roca blanda, que tiene aproximadamente la consistencia de un caolín, es decir deleznable y untuosa. Generalmente tiene un color beige claro a oscuro, amarillo verdoso y excepcionalmente blanco cremoso o verdoso. Las innumerables e importantes aplicaciones industriales de este grupo de minerales se basan en sus propiedades físico-químicas, las cuales son:

1.5.2.1 SUPERFICIE ESPECÍFICA

La superficie específica de un área superficial de una bentonita, se define como el área de la superficie externa, más el área de la superficie interna de las partículas constituyentes, por unidad de masa, esta se expresa en m^2/g .

1.5.2.2 CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO

Esta es una propiedad característica de las bentonitas, que son capaces de intercambiar fácilmente los iones fijados en la superficie exterior de los cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes. Esto está vinculado al desbalance de cargas en la estructura atómica y la débil fijación de cationes en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras.

La capacidad de intercambio catiónico se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

- a) Sustituciones isomorfas dentro de la estructura
- b) Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas
- c) Disociación de los grupos de hidroxilos accesibles

El caso a) es conocido como carga permanente y supone un 80% de la carga neta de la partícula, además es independiente de las condiciones de pH y de la actividad iónica del medio.

Los casos b) y c) varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan estimadamente el 20% de la carga total de la partícula.

La capacidad de intercambio catiónico, junto con la capacidad de adsorber agua y el área superficial, son fenómenos muy relacionados entre sí que a veces son llamadas propiedades coligativas de la arcilla.

Estas propiedades coligativas son básicamente medidas de la reactividad de la arcilla. Como la capacidad de intercambio catiónico es fácil de medir, se trata de un método práctico para evaluar la reactividad de una arcilla o lutita. La capacidad de intercambio catiónico de la arcilla se puede medir mediante una valoración de azul de metileno.

1.5.2.3 CAPACIDAD DE ABSORCIÓN

La capacidad de absorción de una partícula está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan en forma aislada:

- a) **ABSORCIÓN:** Cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad.
- b) **ADSORCIÓN:** Cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la bentonita, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato.

1.5.2.4 HIDRATACIÓN E HINCHAMIENTO

El cristal de bentonita se compone de tres capas: una capa de alúmina con una capa de sílice y otra debajo. La lámina de arcilla está cargada negativamente y una nube de cationes está relacionada con esta. Si un gran número de estos cationes son sodio, la arcilla será llamada frecuentemente montmorillonita sódica. Si los cationes son principalmente calcio, la arcilla será llamada montmorillonita cálcica.

Capítulo 1. Materiales arcillosos presentes en la perforación de pozos petroleros.

Según el número de cationes presentes, el espacio entre capas de la montmorillonita seca estará comprendido entre 9.8Å para el sodio y 12.1Å para el calcio y lleno de agua fuertemente ligada. Cuando la arcilla seca entra en contacto con agua dulce, el espacio entre capas se expande y la arcilla adsorbe una gran “envoltura” de agua. Estos dos fenómenos permiten que las arcillas generen viscosidad. Las bentonitas a base de calcio solo se expanden hasta 17Å, mientras que la bentonita sódica se expande hasta 40Å.

El espesor de la película adsorbida es controlado por el tipo y la cantidad de cationes asociados con la arcilla. El agua que se adsorbe en las grandes superficies planas contiene la mayor parte del agua total retenida por las arcillas hidratables. Los cationes divalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} aumentan la fuerza de atracción entre las láminas, reduciendo así la cantidad de agua que se puede adsorber. Los cationes monovalentes como Na^+ producen una fuerza de atracción más débil, permitiendo que más agua penetre entre las láminas.

Como la bentonita sódica se hincha 4 veces más que la bentonita cálcica, la bentonita sódica generará una viscosidad 4 veces más importante.

Además de adsorber el agua y los cationes en las superficies exteriores, la esmectita absorbe agua y cationes en las superficies entre las capas de su estructura cristalina. La esmectita tiene una capacidad de adsorción de agua mucho más grande que otros minerales arcillosos

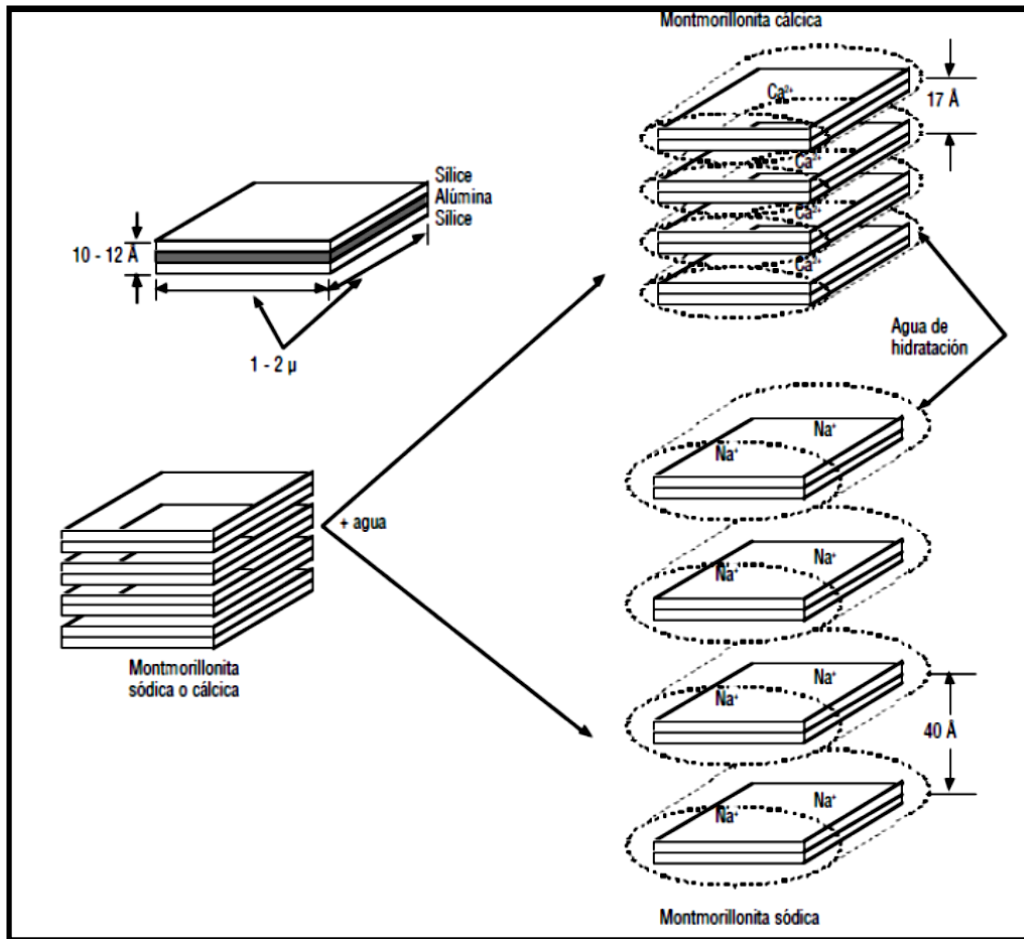


Figura 18. Comparación del hinchamiento para la montmorillonita cálcica y sódica.

Para que una arcilla pueda llamarse bentonita, en el sentido comercial de la palabra, debe hincharse aumentando por lo menos 5 veces su volumen. Normalmente una bentonita de buena calidad se hincha en agua de 10 a 20 veces su volumen; en casos excepcionales esta relación llega a 30.

1.5.2.5 PROCESOS DE ENLACE DE LAS PARTICULAS DE ARCILLA

Estos procesos son de gran ayuda para entender la Reología en las suspensiones de arcilla, y por lo tanto los cambios reológicos que se producen en el fluido de perforación.

Las partículas laminares finas y planas de arcilla tienen dos superficies diferentes. La cara grande o superficie plana que está cargada negativamente y la superficie fina del borde,

Capítulo 1. Materiales arcillosos presentes en la perforación de pozos petroleros.

donde se interrumpe la red y se expone la superficie del enlace roto, la cual está cargada positivamente. Estas cargas eléctricas y los cationes intercambiables crean alrededor de las partículas un campo de fuerzas eléctricas que determina la manera en que dichas partículas interactúan. Si los iones intercambiables se disocian de la superficie de la arcilla, la fuerza repulsiva entre las láminas, cargadas negativamente es grande y las láminas se dispersarán alejándose unas de otras. La dispersión completa es rara y probablemente solo ocurra en suspensiones diluidas de montmorillonita sódica pura. En general se produce un cierto grado de enlace entre las partículas.

Las partículas de arcilla se asocian cuando están en uno de los siguientes estados (pueden estar en uno o varios estados de asociación al mismo tiempo, predominando un grado de asociación):

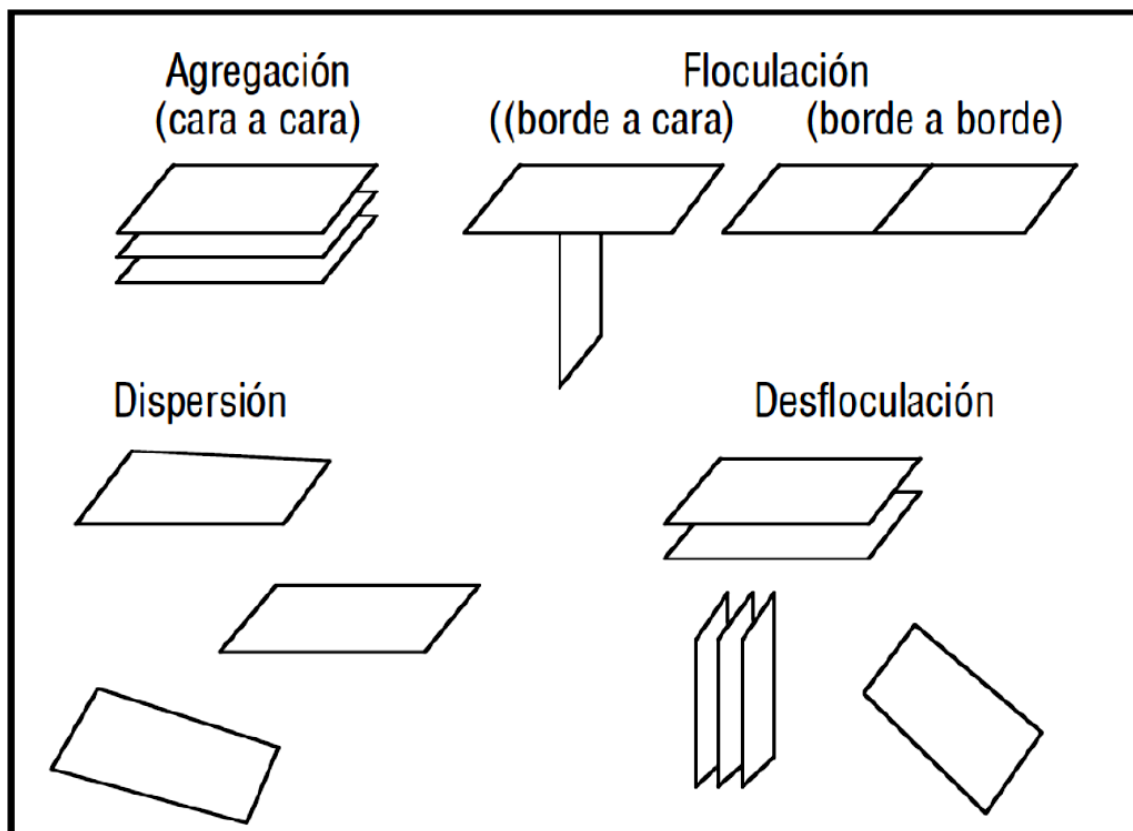


Figura 19. asociación de las arcillas.

1.5.2.5.1 AGREGACIÓN

Es el enlace de cara a cara resulta en la formación de laminas o paquetes más gruesos. Esto reduce el número de partículas y causa una reducción de la viscosidad plástica. La agregación puede ser causada por la introducción de cationes divalentes, tales como Ca^{2+} , en el fluido de perforación. Esto podría resultar de la adición de cal o yeso, o de la perforación de anhidrita o cemento. Después del aumento inicial la viscosidad disminuirá con el tiempo y la temperatura, hasta llegar a un valor inferior al valor inicial.

1.5.2.5.2 DISPERSIÓN

Reacción contraria a la agregación resulta en un mayor número de partículas y viscosidades plásticas más altas. Las láminas de arcillas son normalmente agregadas antes de ser hidratadas y cierta dispersión ocurre a medida que se hidratan. El grado de dispersión depende del contenido de electrolitos en el agua, del tiempo, de la temperatura, de los cationes intercambiables en la arcilla y de la concentración de arcilla. La dispersión es más importante cuando la salinidad es más baja, los tiempos más altos, las temperaturas más altas, y la dureza más baja.

1.5.2.5.3 FLOCULACIÓN

Se refiere a la asociación de borde a borde y/o borde a cara de las partículas, resultado en la formación de una estructura similar a un “castillo de naipes”. Esto causa un aumento de la viscosidad, gelatinosidad y el filtrado. La severidad de este aumento depende de las fuerzas que actúan sobre las partículas enlazadas y del número de partículas disponibles para ser enlazadas.

Cualquier cosa que aumenta las fuerzas repulsivas entre las partículas o causa la contracción de la película de agua adsorbida, tal como la adición de cationes divalentes o las temperaturas elevadas pueden fomentar la floculación.

1.5.2.5.4 DEFLOCULACIÓN

Es la disociación de las partículas floculadas. La adición de ciertos productos químicos al lodo neutraliza las cargas electroquímicas en las arcillas. Esto elimina la atracción que resulta del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla.

Como la defloculación causa una reducción de la viscosidad los productos químicos defloculantes son frecuentemente llamados diluyentes del lodo. La defloculación también permite la disposición plana de las partículas de arcilla en el enjarre para reducir el filtrado.

1.5.2.6 PLASTICIDAD

Las arcillas y particularmente las bentonitas son destacadamente plásticas. No obstante se admite que la bentonita contiene de 20 a 40 veces mayor cantidad de materias arcillosas en forma coloidal que las arcillas plásticas usuales; por ello ejerce, incluso en pequeñas proporciones, una acción considerable sobre la plasticidad de los materiales cerámicos, aumentándola significativamente.

En comparación con una arcilla plástica, puede admitirse que la bentonita contiene de 80 a 90% de partículas coloidales, mientras que aquella contiene de 40 a 45% como máximo. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envoltura sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

1.5.2.7 TIXOTROPÍA

Este es un fenómeno conocido únicamente en suspensiones coloidales, y se dice que una sustancia presenta el fenómeno de la tixotropía, cuando la aplicación de un esfuerzo deformante reduce su consistencia, entendiéndose por consistencia, el grado de resistencia que ofrece la mezcla a fluir o a deslizarse. Esta resistencia suele llamarse viscosidad.

La palabra “tixotropía” deriva del griego “thixis” que significa cambio, y se emplea para describir el fenómeno mediante el cual las partículas coloidales en estado de reposo forman geles (de apariencia sólida), y cuando estos geles se someten a agitaciones enérgicas, se

destruyen y forman fluidos viscosos. Cuando la agitación se detiene y la suspensión permanece inmóvil, se regeneran las características del gel original.

Las partículas coloidales son atrapadas en una posición de equilibrio eléctrico cuando se forma el gel, balanceándose de este modo todas sus cargas, mediante la acción de los cationes del medio, que son capaces de mantener a las partículas negativas de arcilla con cierta separación. Cuando una agitación enérgica rompe la orientación de los cationes y aumenta la distancia que separa a las partículas de bentonita, se rompe el equilibrio estructural formado anteriormente y la consistencia disminuye; esta consistencia se regenera paulatinamente cuando la suspensión pasa al estado de reposo.

1.5.3 CLASIFICACIÓN DE BENTONITAS

Los criterios de clasificación empleados por la industria se basan en su comportamiento y propiedades físico-químicas, siendo la siguiente la más utilizada:

1.5.3.1 BENTONITAS NATURALES ALTAMENTE HINCHABLES, SÓDICAS

Están constituidas por montmorillonita que contiene naturalmente iones intercambiables de sodio. Estas bentonitas son usadas en lodos de perforación y como ligante en la peletización de mineral de hierro.

La bentonita sódica natural tiene como característica una elevada capacidad de hinchamiento en agua y excelentes propiedades tixotrópicas. Además, posee alta resistencia al calor y a la sequedad, propiedades necesarias para evitar defectos de expansión, lavado y erosión del molde. Este tipo de bentonita también presenta una alta durabilidad, requiriendo menos agregados en los sistemas de colado de arena. Las arenas de moldeo unidas con bentonita sódica, tienen una alta plasticidad cuando se las mezcla con una cantidad óptima de agua.

1.5.3.2 BENTONITAS NATURALES POCO HINCHABLES, CÁLCICAS

Están constituidas por montmorillonita que contiene principalmente iones intercambiables de calcio. Este tipo tiene menor capacidad de hinchamiento que las variedades sódicas. La bentonita cálcica es más abundante en la naturaleza. En su estado natural posee el calcio como catión cambiante y baja capacidad de hinchamiento. Presenta una resistencia menor a la sequedad y al calor que la bentonita sódica, colapsa más fácilmente y previene defectos de rotura en caliente.

1.5.3.3 BENTONITAS CON ACTIVACIÓN ALCALINA Y ÁCIDA

Son bentonitas que se obtienen por el intercambio de cationes alcalino térreos por cationes alcalinos en la montmorillonita. Esta activación provoca una mayor plasticidad, viscosidad y tixotropía de la bentonita, como así también una gran capacidad de hinchamiento.

Están constituidas por montmorillonitas cálcicas que han sido tratadas con ácido clorhídrico o sulfúrico para remover impurezas, reemplazar iones intercambiables por hidrogeno, incrementar su área superficial y mejorar sus propiedades de absorción y adsorción.

1.5.4 ESPECIFICACIONES QUE DEBE CUMPLIR LA BENTONITA PARA SU USO EN LA I.P. CONFORME A LA NORMA “NMX-L-144-SCFI-2003”

Parámetros		Especificaciones			
Bentonita		Tratada		No tratada	
Humedad	(%)	10,0	máximo	10,0	máximo
Viscosidad aparente	(mPa.s)	15,0	mínimo	15,0	mínimo
Punto de cedencia	(Pa)	6,7	mínimo	6,7	mínimo
Relación punto de cedencia / viscosidad plástica (Pc/Vp)		3,0	máximo	1,5	máximo
Filtrado	(cm ³)	14,0	máximo	10,0	máximo
Reducción de viscosidad aparente	(mPa.s)	3,0	máximo		
Retenido en Malla 200 (abertura 75 µm)	(%)	3,0	máximo	3,0	máximo
Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC)	(meq/100 g)	60,0	mínimo	72,0	mínimo

Esta norma mexicana “**NMX-L-144-SCFI-2003**” es equivalente a la norma internacional “**ISO 13500:1998**”.

Bentonita no tratada

Es la bentonita que es secada y molida pero no ha sido modificada químicamente, con algún producto químico con el propósito de mejorar sus propiedades. Su componente principal es la esmectita, puede contener también minerales tales como cuarzo, mica, feldespato y calcita.

Bentonita tratada

Es la bentonita beneficiada con algún producto químico (carbonato de sodio, polímeros, etc.) para mejorar sus propiedades de suspensión y filtración.

BIBLIOGRAFIA

- *Advanced Techniques For Clay Mineral Analysis*, Fripiat J.J. Elsevier, Netherlands 1982.
- *Capítulo de control de sólidos*. Edición. J. H. Baker 2002.
- *Composition And Properties Of Oil Well Drilling Fluids*, Roger, W.F Fourth Edition.
- *Curso control de sólidos*, Cía Varco-Brandt 2004.
- *Domínguez J., Schifter I. Las arcillas: El barro noble*. Recuperado el 20 de octubre del 2012. México, DF. Fondo de cultura económica. ISBN 968-16-3743-7.
- *Energy API (Instituto Americano del Petróleo)*. Recuperado el 13 de noviembre del 2012. *Procedimiento estándar de los fluidos de perforación (manual electrónico)*. 1ra. Edición. Dallas, Texas.
- *Fluido De Perforación Base Agua Sistema Clke-P*. Hiriam Martínez Sarmiento – AIPM – 1979.
- *Interaction Of Water With Organophilic Clay In Base Oils To Build Viscosity* By D. D. Schmidt, Amoco Production, Co, A. F. Roos, Amoco Canada Petroleum Co. Ltd. Spe.
- *Low Surface Tension Oil Emulsion Drilling Fluids* Gulf Research And Development Company. Tailleux, R.J.
- *Manual de procedimientos de fluidos 1992*, Edición. Gerencia de perforación y mantenimiento de pozos.
- *Manual de procedimientos operativos No. Folio 02664*, Ed. Gerencia de perforación y mantenimiento de pozos. Región Sur (OTP), Agosto 03 del 1992.
- *Manual para el control de sólidos*. Schlumberger.Dowell 1998.
- *Programa De Capacitación Well.Cap, Pemex Exploración Producción, Subdirección De Perforación Y Mantenimiento De Pozos*.
- *Química General*, Nekrasov B. V. Editorial Mir, Moscú 1975.

CAPITULO 2. FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS ARCILLAS EN AGUA DULCE Y AGUA DE MAR.

2.1 MEZCLAS Y SU CLASIFICACIÓN

<p>Mezclas. Sistemas formados por dos o más componentes mezclados pero no combinados químicamente. En una mezcla no ocurre una reacción química y cada uno de sus componentes mantiene su identidad y propiedades químicas</p>	<p>Homogéneas. También llamadas soluciones. Presentan una sola fase y su apariencia es uniforme en toda su extensión pues tienen las mismas propiedades.</p>	<p>Por su concentración:</p>	Diluida	
			Concentrada	
			Saturada	
			Sobresaturada	
	<p>Heterogéneas. Se observan varias fases y no son uniformes.</p>	<p>Dispersión Gruesa. Partículas visibles a simple vista.</p>	<p>Dispersión Fina: Partículas visibles al microscopio ($> 0.2 \mu$)</p>	Suspensiones. Fase dispersante líquida y la dispersa sólida.
				Emulsiones. Dispersiones finas con ambas fases líquidas.
			Dispersión Coloidal (Coloide). Partículas no visibles al microscopio, visibles al ultra microscopio, $0.001 \mu - 0.2 \mu$.	

Las mezclas son el resultado del mezclado mecánico de sustancias químicas tales como elementos y compuestos, sin que existan enlaces químicos u otros cambios químicos, de forma tal que cada sustancia que las compone mantiene sus propias propiedades químicas. A pesar de que no se producen cambios químicos de sus componentes, las

propiedades físicas de una mezcla, tal como por ejemplo su punto de fusión, pueden ser distintas de las propiedades de sus componentes. Algunas mezclas se pueden separar en sus componentes mediante procesos físicos, mecánicos o térmicos, como pueden ser: destilación, disolución, separación magnética, flotación, filtración, decantación o centrifugación.

Si después de mezclar algunas sustancias, estas reaccionan químicamente, entonces no se pueden recuperar por medios físicos, pues se han formado compuestos nuevos. Las mezclas se clasifican en homogéneas y heterogéneas. Los componentes de una mezcla pueden ser sólidos, líquidos o gaseosos.

2.2 DISPERSIONES

2.2.1 DEFINICIÓN

Las dispersiones han sido definidas tradicionalmente como una suspensión de pequeñas partículas en un medio continuo. Las partículas tienen la capacidad de dispersar la luz visible.

Como resultado de las fuerzas superficiales cualquier gas, vapor o líquido tiende a adherirse a cualquier superficie de un cuerpo. Las propiedades esenciales de las dispersiones pueden atribuirse al hecho de que la relación entre la superficie y el volumen de las partículas es muy grande. En una solución verdadera, el sistema consiste en una sola fase y no hay superficie real de separación entre las partículas moleculares del soluto y del solvente. Las dispersiones son sistemas de dos fases, y para cada partícula existe una superficie definida de separación.

Las dispersiones pueden ser de dos tipos, según el tamaño de las partículas: suspensiones o soluciones. Las suspensiones pueden ser emulsiones o suspensiones coloidales. Son emulsiones las suspensiones de un líquido en otro líquido; son suspensiones coloidales las partículas sólidas y gaseosas suspendidas en un líquido o en un gas.

FASES

- ✚ **Fase dispersa:** La constituyen las partículas de una sustancia que por la fuerza de difusión se introducen en el seno de la otra, que es la fase dispersante. El tamaño de las partículas de la fase dispersa puede variar desde el nivel molecular hasta conglomerados visibles a simple vista. Las propiedades de las dispersiones varían de acuerdo al tamaño de las partículas.
- ✚ **Fase dispersante:** Es el medio en el cual las partículas se hayan dispersas, este puede ser líquido, sólido o gaseoso al igual que la fase dispersa.

2.2.2 CLASES DE DISPERSIONES

2.2.2.1 GROSERAS O GRUESAS

Debido a su mayor tamaño, las partículas de la fase dispersa se hallan simplemente en suspensión en el líquido que es la fase dispersante y acaban por sedimentar luego de cierto reposo. Por ejemplo: arena agitada con agua; harina en agua. Por filtración las partículas dispersas se separan fácilmente y generalmente son visibles a simple vista.

2.2.2.2 FINAS

Las dispersiones finas se componen de partículas con un diámetro de más de 0.1μ . son partículas invisibles a simple vista, pero visibles al microscopio óptico, y son las responsables de la turbidez u opacidad de la dispersión.

Estas dispersiones sedimentan espontáneamente y la velocidad de sedimentación puede acelerarse por centrifugación. Por su considerable tamaño, las partículas finas no atraviesan membranas permeables, dialíticas o semipermeables.

Sirven como ejemplos los glóbulos rojos en la sangre las gotas de grasa en la leche o las partículas de arcilla en agua de río.

Cuando las dispersiones finas se hallan formadas por dos líquidos toman el nombre de emulsiones, por ejemplo aceite y agua: agitando adquiere aspecto blanquecino lechoso porque las partículas líquidas de la fase dispersa reflejan la luz. Si a las emulsiones se las deja en reposo un tiempo prolongado, se separan los componentes de acuerdo a sus densidades.

2.2.2.3 COLOIDALES

La definición clásica de coloide, también llamada dispersión coloidal, se basa en el tamaño de las partículas que lo forman, llamadas micelas. Poseen un tamaño bastante pequeño, tanto que no pueden verse con los mejores microscopios ópticos, aunque son mayores que las moléculas ordinarias. Las partículas que forman los sistemas coloidales tienen un tamaño comprendido entre 0.001μ y 0.2μ . Las partículas coloidales atraviesan membranas permeables (papel filtro, filtro de arcilla), pero son retenidas por membranas dialíticas (celofán, colodión). Ejemplos son las proteínas de la leche.

2.3 DISPERSIONES COLOIDALES, COLOIDES

2.3.1 DEFINICIÓN

Los coloides son sustancias que consisten de un medio homogéneo y de partículas dispersadas en dicho medio. La tinta india, las dispersiones lechosas de azufre, las arcillas y humus, la crema de afeitar, las soluciones de cola y el suero de la sangre, son todos ejemplos de coloides. Las entidades dispersas pueden eventualmente ser grandes moléculas.

Las partículas coloidales son más pequeñas que las partículas gruesas filtrables pero más grandes que los átomos y pequeñas moléculas. Cualquier coloide contiene partículas cuyo diámetro es alrededor de $0.000001 - 0.0005$ mm, es decir, 1μ o $10 - 5000$ Å.

Las partículas coloidales son indivisibles en los microscopios ordinarios y atraviesan los poros de los filtros ordinarios.

Un término mas general que el de coloide o solución coloidal es el de sistema disperso. Este último denota a cualquier medio homogéneo conteniendo especies dispersas de cualquier tamaño y estado. Las emulsiones, por ejemplo, se componen de partículas líquidas dispersadas en otro líquido. La espuma contiene burbujas de aire.

El grado de dispersión es una cantidad que varia proporcionalmente con el tamaño de partícula; las emulsiones tienen por lo general un bajo grado de dispersión, lo que significa que las gotas son relativamente gruesas. Las propiedades y el comportamiento de los coloides dependen principalmente del tamaño y forma de las partículas dispersas.

2.3.2 CLASIFICACIÓN

La química coloidal esta concernida con las propiedades de la materia finamente dividida, principalmente en términos de tamaño, forma, composición química y estructura de las partículas.

Si las partículas de todos los coloides fueran más o menos esféricas, como pequeñas cuentas o poliedros, no habría dificultad de clasificación. Staudinger y otros, sin embargo, han indicado que muchos coloides poseen partículas que son tan largas como microbios, pero tan delgadas como un anillo de benceno.

Para vencer la dificultad de clasificación, Staudinger propuso clasificar todos los sistemas dispersos no de acuerdo al diámetro de las partículas sino con el número de átomos allí contenidos. Una molécula de agua está compuesta de tres átomos y es, por supuesto, mucho más pequeña que una partícula coloidal. Una molécula de azúcar de caña contiene 45 átomos y aun no es coloidal. Una partícula coloidal tiene que contener cuando menos 1000 átomos. Para una sustancia orgánica esto comprenderá a un peso molecular de alrededor de 10 000.

El límite superior de las entidades coloidales acuerdo a Staudinger, es una unidad compuesta de 10^9 átomos. Así, una partícula coloidal está compuesta de 10^3 , límite inferior, a 10^9 , límite superior, átomos.

La extensa clase de coloides que se encuentra entre los sistemas gruesos y molecularmente dispersos, pueden ser ulteriormente clasificados hasta incluir el estado sólido, líquido o gaseoso y el estado de las partículas.

COLOIDES INORGANICOS Y ORGANICOS

De acuerdo con su composición química todas las soluciones coloidales o soles son clasificados como coloides inorgánicos u orgánicos. Los soles de sustancias inorgánicas pueden posteriormente ser agrupados en soluciones coloidales de elementos, óxidos, hidróxidos y sales. Aun más, existen geles inorgánicos y otros sistemas coloidales sólidos, emulsiones inorgánicas y dispersiones gaseosas. Los coloides orgánicos de acuerdo a Staudinger, son clasificados como soles homopolares, hidroxisoles y coloides heteropolares:

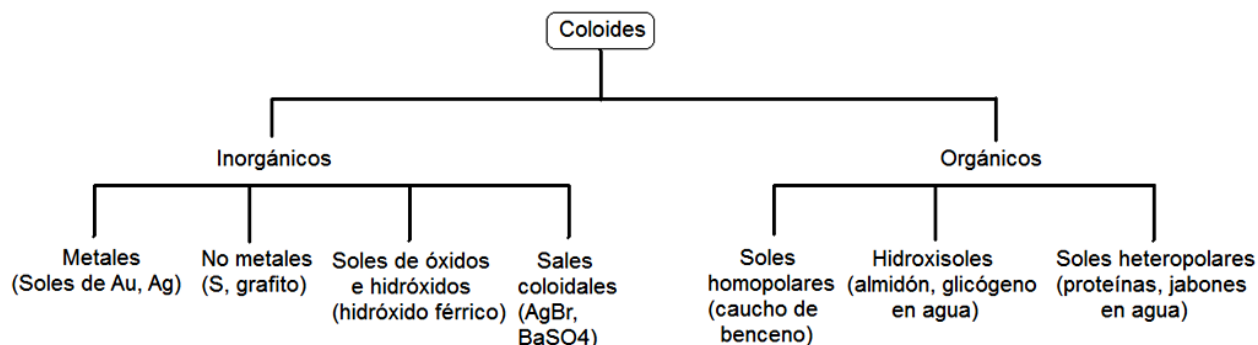


Figura 1. Clasificación de los coloides de acuerdo a la composición química.

COLOIDES GLOBULARES, ESFERICOS, Y FIBROSOS, LINEALES

Otro muy importante factor en la clasificación de los coloides es la forma de la partícula. De acuerdo con Staudinger todos los coloides pueden ser clasificados en coloides esféricos y lineales. Los primeros tienen partículas globulares más o menos compactas, mientras que los últimos poseen unidades largas, fibrosas. Astbury, de hecho usó los términos de partículas globulares y fibrosas. Los coloides inorgánicos y orgánicos pueden ser ya sea globulares o fibrosos, es decir, los soles de plata contienen partículas globulares pero el ácido silícico coloidal está en forma de partículas largas. La misma sustancia puede inclusive ser formada como un coloide tanto globular como uno fibroso;

la albumina nativa es un esferocoloide pero después de su desnaturalización es convertida en un coloide fibroso lineal.

Especialmente importante es el hecho de que las fibras naturales y las sintéticas de importancia práctica, incluyendo cauchos y plásticos, están compuestas de largas moléculas lineales. Muchas propiedades mecánicas de fibras y plásticos tales como la resistencia a la tensión y la elasticidad dependen principalmente de la longitud y estructura de las moléculas fibrosas.

	Esferocoloides	Coloides lineares
Polisacáridos	Glicógeno	Celulosa, almidón
Proteínas	Ovoalbúmina, hemoglobina	Colágeno, miosina, fibrina
Hinchamiento	Poco hinchamiento	Considerable hinchamiento
Viscosidad de las soluciones	Baja	Alta
Habilidad para formar jaleas	Débil	Fuerte

Tabla 1. Propiedades de algunos polisacáridos dependiendo de la forma de la partícula.

COLOIDES MOLECULARES Y MICELARES

También es útil mirar a los coloides desde el punto de vista de la estructura de las partículas. De acuerdo con Lumière y Staudinger todos los coloides pueden ser clasificados en coloides moleculares y micelares. Por otra parte, los coloides moleculares y micelares pueden ser inorgánicos u orgánicos, fibrosos o globulares.

Las partículas de los coloides moleculares son macromoléculas sencillas y su estructura es esencialmente la misma que la de estructura de pequeñas moléculas: los átomos están unidos por ligaduras químicas verdaderas. Estos coloides moleculares son “coloides verdaderos”. Ellos pueden ser disueltos únicamente como coloides. A este grupo de coloides moleculares pertenece la mayoría de los coloides orgánicos lineales nitrocelulosa, almidón, cloruro de polivinilo, caucho. Los esferocoidales también pueden ser moleculares como el glicógeno o la albúmina.

La estructura de los coloides micelares es completamente diferente: las partículas de estos coloides micelares no son moléculas grandes sino conglomerados de muchas

moléculas pequeñas o grupos de átomos que son mantenidos juntos por valencias secundarias, es decir, por fuerzas de cohesión o de Van der Waals. Muchos coloides inorgánicos, emulsiones, jabones y detergentes generalmente forman tales coloides micelares. Estas sustancias pueden, dependiendo de las condiciones, formar ya sea soluciones verdaderas o de tipo coloidal. Por ejemplo, el jabón en el agua es coloidal; las partículas están formadas por muchas pequeñas moléculas de oleato de sodio o de otras sales de los ácidos grasos; en alcohol, sin embargo, el mismo jabón está disuelto en forma de moléculas individuales las cuales son, por supuesto, mucho más pequeñas que las partículas coloidales. Una micela es usualmente menos estable que una macromolécula; por ejemplo, las micelas de jabón son divididas aun por dilución o por calentamiento de un sol de jabón.

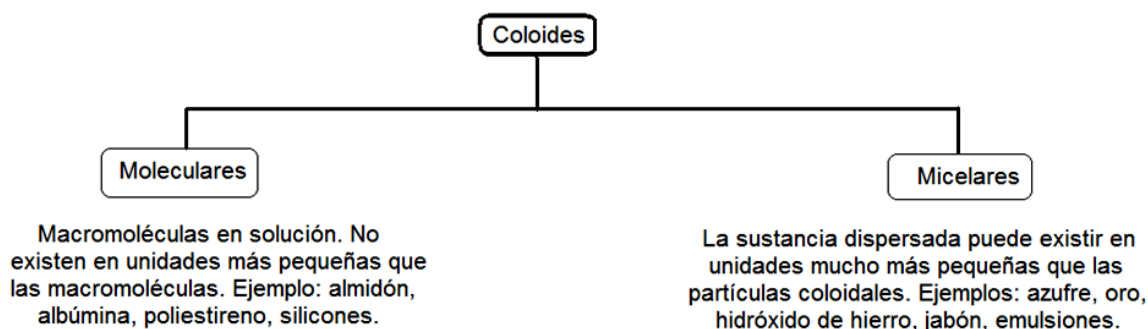


Figura 2. Clasificación de los coloides de acuerdo a la estructura de las partículas.

COLOIDES LIOFÓBICOS Y LIOFÍLICOS

De acuerdo con Perrin y Freundlich los coloides pueden ser clasificados en liófbos y liofílicos. Liofóbico significa “no gustar de o temer a un líquido”; en los soles liofóbicos no hay afinidad entre las partículas y el solvente. La estabilidad de estos soles depende principalmente de la carga de las partículas. Si el agua es el solvente, el nombre hidrófobo es usado en lugar del término generalizado “liófobo”. Los soles hidrofóbicos o liofóbicos no son muy estables.

Liofílico significa “gustar de un líquido”. En los coloides liofílicos hay interacción entre las partículas y el solvente; este último se combina con el primero. Los soles liofílicos son más estables que los liofóbicos.

La mayoría de los coloides inorgánicos son hidrofóbicos; la mayoría de los coloides orgánicos son liofílicos. Antiguamente se creía que la viscosidad era una medida del carácter liofílico. Esto, sin embargo, es solo parcialmente cierto puesto que la viscosidad depende principalmente de la forma de la partícula. Existen numerosos coloides de baja viscosidad que son completamente hidrofílicos tales como el glicógeno, la albumina y la hemoglobina.

Grupos hidrofílicos y lipofílicos. Los grupos que tienen una tendencia a retener el agua son llamados hidrofílicos. Son tales los grupos $-OH$ en los hidróxidos y los polisacáridos, al igual que los grupos $-COOH$ y $-NH_2$ en las proteínas. Las soluciones de estas sustancias, hidrosoles, son hidrofílicas. Por otro lado, sustancias que, como el caucho, poliestireno o cloruro de polivinilo no contienen grupos hidrofílicos son insolubles en agua. Ellas están compuestas de grupos lipofílicos (afín a las grasas) tales como los grupos CH_3- , CH_2- y otros, los cuales tienen afinidad por las moléculas de las grasas, solventes de las grasas y otros aceite.

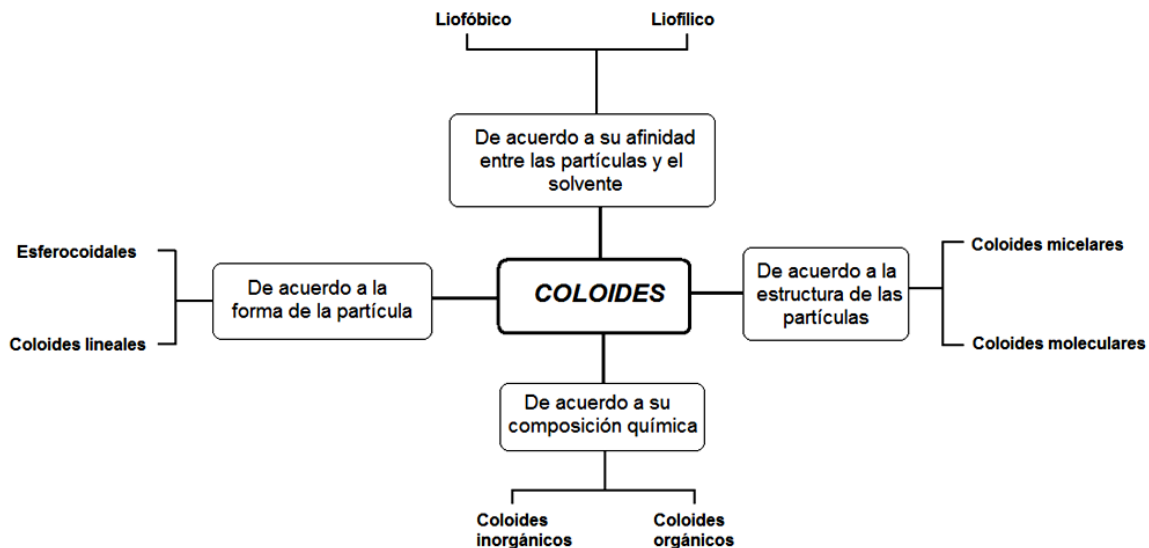


Figura 3. Resumen de la clasificación de los coloides.

2.3.2.1 TIPOS DE SISTEMAS COLOIDALES

En la actualidad se sabe que cualquier sustancia puede alcanzar el estado coloidal, ya que la fase dispersa y el medio dispersante, pueden ser un gas, un líquido o un sólido, excepto que ambos no pueden estar en estado gaseoso, por esto, son posibles ocho sistemas coloidales:

Medio de dispersión	Fase dispersa	Nombre	Ejemplos
Gas	Líquido	Aerosol líquido	Niebla, nubes
	Sólido	Aerosol sólido	Polvo, humo
Líquido	Gas	Espuma	Espumas (de jabón, cerveza, etc.), nata batida
	Líquido	Emulsión	Leche, mayonesa
	Sólido	Sol	Pinturas, tinta china, goma arábica, jaleas
Sólido	Gas	Espuma sólida	Piedra pómez
	Líquido	Emulsión sólida	Mantequilla, queso
	Sólido	Sol sólido	Algunas aleaciones, vidrios

2.3.3 ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS COLOIDALES

Al agitar en un vaso, una mezcla de aceite y agua, se obtiene una emulsión, pero esta inestable, ya que al dejar de agitarla, se distinguen perfectamente dos capas, una de agua, en el fondo del vaso, y la otra de aceite, que queda en la superficie.

Los soles metálicos también son dispersiones coloidales inestables. Estos coloides se pueden estabilizar mediante una sustancia que se llama estabilizador, impidiendo la tendencia de estas partículas a unirse entre sí para formar otras mayores, coloides hidrófobos.

Hay algunas sustancias que forman directamente dispersiones coloidales estables. Estos coloides auto-estables, se denominan hidrófilos.

- **Coloides hidrófilos:** Las sustancias que forman estos coloides son de naturaleza orgánica cuyas moléculas están constituidas por una larga cadena hidrocarbonada con un grupo polar en uno de los extremos.

Estas sustancias se disuelven en agua, ya que se forman enlaces de hidrogeno entre el grupo polar y las moléculas de agua, pero no son solubles cuando la parte hidrocarbonada es larga, ya que esta no es atraída por las moléculas de agua. Estas dos fuerzas opuestas, hacen que las moléculas se agrupen en pequeñas partículas, de tal forma que los grupos polares se orientan hacia la superficie y las partes hidrocarbonadas, hacia el interior de las partículas.

Las micelas están formadas por centenares de moléculas de agua que impiden que se unan entre sí.

Los soles hidrófilos suelen ser reversibles, es decir, cuando precipitan y el líquido disperso se evapora, el líquido resultante se puede transformar de nuevo en una dispersión coloidal. A veces, para conseguir esta transformación es necesario un suave calentamiento.

La coagulación de algunos soles hidrófilos, da lugar a la formación de un producto que contiene gran parte del líquido dispersante y que recibe el nombre de gel, por ejemplo, cuando un gel de concentración elevada, siendo este un sol hidrófilo de gelatina, y a gran temperatura, se deja enfriar cuajando entonces, formando así un gel.

La formación del gel, se debe a dos factores principalmente:

- 1) El hinchamiento de las partículas coloidales.
- 2) La captura de gran parte del líquido de dispersión.

El gel recibe el nombre de jalea, cuando contiene gran cantidad de componente líquido.

Los geles de algunas sustancias cuyos enrejados se forman por fuerzas débiles de Van der Waals, son bastante inestables y basta una leve acción mecánica para convertirlos de

nuevo en soles. Esta transformación gel-sol, que suele ser reversible, recibe el nombre de **tixotropía**.

- **Coloides hidrófobos:** En las dispersiones estables de coloides hidrófilos, por ejemplo jabón y agua, existe un perfecto equilibrio entre moléculas iguales y las fuerzas atractivas entre moléculas distintas. Cuando las últimas son mayores que las primeras se forma una disolución verdadera. Sin embargo, cuando las fuerzas de atracción entre moléculas iguales es mayor que entre moléculas distintas no se forma la dispersión, a no ser, que se añada una sustancia estabilizadora.

La estabilización se consigue de dos formas:

1. Mediante los llamados **coloides protectores:** son coloides hidrófilos y su acción estabilizadora se debe a la formación de una capa mono-molecular que rodea a las gotitas del coloide hidrófobo. La parte hidrocarbonada está dirigida hacia dentro atraídas por las moléculas del aceite y los grupos polares, están dirigidos hacia la superficie atraídos por el conjunto de moléculas de agua.
2. **Por absorción de iones:** tiene lugar en coloides hidrófobos de naturaleza inorgánica. Al formarse las partículas coloidales, estas adsorben iones, presentes en el medio disperso. Esta adsorción es selectiva, las partículas solo adsorben una especie de iones. Como resultado de esta adsorción selectiva, las partículas coloidales, se cargan eléctricamente. Esta carga es variable de unas micelas a otras, aunque siempre del mismo signo, entonces las micelas se repelen entre sí, evitando que se unan unas con otras.

2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DE LAS ARCILLAS EN AGUA

La hidratación y la dispersión de la arcilla seca son muy afectadas si el agua de preparación contiene sal o varios iones metálicos. Por ejemplo, muchos lodos de perforación son preparados con agua salada por razones de economía y conveniencia.

Un análisis típico del agua salada puede contener los siguientes componentes:

Componentes	Partes por Millón (mg/l)
Sodio	10 550
Cloro	18 970
Sulfato	2 650
Magnesio	1 270
Calcio	400
Potasio	380
Bromo	65
Otros componentes	80

El agua que contiene cualquier concentración de sal puede ser saturada con una sal adicional. El agua salada saturada contiene aproximadamente 315 000 mg/l de cloruro de sodio. Se requiere aproximadamente 120 lb/bbl de sal para saturar el agua dulce.

La figura 4 muestra el efecto de varias concentraciones de estos iones sobre la hidratación de la bentonita. En general, se puede decir que la hidratación de las arcillas a base de agua dulce disminuye rápidamente a medida que las concentraciones de estos iones aumentan.

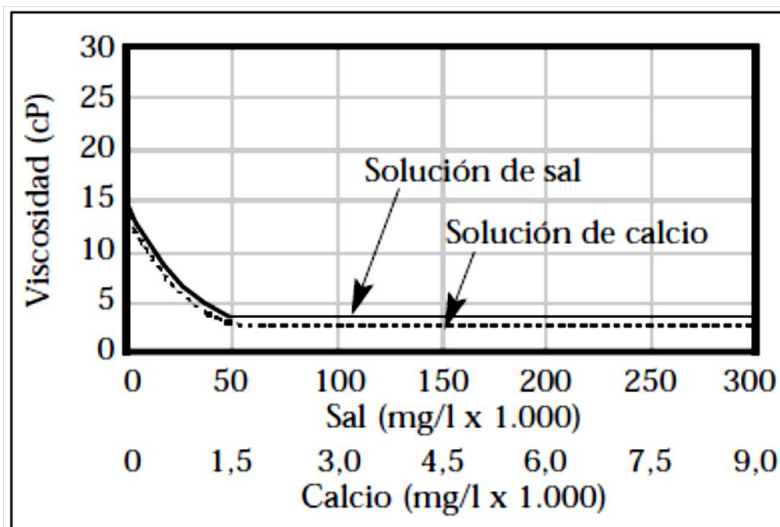


Figura 4. Efecto de la viscosidad cuando se añade bentonita al agua que contiene distintas concentraciones de sal o calcio.

Este fenómeno es más obvio en las figuras 5 y 6. Estos ejemplos demuestran la hidratación de dos cubos idénticos de bentonita, el primero en agua dulce y el segundo en agua salada. La figura 5 muestra el cubo de bentonita inicialmente en un vaso de precipitado, y nuevamente después de 72 horas. Se puede observar claramente la hidratación y el hinchamiento consiguiente. La figura 6 muestra el cubo de bentonita inicialmente en el agua salada y nuevamente después de 72 horas. Está claro que no se ha producido casi ninguna hidratación.

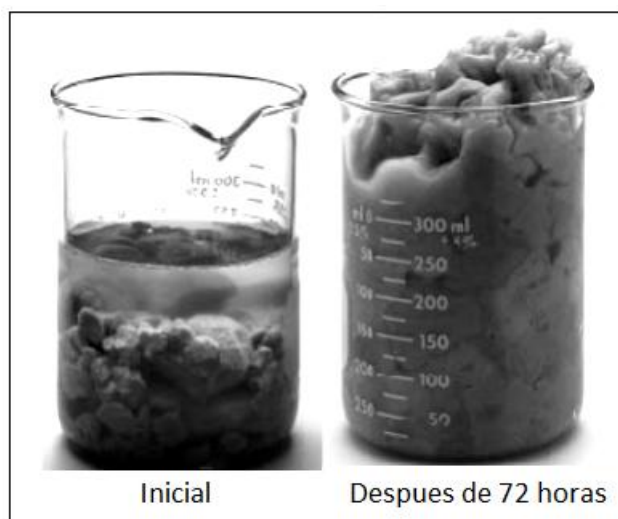


Figura 5. Hidratación de la bentonita en agua dulce

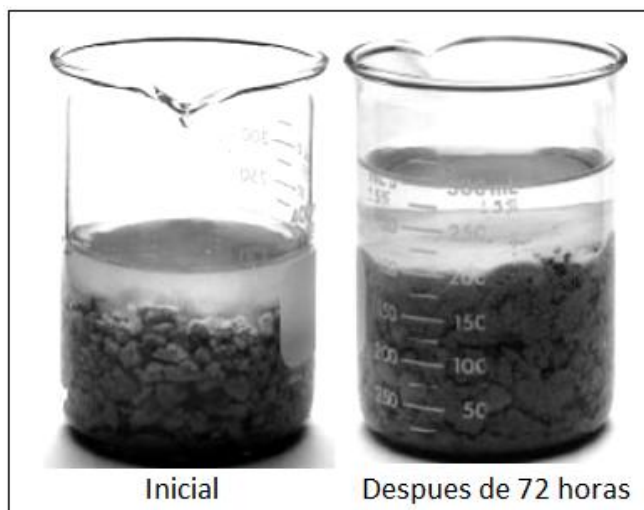


Figura 6. Hidratación de la bentonita en agua salada.

El agua que contiene calcio o magnesio se llama agua “dura”. Para obtener una mayor viscosidad de la arcilla, una de las prácticas consiste en “suavizar” el agua añadiendo carbonato de sodio y sosa caustica para precipitar el calcio y el magnesio. Cuando la solución tiene altas concentraciones de cloruro, la única manera de reducir la concentración es diluyendo con agua dulce. Cuando el agua de preparación es salada, se puede usar atapulguita para lograr la viscosidad. La atapulguita es un mineral único. Su estructura cristalina es en forma de aguja. Su capacidad para aumentar la viscosidad es independiente del agua de preparación. A la misma concentración de atapulguita en cualquier tipo de agua produciría la misma viscosidad que la bentonita en agua dulce. La capacidad de aumentar la viscosidad no depende de la hidratación, sino de la medida en que los paquetes de agujas son sometidos al esfuerzo de corte. La viscosidad resultante es creada por dos elementos:

1. La formación de estructuras de escobillas amontonadas por los esfuerzos de corte. Esto presenta una simple analogía con la agitación de paja en agua.
2. Las fuerzas de atracción entre partículas, creadas por cargas de enlaces rotos en los bordes de agujas rotos por los esfuerzos de corte.

Como la arcilla de atapulguita desarrolla una viscosidad similar en cualquier tipo de agua de preparación, se podría preguntar “¿Por qué no se usa siempre la atapulguita?” la respuesta sería: 1) mayor costo, 2) falta de control de filtración debido a la forma de las partículas y 3) características reológicas mas difíciles de controlar.

La bentonita puede ser usada como viscosificador eficaz en agua salada si es prehidratada en agua dulce antes de ser añadida al agua salada. Resulta conveniente mantener un pH de 9 a 10 y tratar la lechada de bentonita prehidratada con un defloculante antes de añadirla al agua salada. De esta manera, se puede reducir la floculación inicial seguida por una pérdida de viscosidad causada por la deshidratación en el ambiente de agua salada.

Capítulo 2. Factores que afectan el comportamiento de las arcillas en agua dulce y agua de mar.

Esto está ilustrado en la figura 7. Se prepara una lechada de 30 lb/bbl de bentonita, dejando que se hidrate. Luego fue añadida a un barril equivalente de agua con una concentración de 100 000 mg/l de cloruro de sodio.

En dicha figura se muestra claramente que la arcilla está dispersa en el agua salada y las propiedades reológicas indican que la arcilla está desempeñando su función. La mayor parte de esta viscosidad se perderá con el tiempo mediante la deshidratación, pero una porción permanecerá siempre. La viscosidad resultante siempre será considerablemente mayor que la viscosidad obtenida al añadir arcilla directamente al agua salada.

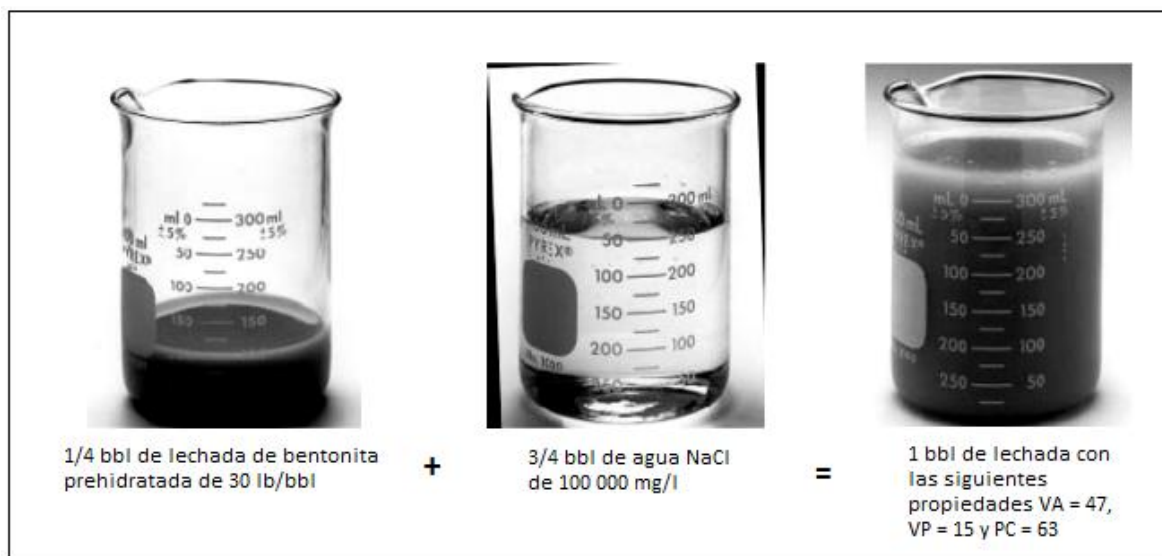


Figura 7. Adición de bentonita prehidratada al agua salada.

Una reacción totalmente diferente se produce cuando se añade sal o calcio directamente a una lechada de bentonita preparada e hidratada en agua dulce. Las figuras 8 y 9 demuestran esta reacción. Se observa un aumento inicial y la disminución subsiguiente de viscosidad descritas anteriormente en relación con las asociaciones de las partículas de arcilla.

La figura 8 representa el aumento inicial de viscosidad debido a la floculación causada por la adición del catión divalente Ca^{2+} . Esto, a su vez, causa la agregación de las partículas y una disminución de la viscosidad debido a la deshidratación y a la reducción del número

de partículas. La figura 9 muestra la misma cosa, excepto que la floculación y la agregación son causadas por la acción de masas de Na^+ , debido a su concentración.

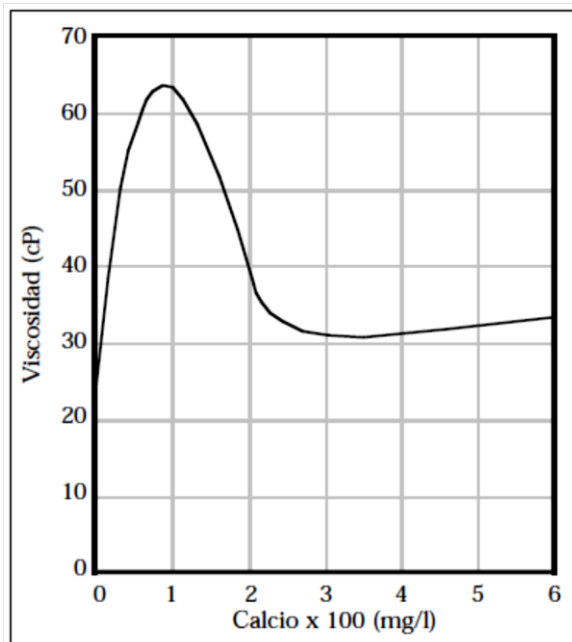


Figura 8. Efecto del calcio sobre la bentonita prehidratada

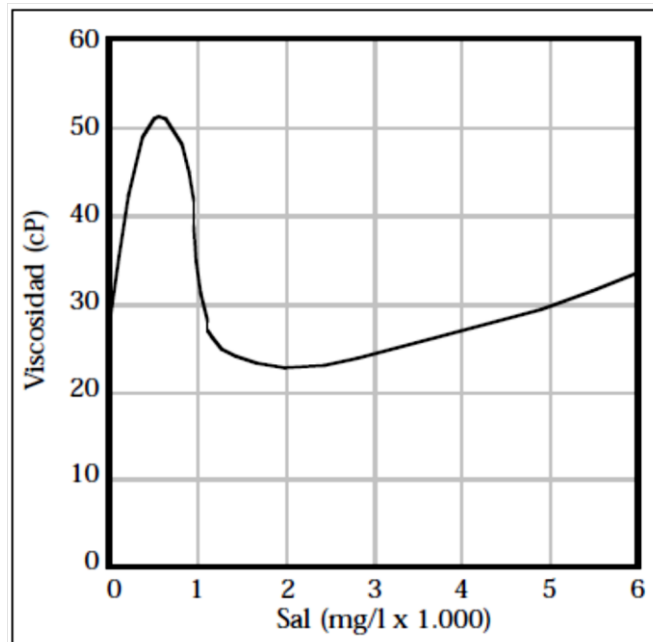


Figura 9. Efecto de la sal sobre la bentonita prehidratada

EFFECTO DEL pH

En la figura 10 se ilustra la viscosidad de una lechada de bentonita en relación con diferentes valores de pH. La mayoría de todos los lodos de perforación son tratados de manera que sean alcalinos, es decir que deberían tener un pH mayor de 7. Como el pH no afecta la viscosidad, una de las principales consideraciones es la selección del rango de pH más deseable para optimizar las propiedades reológicas del fluido de perforación. El gráfico indica que la viscosidad de una suspensión de bentonita alcanza su punto más bajo dentro del rango de pH de 7 a 9.5. Esta es una de las razones por las cuales la mayoría de los fluidos de perforación a base de agua son utilizados dentro de este rango. Cuando el pH es mayor de 9.5, la dispersión de la arcilla aumenta, incrementando la viscosidad del fluido de perforación.

Es de vital importancia para el ingeniero de perforación poner énfasis en la obtención de la mayor viscosidad a partir de la más pequeña adición de material, menores costos. La importancia del pH es que la viscosidad creada por valores superiores a 10 a veces no guarda proporción con lo que se considera ser las propiedades deseables del lodo. Por razones obvias, tales como seguridad y corrosión, los lodos de perforación casi nunca son utilizados dentro del rango ácido con un pH inferior a 7.

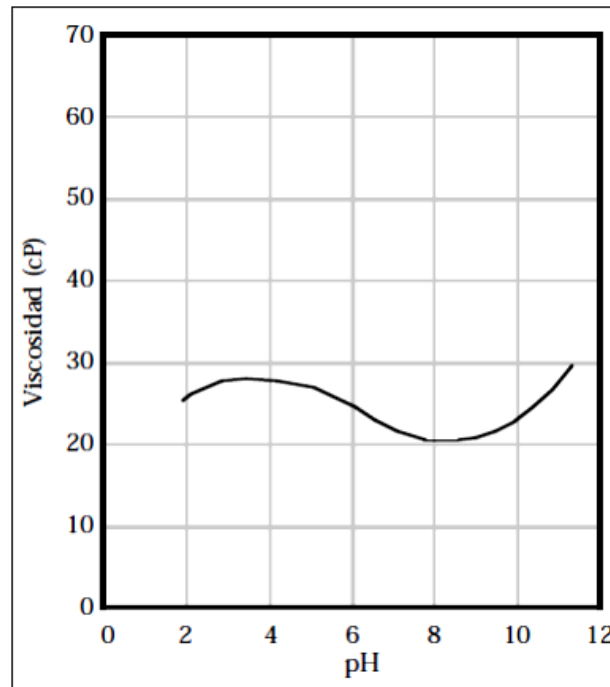


Figura 10. Efecto del pH sobre la bentonita.

2.5 CONTAMINANTES MÁS COMUNES EN LODOS DE PERFORACIÓN Y SUS REACCIONES QUÍMICAS

❖ CONTAMINACIÓN DE YESO O ANHIDRITA

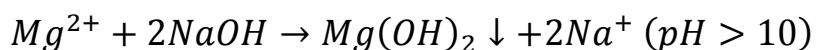
El ion calcio, el cual se puede derivar del yeso o durante la perforación en anhidrita, es un contaminante en la mayoría de los lodos de base agua. Una de las maneras en que se puede reducir el calcio es añadiendo carbonato de sodio. La siguiente ecuación ilustra la

manera en que se puede eliminar el sulfato de calcio, yeso, usando tratamientos de carbonato de sodio para formar carbonato de calcio. La flecha descendente supone la precipitación de un sólido insoluble, mientras que una flecha ascendente supondría la generación de un gas.



❖ AGUA SALADA

Los iones magnesio y los iones calcio están presentes en el agua salada. Ambos iones son perjudiciales para los lodos base agua. Como el hidróxido de calcio ($Ca(OH)_2$) son relativamente insolubles a un pH alto, la sosa caustica debería ser usada para eliminar el magnesio y suprimir la solubilidad del calcio. Las reacciones son las siguientes:



La sosa caustica se usa para reducir el magnesio y calcio en el agua salada, primero precipitando el magnesio como $Mg(OH)_2$ y luego aumentando el pH para suprimir la solubilidad del calcio y precipitar la cal. Si se usa cal en agua salada, esta también eliminara el magnesio, pero los niveles resultantes de calcio serán muy altos y no son deseados. El agua salada del golfo de México requiere 1.5 a 2 lb/bbl de sosa caustica (4.3 a 5.7 Kg/m^3) para precipitar todo el magnesio y luego convertir el calcio en cal, resultando en un pH >11 (ver figura 11). En el agua salada, el tratamiento preferido para la eliminación del magnesio es la sosa caustica, mientras que el tratamiento preferido para la eliminación del calcio es el carbonato de sodio.

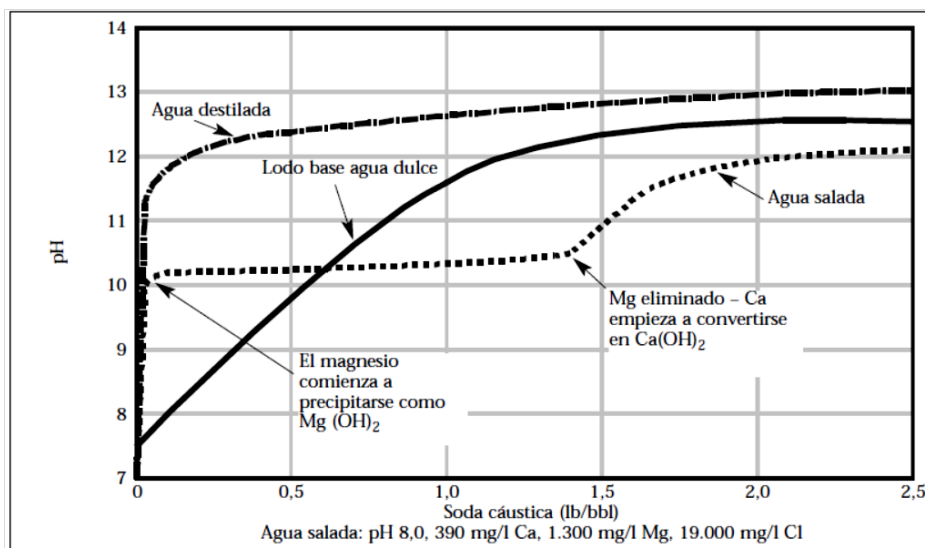
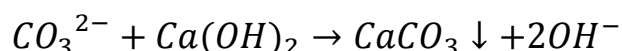
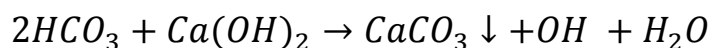


Figura 11. pH vs soda cáustica para agua salada.

❖ CONTAMINACIÓN DE CARBONATO Y BICARBONATO

La contaminación de bicarbonato (HCO_3^-) y carbonato (CO_3^{2-}) puede ocurrir mediante la conversión del gas CO_2 , la cual fue mencionada anteriormente, o resultar de la degradación térmica de los aditivos orgánicos tales como el lignito y el lignosulfonato, así como de la biodegradación del almidón y otros aditivos, entre otras fuentes. Estos iones pueden ser eliminados con el calcio. Sin embargo, como el bicarbonato de calcio $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ es soluble, todos los carbonatos, por encima de un pH de aproximadamente 11, antes de que puedan precipitarse totalmente como carbonato de calcio. La eliminación de los bicarbonatos y carbonatos puede ser lograda con cualquier fuente de calcio soluble, bajo condiciones de pH constante, si el pH es lo suficientemente alto, o aumentando el pH con soda cáustica en la presencia de calcio.

Se prefiere usar la cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) para convertir HCO_3^- , en CO_3^{2-} , y luego precipitar los carbonatos como CaCO_3 , especialmente si el pH del sistema no será aumentado a más de 11.

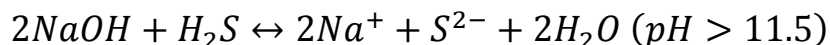


❖ CONTAMINACIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO

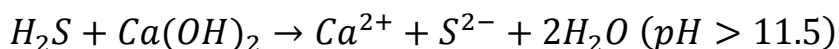
El sulfuro de hidrogeno es un gas acido venenoso y peligroso que se encuentra en muchas formaciones y muchos fluidos producidos. Este gas puede insensibilizar rápidamente los sentidos y puede ser letal, incluso a bajas concentraciones. El H₂S se caracteriza por su típico olor a “huevo podrido”.

Por razones obvias de seguridad, este gas debe ser neutralizado inmediatamente con sosa caustica o cal para aumentar el pH a 11.5 para formar sulfuro (S²⁻), y luego precipitarlo con una fuente de cinc.

Neutralización con sosa caustica:

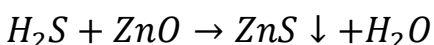


Neutralización manteniendo el exceso de cal:



La conversión del sulfuro de hidrogeno en sulfuro aumentando el pH no constituye una reacción permanente. Si el pH disminuye hasta niveles ácidos, el sulfuro se convertirá de nuevo en la forma venenosa de sulfuro de hidrogeno. Por este motivo, el H₂S siempre debe ser precipitado con una fuente de cinc, tal como el oxido de cinc.

Eliminación mediante la precipitación con tratamientos de oxido de cinc (ZnO):



BIBLIOGRAFIA

- *Ralph A. Burns. Fundamentos de Química. Cuarta Edición. Editorial Pearson Educación.*
- *Robert C. Smoot y Jack Price. "Química, Un curso moderno". Compañía Editorial Continental S. A., México.*
- *Colloid and surface properties of clay suspensions. Thesis. Sandra Lee Allen, 1972.*
- *Bruno Jirgensons, M.E. Straumanis. Traducción de Rafael Beltrán Fortuny. Compendio de Química coloidal. Editorial México Continental, 1965.*
- *Karol J. Mysels, Chemistry department, University of Southern California. Introduction to colloid chemistry Editorial Interscience Publishers Inc. New York.*
- *James W. McBain. Versión del inglés por A. Sanromá Nicolau. Ciencia de los coloides: Física, Química y Técnica. Editorial Barcelona: Gustavo Gilli, 1961.*
- *Duncan J. Shaw. Introduction to colloid and surface chemistry. Tercera edición. Editorial London Boston Butter worths, 1980.*
- *John Frederck Stageman. Colloid dispersions in sample liquids. Thesis (Ph.D), University of Bristol, 1978.*
- *Ian D. Morrison, Sydney Ross. Colloidal dispersions: Suspensions, Emulsions and foams. Editorial Wiley-Interscience A John Wiley and sons. Inc.*
- *Manual del Ingeniero químico, Edición por compañía Dowell Schlumberger, 1998.*
- *Manual del Ingeniero químico, Edición. Por compañía Halliburton.*

CAPITULO 3. PROPIEDADES Y FUNCIONES BÁSICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN, IMPORTANCIA DE CADA UNA Y MEDIOS FÍSICOS PARA SU EVALUACIÓN

Al inicio de la perforación rotatoria, las funciones de los fluidos utilizados, se centraron básicamente a transportar los recortes producidos por la barrena hasta la superficie, desde aquella época a la fecha, los yacimientos que se requieren explotar se encuentran a mayores profundidades, por lo que representa serios problemas durante la perforación. Los fluidos utilizados para perforar, deben reunir un mayor número de requerimientos para poder cumplir con un número mayor de funciones. Lo anterior nos lleva a las siguientes definiciones establecidas por PEMEX y el API (American Petroleum Institute) para un fluido de control:

Fluido de control (PEMEX): Es un fluido circulatorio que se utiliza en un equipo de perforación o terminación de pozo, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar.

Fluido de control (API): Es un fluido circulante, empleado en la perforación rotatoria para realizar las siguientes funciones:

- 1) Control de las presiones de formación
- 2) Transporte y acarreo de los recortes a la superficie
- 3) Suspensión de los recortes al detenerse la circulación
- 4) Controlar la filtración
- 5) Neutralizar gases ácidos de las formaciones
- 6) Enfriamiento, lubricación de la barrena y la sarta
- 7) Facilitar la cementación y toma de registros
- 8) Sustento de la sarta de perforación
- 9) Transmitir potencia hidráulica a la barrena

De dichas funciones, a las primeras cuatro se les conoce también como “funciones básicas”, puesto que si una de ellas falla, los fluidos no podrían aplicarse, trayendo consigo graves problemas durante la perforación, como:

- Entrampamiento de la sarta
- Brotes de hidrocarburo
- Perdida de circulación
- Corrosión

A las funciones restantes, se les conoce también como “funciones complementarias”.

Por lo tanto este capítulo se centrara en las funciones básicas, debido a que un fluido de perforación debe cumplir mínimo con estas cuatro funciones.

3.1 DENSIDAD

La propiedad física que rige la primera función que debe tener un fluido de perforación, controlar las presiones de la formación, es la densidad.

Cuando se encuentra una formación permeable, el fluido contenido dentro de ella está bajo una presión, la cual está en función de la profundidad del pozo. Es necesario que el fluido de perforación tenga suficiente peso específico para vencer cualquier presión de la formación y mantener ahí los fluidos. Normalmente el peso del agua y los sólidos incorporados son suficientes para crear un equilibrio entre las presiones; sin embargo, algunas veces se requiere adicionar al fluido materiales pesados para balancear las presiones anormalmente altas existentes en la formación, aumentando de esta manera la presión hidrostática de la columna del fluido de perforación, esta presión hidrostática, está en función de la profundidad y de la densidad del lodo.

La determinación y el control de la densidad es esencial para prevenir reventones y es también usado para el mantenimiento de una adecuada estabilidad del agujero, así como evitar el flujo de fluidos indeseables al pozo, es necesaria para poder efectuar cálculos hidráulicos, cálculos de diferentes clases de sólidos en el lodo y para determinar el consumo de materiales para aumentar o disminuir la densidad.

Capítulo 3. Propiedades y funciones básicas de los fluidos de perforación, importancia de cada una y medios físicos para su evaluación.

La densidad es la relación que existe entre la masa y una unidad de volumen, por lo tanto es la cantidad de materia contenida en una unidad de volumen. Se expresa en el sistema métrico $[g/cm^3]$, $[kg/m^3]$, en el sistema inglés $[Lb/ft^3]$, $[Lb/gal]$.

En el campo se emplean comúnmente dos instrumentos para determinar la densidad del fluido de perforación, estos son la balanza de lodos y el hidrómetro, siendo la primera la que más se utiliza actualmente.

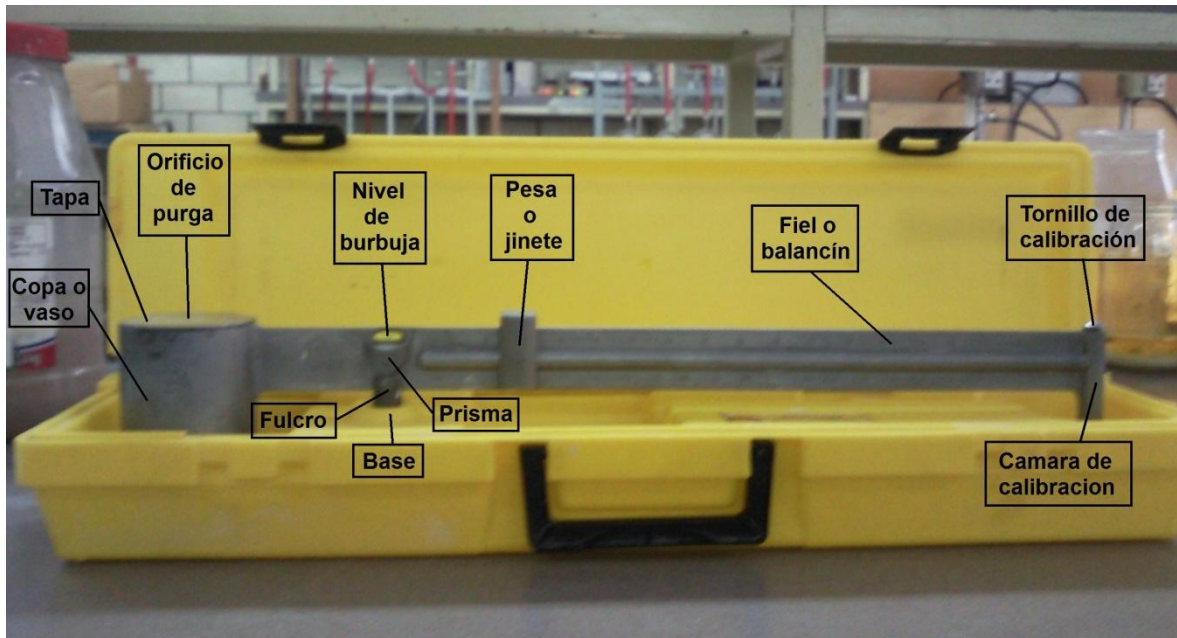
Existen balanzas con diferentes cantidades y tipos de escalas de diversos rangos y capacidades, entre las más comunes tenemos las siguientes:

- a) Balanzas con dos escalas de los siguientes rangos:
de 7.8 a 18.4 libras por galón, gradación de 0.1 lb/gal
de 58 a 136 libras por pie cubico, gradación de 0.5 lb/ft³

- b) Otra balanza con 4 escalas con los siguientes rangos:
de 0.72 a 2.88 de peso específico, gradación de 0.01 unidades
de 6 a 24 libras por galón, gradación de 0.1 lb/gal
de 45 a 180 libras por pie cubico, gradación de 0.5 lb/ft³

Las partes de la balanza son

- Copa o vaso
- Orificio de purga
- Base
- Cámara de calibración
- Balancín
- Prisma
- Pesa
- Fulcro
- Nivel de burbuja



Procedimiento para el manejo de la balanza

i. Calibración

1. Retirar la tapa del vaso y llenar completamente con agua pura o destilada
2. Volver a colocar la tapa y secar con un trapo
3. Colocar de nuevo el brazo de la balanza con el prisma sobre el fulcro
4. Verificar que la burbuja del nivel este centrada cuando el jinete o la pesa este en 8.33 lb/gal o en 1 g/cm^3 . Si no fuera este el caso, ajustar usando el tornillo de calibración en el extremo del brazo de la balanza.

ii. Procedimiento

1. Quitar la tapa del vaso y llenar completamente con el fluido a utilizar
2. Volver a poner la tapa, asegurándose que parte del fluido sea expulsado a través del orificio de purga
3. Limpiar el fluido excedente que se encuentre fuera del vaso
4. Colocar el brazo de la balanza con el prisma sobre el fulcro
5. Desplazar el jinete o pesa hasta que el nivel de burbuja de aire indique que el brazo graduado este nivelado

3.2 REOLOGÍA Y TIXOTROPIA

La propiedad física que rige la segunda función que debe tener un fluido de perforación, transporte y acarreo de los recortes a la superficie, es la Reología.

La Reología es la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir. Esta propiedad, junto con la tixotropía, determina el tipo de flujo a emplear para que los fluidos de control realicen las siguientes funciones:

- Transporte
- Remoción
- Suspensión

DEFINICIONES:

Viscosidad: Es la medida de la resistencia interna de los fluidos (líquidos y gases) a fluir.

Imaginemos un bloque sólido (no fluido) sometido a una fuerza tangencial (por ejemplo: una goma de borrar sobre la que se sitúa la palma de la mano que empuja en dirección paralela a la mesa.) En este caso (Figura 1a), el material sólido opone una resistencia a la fuerza aplicada, pero se deforma (Figura 1b), tanto más cuanto menor sea su rigidez.

Si imaginamos que la goma de borrar está formada por delgadas capas unas sobre otras, el resultado de la deformación es el desplazamiento relativo de unas capas respecto de las adyacentes, tal como muestra la figura 1c.

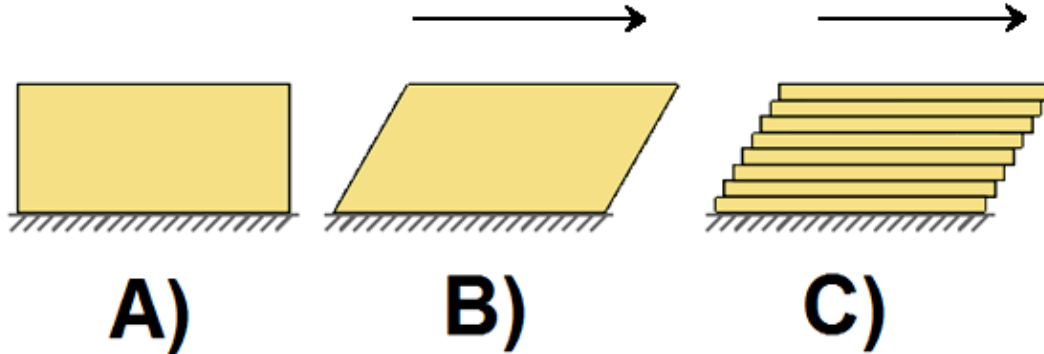


Figura 1. Bloque sólido sometido a una fuerza tangencial.

En los fluidos, el pequeño rozamiento existente entre capas adyacentes se denomina viscosidad.

Si tenemos dos superficies paralelas en el regazo de un fluido, separadas una distancia D por el mismo fluido y, una de ellas de área A , a la cual se le aplica una fuerza tangencial F para producirle una velocidad relativa de una superficie respecto a otra, tenemos que la magnitud de esa fuerza, es directamente proporcional al área considerada y a la velocidad relativa de las superficies e inversamente proporcional a la distancia entre dichas superficies.

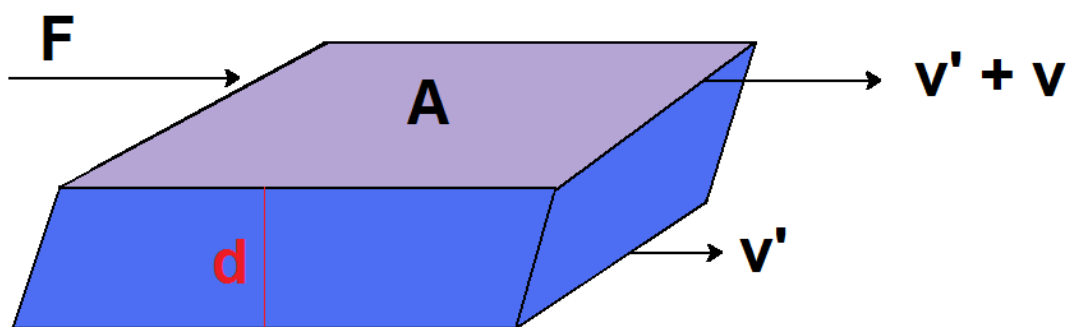


Figura 2. Visualización para el análisis dimensional de la viscosidad.

Capítulo 3. Propiedades y funciones básicas de los fluidos de perforación, importancia de cada una y medios físicos para su evaluación.

Esto es:

$$F = \mu \frac{A v}{d}$$

En donde el coeficiente de proporcionalidad μ es la viscosidad, esta constante de proporcionalidad va a ser particular para cada tipo de fluido.

La unidad de viscosidad en el sistema cgs es el poise y se define como la viscosidad de un fluido hipotético tal que, una fuerza tangencial de una dina, hace que dos superficies paralelas en el regazo del fluido de un cm^2 de área y a un cm de distancia una de otra, se muevan a una velocidad relativa de un cm/s.

En la práctica se utiliza con más frecuencia la centésima parte de un poise, o sea, un centipoise. El agua tiene una viscosidad de 0.895 cps. A 25 °C.

La viscosidad de los líquidos disminuye al aumentar su temperatura, un aumento de presión produce un aumento de viscosidad, aunque este efecto es más notable a presiones considerablemente altas.

La viscosidad de los lodos afecta la velocidad de perforación. En una misma formación y manteniendo iguales todas las demás variables, la velocidad de perforación disminuye a medida que aumenta la viscosidad. Según Eckel la mayor reducción de la velocidad de perforación se obtiene en el rango de viscosidad de 0 a 15 cps.

Este efecto de la viscosidad sobre la velocidad de perforación se debe probablemente a alguna de las siguientes causas:

- 1) Al aumentar la viscosidad del lodo, disminuye la eficiencia hidráulica de las bombas
- 2) Un aumento de viscosidad incrementa las pérdidas por fricción en el circuito del lodo, lo cual significa por lo general, una reducción en el volumen del lodo circulado y menor eficiencia del lodo para eliminar los recortes.
- 3) Los lodos con muy altas viscosidades, proporcionan un colchón viscoso que disminuye la fuerza del impacto de los dientes de la barrena sobre la formación.

Si de la ecuación

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{v}{d}$$

Despejamos μ , tenemos que:

$$\mu = \frac{F/A}{v/d}$$

Donde la fracción del numerador F/A se le conoce como esfuerzo de corte (τ) y cuyas unidades son $\text{lbf}/100 \text{ ft}^2$ y a la fracción v/d que es un gradiente de velocidad, se le llama velocidad de corte (γ) y sus unidades serán seg^{-1} , por lo tanto, la viscosidad será una relación del esfuerzo de corte a la velocidad de corte en un fluido, tiene aplicación práctica en los viscosímetros de tipo rotacional.

Determinando la variación del valor del esfuerzo de corte a diferentes velocidades de corte, se pueden conocer las propiedades reológicas de los fluidos de perforación y por consiguiente, el tipo de fluido, ya que se han establecido modelos ideales para su control, estos son:

- ❖ Fluidos newtonianos
- ❖ Fluidos pseudoplásticos
- ❖ Fluidos dilatantes
- ❖ Fluido plástico de Bingham

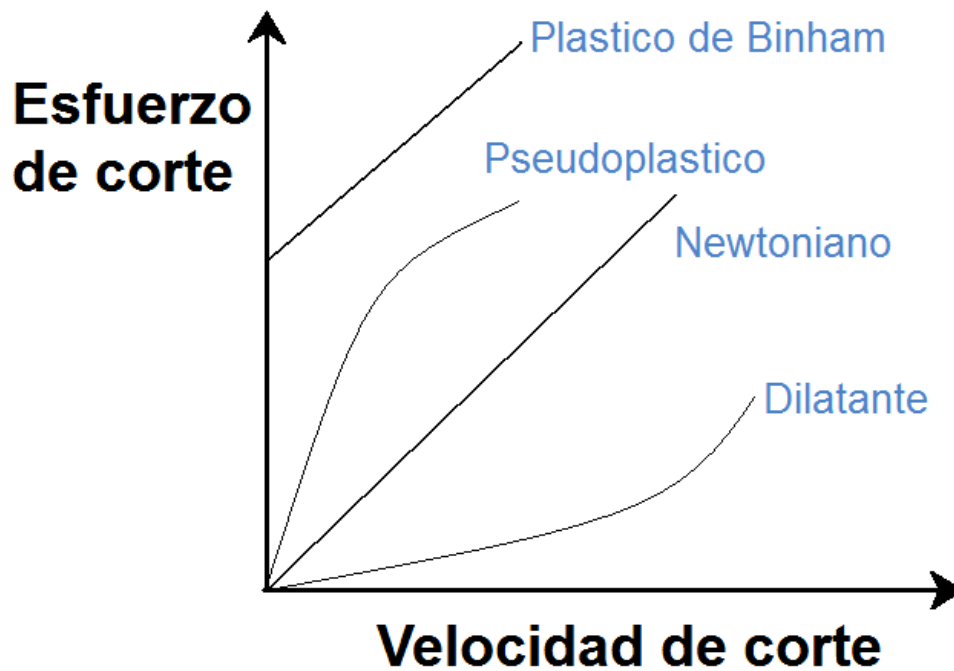


Figura 3. Curvas de comportamiento de flujo de los principales fluidos.

La mayor parte de los fluidos de perforación se comportan como fluidos plásticos o no newtonianos. (Figura 3)

Fluidos newtonianos.- Se caracterizan porque la relación del esfuerzo de corte y la velocidad de corte es constante, esto es, su viscosidad es constante si permanecen fijas la temperatura y la presión. (Figura 3).

Como ejemplo de los anteriores, tenemos el agua, la mayor parte de las soluciones acuosas, alcoholes, etc.

Fluidos pseudoplásticos.- En estos la viscosidad disminuye al aumentar la velocidad de corte, ejemplos de este tipo son soluciones de látex y algunas soluciones de jabón. (Figura 3)

Fluidos dilatantes.- El valor de la viscosidad aumenta, al aumentar la velocidad de corte, ejemplos, resinas vinílicas y engrudo de almidón. (Figura 3)

Fluido plástico de Binham.- El comportamiento de estos fluidos bajo diferentes valores de esfuerzo de corte, se caracterizan por dos parámetros: la viscosidad plástica y el punto de cedencia.

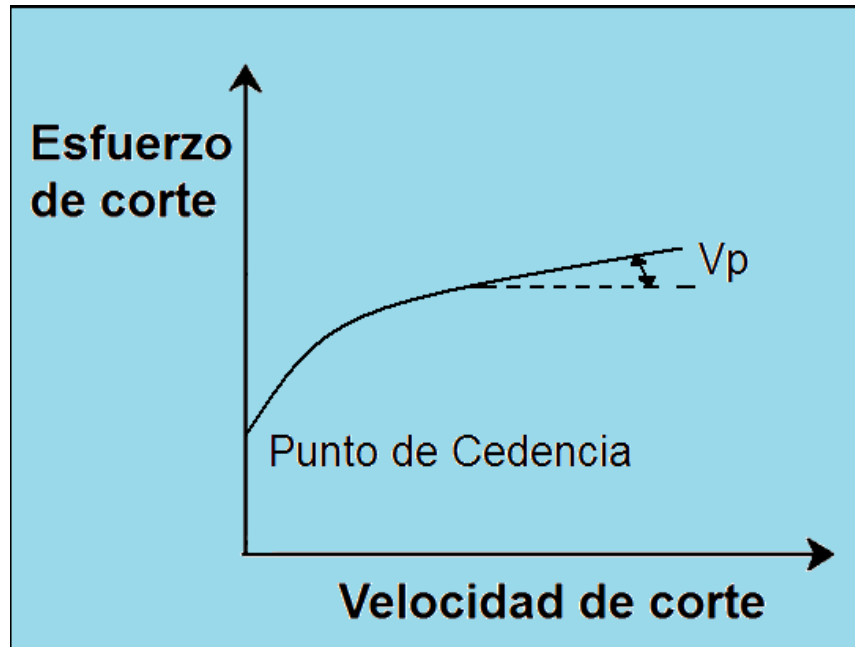


Figura 4. Ilustración del punto de cedencia y viscosidad plástica

Se requiere un valor determinado del esfuerzo de corte para obtener una velocidad de corte apreciable. Este valor mínimo del esfuerzo de corte se denomina punto de cedencia, esto es, se requiere un valor finito del esfuerzo de corte, se reduce la viscosidad del fluido en la región donde el régimen de flujo es de tipo tapón, en la región de transición de flujo tapón a flujo laminar. En la región de flujo laminar, la viscosidad permanece constante y se le denomina viscosidad plástica. El valor de la viscosidad disminuye nuevamente en la región de transición de flujo laminar a flujo turbulento. En la región de flujo turbulento estos líquidos plásticos se comportan en forma similar a los newtonianos, es decir el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Como ejemplos de estos fluidos aparte de los ya mencionados lodos de perforación, están las lechadas de cemento, la mayor parte de la suspensión de sólidos, particularmente si los sólidos tienden a hincharse.

Capítulo 3. Propiedades y funciones básicas de los fluidos de perforación, importancia de cada una y medios físicos para su evaluación.

El punto de cedencia o valor inicial del esfuerzo de corte, se debe a una propiedad de estructuración por cargas químicas residuales de las partículas coloidales en suspensión, originando que los líquidos plásticos en reposo adquieran una consistencia gelatinosa, la cual desaparece mediante agitación, a esta propiedad se le denomina tixotropía, y es un proceso reversible e isotérmico.

El valor de la viscosidad plástica de un fluido de Binham depende de los siguientes factores:

- ✚ Temperatura del fluido
- ✚ Viscosidad del medio dispersante, fase líquida
- ✚ Concentración de los sólidos
- ✚ Forma de los sólidos

De acuerdo a lo anterior, el tratamiento de lodos con agentes dispersantes no reduce la viscosidad plástica de los mismos, puesto que no modifica ninguno de los factores antes mencionados. Si el agente dispersante reduce el punto de cedencia del lodo por saturación de valencias químicas, el estudio del lodo tratado con dispersante, dará una curva similar a la curva original del lodo sin tratamiento.

Si a la vez se reduce el punto de cedencia del lodo por la adición de un dispersante, alteramos uno de los factores que influyen en la viscosidad plástica, como por ejemplo, reduciendo la concentración de sólidos que es la forma más común de reducir la viscosidad plástica, se obtendrá un lodo con menor punto de cedencia y menor viscosidad plástica.

Como son muchos los factores que influyen en la viscosidad plástica, no siempre se puede correlacionar esta con el contenido de sólidos de un lodo y para el control de los lodos en los pozos, se establecen límites o rangos de viscosidad plástica.

Estos rangos se deben determinar para cada región y para cada densidad, tipo de lodo, tratamiento químico, etc. como excepción a lo ya mencionado, algunos lodos si disminuyen su viscosidad plástica cuando se tratan con dispersantes.

Equipo para cuantificar la viscosidad de los fluidos de perforación en función de un tiempo de escurrimiento

Embudo Marsh.- Este fue el primer instrumento para medir la viscosidad del lodo, esta medida se efectúa comparando el tiempo de escurrimiento del lodo con el agua. El embudo es un instrumento calibrado con una capacidad de 1.5 litros, con una perforación en la parte inferior para la descarga. Un litro de agua se descarga en aproximadamente 28 segundos y el tiempo requerido para que escurra un litro de lodo da una indicación de su viscosidad. El único beneficio que se obtiene al utilizar este método es el de detectar los cambios en las propiedades del lodo, que pueden ser indicativas de los posibles problemas del pozo.

Las especificaciones del embudo Marsh son las siguientes:

1. Cono del embudo

Longitud..... 12.0" (305 mm)

Diámetro..... 6.0" (152 mm)

Capacidad hasta el nivel de la malla..... 1.5 litros

2. Orificio

Longitud..... 2.0" (50.8 mm)

Diámetro interior..... 3/16" (4.7 mm)

3. Tamiz..... Malla 12

Con aberturas de 1/16" (1.6 mm) a un nivel de 3/4" (19 mm) por debajo del extremo superior



Figura 5. Embudo Marsh para medir viscosidad en campo.

Procedimiento

- i. Cubrir el orificio del embudo con un dedo y verter el fluido de perforación a través del tamiz en el embudo limpio. Llenar hasta que el fluido toque el tamiz.
- ii. Quitar el dedo que cubre el orificio, al mismo tiempo accionar el cronometro. Medir el tiempo que tarda el fluido en llenar el vaso graduado hasta la marca de un cuarto de galon 946 [cm³] o 1 [lt]
- iii. Registrar el tiempo redondeando al segundo más cercano como viscosidad de embudo Marsh
- iv. Reportar el tiempo en segundo como viscosidad de embudo Marsh en [seg/lts] o [seg/gal]

Entre mayor sea la resistencia a fluir mayor será la viscosidad.

Con esta propiedad se facilita o se dificulta el bombeo del fluido, así como la capacidad de acarrear los recortes hacia la superficie aunque las mediciones Marsh están influenciadas por la velocidad de gel y por la densidad del lodo.

Viscosidades excesivas dan como resultado la siguiente problemática:

- Incremento en la presión de la bomba
- Aumento en el suaveo/surgencia del agujero

Capítulo 3. Propiedades y funciones básicas de los fluidos de perforación, importancia de cada una y medios físicos para su evaluación.

- Pérdida de lodo en las temblorinas por poca eficiencia en el equipo de control de sólidos
- Aumenta el riesgo de fracturar la formación, especialmente con altos esfuerzos de gel
- Mala limpieza del lodo en las operaciones de cementación

Viscosidad baja da como resultado los siguientes problemas:

- Limpieza deficiente del estrato de recortes (por lo tanto, relleno del agujero, obstrucción de la sarta y degradación de los recortes)
- Sobrecarga del espacio anular que incrementa la presión hidrostática
- Aumenta la erosión si el fluido está en flujo turbulento
- Asentamiento de la barita y recortes

Viscosímetros Rotacionales.- Las propiedades reológicas y tixotrópicas fundamentales son la viscosidad y la resistencia gel. Estas se obtienen de mejor manera mediante el empleo de un viscosímetro rotacional de lectura directa, de cilindros concéntricos, de velocidad variable, como lo es el viscosímetro Fann V-G, modelo 35 de dos velocidades. El viscosímetro provee dos lecturas que se convierten fácilmente en los dos parámetros reológicos y tixotrópicos: viscosidad plástica y punto de cedencia.

La viscosidad plástica es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo. En palabras más simples, mide la cantidad de sólidos contenidos en nuestro fluido, la fricción mecánica entre las moléculas; su control mejora el comportamiento reológico en lodos de alto y bajo peso y mejora la tasa de penetración. El punto de cedencia es la parte de la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre partículas, esta fuerza atractiva es causada a su vez por las fuerzas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida del lodo.

El punto de cedencia determina la capacidad de acarreo del recorte y limpieza del pozo, esta es causada por la fuerza de atracción electroquímica que tienen las partículas sólidas en estado dinámico. Se dice que el punto de cedencia es causado por el contaminante Ca^{++} ,

Capítulo 3. Propiedades y funciones básicas de los fluidos de perforación, importancia de cada una y medios físicos para su evaluación.

CO₃ y sólidos arcillosos de la formación, el descontrol de esta propiedad puede ocasionar la floculación del lodo y será necesario aplicar dispersantes en medio alcalino.

Las especificaciones del viscosímetro Fann 35 son las siguientes:

- 1) Viscosímetro de lectura directa a 115 volts, de seis velocidades 3, 6, 100, 200, 300, 600 rpm.

- 2) Manga del rotor

Diámetro interior..... 1.450" (36.83 mm)

Longitud total..... 3.425" (87.00 mm)

Línea grabada..... 2.30" (58.40 mm)

Dos líneas de agujeros, de 1/8" (3.18 mm) y espaciados 120° (2.09 rad), están alrededor de la camisa rotatoria, apenas por debajo de la línea marcada.

- 3) Cilindro interior

Diámetro..... 1.358" (43.49 mm)

Longitud del cilindro..... 1.496" (38.00 mm)

El cilindro interior es cerrado con una base plana y una tapa cónica.

- 4) Constante de torsión del resorte

386 dinas*cm/grados de deflexión

- 5) Velocidades del rotor

Alta velocidad..... 600 rpm

Baja velocidad..... 300 rpm



Figura 6. Viscosímetro Fann de dos velocidades (alta y baja).

Procedimiento

- I. Colocar una muestra del fluido de perforación en el vaso del viscosímetro. Dejar suficiente volumen vacío para el desplazamiento de la lenteja del viscosímetro y la manga. Sumergir la manga de la báscula exactamente hasta la línea marcada.
- II. Utilizar una velocidad de rotación de la manga a 600 rpm, esperar hasta que la lectura del dial alcance un valor estable (el tiempo requerido para esto varía según las características del fluido). Registrar la lectura.
- III. Pasar a una velocidad de rotación de la manga a 300 rpm, esperar hasta que la lectura del dial alcance un valor estable. Registrar la lectura.
- IV. Hacer lo mismo con todas las demás velocidades, 200, 100, 6 y 3 rpm. Registrar las lecturas.
- V. Para instrumentos de 3 rpm de velocidad, la lectura máxima que se obtiene luego de una rotación de 3 rpm. Es la fuerza de gel inicial. Registrar dicha lectura.

- VI. Dejar reposar el lodo después de haber tomado la lectura a 3 rpm aproximadamente 10 minutos, encender el viscosímetro y volver a tomar la lectura a 3 rpm. Registrar la lectura como gel a 10 min.

Cálculos

✚ **Viscosidad aparente** $V_a = L600 / 2$ [cps]

✚ **Viscosidad plástica** $V_p = L600 - L300$ [cps]

✚ **Punto de cedencia** $P_c = L300 - V_p$ [lb/100ft²]

✚ **Gel a 10 seg.** $= L3$ [lb/100ft²]

✚ **Gel a 10 min.** $= L3$ [lb/100ft²]

TIXOTROPIA

La propiedad física que rige la tercera función que debe tener un fluido de perforación, suspensión de los recortes al detenerse la circulación, es la gelatinosidad o tixotropía.

Cuando un fluido de perforación con suficiente viscosidad, ha sido sometido a reposo por determinado tiempo, tiende a formar estructuras más o menos rígidas pero podrá convertirse nuevamente en fluido por agitación mecánica.

La gelatinosidad se puede definir como la propiedad que tienen ciertos fluidos de formar estructuras semi-rígidas (gel) cuando están en reposo y de recuperar nuevamente su estado fluido por agitación mecánica. A esta propiedad técnicamente se le conoce como tixotropía.

Cuando la viscosidad en los fluidos no newtonianos, medida a un valor fijo de temperatura y velocidad de corte, no permanece constante con la duración del esfuerzo se dice que estos fluidos son dependientes del tiempo. En un fluido tixotrópico, el esfuerzo de corte disminuye con el tiempo cuando este está sujeto a una velocidad de corte constante. El comportamiento contrario, cuando el esfuerzo de corte incrementa con el tiempo a una velocidad de corte constante, es característico de los fluidos reopécticos.

Capítulo 3. Propiedades y funciones básicas de los fluidos de perforación, importancia de cada una y medios físicos para su evaluación.

Esta propiedad de tixotropía es el resultado de las fuerzas de interacción de los sólidos que provocan la gelación del lodo y ejercen gran influencia en la viscosidad. Las arcillas son los sólidos eléctricamente más activos, cuyas partículas se pueden reunir para formar una matriz o estructura de gel, la cual requiere de una fuerza finita para iniciar el flujo conforme este se incrementa.

La magnitud y el tipo de resistencia de estas estructuras tipo gel que forma el fluido de perforación, son de gran importancia para lograr la suspensión de recortes y de material densificante cuando el fluido se encuentra en reposo. Si los geles no tienen suficiente resistencia, los recortes y los materiales densificantes se precipitarían al fondo.

No obstante una excesiva resistencia de estas estructuras también pueden causar complicaciones peligrosas como:

- Retención de aire o gas en el fluido, lo cual afecta la densidad del fluido y puede provocar en casos extremos desequilibrios entre la presión hidrostática y la presión de formación.
- Necesidad de presiones excesivas al establecer la circulación después de un viaje de la sarta. Estas altas presiones pueden en algunos casos dañar o incluso romper la formación.
- Reducción de velocidad de asentamiento de recortes en las presas. El fluido que ya ha circulado y acarreado recortes, se deja reposar un tiempo en las presas. Si en este tiempo los recortes no se han asentado se corre el riesgo de volver a circularlos al sistema.
- Excesiva succión al extraer la tubería, que en casos extremos puede provocar un fuerte desequilibrio de presión y así descontrolar el pozo.
- Dificultad para introducir las herramientas que se manejan con cable y línea de acero al fondo del pozo, impidiendo así efectuar operaciones como: toma de registros, disparos, calibraciones.

Capítulo 3. Propiedades y funciones básicas de los fluidos de perforación, importancia de cada una y medios físicos para su evaluación.

Las propiedades tixotrópicas del lodo, pueden medirse en un viscosímetro de tipo rotacional. El procedimiento seguido es agitar vigorosamente el fluido de perforación para reducir las propiedades tixotrópicas a cero o lo mínimo posible y entonces determinar la fuerza necesaria para iniciar el movimiento a una velocidad de corte de 3 rpm, esto se repite después de dejar reposar el lodo durante determinado tiempo, lo más común es dejar reposarlo durante 10 minutos y volver a tomar la lectura.

Se ha determinado que los valores en campo de viscosidad de corte (6 y 3 rpm) tienen un mayor impacto sobre la limpieza del pozo que el punto cedente, además de proporcionar la suspensión de sólidos como la barita bajo condiciones estáticas o dinámicas. Una regla general en campo consiste en mantener el valor a 3 rpm de manera que sea mayor que el tamaño del pozo (expresado en pulgadas) con los pozos de alto ángulo

$$\gamma = (2 * L3) - L6$$

Donde:

γ = punto de cedencia

L3 = Lectura del viscosímetro Fann a 3 rpm

L6 = Lectura del viscosímetro Fann a 6 rpm

Los mejores indicadores en el campo de la viscosidad a baja velocidad de corte son las lecturas a 6 y 3 rpm. Y estas deben de ser iguales o mayores del diámetro de la barrena en pulgadas, generalmente partículas intactas son más fáciles de transportar, que los recortes hidratados y pegajosos.

Existen varios tipos de geles:

- ❖ **Geles progresivos:** Son cuando la diferencia entre la lectura de gel a los 10 seg y la de 10 min es amplia e indican acumulación de sólidos. Valores bajos a intermedios a 10 seg aumentando rápidamente a 10 min: 3/20, 6/35, 8/50.
- ❖ **Geles planas:** Cuando la lectura de gel de 10 seg y la de 10 min son altas pero casi no hay diferencia entre ellas: 13/15, 20/21, 30/32.

- ❖ **Geles frágiles: Valores bajos casi idénticos: 1/1, 2/2, 2/3.**
- ❖ **Geles favorables: Lecturas bajas a intermedia a 10 seg que pasan a valores intermedios a 10 min: 2/4, 3/6, 4/8.**

3.3 IMPERMEABILIDAD

La propiedad física que rige la cuarta función que debe tener un fluido de perforación, controlar la filtración y formar un enjarre en la pared del agujero, es la impermeabilidad.

Los fluidos de perforación son un elemento de suma importancia en el programa de perforación de un pozo, por lo tanto su principal colaboración a los progresos en la perforación son la máxima eficiencia manteniendo al mínimo los costos.

Entre las propiedades principales del fluido de perforación, se encuentra el tratamiento para el mantenimiento de la permeabilidad en el enjarre, así como el mantenimiento del filtrado lo más bajo posible para alcanzar una buena estabilidad en el agujero y disminuir la invasión del filtrado y el daño en las zonas potencialmente productoras.

Los lodos de perforación tiene una capacidad para sellar las formaciones permeables que van siendo perforadas, debido a la formación de una delgada capa de lodo en las paredes del agujero denominada enjarre, la cual se presenta principalmente en aquellas formaciones que son permeables. Por lo cual se requerirá de una permeabilidad baja del filtrado en el enjarre para una inmejorable terminación del pozo.

Esto se debe a que la presión de la columna de lodo deberá ser tan grande como la presión de poro de la formación requerida para evitar el flujo de los fluidos de la formación dentro del pozo, consecuentemente el lodo invade las formaciones si el enjarre no fue creado.

Para la creación del enjarre, es vital que el lodo contenga algunas partículas de tamaño muy pequeño y partículas coloidales hidratables para el cierre de los poros de la formación. Estas partículas quedaran entrampadas dentro y en la superficie de los poros, por lo que las partículas finas son las primeras en ser transportadas al fondo de la formación. La zona

Capítulo 3. Propiedades y funciones básicas de los fluidos de perforación, importancia de cada una y medios físicos para su evaluación.

taponada en la superficie de los poros comienza a atrapar sucesivamente pequeñas partículas y en segundos los líquidos irrumpen la formación.

El valor del filtrado y el grosor del enjarre dependen de la concentración y naturaleza de los sólidos en el lodo, especialmente los de dimensiones coloidales, de la concentración y características de los líquidos emulsionados en el lodo, de la presencia de ciertos reactivos, generalmente orgánicos, que no son completamente solubles en el lodo, pero que a su vez si forman geles, tales como el almidón, la CMC, quebracho, etc. y de la distribución por tamaños de las partículas de sólidos en el lodo.

Los valores adecuados de filtrado y enjarre cambian en diferentes áreas y generalmente se rigen por las características de las formaciones perforadas y de las formaciones productoras. En general, se podría decir que un filtrado alto provoca derrumbes en formaciones inestables y aumenta la invasión de las formaciones productoras. La mayoría de los reductores de filtrado aumentan la viscosidad de los lodos y, en general al disminuir el filtrado, se reduce la velocidad de perforación.

Se ha encontrado por ejemplo, que la velocidad de perforación no es afectada por la presión hidrostática impuesta en el fondo del pozo, si tal presión se equilibra debajo de la barrena.

El agua penetra fácilmente la roca permeable debajo de la barrena, de manera que desaparece la diferencia de presión a través del pequeño elemento de roca que se perfora. En cambio, los lodos con bajo filtrado, colocan casi instantáneamente una película dura de baja permeabilidad en el fondo del pozo, admitiendo que exista una diferencia de presión, o una compactación, en el delgado elemento de roca que se perfora. Además los dientes de la barrena tienen que atravesar un enjarre pastoso y se requiere de mayor tiempo de circulación para limpiar el fondo.

Para proteger las formaciones productoras, es apropiado un filtrado bajo, aun cuando esto no sea lo más recomendable desde el punto de vista de la velocidad de perforación. Por otra parte, un enjarre abultado restringe el paso de las herramientas de perforación, dificulta las corridas de la tubería de revestimiento, puede crear un efecto de succión al sacar la

tubería de perforación, puede ocasionar que se canalice el cemento al cementar las tuberías, etc.

Equipo utilizado para determinar el filtrado en los fluidos de perforación

Filtros prensa de baja presión y temperatura.- La medición del volumen de filtrado y espesor del enjarre de un lodo son propiedades fundamentales para el control y tratamiento de un fluido de perforación así como también las características del filtrado (análisis) y condiciones de filtrado.

Estas propiedades son afectadas por el tipo y cantidad de sólidos en el lodo y sus interacciones fisicoquímicas los cuales se ven afectados por la temperatura y la presión.

Existen varios modelos de filtros de baja presión y temperatura, siendo la diferencia principal entre ellos las fuentes de presión que utilizan y que pueden ser: aire o nitrógeno comprimido, gas carbónico o presión hidráulica.

Equipo:

- a. Equipo completo de filtro prensa
- b. Medio filtrante (Filtro whatman #50 o equivalente)
- c. Cronometro
- d. Probeta de 10 ml
- e. Capsulas de CO₂



Figuras 7 y 8. Filtro prensa para determinar el filtrado en un fluido de perforación.

Procedimiento:

- I. Obtener una muestra de fluido recientemente agitado
- II. Asegurarse que cada parte de la celda este limpia y seca, que los empaques no estén deformados
- III. Ensamblar las piezas de la celda, base, malla, empaque, papel filtro y apretar firmemente
- IV. Llenar con lodo, hasta 2 cm abajo del borde superior de la celda, colocar la tapa y apretar con el tornillo del marco
- V. Colocar la probeta graduada del volumen adecuado bajo la descarga de la celda para recibir el filtrado
- VI. Proceder a cerrar la válvula reguladora y ajustar la presión de trabajo hasta obtener 7 kg/cm² o 100 psi, misma que se deberá aplicar durante 30 min.
- VII. Leer el volumen recuperado y reportarlo en ml
- VIII. Abrir la válvula del regulador y abrir la válvula de descarga y cuando el manómetro marque 0, sacar la celda del marco y desarmar la misma, recuperar el enjarre, enjuagarlo con agua, reportar consistencia, fragilidad y espesor en mm.

3.4 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE ACUERDO A SU COMPORTAMIENTO REOLÓGICO-TIXOTRÓPICO

Los fluidos pueden clasificarse de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y bajo la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, produciendo un flujo laminar y unidireccional a temperatura constante. Así, en los fluidos existe una relación entre el esfuerzo de corte impuesto y la velocidad de corte resultante. Esta relación es diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido, bajo diferentes condiciones de presión y temperatura. Los fluidos se clasifican esencialmente en dos grandes grupos: fluidos puramente viscosos que solo exhiben propiedades viscosas y fluidos que exhiben propiedades viscosas y elásticas, denominados fluidos viscoelásticos. Sin embargo, de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, los fluidos se clasifican como Fluidos Newtonianos y Fluidos no Newtonianos.

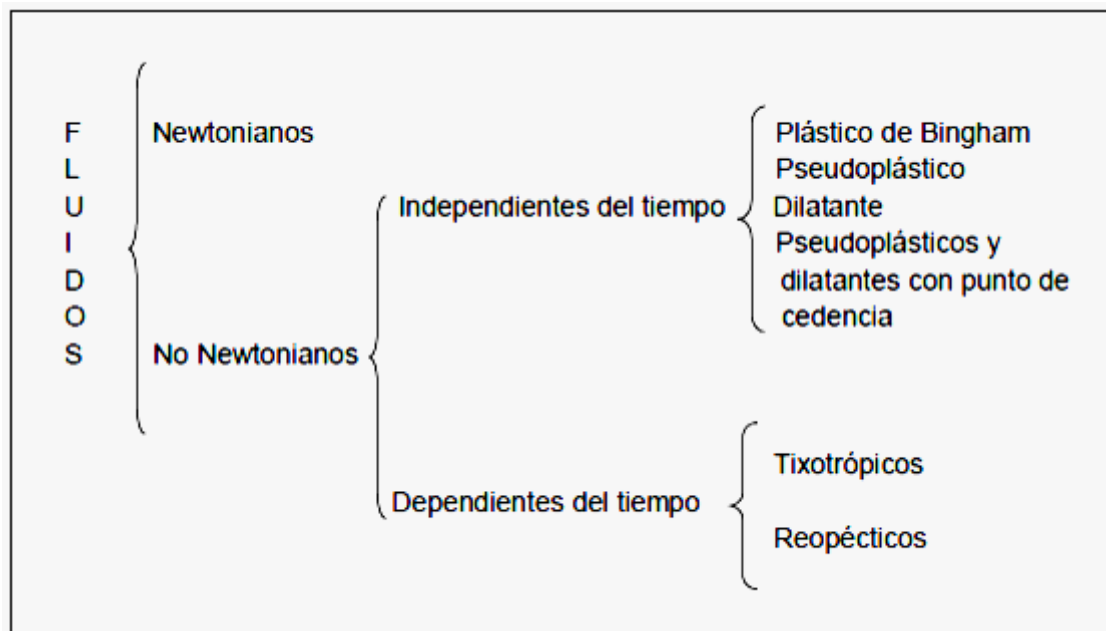


Figura 9. Clasificación de los fluidos de acuerdo a su comportamiento Reológico - tixotrópico.

BIBLIOGRAFIA

- *Cien Años De La Perforación En México, Pemex.*
- *Burgoyne, A.T. y asociados: Applied drilling Engineering, Society of Petroleum Engineers, textbooks series, second printing, Texas 1991.*
- *Lapeyrouse, N.J.: Formulas and Calculations for Drilling, Production and Workover, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1992.*
- *Moore, P.L. Drilling practice Manual Pennwell books Tulsa, Oklahoma.*
- *Mitchell, B.: Advanced Oilwell Drilling Engineering Handbook and computer programs, Mitchell Engineering, 9th Edrtion, Colorado, USA, July 1993.*
- *Factors Influencing Hole Cleaning Particle Transport in Drilling Environments, Drilling fluids proposal, material prepared by IFE team Petrobras Bolivia S.A., 1998.*
- *Recortes 1.0, Predicción de la Limpieza de un Pozo, guía de usuario, Subdirección de Transformación Industrial, IMP, México, agosto 1999.*

CAPITULO 4. SELECCIÓN DE LAS CONDICIONES PARA EL EMPLEO DE BENTONITA EN AGUA DE MAR

Este capítulo se va a dividir en 3 etapas experimentales, en la primera etapa, se crearan tres diferentes lodos base agua dulce al 6, 8 y 10% en masa conforme a lo estipulado en la norma mexicana NMX-L-144-SCFI-2003, esto para tener un punto de comparación con las fases siguientes, las pruebas experimentales se harán antes y después de alcalinizar los fluidos.

En la segunda etapa se realizara lo mismo que en la primera, con la diferencia que los lodos creados serán base agua de mar.

Para la última etapa experimental, se pre-hidratará bentonita en agua dulce al 6, 8 y 10% en masa, posteriormente se irán agregando volúmenes controlados de agua de mar a cada pre-hidratación para obtener los rangos en los cuales las propiedades reológicas – tixotrópicas cumplan con los requerimientos de la norma mexicana antes mencionada.

4.1 ETAPA 1

Se prepararan 2 litros de cada fluido al 6, 8 y 10% en masa, para esto necesitaremos los siguientes:

MATERIALES Y APARATOS:

- Agua dulce
- Bentonita sódica o
- Envases de plástico con capacidad mínima de 2 litros
- Balanza con exactitud de 0.1 gramos
- Probeta de 1 litro
- Espátula
- Mezclador, para una velocidad de 11 000 rpm \pm 300 rpm
- Balanza de lodos
- Viscosímetro rotacional de cilindros concéntricos

PROCEDIMIENTO:

1. Lo primero que se tiene que hacer es calcular la cantidad de bentonita necesaria para cada fluido:

$$6 \text{ gr} \rightarrow 100 \text{ mL}$$

$$x \text{ gr} \rightarrow 2000 \text{ mL}$$

En base a la densidad del agua se obtiene que para un fluido al 6% en masa se necesiten 120 gr de bentonita, de igual forma para un fluido al 8% se requieren 160 gr y 200 gr para un fluido al 10%.

2. Se procede a pesar la cantidad de bentonita necesaria:



3. Con la ayuda de la probeta se miden los 2 litros de agua para cada fluido y se vierten en los recipientes de plástico.



4. Después, se coloca el recipiente en el agitador y con la ayuda de la espátula se agrega poco a poco la bentonita para evitar hacer grumos y así se disperse bien la arcilla.



5. Al finalizar de agregar la arcilla se deja en agitación por 10 minutos, posteriormente con la ayuda de la balanza de lodos medimos su densidad.

EVALUACIÓN DE LA DENSIDAD DE ACUERDO A LAS PROPORCIONES VISTAS:

1. CALIBRACIÓN. Para utilizar la balanza de debe calibrar previamente, esto se hace vertiendo agua hasta el tope en la copa, después se coloca la tapa y quitamos el sobrante que saliera por el orificio de purga, colocamos la balanza sobre el fulcro y

Capitulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

situamos la pesa sobre la línea de 1 gr/cm^3 que es la densidad que tiene el agua, observamos el nivel de burbuja, tiene que estar exactamente en medio de la marca, si no sucede esto se tienen que quitar o poner balines en la cámara de calibración hasta que esto ocurra.



2. Luego de calibrar la balanza procedemos a medir la densidad de los tres fluidos.



RESULTADOS:

Fluido bentonítico base agua dulce al 6%

$$\rho = 1.04 \frac{gr}{cm^3}$$

Fluido bentonítico base agua dulce al 8%

$$\rho = 1.06 \frac{gr}{cm^3}$$

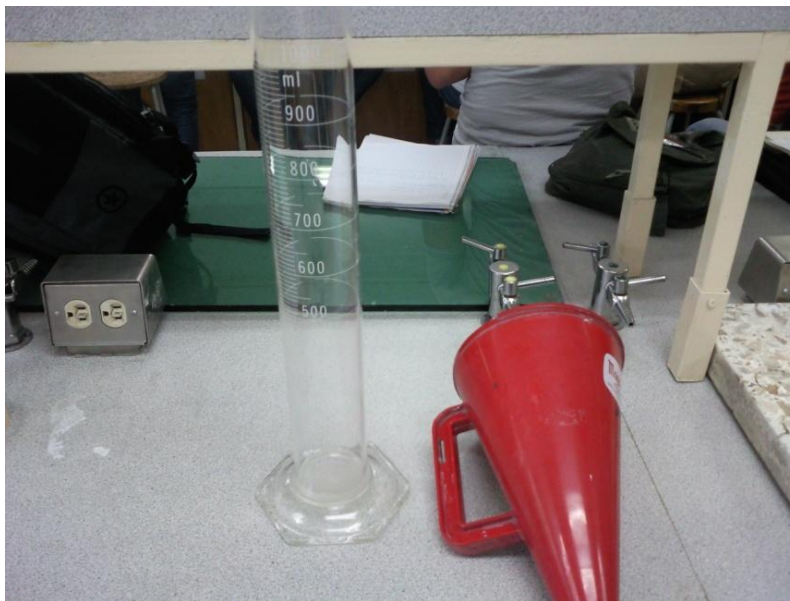
Fluido bentonítico base agua dulce al 10%

$$\rho = 1.08 \frac{gr}{cm^3}$$

EVALUACIÓN DE LA VISCOSIDAD MARSH:

MATERIALES:

- Embudo Marsh (con las especificaciones indicadas en el manual de fluidos API)
- Probeta de 1 litro
- Cronómetro



PROCEDIMIENTO:

1. CALIBRACIÓN. Como la mayoría de utensilios utilizados en la industria petrolera, primero debemos calibrar el embudo con la finalidad que nos arroje valores confiables, para esto tapamos el orificio inferior con el dedo y vertemos agua a través de la malla dentro del embudo limpio hasta que el nivel del fluido llegue a la parte inferior de la malla (1500 mL).
2. Retiramos inmediatamente el dedo del orificio y medimos el tiempo requerido con el cronometro para que el agua llene la probeta receptora hasta el nivel de 1 litro. Finalmente ajustamos el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad marsh, para el agua dulce a 21°C de temperatura la viscosidad marsh oscilará entre los 26 y 27 segundos.
3. Lo mismo se hace con los fluidos al 6, 8 y 10% y se reportan los datos.

RESULTADOS:

% de bentonita	Viscosidad marsh [s/lt]
6	40
8	52
10	164

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO-TIXOTRÓPICO DE LOS FLUIDOS

BASE AGUA DULCE:

EQUIPO DE EVALUACIÓN:

Con la ayuda del viscosímetro rotacional procedemos a tomar las lecturas a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm para cálculos de reología y a 3 rpm después de 10 minutos para los cálculos de la tixotropía o gelatinosidad.



PROCEDIMIENTO:

1. Verter el fluido a analizar en la copa hasta el nivel indicado.
2. Después se coloca en la base y se eleva la base con todo y el vaso hasta el nivel indicado en el cilindro, que es un poco arriba de los orificios de purga.
3. Se prende el viscosímetro verificando que la perilla este hasta abajo, en este nivel se toman las lecturas de 600 y 300 rpm a alta y baja velocidad respectivamente una vez que la aguja indicadora se estabilice.
4. Estando en movimiento (esto es de suma importancia, la perilla solo se debe cambiar estando en movimiento debido a que los engranes se pueden descomponer si se hace estando apagado) se cambia la perilla hasta la posición de arriba, aquí se toman las lecturas a 200 y 100 rpm a alta y baja velocidad respectivamente.
5. Por ultimo aun estando en movimiento, se coloca la perilla en medio, aquí se tomaran las lecturas a 6 y 3 rpm en alta y baja velocidad respectivamente.
6. Al finalizar de tomar la última lectura a 3 rpm, se apaga el viscosímetro y se toma el tiempo a que transcurran 10 minutos, al cabo de ese intervalo de tiempo, se vuelve a prender el viscosímetro y se toma la lectura a 3 rpm.

RESULTADOS:

Fluido bentonítico base agua dulce al 6% sin alcalinizar		Fluido bentonítico base agua dulce al 8% sin alcalinizar		Fluido bentonítico base agua dulce al 10% sin alcalinizar	
$\rho = 1.04 \text{ gr/cm}^3$		$\rho = 1.06 \text{ gr/cm}^3$		$\rho = 1.08 \text{ gr/cm}^3$	
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas
600	26	600	46	600	85
300	18	300	34	300	69
200	15	200	29	200	62
100	11	100	23	100	53
6	5	6	13	6	35
3	4	3	12	3	33
3 a 10 min	4	3 a 10 min	11	3 a 10 min	30

ALCALINIZADO CON SOSA

Para que un fluido de perforación base agua-bentonita incremente su capacidad de hidratación es necesario alcalinizar con sosa, además de neutralizar de forma deficiente los gases divalentes provenientes de las formaciones por ser de naturaleza monovalente, tienen que tener un pH que oscile entre 9 y 11, esto debido a que si el pH es mayor, se pueden presentar incrustaciones de carbonato de sodio (Na_2CO_3) o de calcio (CaCO_3) en las tuberías.

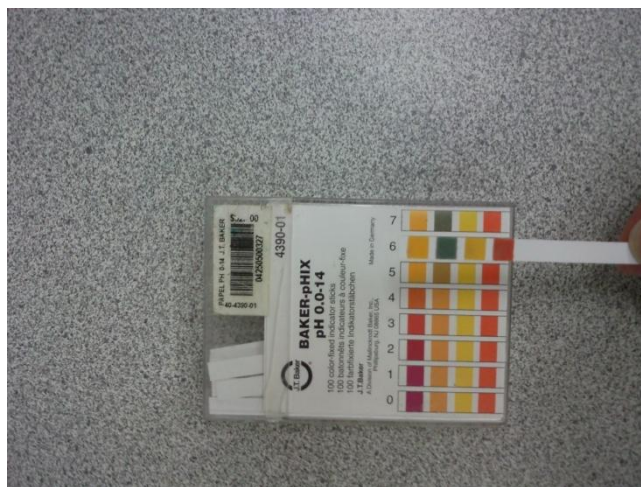
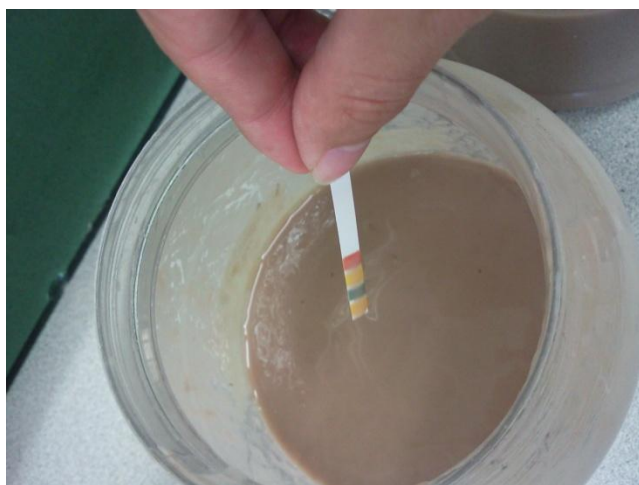
MATERIALES:

- Solución de hidróxido de sodio (NaOH) al 10% en masa
- Indicador fenolftaleína
- Tiras de papel pH
- Matraz
- Probeta de 10 mL



PROCEDIMIENTO:

1. EVALUACIÓN DEL pH. Con las tiras de papel se mide el pH de los fluidos antes de alcalinizarlos.



2. RESULTADOS: Para los tres fluidos nos da un pH = 7
3. Para elevar el pH, se agregaran al fluido en agitación 10 mL de hidróxido de sodio en solución, para verificar la alcalinización se agregan unas gotas del indicador fenolftaleína al fluido, este tiene que virar a un color rosáceo.
4. Finalmente con las tiras de papel pH se registra el valor correspondiente.



5. RESULTADOS: Para los tres fluidos nos da un valor de pH = 10

Ya alcalinizados los fluidos se vuelve a medir la viscosidad marsh teniendo los resultados siguientes:

VISCOSIDAD MARSH ANTES Y DESPUES DE LA ALCALINIZACIÓN:

% de bentonita	Viscosidad marsh antes de alcalinizar [s/lt]	Viscosidad marsh después de alcalinizar [s/lt]
6	40	34
8	52	48
10	164	133

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO-TIXOTRÓPICO DE LOS FLUIDOS BASE AGUA DULCE ALCALINIZADOS:

Una vez hecho lo anterior, se procede a tomar las lecturas con el viscosímetro rotacional, a continuación se presenta una tabla con los resultados para los tres fluidos alcalinizados.

Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

Fluido bentonítico base agua dulce al 6% alcalinizado		Fluido bentonítico base agua dulce al 8% alcalinizado		Fluido bentonítico base agua dulce al 10% alcalinizado	
$\rho = 1.04 \text{ gr/cm}^3$	pH = 10	$\rho = 1.06 \text{ gr/cm}^3$	pH = 10	$\rho = 1.08 \text{ gr/cm}^3$	pH = 10
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas
600	24	600	45	600	80
300	16	300	32	300	61
200	13	200	26	200	54
100	9	100	20	100	45
6	5	6	13	6	37
3	4	3	13	3	32
3 a 10 min	4	3 a 10 min	15	3 a 10 min	35

Con los datos anteriores y las formulas y limites expresados en la norma mexicana NMX-L-144-SCFI-2003 para la viscosidad aparente, el punto de cedencia y la relación entre el punto de cedencia y la viscosidad plástica, se escoge el fluido que cumpla con los requerimientos señalados en dicha norma.

➤ **Expresión de resultados conforme a la norma NMX-L-144-SCFI-2003**

$$V_a = L_{600}/2$$

$$V_p = L_{600} - L_{300}$$

$$P_c = 0,48 \times (L_{300} - V_p)$$

$$P_c/V_p = 2 L_{300} - L_{600} / L_{600} - L_{300}$$

Donde:

- V_a es la viscosidad aparente, en mPa·s
- V_p es la viscosidad plástica, en mPa·s
- P_c es el punto de cedencia, en Pa

NOTA – 1 mPa·s = 1 cP; 0,48 Pa = 1 lb/100 ft²

➤ **Límites conforme a la norma NMX-L-144-SCFI-2003**

Parámetros		Especificaciones			
Bentonita		Tratada		No tratada	
Viscosidad aparente	(mPa.s)	15,0	mínimo	15,0	mínimo
Punto de cedencia	(Pa)	6,7	mínimo	6,7	mínimo
Relación punto de cedencia / viscosidad plástica (Pc/Vp)		3,0	máximo	1,5	máximo

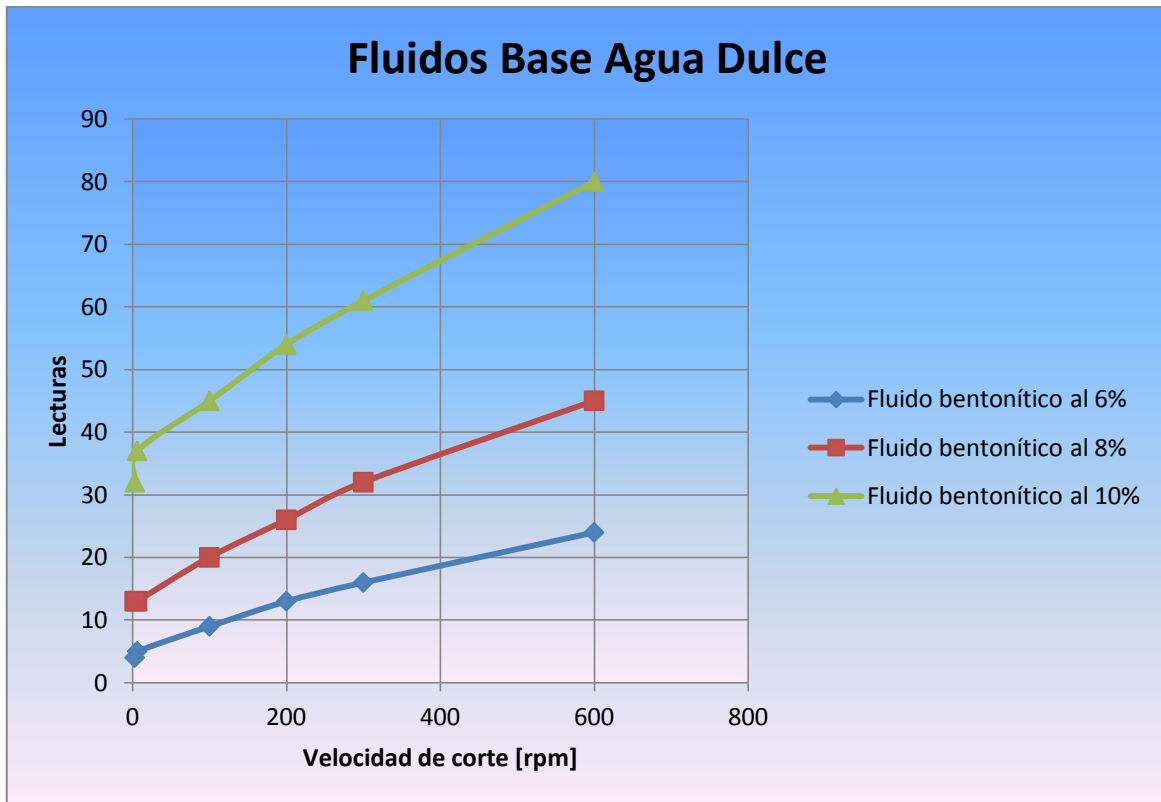
➤ **Resultados**

Cálculos	Límites	Fluido bentonítico base agua dulce al 6% alcalinizado		Fluido bentonítico base agua dulce al 8% alcalinizado		Fluido bentonítico base agua dulce al 10% alcalinizado	
	15 mín	Va [cP] =	12.00	Va [cP] =	22.50	Va [cP] =	40.00
	Vp [cP] =	8.00	Vp [cP] =	13.00	Vp [cP] =	19.00	
6.7 mín	Pc [Pa] =	3.84	Pc [Pa] =	9.12	Pc [Pa] =	20.16	
1.5 máx	Pc/Vp =	1.00	Pc/Vp =	1.46	Pc/Vp =	2.21	

De los resultados se puede observar que para un fluido bentonítico base agua dulce alcalinizado la concentración que cumple con los requerimientos establecidos en la norma es la del 8% en masa.



A continuación se presenta un gráfico de velocidades de corte vs lecturas del viscosímetro Fann 35 de los tres fluidos base agua dulce alcalinizados.



4.2 ETAPA 2

En esta etapa se hará la misma metodología que en la etapa anterior, con la diferencia que en lugar de agua dulce se utilizara agua de mar directamente, por esta razón, el procedimiento será un poco más resumido.

Se preparará 1 litro de cada fluido al 6, 8 y 10% en masa, para eso necesitaremos los mismos materiales y aparatos mencionados en la etapa anterior.

PROCEDIMIENTO:

1. De igual forma se calcula la cantidad de bentonita necesaria para cada fluido:

Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

$$6 \text{ gr} \rightarrow 100 \text{ mL}$$

$$x \text{ gr} \rightarrow 1000 \text{ mL}$$

En base a la densidad del agua se obtiene que para un fluido al 6% en masa se necesiten 60 gr de bentonita, de igual forma para un fluido al 8% se requieren 80 gr y 100 gr para un fluido al 10%.

2. Se procede a pesar la cantidad de bentonita necesaria:



3. Con la ayuda de la probeta se mide 1 litro de agua de mar para cada fluido y se vierte en los recipientes de plástico.



- Después, se coloca el recipiente en el agitador y con la ayuda de la espátula se agrega poco a poco la bentonita.



- Al finalizar de agregar la bentonita se deja en agitación por 10 minutos.

EVALUCACION DE LA DENSIDAD DE ACUERDO A LAS PROPORCIONES VISTAS:

Con la ayuda de la balanza de lodos previamente calibrada medimos la densidad de los fluidos y del agua de mar empleada.





RESULTADOS:

Fluido bentonítico base agua de mar al 6%

$$\rho = 1.06 \frac{gr}{cm^3}$$

Fluido bentonítico base agua de mar al 8%

$$\rho = 1.07 \frac{gr}{cm^3}$$

Fluido bentonítico base agua de mar al 10%

$$\rho = 1.08 \frac{gr}{cm^3}$$

Agua de mar zona Pol-Chuc

$$\rho = 1.02 \frac{gr}{cm^3} \quad \text{Viscosidad Marsh} = 29 \frac{seg}{litro}$$

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO-TIXOTRÓPICO DE LOS FLUIDOS

BASE AGUA DE MAR:

Después de haber medido la densidad de cada fluido, con la ayuda del viscosímetro rotacional procedemos a tomar las lecturas a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm para cálculos de reología y a 3 rpm después de 10 minutos para los cálculos de la tixotropía o gelatinosidad.

RESULTADOS:

Fluido bentonítico base agua de mar al 6% sin alcalinizar		Fluido bentonítico base agua de mar al 8% sin alcalinizar		Fluido bentonítico base agua de mar al 10% sin alcalinizar	
$\rho = 1.06 \text{ gr/cm}^3$		$\rho = 1.07 \text{ gr/cm}^3$		$\rho = 1.08 \text{ gr/cm}^3$	
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas
600	5	600	6	600	7
300	3	300	4	300	4
200	2	200	2	200	2
100	1	100	1	100	1
6	1	6	1	6	0
3	0	3	0	3	0
3 a 10 min	0	3 a 10 min	0	3 a 10 min	0

ALCALINIZADO CON SOSA

Una vez que se hayan tomado todas las lecturas de los tres lodos procederemos a alcalinizar los fluidos con sosa en solución al 10% en masa, para esto necesitaremos los mismos materiales descritos en la etapa anterior.

PROCEDIMIENTO:

1. EVALUACIÓN DEL pH. Primero, con las tiras de papel se mide el pH de los fluidos antes de alcalinizarlos.
2. RESULTADOS: Para los tres fluidos nos da un pH = 7.
3. Para elevar el pH, se agregaran a los fluidos en agitación, 5 mL para el fluido al 6%; 10 mL para el de 8% y 15 mL de hidróxido de sodio en solución para el fluido al 10%.

Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

para verificar la alcalinización se agregan unas gotas del indicador fenolftaleína al fluido, estos tienen que virar a un color rosáceo.

- Finalmente con las tiras de papel pH se registra el valor correspondiente.



- RESULTADOS.** Para los fluidos al 6 y 8% nos da un valor de pH = 10, para el fluido al 10% nos da un valor pH = 11.

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO-TIXOTRÓPICO DE LOS FLUIDOS BASE AGUA DE MAR ALCALINIZADOS:

Una vez hecho lo anterior, se procede a tomar las lecturas con el viscosímetro rotacional, a continuación se presenta una tabla con los resultados para los tres fluidos alcalinizados.

Fluido bentonítico base agua de mar al 6% alcalinizado		Fluido bentonítico base agua de mar al 8% alcalinizado		Fluido bentonítico base agua de mar al 10% alcalinizado	
$\rho = 1.06 \text{ gr/cm}^3$	pH = 10	$\rho = 1.07 \text{ gr/cm}^3$	pH = 10	$\rho = 1.08 \text{ gr/cm}^3$	pH = 11
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas
600	6	600	7	600	9
300	3	300	5	300	5
200	2	200	4	200	4
100	1	100	2	100	2
6	1	6	1	6	1
3	0	3	1	3	1
3 a 10 min	1	3 a 10 min	1	3 a 10 min	2

Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

Con los datos anteriores y las formulas y limites expresados en la norma mexicana NMX-L-144-SCFI-2003 para la viscosidad aparente, el punto de cedencia y la relación entre el punto de cedencia y la viscosidad plástica, se escoge el fluido que cumpla con los requerimientos señalados en dicha norma.

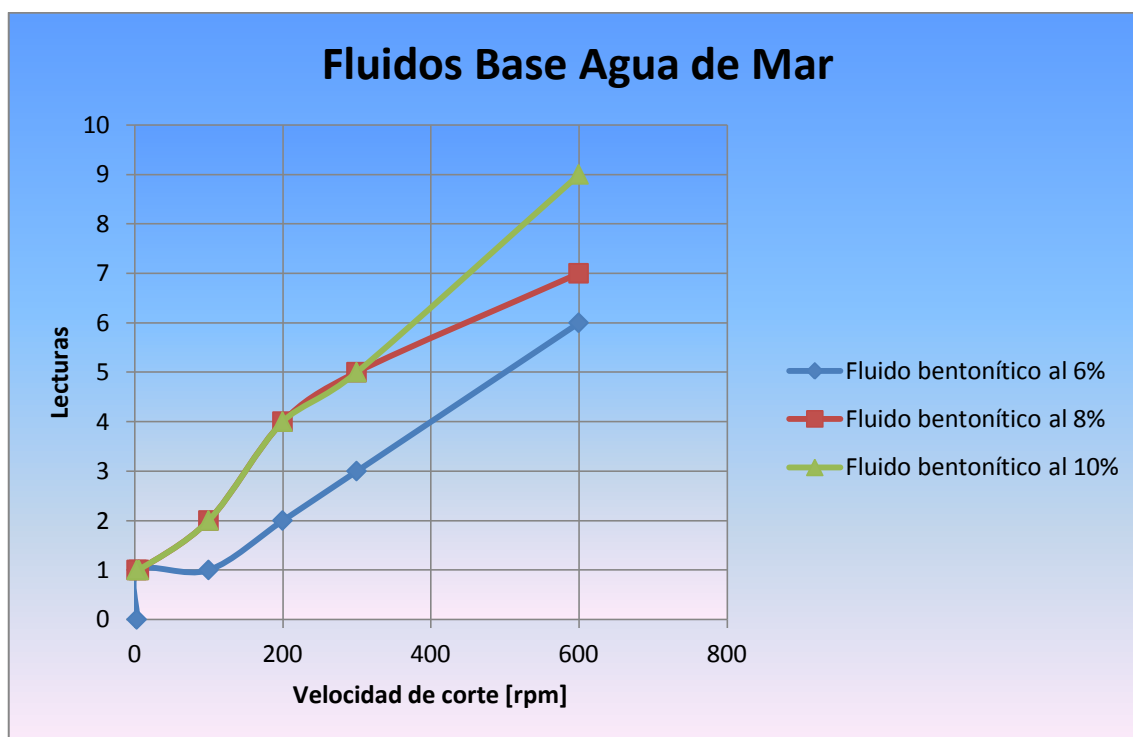
➤ Resultados

	Límites	Fluido bentonítico base agua de mar al 6% alcalinizado	Fluido bentonítico base agua de mar al 8% alcalinizado	Fluido bentonítico base agua de mar al 10% alcalinizado
Cálculos	15 min	Va [cP] = 3.00	Va [cP] = 3.50	Va [cP] = 4.50
		Vp [cP] = 3.00	Vp [cP] = 2.00	Vp [cP] = 4.00
	6.7 min	Pc [Pa] = 0.00	Pc [Pa] = 1.44	Pc [Pa] = 0.48
	1.5 max	Pc/Vp = 0.00	Pc/Vp = 1.50	Pc/Vp = 0.25

De los resultados anteriores se puede notar que para un fluido bentonítico base agua de mar alcalinizado no hay concentración que desarrolle las funciones básicas que requiere un fluido de perforación, esto debido a la incapacidad de hidratación de la arcilla en un medio salado, puesto que los iones Ca, Na y Mg presentes en dichos medios no permiten la adsorción de las moléculas de agua en los espacios interlaminares de la arcilla.



A continuación se presenta un gráfico de velocidades de corte vs lecturas obtenidas del Fann 35 de los tres fluidos base agua de mar alcalinizados.



4.3 ETAPA 3

En esta tercera y última etapa experimental se pre-hidratara bentonita en agua dulce al 6, 8 y 10% en masa, posteriormente se irán agregando volúmenes de 100 mL de agua de mar a cada lechada para obtener los rangos en los cuales las propiedades reológicas – tixotrópicas cumplan con los requerimientos de la norma mexicana NMX-L-144-SCFI-2003.

Se prepararán 500 mL de bentonita pre-hidratada al 6, 8 y 10% en masa, para eso necesitaremos los mismos materiales y aparatos mencionados en la primera etapa.

PROCEDIMIENTO:

1. De igual forma se calcula la cantidad de bentonita necesaria para cada pre-hidratación:

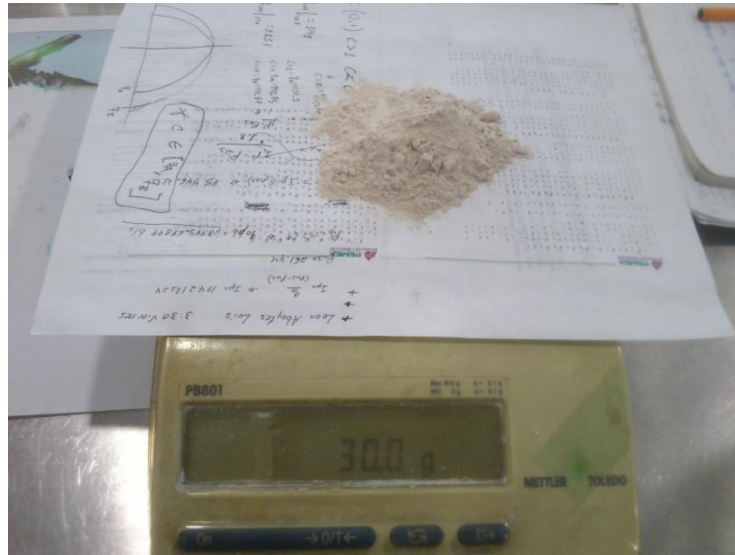
$$6 \text{ gr} \rightarrow 100 \text{ mL}$$

$$x \text{ gr} \rightarrow 500 \text{ mL}$$

Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

En base a la densidad del agua se obtiene que para pre-hidratar bentonita al 6% en masa se necesitan 30 gr de bentonita, de igual forma para pre-hidratar al 8% se requieren 40 gr y 50 gr para pre-hidratar bentonita al 10%.

2. Se procede a pesar la cantidad de bentonita necesaria:



3. Con la ayuda de la probeta se miden los 500 mL de agua dulce para cada pre-hidratación y se vierte en los recipientes de plástico.



- Después, se coloca el recipiente en el agitador y con la ayuda de la espátula se agrega poco a poco la bentonita para evitar grumos y se disperse bien la arcilla.
- Al finalizar de agregar la bentonita se deja en agitación por 10 minutos.

EVALUCACION DE LA DENSIDAD DE ACUERDO A LAS PROPORCIONES VISTAS:

Con la ayuda de la balanza de lodos previamente calibrada medimos sus respectivas densidades.



RESULTADOS:

Bentonita pre-hidratada en agua dulce al 6%

$$\rho = 1.04 \frac{gr}{cm^3}$$

Bentonita pre-hidratada en agua dulce al 8%

$$\rho = 1.06 \frac{gr}{cm^3}$$

Bentonita pre-hidratada en agua dulce al 10%

$$\rho = 1.07 \frac{gr}{cm^3}$$

ALCALINIZADO CON SOSA

Una vez que se hayan tomado las densidades de las tres pre-hidrataciones, procederemos a alcalinizarlas con sosa en solución al 15% en masa, para esto necesitaremos los mismos materiales descritos en la alcalinización de la primera etapa.

PROCEDIMIENTO:

- I. **EVALUACIÓN DEL pH.** Con las tiras de papel se mide el pH de las pre-hidrataciones antes de alcalinizarlas.
- II. **RESULTADOS.** Para las tres nos da un pH = 7
- III. Para elevar el pH, se agregaran en agitación, 5 mL de hidróxido de sodio en solución al 15% a cada pre-hidratación, para verificar la alcalinización se agregan unas gotas del indicador fenolftaleína, estas tienen que virar a un color rosáceo.
- IV. Finalmente con las tiras de papel pH se registra el valor correspondiente.



- V. **RESULTADOS:** Para las tres pre-hidrataciones de bentonita nos da un valor de pH = 10.

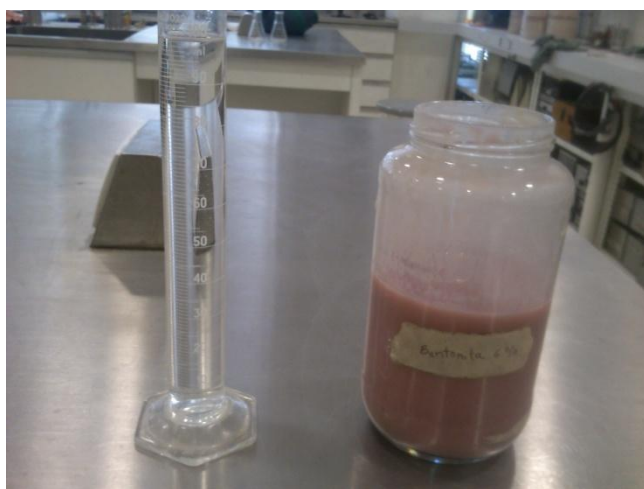
EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO-TIXOTRÓPICO DE LAS PRE-HIDRATACIONES EN AGUA DULCE ALCALINIZADAS:

Una vez hecho lo anterior, se procede a tomar las lecturas con el viscosímetro rotacional, a continuación se presenta una tabla con los resultados para las tres pre-hidrataciones alcalinizadas.

Pre-hidratación de bentonita al 6% alcalinizado		Pre-hidratación de bentonita al 8% alcalinizado		Pre-hidratación de bentonita al 10% alcalinizado	
$\rho = 1.04 \text{ gr/cm}^3$	pH = 10	$\rho = 1.06 \text{ gr/cm}^3$	pH = 10	$\rho = 1.07 \text{ gr/cm}^3$	pH = 10
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas
600	25	600	47	600	84
300	18	300	35	300	66
200	15	200	31	200	59
100	11	100	25	100	50
6	5	6	14	6	34
3	4	3	13	3	30
3 a 10 min	5	3 a 10 min	15	3 a 10 min	32

ADICIÓN DE AGUA DE MAR A LAS PRE-HIDRATACIONES DE BENTONITA EN AGUA DULCE:

Ya teniendo las lecturas de las tres pre-hidrataciones continuamos con la adición controlada del agua de mar.



Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.



Se le fue agregando 100 mL de agua de mar a cada pre-hidratación, las tablas siguientes muestran los resultados obtenidos.

500 mL de bentonita pre-hidratada al 6 %		+ 100 mL H ₂ O mar		+ 200 mL H ₂ O mar		+ 300 mL H ₂ O mar	
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas
600	25	600	17	600	15	600	13
300	18	300	14	300	12	300	10
200	15	200	13	200	11	200	9
100	11	100	11	100	9	100	7
6	5	6	7	6	7	6	6
3	4	3	5	3	5	3	4
3 a 10 min	5	3 a 10 min	7	3 a 10 min	5	3 a 10 min	4
+ 400 mL H ₂ O mar		+ 500 mL H ₂ O mar					
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas				
600	10	600	10				
300	7	300	7				
200	6	200	6				
100	5	100	5				
6	4	6	3				
3	3	3	3				
3 a 10 min	3	3 a 10 min	3				

Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

500 mL de bentonita pre-hidratada al 8 %		+ 100 mL H2O mar		+ 200 mL H2O mar		+ 300 mL H2O mar	
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas
600	47	600	23	600	21	600	19
300	35	300	16	300	15	300	15
200	31	200	13	200	13	200	13
100	25	100	10	100	10	100	10
6	14	6	8	6	8	6	6
3	13	3	8	3	8	3	7
3 a 10 min	15	3 a 10 min	9	3 a 10 min	8	3 a 10 min	6
+ 400 mL H2O mar		+ 500 mL H2O mar					
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas				
600	16	600	14				
300	12	300	10				
200	10	200	9				
100	9	100	7				
6	5	6	4				
3	5	3	4				
3 a 10 min	5	3 a 10 min	5				

500 mL de bentonita pre-hidratada al 10 %		+ 100 mL H2O mar		+ 200 mL H2O mar		+ 300 mL H2O mar	
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas
600	84	600	45	600	41	600	38
300	66	300	37	300	33	300	30
200	59	200	33	200	30	200	27
100	50	100	31	100	27	100	24
6	34	6	26	6	21	6	17
3	30	3	18	3	14	3	14
3 a 10 min	30	3 a 10 min	17	3 a 10 min	14	3 a 10 min	13

Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

+ 400 mL H2O mar		+ 500 mL H2O mar		+ 600 mL H2O mar		+ 700 mL H2O mar	
Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas	Velocidad de corte [rpm]	Lecturas
600	35	600	32	600	29	600	26
300	27	300	24	300	21	300	18
200	24	200	21	200	18	200	15
100	21	100	18	100	15	100	12
6	11	6	9	6	8	6	7
3	10	3	8	3	7	3	6
3 a 10 min	9	3 a 10 min	8	3 a 10 min	7	3 a 10 min	5

Con los datos anteriores y las formulas y limites expresados en la norma mexicana NMX-L-144-SCFI-2003 para la viscosidad aparente, el punto de cedencia y la relación entre el punto de cedencia y la viscosidad plástica, se escoge el fluido que cumpla con los requerimientos señalados.

➤ Resultados

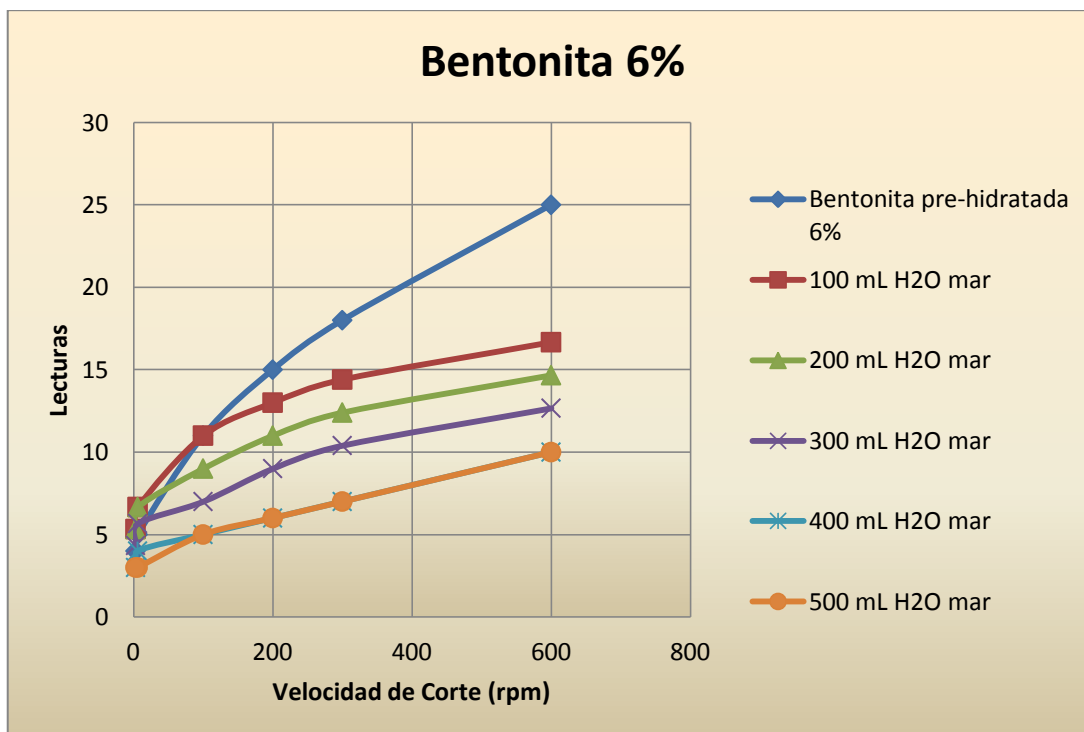
		BENTONITA 6%					
Límites		100 mL H2O mar	200 mL H2O mar	300 mL H2O mar	400 mL H2O mar	500 mL H2O mar	
Cálculos	15 min	Va [cP]= 8.33	Va [cP]= 7.33	Va [cP]= 6.33	Va [cP]= 5.00	Va [cP]= 5.00	
		Vp [cP]= 2.27	Vp [cP]= 2.27	Vp [cP]= 2.27	Vp [cP]= 3.00	Vp [cP]= 3.00	
	6.7 min	Pc [Pa]= 5.82	Pc [Pa]= 4.86	Pc [Pa]= 3.90	Pc [Pa]= 1.92	Pc [Pa]= 1.92	
	1.5 max	Pc/Vp= 2.57	Pc/Vp= 2.15	Pc/Vp= 1.72	Pc/Vp= 0.64	Pc/Vp= 0.64	

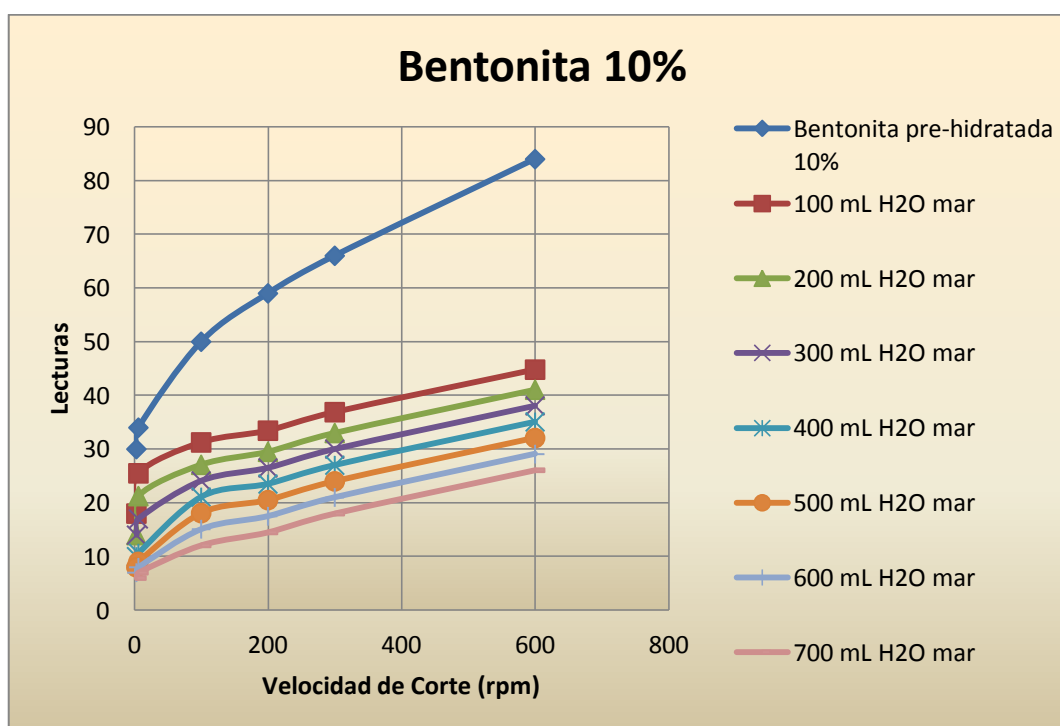
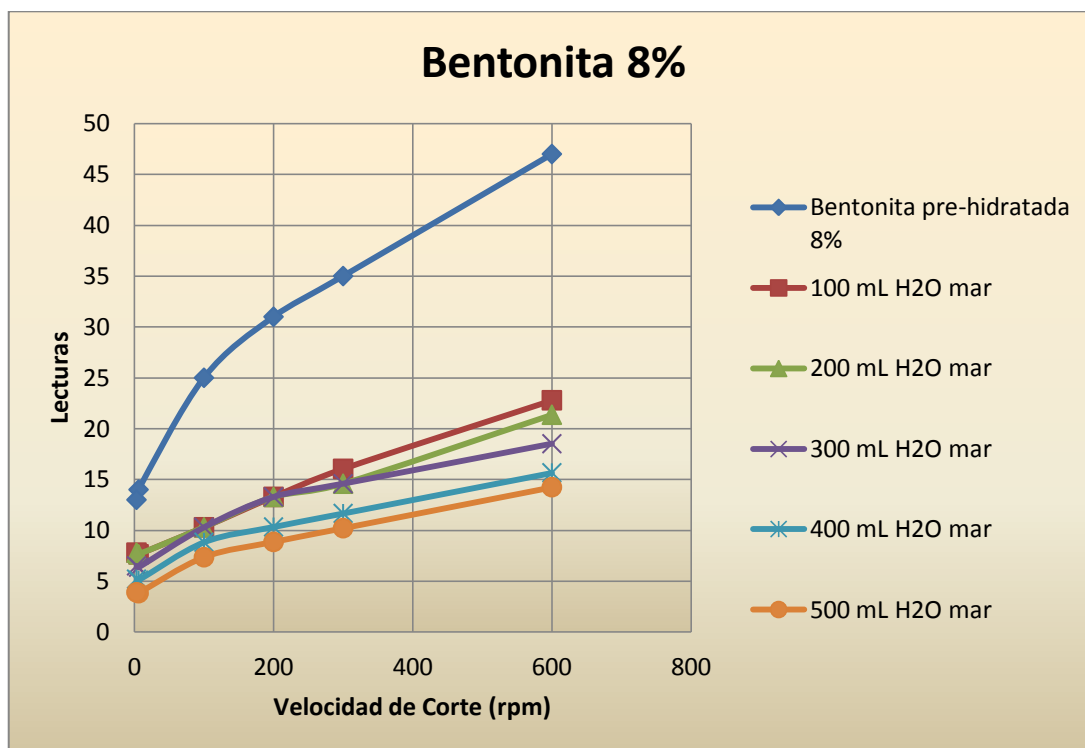
		BENTONITA 8%					
Límites		100 mL H2O mar	200 mL H2O mar	300 mL H2O mar	400 mL H2O mar	500 mL H2O mar	
Cálculos	15 min	Va [cP]= 11.39	Va [cP]= 10.68	Va [cP]= 9.26	Va [cP]= 7.83	Va [cP]= 7.12	
		Vp [cP]= 6.75	Vp [cP]= 6.78	Vp [cP]= 3.93	Vp [cP]= 4.00	Vp [cP]= 4.03	
	6.7 min	Pc [Pa]= 4.46	Pc [Pa]= 3.75	Pc [Pa]= 5.11	Pc [Pa]= 3.68	Pc [Pa]= 2.96	
	1.5 max	Pc/Vp= 0.66	Pc/Vp= 0.55	Pc/Vp= 1.30	Pc/Vp= 0.92	Pc/Vp= 0.73	

Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

		BENTONITA 10%									
Límites		100 mL H2O mar		200 mL H2O mar		300 mL H2O mar		400 mL H2O mar		500 mL H2O mar	
Cálculos	15 min	Va [cP]=	22.40	Va [cP]=	20.53	Va [cP]=	19.03	Va [cP]=	17.53	Va [cP]=	16.03
		Vp [cP]=	7.92	Vp [cP]=	8.07	Vp [cP]=	8.07	Vp [cP]=	8.07	Vp [cP]=	8.07
	6.7 min	Pc [Pa]=	13.90	Pc [Pa]=	11.97	Pc [Pa]=	10.53	Pc [Pa]=	9.09	Pc [Pa]=	7.65
	1.5 max	Pc/Vp=	1.76	Pc/Vp=	1.48	Pc/Vp=	1.31	Pc/Vp=	1.13	Pc/Vp=	0.95

BENTONITA 10%			
600 mL H2O mar		700 mL H2O mar	
Va [cP]=	14.53	Va [cP]=	13.03
Vp [cP]=	8.07	Vp [cP]=	8.07
Pc [Pa]=	6.21	Pc [Pa]=	4.77
Pc/Vp=	0.77	Pc/Vp=	0.59





Para utilizar el agua de mar con bentonita pre-hidratada la concentración óptima es la del 10% en masa, esto tiene cierta lógica puesto que al agregar agua de mar la lechada se irá diluyendo, de ahí la utilidad de tener altas concentraciones de bentonita.

Por otra parte ya solo observando los resultados de la pre-hidratación al 10%, podemos notar el rango aplicable para utilizar agua de mar con bentonita pre-hidratada en agua dulce, el cual va desde los 200 hasta los 500 mL de agua de mar.

Teniendo en cuenta que hay 4 casos que cumplen con los límites impuestos por la norma mexicana nos basaremos en la rentabilidad que pudiera proporcionar el fluido, por lo tanto, se escogerá el fluido que surge de los 500 mL de bentonita pre-hidratada al 10% con 500 mL de agua de mar, esta relación de volúmenes 1:1, si es aplicable, resultaría en un ahorro del 50% de efectivo destinado a la compra de agua dulce o una economización de tiempo si se requieren más volúmenes de agua dulce, los cuales son los objetivos que persigue esta tesis.

PRUEBA API PARA EVALUAR LA FILTRACIÓN

Una vez conocido el fluido a utilizar, se procede a evaluar la filtración antes de densificarlo a 1.5 gr/cm^3 , esto con el objetivo de comprobar si desarrolla las 4 funciones básicas que debe tener un fluido de perforación, control de las presiones, transporte, acarreo y suspensión de los recortes, y el control de la filtración.

DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA

La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba se realiza bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas. El filtro prensa usado debe cumplir con las especificaciones indicadas en la práctica recomendada por API. La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura superficial y a una presión de 100 psi, los resultados se registran como números de mililitros perdidos en 30 min.

EQUIPO

Este instrumento, figura 1, consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario. Algunas celdas no tienen este dispositivo y son simplemente introducidas dentro del acoplamiento apropiado.

La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de una tela metálica, colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta que fue previamente introducida en la base de la celda. Se cuenta con una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda. No se debe usar óxido nítrico, N_2O .

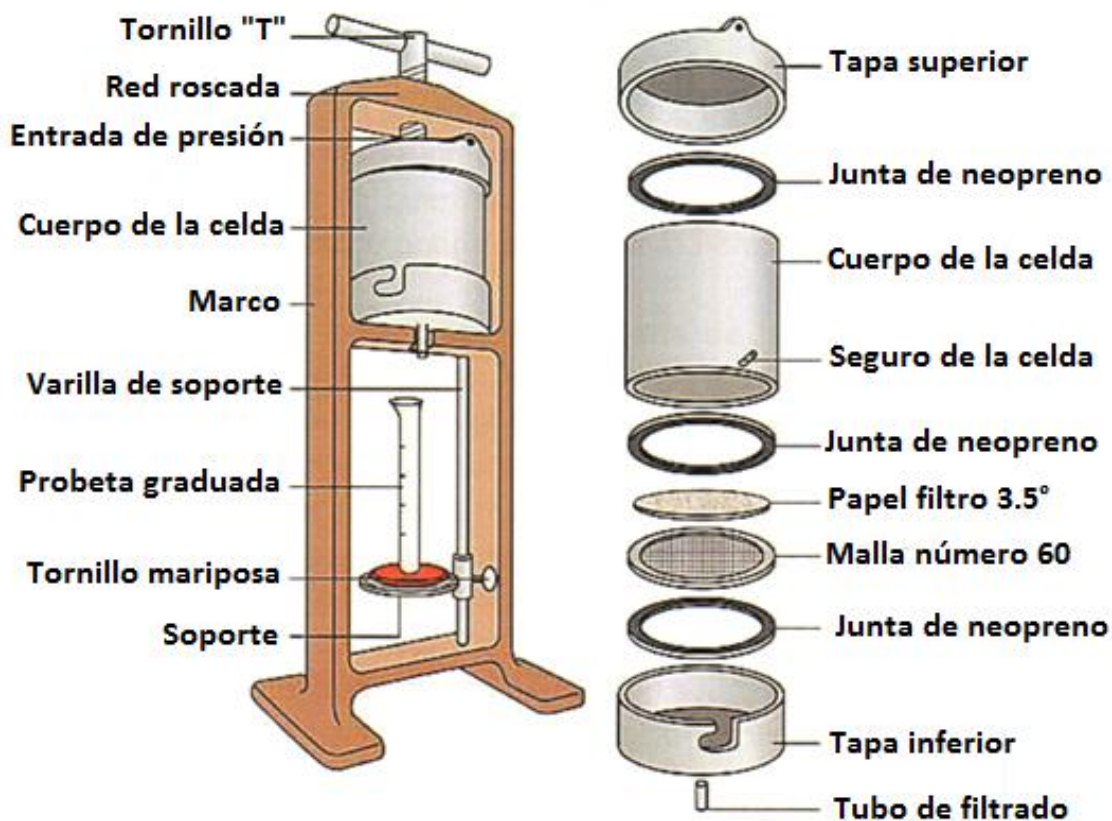


Figura 1. Filtro prensa.

PROCEDIMIENTO:

- 1) Obtener una muestra de fluido recientemente agitado.
- 2) Asegurarse de que cada parte de la celda este limpia y seca, y los empaques no estén deformados.
- 3) Ensamblar las piezas de la celda, base, malla, empaque, papel filtro y apretar firmemente.



- 4) Llenar con lodo hasta 2 cm abajo del borde superior de la celda, colocar la tapa y apretar con el tornillo "T" del marco.



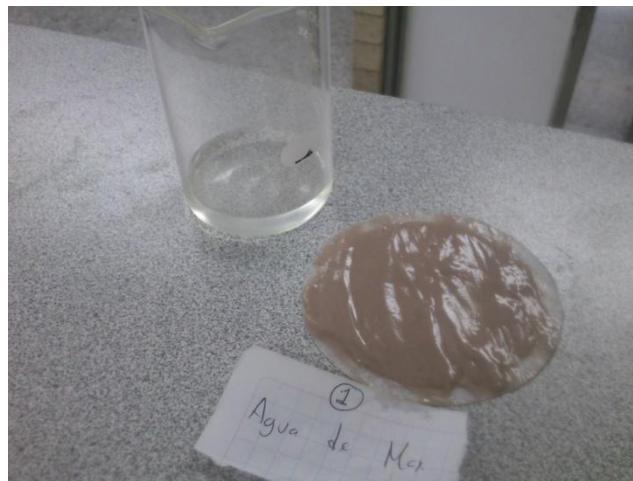
Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

- 5) Colocar una probeta graduada de volumen adecuado bajo la descarga de la celda para recibir el filtrado. La duración de la prueba API tiene un lapso de 30 min, para estas pruebas la duración será de 7 y medio minutos y se multiplicara por 2 el resultado.
- 6) Se procede a cerrar la válvula de purga y se ajusta la presión de trabajo a 100 psi.
- 7) Se lee el volumen recuperado y se reporta en [mL].
- 8) Abrir la válvula de purga, cuando el gas se haya salido por completo se saca la celda del marco y se desarma la misma, recuperando el enjarre, enjuagar con agua, reportar consistencia, fragilidad y espesor en [mm].

RESULTADOS:

Bentonita pre-hidratada al 10% + 500 mL de agua de mar:

$$\rho = 1.04 \frac{gr}{cm^3} \quad Vol = 23 \times 2 = 46 \text{ cm}^3$$



DENSIFICAR A 1.5 gr/cm³

Una vez hecho lo anterior, se procede a densificar el fluido a 1.5 gr/cm³.

PROCEDIMIENTO:

- I. Lo primero que se necesita saber es que cantidad de barita hay que agregar al fluido para densificarlo, para lo cual nos vamos a auxiliar de la ecuación de balance de materia:

$$\rho_{lodo} = \frac{m_{agua} + m_{barita} + m_{bent}}{V_{agua} + V_{barita} + V_{bent}}$$

De esta ecuación, se despeja la masa de barita que es la incógnita que necesitamos para densificar nuestro lodo, esto se hace con los siguientes pasos:

1. Los volúmenes en el denominador se pasan del otro lado de la ecuación multiplicando y las masas de agua y bentonita en el numerador se pasan restando:

$$\rho_{lodo}(V_{agua} + V_{barita} + V_{bent}) - m_{agua} - m_{bent} = m_{barita}$$

2. Se multiplica la densidad del lodo por cada uno de los términos de volumen y como no tenemos los datos directos de volúmenes de barita y bentonita dichas incógnitas se cambian como un cociente de masa/densidad, utilizando la igualdad de densidad, densidad = masa/volumen.

$$\rho_{lodo}V_{agua} + \rho_{lodo}\left(\frac{m_{barita}}{\rho_{barita}}\right) + \rho_{lodo}\left(\frac{m_{bent}}{\rho_{bent}}\right) - m_{agua} - m_{bent} = m_{barita}$$

3. Ahora tenemos un término positivo de masa de barita, la misma incógnita que estamos buscando, agrupamos entonces los dos términos incógnita de nuestra ecuación y finalmente factorizamos el término de la masa de barita que estamos buscando:

$$\rho_{lodo}V_{agua} + \rho_{lodo}\left(\frac{m_{bent}}{\rho_{bent}}\right) - m_{agua} - m_{bent} = m_{barita}\left(1 - \frac{\rho_{lodo}}{\rho_{barita}}\right)$$

4. Por último, los términos dentro del paréntesis que multiplica la masa de barita los pasamos del otro lado de la ecuación dividiendo y así tenemos la ecuación que nos sirve para calcular la masa de barita necesaria para densificar nuestro lodo a 1.5 gr/cm³.

$$\frac{\rho_{lodo}V_{agua} + \rho_{lodo}\left(\frac{m_{bent}}{\rho_{bent}}\right) - m_{agua} - m_{bent}}{\left(1 - \frac{\rho_{lodo}}{\rho_{barita}}\right)} = m_{barita}$$

Capitulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

- II. Con la ecuación que acabamos de deducir, se sustituyen los datos necesarios y se tiene que para densificar nuestro fluido se requiere de 1218 gr de barita o 1.2 Kg.
- III. Con la balanza se procede a pesar la cantidad de barita y con la ayuda del agitador mecánico se agrega poco a poco en el fluido.



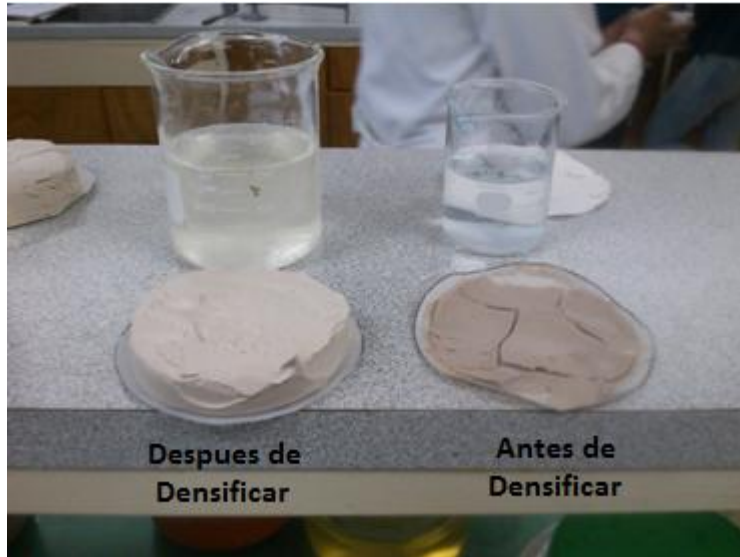
- IV. Una vez densificado el fluido se procede a evaluar su densidad, viscosidad y el filtrado.

RESULTADOS:

$$\rho = 1.49 \frac{gr}{cm^3} \quad \text{Viscosidad Marsh} = 38 \text{ seg/lt} \quad \text{Vol. Filtrado} = 70 \times 2 = 140 \text{ cm}^3$$

Lecturas con el viscosímetro Fann 35						
Velocidad de Corte [rpm]	600	300	200	100	6	3
Lectura	30	22	20	14	9	8

	Límites	Bentonita pre-hidratada + 500 mL de agua de mar Densificado	
Cálculos	15 min	Va [cP] =	15.00
		Vp [cP] =	8.00
	6.7 min	Pc [Pa] =	6.72
	1.5 max	Pc/Vp =	1.75



CONTROL DE FILTRADO

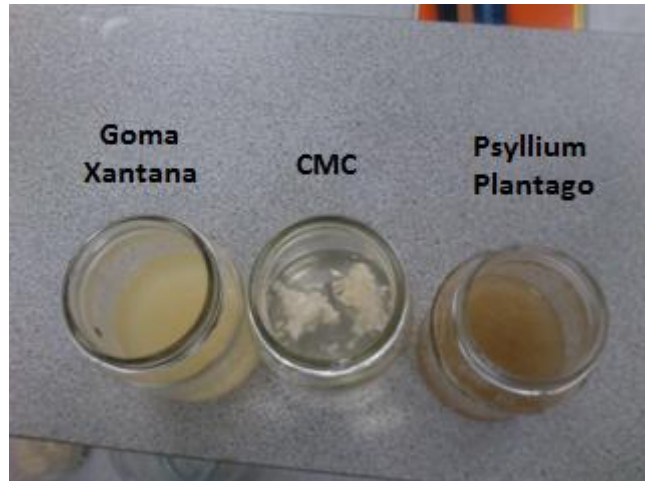
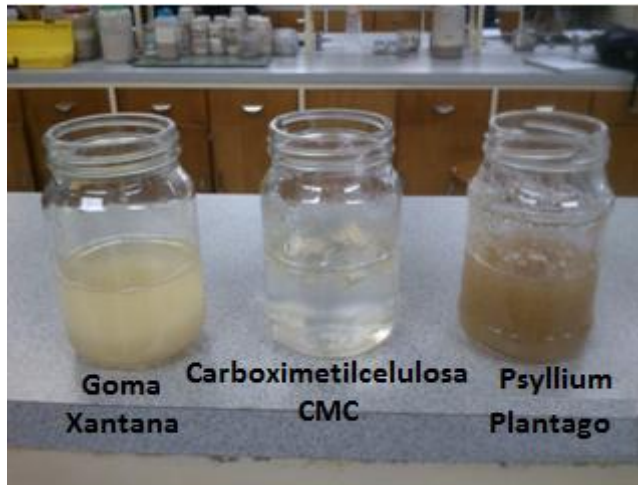
Como se pudo observar de los resultados anteriores, la adición de barita para densificar un fluido de perforación ocasiona un aumento excesivo en el volumen de filtrado, si esto no se controla en las operaciones puede haber problemas de pérdida de fluido hacia la formación y si el enjarre es de gran volumen como el obtenido previamente, puede haber atrapamiento de la tubería, es por esta razón que se tiene que controlar el filtrado.

En la actualidad son usados gran cantidad de materiales para reducir el filtrado, entre los más eficientes se tienen los polímeros, ya sea de origen natural, como el almidón de maíz o el psyllium plantago, o derivados sintéticamente, como la carboximetilcelulosa sódica (CMC), la goma xantana, las celulosas polianiónicas (PAC) entre otros.

Para escoger qué polímero utilizar, se hace una prueba rápida de afinidad con los polímeros (CMC, goma xantana y psyllium plantago) en el agua de mar directamente. En tres frascos

Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

de agua de mar, se vierte CMC sódica, el psyllium plantago y en el otro se agrega la goma xantana después de agregar los polímeros se agita con una varilla de vidrio y se observa el comportamiento.



Se puede observar claramente que el psyllium plantago es más afín al agua de mar que la CMC sódica y la goma xantana puesto que el primero se dispersa e hidrata mejor y más rápido que los demás, por lo anterior en esta tesis se usará el psyllium plantago. Se agregaran 10 gr al fluido densificado y se procederá a evaluar la densidad, la viscosidad y el filtrado.



RESULTADOS:

$$\rho = 1.53 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \quad \text{Viscosidad Marsh} = 58 \text{ seg/lt} \quad \text{Vol. Filtrado} = 37.5 \times 2 = 75 \text{ cm}^3$$

Lecturas con el viscosímetro Fann 35						
Velocidad de Corte [rpm]	600	300	200	100	6	3
Lectura	91	64	54	39	20	17

	Límites	Bentonita pre-hidratada + 500 mL de agua de mar Densificado + 10 gr de psyllium plantago	
Cálculos	15 min	Va [cP] =	45.50
		Vp [cP] =	27.00
	6.7 min	Pc [Pa] =	17.76
	1.5 max	Pc/Vp =	1.37



Capítulo 4. Selección de las condiciones para el empleo de bentonita en agua de mar.

De los resultados se puede comprobar que el psyllium plantago aparte de bajar considerablemente el filtrado y el enjarre aumentó la viscosidad del fluido de tal forma que la viscosidad plástica, el punto de cedencia y la relación punto de cedencia/viscosidad plástica cumplen con las especificaciones de la norma NMX-L-144-SCFI-2003.

En el siguiente capítulo de esta tesis se analizará la aplicabilidad del fluido escogido, mediante cálculos de hidráulica aplicados a un caso real.

CAPITULO 5. ANÁLISIS HIDRÁULICO A PARTIR DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES

La planificación de la hidráulica es parte del proceso general de optimización de la perforación. Esto incluye un balance calculado de los distintos componentes del sistema de circulación para hacer máxima la ROP y mantener limpios la barrena y el agujero mientras se está dentro de las fuerzas del pozo, la superficie y el equipo de fondo.

5.1 CONSIDERACIONES PARA LA PLANIFICACIÓN

- Optimización de la velocidad de perforación (ROP). La remoción de los recortes del fondo del agujero está relacionada con la energía del fluido disipada en la barrena o potencia hidráulica consumida en la barrena. Se ha demostrado que la potencia hidráulica en la barrena esta optimizada cuando la presión diferencial, caída de presión a través de la barrena, es igual a dos tercios de la presión total en el sistema de presión de bombeo.
- Limpieza del pozo. En formaciones blandas o en pozos desviados, la limpieza del fondo del pozo es muchas veces el factor predominante. Hay escaso sentido en la maximización del ROP por medio de la selección de toberas que optimicen la potencia hidráulica o la fuerza de impacto, si la tasa de flujo o gasto resultante es insuficiente para levantar los recortes fuera del agujero. En estas circunstancias es preferible determinar primero una tasa de flujo adecuada y después optimizar la hidráulica.
- Perdidas de presión por fricción en el espacio anular. Dentro de un agujero estrecho o pozos demasiado profundos necesita ser considerada la caída de presión por fricción en el espacio anular. Si es demasiado alta, la caída de presión por fricción en el espacio anular incrementara la densidad equivalente de circulación (ECD) y puede llevar a pérdida de circulación, atrapamiento diferencial o inestabilidad del agujero.
- Erosión. Las formaciones blandas y no consolidadas son propensas a la erosión, si la velocidad en el espacio anular y por lo tanto la tasa de flujo o el gasto son demasiado

altas o si el espacio anular es demasiado pequeño se tiene la posibilidad de flujo turbulento. En estos casos, se requerirá de una reducción en el gasto de flujo para minimizar la erosión.

- Pérdidas de circulación. Para el caso que se anticipe una gran pérdida de circulación, podrían ser bombeados obturantes y tal vez sea necesario instalar toberas más grandes en la barrena para así minimizar el riesgo de taponar la barrena.

5.2 FACTORES QUE AFECTAN LA HIDRÁULICA

Los equipos instalados en la unidad de perforación, la sarta de perforación, las herramientas de fondo, la geometría del pozo, el tipo de lodo y sus propiedades, son todos factores que pueden afectar la hidráulica.

- ❖ Equipos instalados. Los factores más limitantes del equipo instalado son la restricción de la presión de bombeo y el rendimiento en volumen de las bombas de lodo. Incrementando el tamaño de las camisas en la bomba, se incrementara el rendimiento en volumen, pero se disminuirá la máxima presión de bombeo permitida. La mayoría de las líneas de alta presión que van desde las bombas de lodo hasta el Kelly o Top Drive son diseñadas para presiones de trabajo más altas que las de la bomba.
- ❖ Sarta de perforación y herramientas de fondo. El efecto principal de la sarta de perforación es la caída de presión por fricción o pérdidas presión parásita, que ocurre dentro de la tubería de perforación y los lastra barrenas. Para una tasa de flujo y una profundidad dadas, una sarta de perforación, con un diámetro interior más pequeño, tendrá perdidas de presión parásitas más altas. Por lo tanto, uno de los beneficios de utilizar tubería de 5 1/2" OD en vez de una de 5" OD, es que para el mismo gasto de flujo existe más presión disponible en la barrena para optimizar el tamaño de las toberas o que parta la misma perdida de presión parásita en la sarta de perforación, habrá más gasto de flujo disponible. La adición de herramientas de fondo puede tener un efecto en la caída de presión disponible a través de la barrena. Las herramientas MWD de pulso negativo, requieren un aproximado de caída de presión de 800 psi por debajo de ellas para la transmisión adecuada de datos en tiempo real. La mayoría de

los estabilizadores ajustables requieren de 450 a 800 psi de caída de presión por debajo de la herramienta, estando la barrena arriba del fondo, para su operación o activación. Los motores navegables con barrenas PDC tienen una caída total de presión de 1200 a 1500 psi. Los motores navegables con barrenas de tres conos, tienen una caída total de presión de 400 a 600 psi, debido a la torsión reactiva más baja de las barrenas tricónicas, comparadas con las PDC.

- ❖ Geometría del pozo. Mientras más profundo sea el agujero, mas alta será la perdida de presión parásita dentro de la sarta de perforación y menor será la presión disponible para ser consumida en la barrena y optimizar el tamaño de las toberas. Mientras más grande sea el diámetro del agujero, más baja será la velocidad en el espacio anular para un gasto o tasa de flujo dado y más difícil será la remoción de recortes del agujero. Al contrario, mientras más pequeño sea el diámetro del agujero, mas alta será la presión por fricción en el espacio anular y mayor será el efecto sobre la densidad equivalente de circulación.
- ❖ Tipo de lodo y sus propiedades. La densidad y reología del lodo afectan directamente las pérdidas de presión junto con el sistema de circulación.
- ❖ Gasto de flujo o gasto caudal. El gasto deberá ser mantenido a 30 – 60 (gpm) por pulgada de diámetro de barrena. No se debe reducir el gasto de flujo para lograr mayor potencia. Una tasa de flujo demasiado baja causara el debilitamiento de la barrena y reducirá la limpieza efectiva del pozo.
- ❖ Potencia hidráulica. Mantenga un consumo de potencia hidráulica de 2.5 a 5.0 (HHP) por pulgada cuadrada de diámetro de barrena. Se deberá considerar el uso de potencia hidráulica máxima, cuando se tiene suficiente potencia de bombeo disponible.
- ❖ Caída de presión a través de la barrena. Diseñar la hidráulica para tener una caída de presión a través de la barrena entre el 50% y el 65% de la presión total de circulación disponible en superficie. Si las pérdidas de presión parásita son mayores al 50% de la presión de bombeo disponible, entonces optimice la velocidad del chorro del lodo en las toberas de la barrena.

- ❖ Velocidad del chorro. La velocidad del chorro afecta la permanencia de los recortes en el fondo así como la velocidad de perforación. Se debe mantener la velocidad del chorro por encima de los 250 (ft/seg).

5.3 CÁLCULOS HIDRÁULICOS

Para optimizar la hidráulica en la barrena y por lo tanto el desempeño de la misma, se debe considerar la totalidad del sistema hidráulico.

5.3.1 PRESIÓN DE BOMBEO Y TASA DE FLUJO

Se deben seleccionar una tasa de flujo y una presión de circulación resultante suficiente para permitir una buena limpieza del pozo y la potencia adecuada en la barrena, pero que no exceda la presión de superficie máxima permitida. El gasto de flujo óptimo, dependerá de todas las pérdidas de presión del sistema y de si la hidráulica de la barrena será optimizada con base en la potencia hidráulica o en el modelo de fuerza de impacto de chorro. Una vez que se haya seleccionado el gasto de flujo óptimo, se deben considerar los siguientes factores:

- ¿Las bombas serán capaces de bombear a la velocidad de flujo deseado?
- ¿Se encuentra el gasto de flujo deseado dentro del rango operativo de cualquier herramienta de fondo en la sarta?
- ¿Excederá el gasto óptimo de flujo deseado la velocidad anular mínima o máxima?

5.3.2 VELOCIDAD ANULAR

Cuando se diseña el programa hidráulico se debe considerar la velocidad anular. Es importante evitar la retención de sólidos en el espacio anular, debido a que el incremento subsiguiente en la densidad del lodo y el calor hidrostático podrían causar pérdidas de fluido hacia las formaciones.

Un valor óptimo para la velocidad anular es seleccionado entre el límite alto y bajo permisible. La velocidad del fluido en el espacio anular está en su punto más bajo en sitios en donde el área seccional anular sea mayor. Debido a que el espacio anular alrededor de la

tubería de perforación tiene la mayor área seccional dentro del agujero, la velocidad anular llega a su punto más bajo en dicho espacio. Al contrario, la velocidad del espacio anular estará en su punto más alto alrededor de los lastra barrena. La velocidad anular alrededor de la tubería de perforación, deberá ser calculada para determinar si es lo suficientemente alta para limpiar el agujero de forma efectiva. Sin embargo, en ciertas formaciones blandas propensas a erosión, deberá ser calculada la velocidad anular alrededor de los lastra barrena. Si esta última es demasiado alta, deberá ser reducida la velocidad de circulación o se deberán utilizar lastra barrenas más pequeños. Para un tamaño dado de tubería de perforación y agujero, la velocidad anular solo podrá ser cambiada variando la tasa de flujo o caudal entregado por la bomba.

La velocidad del fluido en el espacio anular alrededor de la sarta de perforación, está dada usualmente por la expresión:

$$v_a = \frac{24.48 Q}{ID^2 - OD^2}$$

Donde:

- V_a = velocidad anular [ft/min]
- Q = gasto de flujo [gpm]
- ID = diámetro del agujero o ID de la TR [pulgadas]
- OD = diámetro exterior ya sea de la tubería o de los acoples [pulgadas]

✚ **VELOCIDAD ANULAR MÍNIMA.** Esta es determinada por medio de la capacidad de transporte de los recortes del fluido de perforación. Si el pozo no se limpia de manera eficiente, habrá una acumulación de recortes en el espacio anular, que resultara en un incremento de densidad del lodo. El consecuente incremento en la presión hidrostática podría causar pérdidas de fluido a la formación. En los pozos desviados, se podrían desarrollar camas de recortes que ocasionen a su vez el riesgo aumentado de atrapamiento de la tubería por empaclado de recortes. Debido a esto la velocidad anular deberá, con relación a la generación de recortes, ser suficiente para removerlos en la medida que se producen y así mantener la densidad del fluido por debajo de la presión de fractura de la formación.

✚ **VELOCIDAD ANULAR MÁXIMA.** También es importante evitar erosionar formaciones sueltas y lutitas blandas, que podrían resultar en grandes ensanchamientos, problemas de agujero, atrapamientos de tubería y trabajos deficientes de cementación. Debido a esto la velocidad anular máxima se encuentra limitada por las fuerzas dentro del agujero y en particular en las formaciones sensitivas, en donde a menudo está limitada a 100 [ft/min]. Sin embargo, la velocidad de erosión de las formaciones blandas esta mas influenciada por el régimen del flujo en el espacio anular, que por la velocidad como tal. El flujo turbulento es mucho más erosivo que el flujo laminar y desestabilizara fácilmente las formaciones blandas. Por ello usualmente es deseable tener flujo laminar alrededor de la tubería.

Una vez que los límites operativos para la velocidad anular han sido determinados, es posible seleccionar la presión de bombeo y el gasto caudal de flujo, basados en las limitaciones del equipo superficial y en el deseo de tener flujo laminar en el espacio anular o limitar la densidad equivalente de circulación, DEC.

Antes de calcular el número de Reynolds para una sección dada el cual nos servirá para evaluar la velocidad y el gasto de flujo críticos, se tiene que saber cual modelo reológico se ajusta más al fluido que se tiene.

5.3.3 MODELOS REOLÓGICOS

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La ley de viscosidad de Newton es el modelo reológico que describe el comportamiento de flujo de los fluidos newtonianos. Sin embargo, como la mayoría de los fluidos de perforación son fluidos no newtonianos, este modelo no describe su comportamiento de flujo. En realidad, como no existe ningún modelo reológico específico que pueda describir con precisión las características de flujo de todos los fluidos de perforación, se han desarrollado numerosos modelos para describir el comportamiento de flujo de los fluidos no newtonianos.

A. MODELO DE FLUJO PLÁSTICO DE BINGHAM

El modelo de flujo plástico de Bingham ha sido usado frecuentemente para describir las características de flujo de los fluidos de perforación. Este es uno de los más antiguos modelos Reológicos que son usados actualmente. Este modelo describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo (punto cedente) y que luego demuestra una viscosidad constante cuando la velocidad de corte aumenta (viscosidad plástica). La ecuación para el modelo de flujo plástico de Bingham es la siguiente:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma$$

Donde:

- τ = Esfuerzo de corte
- τ_0 = Punto cedente o esfuerzo de corte a una velocidad de corte cero
- μ_p = Viscosidad plástica o tasa de aumento del esfuerzo de corte con aumento de la velocidad de corte
- γ = Velocidad de corte

La mayoría de los fluidos de perforación no son verdaderos fluidos plásticos de Bingham. Para el lodo típico, si se hace una curva de consistencia para un fluido de perforación con los datos del viscosímetro rotacional, se obtiene una curva no lineal que no pasa por el punto de origen, según se muestra en la figura 1. El desarrollo de los esfuerzos de gel hace que la intersección en el eje “Y” se produzca en un punto por encima del punto de origen, debido a la fuerza mínima requerida para romper los geles e iniciar el flujo. El flujo tapón, condición en que un fluido gelificado fluye como un “tapón” que tiene un perfil de viscosidad plano, comienza a medida que esta fuerza aumenta. A medida que la velocidad de corte aumenta, el flujo pasa del flujo tapón al flujo viscoso, los incrementos iguales de la velocidad de corte producirán incrementos iguales del esfuerzo de corte, y el sistema adopta la configuración del flujo de un fluido newtoniano. El viscosímetro de dos velocidades fue diseñado para medir los valores Reológicos del punto cedente y de la viscosidad plástica de un fluido plástico de Bingham. La figura 2 muestra una curva de flujo para un fluido de perforación típico, tomada en el viscosímetro Fann de dos velocidades.

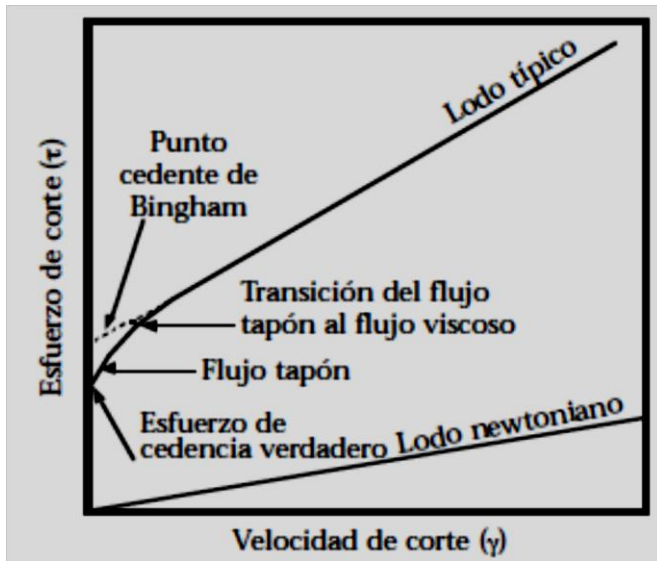


Figura 1. Diagrama de flujo del lodo newtoniano y típico

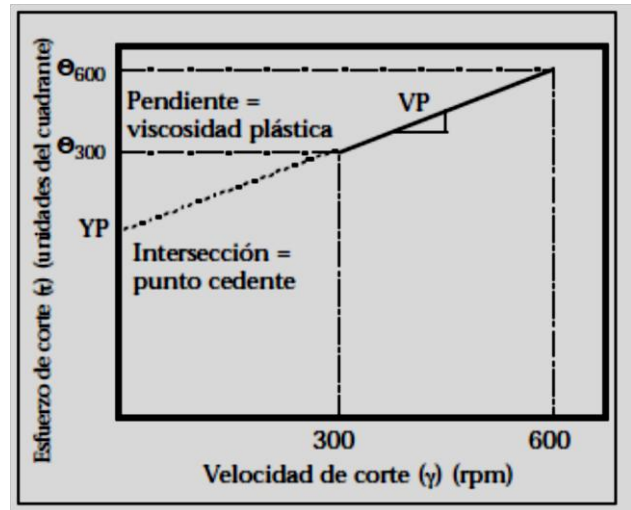


Figura 2. Valores de flujo plástico de Bingham obtenidos a partir de dos medidas

La pendiente de la porción rectilínea de esta curva de consistencia constituye la viscosidad plástica. A partir de estas dos medidas de esfuerzo de corte, se puede extrapolar la línea de viscosidad plástica hasta el eje “Y” para determinar el punto cedente de Bingham que está definido como la intersección con el eje “Y”. Para la mayoría de los lodos, el esfuerzo de cedencia verdadero es inferior al punto cedente de Bingham, como lo indican las figuras 1 y 3.

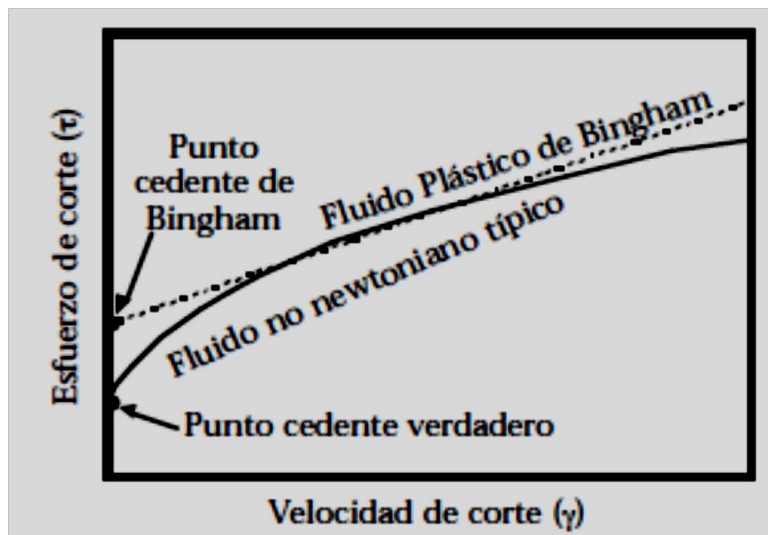


Figura 3. Modelo de Bingham y fluido no newtoniano típico

La figura 3 ilustra un perfil de flujo verdadero de un fluido de perforación con el modelo ideal de flujo plástico de Bingham. Esta figura muestra no solamente la comparación entre el punto cedente verdadero y el punto cedente de Bingham, sino también la desviación de la viscosidad a bajas y altas velocidades de corte en comparación con la viscosidad plástica de Bingham.

El modelo plástico de Bingham representa con precisión la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte de los lodos base agua y de la mayoría de los demás fluidos a altas velocidades de corte (mayores que 511 seg^{-1} o 300 RPM). Generalmente, los valores de esfuerzo de corte/velocidad de corte de la mayoría de los fluidos se desvían de los valores pronosticados por el modelo de flujo plástico de Bingham, a medida que se reduce la velocidad de corte. La mayor divergencia esta a velocidades de corte más bajas.

B. MODELO DE LEY DE POTENCIAS

El modelo de ley de potencias o ley exponencial procura superar las deficiencias del modelo de flujo plástico de Bingham a bajas velocidades de corte. El modelo de ley exponencial es más complicado que el modelo de flujo plástico de Bingham porque no supone que existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, como lo indica la figura 4. Sin embargo, como para los fluidos newtonianos, las curvas de esfuerzo de corte vs velocidad de corte para los fluidos que obedecen a la ley exponencial pasan por el punto de origen.

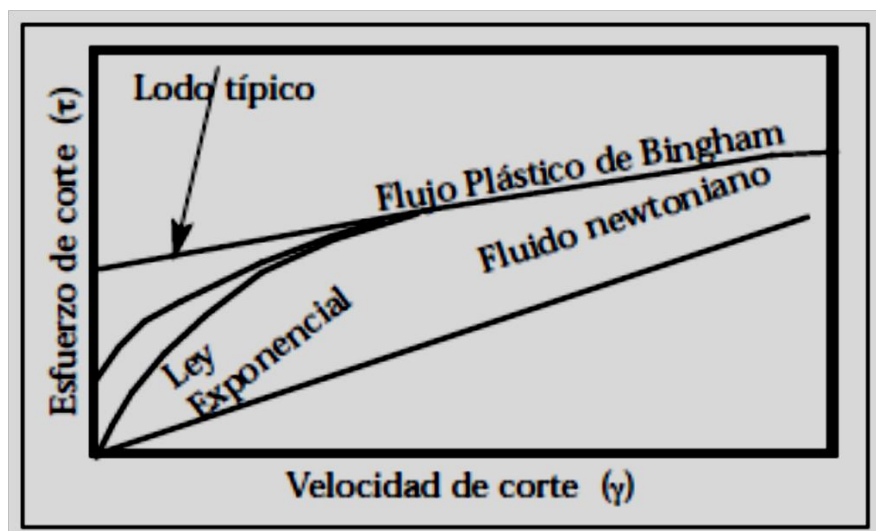


Figura 4. Comparación del modelo de ley exponencial.

Este modelo describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte aumenta según la velocidad de corte elevada matemáticamente a una potencia determinada. Matemáticamente, el modelo de ley exponencial se expresa como:

$$\tau = K\gamma^n$$

Donde:

- τ = Esfuerzo de corte
- K = Índice de consistencia
- γ = Velocidad de corte
- n = Índice de ley exponencial

Al ser trazada en un gráfico en escala log-log, la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte de un fluido que obedece a la ley exponencial forma una línea recta, como lo indica la figura 5. La pendiente de esta línea es “n”. “K” es la intersección de esta línea.

El índice n de ley exponencial indica el grado de comportamiento no newtoniano de un fluido sobre un rango determinado de velocidades de corte. Cuanto más bajo sea el valor de n, el fluido disminuirá más su viscosidad con el esfuerzo de corte, y más curvada será la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte, como se muestra en la figura 6.

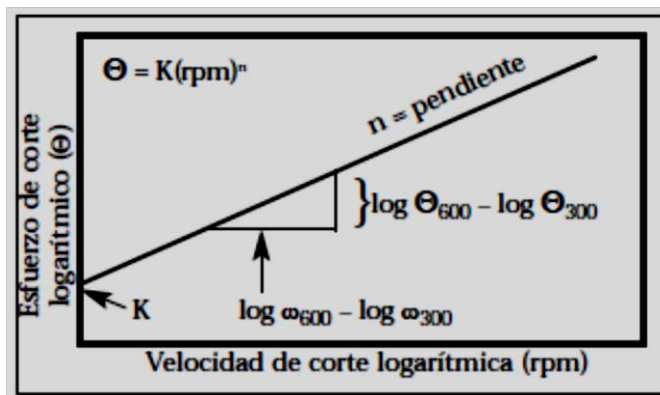


Figura 5. Gráfico logarítmico del modelo de ley exponencial.

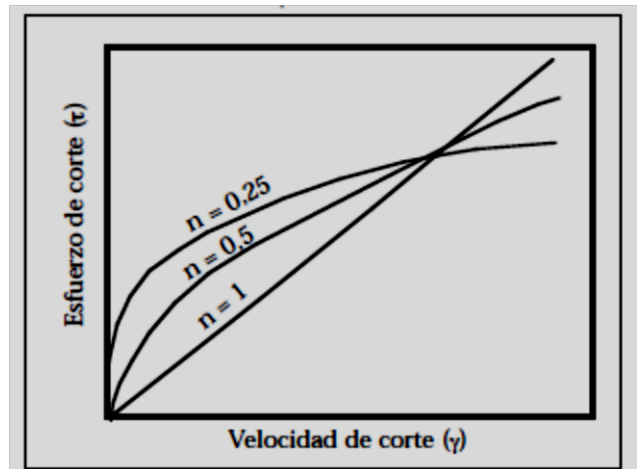


Figura 6. Efecto del índice “n” de ley exponencial sobre la forma del perfil de flujo.

Según el valor de “n”, existen tres tipos diferentes de perfiles de flujo y comportamientos del fluido:

1. $n < 1$: El fluido es un fluido no newtoniano que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte.
2. $n = 1$: El fluido es un fluido newtoniano.
3. $n > 1$: El fluido es un fluido dilatante que aumenta su viscosidad con el esfuerzo de corte (los fluidos de perforación no están incluidos en esta categoría).

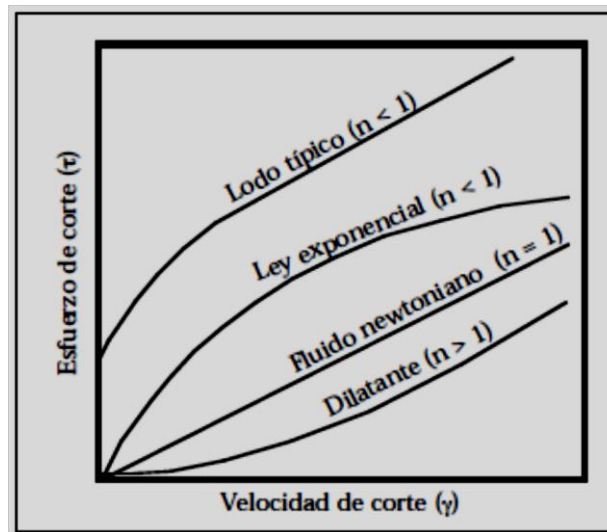


Figura 7. Efecto del índice “n” de ley exponencial sobre el comportamiento del fluido.

El efecto de “n” sobre el perfil de flujo y el perfil de velocidad es muy importante para los fluidos no newtonianos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte. A medida que el perfil de viscosidad se aplana, la velocidad del fluido aumenta sobre un área más grande del espacio anular, lo cual aumenta considerablemente la limpieza del pozo. Esta es una de las razones por las cuales los fluidos de bajo valor de “n” proporcionan una limpieza del pozo tan buena.

El índice de consistencia “K” es la viscosidad a una velocidad de corte de un segundo recíproco (seg^{-1}). Este índice está relacionado con la viscosidad de un fluido a bajas velocidades de corte. La eficacia con la cual un fluido limpia el pozo y suspende los materiales densificantes y los recortes puede ser mejorada aumentando el valor de consistencia “K”. El índice de consistencia “K” está generalmente expresado en $[\text{lb}\cdot\text{seg}^{-1}/100\text{ft}^2]$, pero también puede expresarse en otras unidades.

C. MODELO DE LEY DE POTENCIAS MODIFICADO

La API ha seleccionado el modelo de ley exponencial como modelo estándar. Sin embargo, el modelo de ley exponencial no describe totalmente a los fluidos de perforación, porque no tiene un esfuerzo de cedencia y calcula un valor demasiado bajo de la LSRV (viscosidad a muy baja velocidad de corte). El modelo de ley exponencial modificada, o modelo de Herschel-Bulkley, puede ser utilizado para tomar en cuenta el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido (esfuerzo de cedencia).

El diagrama mostrado en la figura 8 ilustra las diferencias entre los modelos de ley exponencial modificada, ley exponencial y flujo plástico de Bingham. Es claro que el modelo de ley exponencial modificada se parece más al perfil de flujo de un lodo de perforación típico.

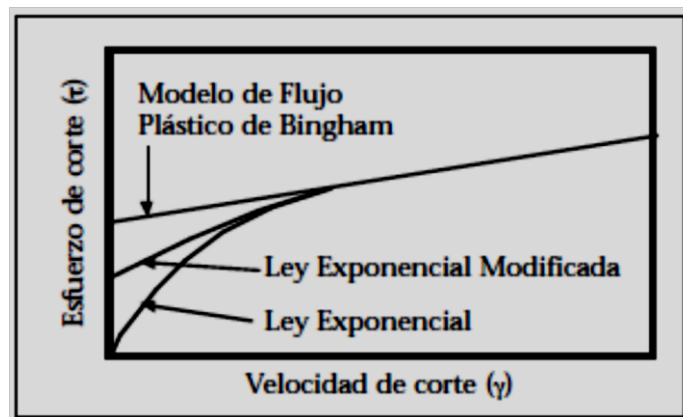


Figura 8. Comparación de los modelos Reológicos.

El modelo de ley exponencial modificada es ligeramente más complicado que el modelo de flujo plástico de Bingham o el modelo de ley exponencial. Sin embargo, este modelo puede aproximarse más al comportamiento reológico verdadero de la mayoría de los fluidos de perforación. Matemáticamente, el modelo de Herschel-Bulkley es el siguiente:

$$\tau = \tau_0 + K\gamma^n$$

Donde:

- τ_0 = Esfuerzo de cedencia o fuerza para iniciar el flujo. Las demás variables son las mismas que utiliza el modelo de ley exponencial.

5.3.4 ETAPAS DE FLUJO

El fluido de perforación está sometido a una variedad de configuraciones del flujo durante el proceso de perforación de un pozo. Estas configuraciones del flujo pueden definirse como diferentes etapas de flujo, de la manera mostrada en la figura 9.

Etapa 1- Ningún flujo. La mayoría de los fluidos de perforación resisten con fuerza suficiente al flujo, de manera que es necesario aplicar una presión para iniciarlo. El valor máximo de esta fuerza constituye el esfuerzo de cedencia verdadero del fluido. En un pozo, el esfuerzo de cedencia verdadero está relacionado con la fuerza necesaria para romper la circulación.

Etapa 2- Flujo tapón. Cuando se excede el esfuerzo de cedencia verdadero, el flujo comienza en la forma de un tapón sólido. En el flujo tapón, la velocidad es la misma a través del diámetro de la tubería o del espacio anular, excepto para la capa de fluido que está contra la pared del conducto. Muchas veces se hace referencia al flujo de la pasta dentífrica dentro del tubo para describir un ejemplo de flujo tapón. El perfil de velocidad del flujo tapón es plano.

Etapa 3- Transición de flujo tapón a flujo laminar. A medida que el caudal aumenta, los efectos de corte comenzarán a afectar las capas dentro del fluido y a reducir el tamaño del tapón en el centro del flujo. La velocidad aumentará desde el pozo hasta el borde del tapón central. El perfil de velocidad es plano a través del tapón que tiene la mayor velocidad, y decae o disminuye a cero en la pared del conducto.

Etapa 4- Flujo laminar. A medida que se aumenta el caudal, los efectos del caudal y de la pared sobre el fluido siguen aumentando. A cierto punto, el tapón central dejará de existir. A este punto, la velocidad alcanzará su nivel más alto en el centro del flujo y disminuirá a cero en la pared del conducto. El perfil de velocidad tiene la forma de una parábola. La velocidad del fluido está relacionada con la distancia a partir del espacio anular o de la pared de la tubería. Dentro de una tubería, se puede describir al flujo como una serie de capas telescópicas cuya velocidad aumenta de capa en capa hacia el centro. Todo el fluido a través de la tubería o del espacio anular se moverá en la dirección de flujo, pero a diferentes

velocidades. Esta etapa de flujo regular se llama laminar debido a las capas o laminas formadas por las diferentes velocidades.

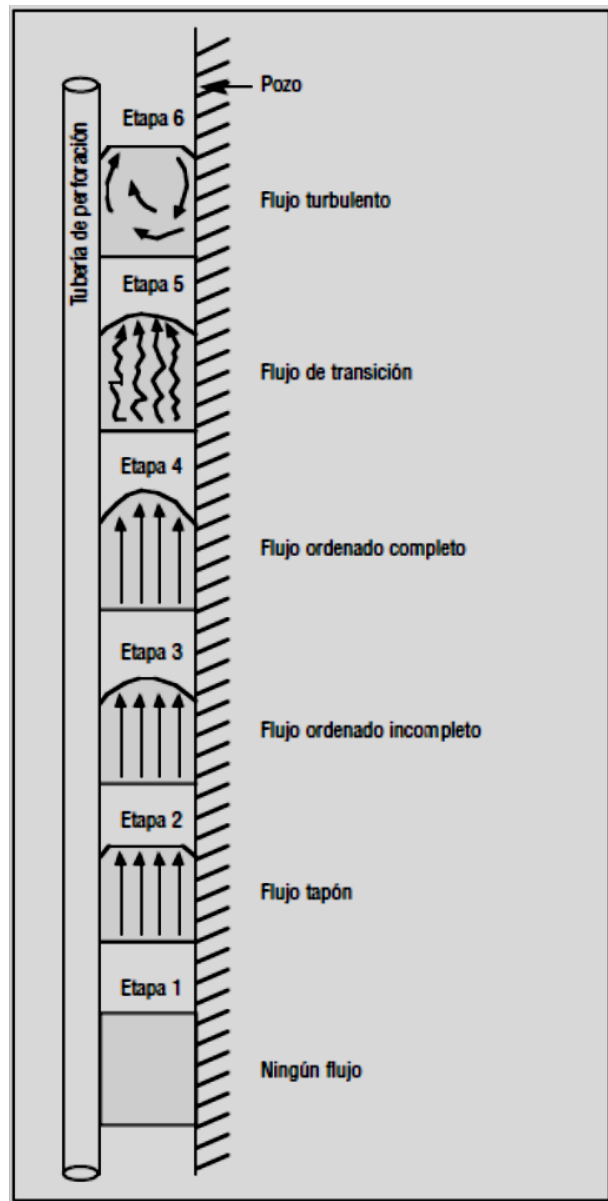


Figura 9. Patrones de flujo.

Etapa 5- Transición de flujo laminar a flujo turbulento. A medida que sigue aumentando el caudal, el flujo regular comienza a descomponerse.

Etapa 6- Flujo turbulento. Cuando el caudal sigue aumentando, el flujo regular se descompone totalmente y el fluido tiene un flujo vortical y turbulento. El movimiento del fluido total sigue siendo a lo largo del espacio anular o de la tubería en una dirección, pero la

dirección del movimiento será imprevisible en cualquier punto dentro de la masa del fluido. Bajo estas condiciones, el flujo es turbulento. Una vez que estas condiciones han sido alcanzadas, cualquier aumento del caudal producirá simplemente un aumento de la turbulencia.

Estas etapas de flujo tienen varias implicaciones diferentes. La presión requerida para bombear un fluido dentro de un flujo turbulento es considerablemente más alta que la presión requerida para bombear el mismo fluido dentro de un flujo laminar. Una vez que el flujo es turbulento, los aumentos del caudal aumentan geoméricamente la presión de circulación. En el flujo turbulento, cuando se duplica el caudal, la presión se multiplica por cuatro (2^2). Cuando se multiplica el caudal por tres, la pérdida de presión se multiplica por ocho (2^3).

5.3.5 CALCULOS DE FLUJO DENTRO DE LA TUBERIA

❖ Parámetros K y n

Los valores de n y k para altos esfuerzos se pueden re-calcular a partir de las lecturas del viscosímetro FANN a 600 y 300 [RPM] y son usados para cálculos dentro de la tubería de perforación.

$$n_p = 3.32 \log \frac{\theta 600}{\theta 300}$$

$$K_p = \frac{5.11 * \theta 300}{511^{n_p}} \quad o \quad K_p = \frac{5.11 * \theta 600}{1022^{n_p}}$$

Donde:

- n_p = Índice de flujo dentro de la tubería de perforación
- K_p = Factor de consistencia en la tubería de perforación [cP]

❖ Velocidad de flujo en la tubería

$$V_p = \frac{24.48 * Q}{ID^2}$$

Donde:

- V_p = Velocidad del fluido dentro de la tubería de perforación [ft/min]
- Q = Tasa de flujo [gpm]
- ID = Diámetro interno de la tubería de perforación o lastra barrenas [pulgadas]

5.3.6 CALCULOS DE FLUJO EN EL ESPACIO ANULAR

❖ Parámetros K y n

Los valores de n y k para bajo esfuerzo se pueden re-calcular a partir de las lecturas del viscosímetro FANN a 100 y 3 [RPM] y son usados para cálculos de flujo en el espacio anular.

$$n_a = 0.657 \log \frac{\theta 100}{\theta 3}$$

$$K_a = \frac{5.11 * \theta 100}{170.2^{n_a}} \quad o \quad K_a = \frac{5.11 * \theta 3}{5.11^{n_a}}$$

Donde:

- n_a = Índice de flujo en el espacio anular
 - K_a = Factor de consistencia en el espacio anular [cP]
- ❖ Velocidad de flujo en el espacio anular

$$V_a = \frac{24.48 * Q}{ID_{Hole}^2 - OD_{DP}^2}$$

Donde:

- V_a = Velocidad del fluido en el espacio anular [ft/min]
- Q = Tasa de flujo [gpm]
- OD_{DP} = Diámetro exterior de la tubería de perforación o lastra barrenas [pulgadas]
- ID_{HOLE} = Diámetro del agujero o diámetro interior de la TR [pulgadas]

5.3.7 VISCOSIDAD EFECTIVA

- En el espacio anular:

$$\mu_{ea} = 100 * K_a \left(\frac{2.4 * V_a}{ID_{HOLE} - OD_{DP}} \right)^{n_a - 1} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

- En la tubería de perforación:

$$\mu_{ep} = 100 * K_p \left(\frac{1.6 * V_p}{ID} \right)^{n_p - 1} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

Donde:

- μ_{ea} = Viscosidad efectiva en el espacio anular [cP]
- V_a = Velocidad del fluido en el espacio anular [ft/min]
- OD_{DP} = Diámetro exterior de la tubería de perforación o lastra barrenas [pulgadas]
- ID_{HOLE} = Diámetro del agujero o diámetro interior de la TR [pulgadas]
- n_a = Índice de flujo en el espacio anular
- K_a = Factor de consistencia en el espacio anular [cP]
- μ_{ep} = Viscosidad efectiva en la tubería de perforación [cP]
- V_p = Velocidad del fluido en la tubería de perforación [ft/min]
- ID = Diámetro interior de la tubería de perforación [pulgadas]
- n_p = Índice de flujo en la tubería
- K_p = Factor de consistencia en la tubería [cP]

5.3.8 NÚMERO DE REYNOLDS

El número de Reynolds (N_{Re}) es un número adimensional usado para determinar si un fluido está en un flujo laminar o turbulento. La “Practica recomendada para la Reología y la Hidráulica de los fluidos de perforación de pozos de petróleo” (Practica 13D recomendada por API) supone que un número de Reynolds inferior o igual a 2100 indica un flujo laminar. Un número de Reynolds mayor que 2100 indica un flujo turbulento.

- En el espacio anular:

$$N_{Rea} = \frac{15467 * V_a (ID_{HOLE} - OD_{DP}) \rho}{\mu_{ea}}$$

- En la tubería de perforación:

$$N_{Rep} = \frac{15467 * V_p * ID * \rho}{\mu_{ep}}$$

Donde:

- μ_{ea} = Viscosidad efectiva en el espacio anular [cP]
- μ_{ep} = Viscosidad efectiva en la tubería de perforación [cP]
- OD_{DP} = Diámetro exterior de la tubería de perforación o lastra barrenas [pulgadas]
- ID_{HOLE} = Diámetro del agujero o diámetro interior de la TR [pulgadas]
- ID = Diámetro interior de la tubería de perforación [pulgadas]
- ρ = Densidad del lodo [lb/gal]

5.3.9 GASTO O TASA DE FLUJO CRÍTICO

❖ Velocidad Crítica

La velocidad crítica se usa para describir la velocidad a la cual ocurre la transición del flujo laminar al flujo turbulento. El flujo dentro de la tubería de perforación es generalmente turbulento. Las ecuaciones para la velocidad crítica en la tubería de perforación y en el espacio anular están enumeradas a continuación. El caudal crítico puede ser calculado a partir de estas ecuaciones.

- En el espacio anular:

$$V_{ca} = \left(\frac{25818 * K_a}{\rho} \right)^{\left(\frac{1}{2-n_a} \right)} \left(\frac{2.4}{(ID_{HOLE} - OD_{DP})} * \frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{\left(\frac{n_a}{2-n_a} \right)}$$

- En la tubería de perforación:

$$V_{cp} = \left(\frac{38727 * K_p}{\rho} \right)^{\left(\frac{1}{2-n_p} \right)} \left(\frac{1.6}{ID} * \frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{\left(\frac{n_p}{2-n_p} \right)}$$

Donde:

- V_{ca} = Velocidad crítica en el espacio anular [ft/min]
- V_{cp} = Velocidad crítica en la tubería [ft/min]
- ρ = Densidad del lodo [lb/gal]
- n_a = Índice de flujo en el espacio anular
- K_a = Factor de consistencia en el espacio anular [cP]
- n_p = Índice de flujo en la tubería
- K_p = Factor de consistencia en la tubería [cP]

❖ **Caudal Crítico**

- En el espacio anular:

$$Q_{ca} = \frac{V_{ca}(ID_{Hole}^2 - OD_{DP}^2)}{24.51}$$

- En la tubería de perforación:

$$Q_{cp} = \frac{V_{cp} * ID^2}{24.51}$$

Donde:

- Q_{ca} = Caudal crítico en el espacio anular [gpm]
- Q_{cp} = Caudal crítico en la tubería [gpm]
- V_{ca} = Velocidad crítica en el espacio anular [ft/min]
- V_{cp} = Velocidad crítica en la tubería [ft/min]

5.3.10 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA

SISTEMA DE CIRCULACIÓN

El sistema de circulación de un pozo de perforación consta de varios componentes o intervalos, cada uno de los cuales está sujeto a una caída de presión específica. La suma de las caídas de presión de estos intervalos es igual a la pérdida total de presión del sistema o a la presión medida del tubo vertical. La figura 10 es un diagrama esquemático del sistema de circulación. Esta figura puede ser simplificada de la manera indicada en la figura 11, la cual ilustra el área relativa de flujo de cada intervalo. Puede haber cualquier número de subintervalos dentro de estas categorías.

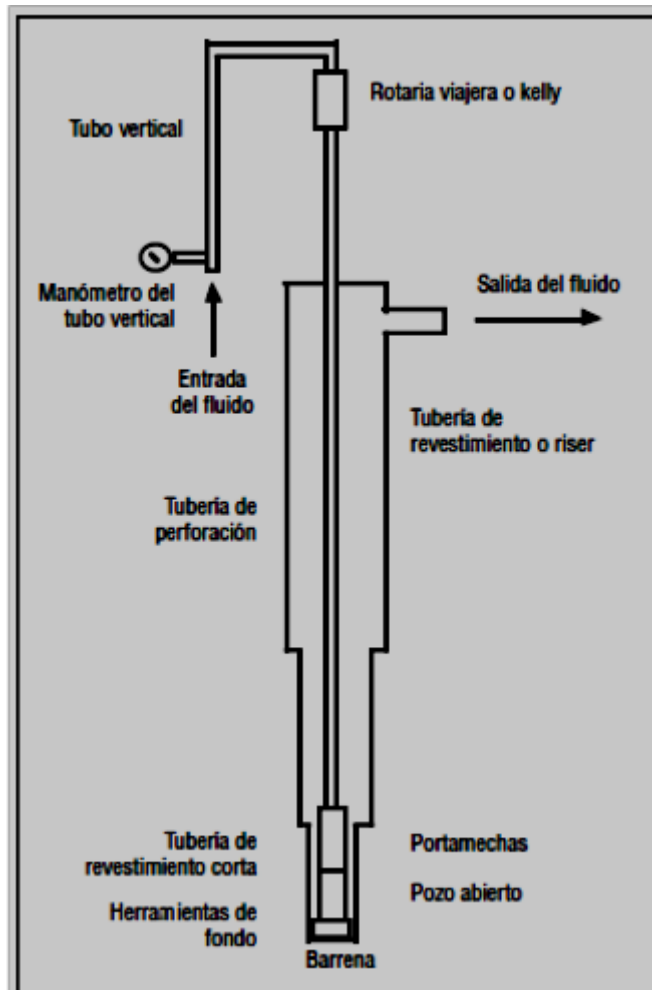


Figura 10. Diagrama esquemático de un sistema de circulación.

0	Tubo vertical/rotaria viajera/Kelly
1	Dentro de la tubería de perforación
2	Dentro de los lastrabarrenas (portamechas)
3	Dentro de las herramientas de fondo
4	Tobera
5	Espacio anular del pozo abierto
6	Espacio anular/columna de perforación
7	Espacio anular de TR o Raiser/columna de perforación

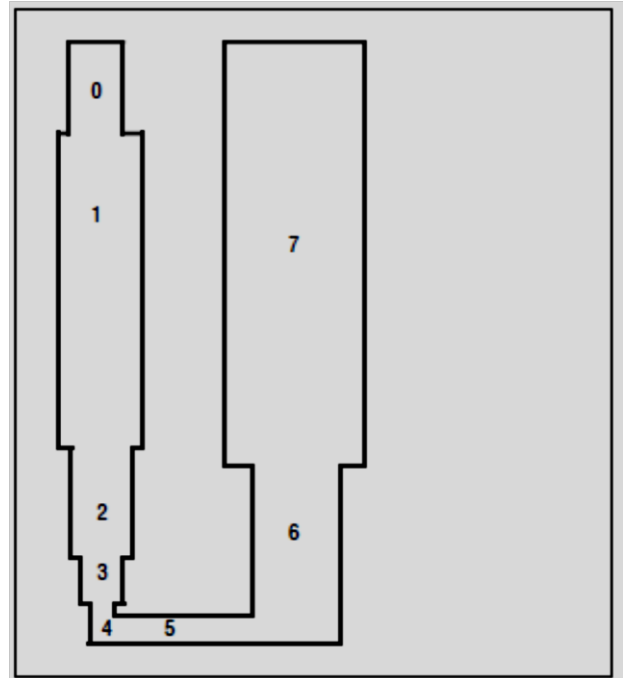


Figura 11. Sistema de circulación simplificado

La pérdida de presión total para este sistema en particular se puede describir matemáticamente como:

$$P_{Total} = P_{Equipo Superf.} + P_{Columna Perf.} + P_{Barrena} + P_{Espacio Anular}$$

Cada uno de estos grupos de presión puede dividirse en sus componentes y en los cálculos apropiados.

I. PÉRDIDAS DE PRESIÓN DEL EQUIPO SUPERFICIAL

Las pérdidas de presión superficiales incluyen las pérdidas entre el manómetro del tubo vertical y la tubería de perforación. Esto incluye el tubo vertical, la manguera del Kelly, la unión giratoria y el Kelly o la rotaria viajera. Para calcular la pérdida de presión en las conexiones superficiales, se utiliza la fórmula para tuberías de API para la pérdida de presión en la tubería de perforación. Las geometrías comunes del equipo superficial están indicadas en la siguiente tabla.

Caso	Tubo Vertical	Manguera	Unión Giratoria, Etc.	Kelly	Longitud Eq. DI
1	40 ft de largo, 3" DI	45 ft de largo, 2" DI	20 ft de largo, 2" DI	40 ft de largo, 2.25" DI	2600 ft
2	40 ft de largo, 3.5" DI	55 ft de largo, 2.4" DI	25 ft de largo, 2.5" DI	40 ft de largo, 3.25" DI	946 ft
3	45 ft de largo, 4" DI	55 ft de largo, 3" DI	25 ft de largo, 2.5" DI	40 ft de largo, 3.25" DI	610 ft
4	45 ft de largo, 4" DI	55 ft de largo, 3" DI	30 ft de largo, 3" DI	40 ft de largo, 4" DI	424 ft

Tabla 1. Geometrias comunes del equipo superficial

❖ CONEXIONES SUPERFICIALES DE LA ROTARIA VIAJERA

Actualmente no hay ningún caso estándar para las unidades de rotaria viajera. Las conexiones superficiales de la mayoría de estas unidades se descomponen de un tubo vertical de 86 ft y 86 ft de manguera con un diámetro interior (ID) de 3.0 o 3.8 pulgadas. Además, hay una tubería en “S” que es diferente en casi todos los equipos de perforación.

II. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA COLUMNA DE PERFORACIÓN

La pérdida de presión en la columna de perforación es igual a la suma de las pérdidas de presión en todos los intervalos de la columna de perforación, incluyendo la tubería de perforación, los lastrabarrenas, los motores de fondo, las herramientas de MWD/ LWD/ PWD o cualquier otra herramienta de fondo.

❖ FACTOR DE FRICCIÓN

Antes de calcular la pérdida de presión, se calcula el factor de fricción de Fanning usando diferentes ecuaciones para el flujo laminar y el flujo turbulento. Este factor de fricción constituye una indicación de la resistencia al flujo del fluido en la pared de la tubería.

Si el número de Reynolds es inferior o igual a 2100:

$$f_p = \frac{16}{N_{Rep}}$$

Si el número de Reynolds es mayor que 2100:

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log n_p + 3.93}{50}\right)}{N_{Rep}^{\left[\frac{1.75 - \log n_p}{7}\right]}}$$

❖ PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LOS INTERVALOS DE TUBERÍAS

Los intervalos de la columna de perforación son determinados por el ID de la tubería. La longitud de un intervalo es la longitud de la tubería que tiene el mismo diámetro interior.

$$P_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho * L}{92\ 916 * ID}$$

Donde:

- P_p = Pérdida de presión en la tubería [psi]
- V_p = Velocidad en la tubería de perforación [ft/min]
- ID = Diámetro interno de la tubería de perforación [pulgadas]
- ρ = Densidad [lb/gal]
- Longitud [ft]

❖ PÉRDIDA DE PRESIÓN A TRAVÉS DE LOS MOTORES Y DE LAS HERRAMIENTAS

Si la columna de perforación contiene un motor de fondo; una herramienta de MWD, LWD o PWD; una turbina o un impulsor, sus pérdidas de presión deben estar incluidas en las pérdidas de presión del sistema para calcular la hidráulica del sistema. Las pérdidas de presión pueden afectar considerablemente la presión disponible en la barrena, así como derivar el flujo alrededor de la barrena.

La pérdida de presión a través de las herramientas de MWD y LWD varía considerablemente según el peso del lodo, las propiedades del lodo, el caudal, el diseño de la herramienta, el tamaño de la herramienta y la velocidad de transmisión de datos. Algunos fabricantes

publican pérdidas de presión para sus herramientas, pero estas pérdidas de presión pueden ser despreciadas, porque son generalmente determinadas con agua.

Las pérdidas de presión a través de los motores y las turbinas no se pueden determinar con precisión usando formulas, sin embargo, estos datos de pérdida de presión también pueden ser obtenidos de los proveedores.

III. PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LA BARRENA (PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TOBERAS)

$$P_{Barrena} = \frac{156 * \rho * Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots)^2}$$

En el caso de barrenas saca núcleos o cortadores de diamantes, el área de flujo total (TFA) y los factores apropiados de conversión son sustituidos dentro de la ecuación para obtener:

$$P_{Barrena} = \frac{\rho * Q^2}{10.858(TFA)^2}$$

Donde:

- $P_{Barrena}$ = Pérdida de presión en la barrena [psi]
- ρ = Densidad [lb/gal]
- Q = Razón de flujo [gpm]
- TFA = Área de flujo total [pulg.²]

IV. PÉRDIDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR

La pérdida total de presión en el espacio anular es la suma de todas las pérdidas de presión del intervalo anular. Los intervalos son divididos por cada cambio del diámetro hidráulico. Algún cambio del diámetro exterior de la columna de perforación y/o algún cambio en el diámetro interior de la tubería de revestimiento o pozo abierto resultarían en un cambio del diámetro hidráulico. Al igual que las ecuaciones de pérdida de presión de la columna de

perforación, se debe calcular el factor de fricción antes de calcular la pérdida de presión para cada sección anular.

❖ FACTOR DE FRICCIÓN

Si el número de Reynolds es inferior o igual a 2100:

$$f_a = \frac{24}{N_{Rea}}$$

Si el número de Reynolds es mayor que 2100:

$$f_a = \frac{\left(\frac{\log n_a + 3.93}{50}\right)}{N_{Rea}^{\left[\frac{1.75 - \log n_a}{7}\right]}}$$

❖ PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LOS INTERVALOS ANULARES

La pérdida de presión para cada intervalo debe ser calculada separadamente y sumada para obtener la pérdida total de presión del intervalo anular.

$$P_a = \frac{f_a * V_a^2 * \rho * L}{92\,916(ID_{HOLE} - OD_{DP})}$$

Donde:

- P_a = Pérdida de presión en el espacio anular [psi]
- V_a = Velocidad en el espacio anular [ft/min]
- OD_{DP} = Diámetro exterior de la tubería de perforación o lastra barrenas [pulgadas]
- ID_{HOLE} = Diámetro del agujero o diámetro interior de la TR [pulgadas]
- ρ = Densidad [lb/gal]
- Longitud [ft]

5.3.11 CÁLCULOS DE HIDRÁULICA DE LA BARRENA

Además de la pérdida de presión de la barrena, varios cálculos de hidráulica adicionales son usados para optimizar el rendimiento de la perforación. Estos incluyen cálculos de la potencia hidráulica, de la fuerza de impacto y de la velocidad del chorro.

❖ POTENCIA HIDRÁULICA

El rango de potencia hidráulica (HHP) recomendado para la mayoría de las barrenas para rocas es de 2.5 a 5.0 caballos de fuerza por pulgada cuadrada (HSI) del área de la barrena. Una potencia hidráulica baja en la barrena puede producir bajas velocidades de penetración y un rendimiento deficiente de la barrena.

❖ POTENCIA HIDRÁULICA EN LA BARRENA

La potencia hidráulica en la barrena no puede exceder la potencia hidráulica total del sistema.

$$HHP_B = \frac{Q * P_{Barrena}}{1740}$$

Donde:

- $P_{Barrena}$ = Pérdida de presión en la barrena [psi]
- Q = Caudal [gpm]

❖ POTENCIA HIDRÁULICA DEL SISTEMA

$$HHP_{Sistema} = \frac{P_{Total} * Q}{1714}$$

Donde:

- P_{Total} = Total de pérdidas de presión del sistema [psi]
- Q = Caudal [gpm]

❖ VELOCIDAD DEL FLUJO EN LA TOBERA

Aunque se puede utilizar más de un tamaño de tobera en una barrena, la velocidad de tobera será la misma para todas las toberas. Las velocidades de tobera más recomendadas para la mayoría de las barrenas oscilan entre los 250 a 450 [ft/seg]. Las velocidades de tobera mayores a 450 [ft/seg] pueden desgastar la estructura de corte de la barrena.

$$V_n = \frac{417.2 * Q}{D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots}$$

Donde:

- V_n = Velocidad del fluido en la tobera [ft/seg]
- Q = Caudal [gpm]
- D_n = Diámetro de la tobera [1/32 avos de pulgada]

❖ PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LA BARRENA

Se desea tener generalmente de 50 a 65% de la presión en superficie a través de la barrena

$$\% \Delta P_{Barrena} = \frac{P_{Barrena}}{P_{Total}} \times 100$$

5.4 OPTIMIZACIÓN A LA HIDRÁULICA DEL SISTEMA

En general, el objetivo es usar de 50 a 65% de la presión máxima admisible de circulación proporcionada a la barrena. Se considera que los sistemas se optimizan para la fuerza de impacto cuando la pérdida de presión en la barrena es igual a 50% de la presión de circulación. Cuando la pérdida de presión en la barrena es igual a aproximadamente 65% de la presión de circulación, se considera que el sistema está optimizado para la potencia hidráulica.

No importa cuál sea el proceso de optimización utilizado, (la fuerza de impacto o la potencia hidráulica), es importante recordar que las condiciones de máxima fuerza de impacto del chorro y potencia hidráulica, solo son válidas para una profundidad dada. Sin embargo,

desviaciones del 20% de la ideal de 65% o del 49% de la presión total de superficie, no cambiaran significativamente la potencia hidráulica consumida o fuerza de impacto de chorro en la barrena. Esto permite tener fuerzas de impacto del chorro o potencias hidráulicas cercanas al máximo óptimo, a lo largo de un gran intervalo de profundidad, sin tener que cambiar el diámetro de las toberas. No obstante, es mejor optimizar la hidráulica al final de la corrida de la barrena para proveer una óptima limpieza de fondo, en donde sea más necesitada.

SISTEMA BÁSICO

Un sistema hidráulico básico estaría formado solamente por la tubería de perforación, los acoples y la barrena. El proceso de optimización simple incluye los siguientes pasos:

- ✓ Se elige el equipo para mantener las pérdidas de sistema en un valor mínimo, para un rango de caudales de flujo y la profundidad anticipada.
- ✓ Se decide cual método de optimización se quiere utilizar para la limpieza de fondo en cada intervalo. Por ejemplo, el modelo de fuerza de impacto del chorro para la parte superior del agujero y el método de potencia hidráulica para profundidades mayores.
- ✓ Se determina la tasa de flujo óptima para el sistema, al final de la corrida de la barrena.
- ✓ Se ajusta el flujo para cumplir con los requerimientos mínimos y limitaciones máximas.

SISTEMA CON HERRAMIENTA DE FONDO

La mayoría de los sistemas hidráulicos incluirán un arreglo de herramientas de fondo, tales como motores de fondo, turbinas, registradores MWD y LWD. Estos hacen el proceso de la optimización de la hidráulica un poco más complicado que en el caso básico, ya que no puede ser modelado por medio de un juego de simples ecuaciones.

Existen dos formas para optimizar un sistema con herramienta de fondo. El método más directo es el de restar las pérdidas de presión esperadas por las herramientas de fondo de la presión de bombeo. Esta información deberá ser provista por los fabricantes o proveedores de los componentes de la herramienta.

El segundo método es optimizar el sistema como si no hubiera herramientas de la sarta de perforación. La presión requerida para las herramientas es entonces restada de la presión disponible en la barrena. Los resultados de este método dan una tasa de flujo más alta, con un área mayor de tobera que el método 1. Debido a que ya conocemos la tasa de flujo, este método dará una caída de presión exacta para las herramientas de fondo. Ambos métodos sin embargo, prevén una limpieza máxima del pozo.

5.4.1 OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA HIDRÁULICA CONSUMIDA EN LA BARRENA

Este método supone que la remoción de recortes depende de la cantidad de energía disipada producida por el fluido en la barrena. Debido a esto, las velocidades óptimas de perforación serían alcanzadas cuando la potencia hidráulica por pulgada cuadrada o HSI (Hydraulic Horsepower per Square Inch) consumida en la barrena, sea maximizada.

La HSI provee una medida de la potencia hidráulica consumida en la barrena y es función del caudal o gasto de flujo y de la caída de presión en la barrena, así como el diámetro del agujero y, por lo tanto, incrementará a medida que el gasto de flujo aumente.

$$HSI = \frac{1.27 * HHP_B}{(\text{Diámetro de barrena})^2}$$

Donde:

- HSI = Potencia hidráulica por pulgada cuadrada [HHP/in²]

5.4.2 OPTIMIZACIÓN DE LA FUERZA DE IMPACTO DEL CHORRO EN EL FONDO

Este método de optimización supone que la limpieza del pozo es máxima cuando el fluido de perforación impacta la formación, con fuerza máxima. El método por lo general es aplicable para optimizar la hidráulica en las secciones de mayor diámetro y superficiales del agujero,

en donde las formaciones son más blandas y la remoción de recortes se beneficia de la acción del chorro.

La fuerza de impacto del chorro (JIF) es la fuerza ejercida por el fluido al salir por las toberas, cuando la barrena esta en el fondo. Es una función de la velocidad del chorro, la densidad del lodo y el gasto de flujo. La velocidad de chorro es el parámetro que gobierna este método de optimización de la hidráulica. A mayor velocidad del chorro, mayor será el efecto de limpieza del pozo. El valor mínimo aceptado de velocidad del chorro para una limpieza de fondo optimizada, es aproximadamente 350 [ft/seg].

$$JIF = \frac{Q * \rho * V_n}{1930}$$

Donde:

- V_n = Velocidad del fluido en la tobera [ft/seg]
- Q = Caudal [gpm]
- P = Densidad del lodo [libras/galón]

La fuerza de impacto de chorro se hace máxima cuando la caída de presión a través de la barrena es de un 40% del total de la presión disponible en superficie.

5.5 LIMPIEZA DEL POZO

La habilidad del fluido de perforación de levantar los recortes, es afectada por varios factores, incluyendo la densidad del fluido y la reología, tamaño y excentricidad del espacio anular, velocidad anular y régimen de flujo, rotación de la tubería, densidad de los recortes, tamaño y forma de las partículas.

La relación entre los diferentes parámetros es complicada y ninguna teoría en particular o juego de ecuaciones puede combinar todos los fenómenos observados. Sin embargo, el control de la generación y la velocidad de transporte de los recortes son de suma importancia para una operación de perforación exitosa.

5.6 FACTORES QUE AFECTAN LA LIMPIEZA DEL POZO

❖ INCLINACIÓN

Pozos verticales y cercanos a vertical. Dentro de los agujeros con una inclinación menor a los 30°, los recortes son efectivamente suspendidos por la fuerza cortante del fluido y las camas de recortes no llegan a formarse. Este caso de limpieza de pozo no es problemática, suponiendo que la reología del lodo es la adecuada.

Pozos desviados. Cuando la inclinación excede los 30° los recortes tienden a asentarse en el lado bajo del agujero formando camas de altura variable. Estas podrían ya sea migrar hacia arriba en el agujero o deslizarse hacia abajo provocando el empacado del espacio anular.

❖ REOLOGÍA

Condiciones de flujo laminar. El incremento de viscosidad del lodo mejora la limpieza del pozo. Es particularmente efectivo si la reología es esfuerzo cortante bajo y los valores YP y PV son altos.

Condiciones de flujo turbulento. Reducir la viscosidad ayudara a remover los recortes.

❖ RESISTENCIA A LA CEDENCIA O PUNTO DE CEDENCIA

Es una medición de las propiedades del esfuerzo cortante en un sistema de lodos. El punto de cedencia, P_c , rige el tamaño de los recortes que pueden ser dinámicamente suspendidos y transportados en el fluido.

❖ DENSIDAD DEL LODO

La densidad del lodo afecta la flotabilidad de los recortes perforados. Un sistema de lodos más pesado, permite a los recortes flotar más fácilmente.

❖ GASTO O TASA DE FLUJO

En pozos altamente desviados el gasto de flujo combinado con agitación mecánica son factores importantes para una limpieza efectiva del pozo. En los pozos verticales, la velocidad anular en incremento y/o las propiedades reológicas incrementadas, mejoraran la limpieza del pozo.

❖ VELOCIDAD DE CAÍDA DE LOS RECORTES

La velocidad de caída es aquella a la cual los recortes perforados caerán a través de la columna de lodo bajo la influencia de la gravedad. En el caso más simple y para poder remover los recortes perforados con efectividad, la velocidad del fluido en el espacio anular, deberá exceder dicha velocidad de caída. La situación se hace más complicada por las condiciones de flujo y fricción que se tienen en un pozo. Por ejemplo, y bajo condiciones de flujo laminar, las partículas en el centro de la columna de lodo se moverán a una velocidad mayor a la velocidad anular promedio y serán recuperados en superficie más rápido de lo esperado. Sin embargo, las fuerzas creadas por la fricción entre las paredes del agujero o tubería de revestimiento y el fluido hacen que los recortes perforados en esa región se muevan hacia arriba a una velocidad menor que la velocidad anular promedio. En contraste con esto, si se tiene flujo turbulento en el anular y si la velocidad del fluido excede la velocidad de caída de las partículas, los sólidos serán removidos en forma continua en todas las partes del espacio anular.

Debido a ello el flujo turbulento provee una mayor limpieza del pozo que el flujo laminar, aunque es menos deseable debido a la posibilidad que se tiene de erosionar las paredes del agujero.

Como norma general es recomendado que la velocidad de caída sea menos de la mitad de la velocidad anular (promediada sobre el área seccional).

Los métodos más acertados para calcular la velocidad de caída de los recortes se basan en el número de Reynolds para partículas, el coeficiente de arrastre, la densidad de las partículas, su forma así como la densidad del lodo y su reología.

Capítulo 5. Análisis hidráulico a partir de los resultados experimentales.

En esta tesis se hará uso de una correlación creada por Walker y Mayes en 1975, el cual tiene los siguientes pasos:

1) Se calcula el esfuerzo cortante desarrollado por las partículas

$$t_p = 7.9\sqrt{T(20.8 - \rho)}$$

Donde:

- t_p = Esfuerzo cortante de las partículas [lb/100ft²]
- T = Grosor de las partículas [in]
- ρ = Densidad del lodo [ppg]

Velocidad de perforación esperada [ft/hr]	Grosor de las partículas [in]	Diámetro de las partículas [in]
Mayor o igual a 60	0.3	0.6
30 - 60	0.2	0.3
15 - 30	0.1	0.4
Menor o igual a 15	0.1	0.3

Tabla 2. Aproximación al grosor y tamaño de las partículas.

2) Se determina el límite de la tasa de cizalladura

El límite de cizalladura es como una velocidad crítica de corte. Las velocidades del esfuerzo cortante de las partículas por encima de dicho valor crítico son tratadas en los cálculos para condiciones turbulentas. Las velocidades de esfuerzo cortante que siguen utilizan cálculos laminares. Las condiciones turbulentas o laminares de las partículas no están relacionadas a la condición de flujo turbulento o laminar dentro del espacio anular.

$$\gamma_b = \frac{186}{d_p\sqrt{\rho}}$$

Donde:

- γ_b = Límite de gasto de esfuerzo cortante [seg⁻¹]
- d_p = Diámetro de las partículas [in]

- 3) Se calcula la velocidad del esfuerzo cortante desarrollado por la partícula utilizando las constantes para flujo laminar (n_a y K_a) para el lodo

$$\gamma_p = \frac{1}{K_a t_p^{n_a}}$$

Donde:

- γ_p = Gasto de esfuerzo cortante de las partículas [seg^{-1}]
- t_p = Esfuerzo cortante de las partículas [$\text{lb}/100\text{ft}^2$]
- n_a = Índice de flujo en el espacio anular
- K_a = Factor de consistencia en el espacio anular [cP]

- 4) Se determina la velocidad de caída para la condición laminar o turbulenta

CONDICIÓN LAMINAR

Si $\gamma_p < \gamma_b$, la velocidad de caída es determinada por:

$$V_s = 1.22 t_p \sqrt{\frac{\gamma_p * d_p}{\rho}}$$

Donde:

- V_s = Velocidad de la corrida [ft/min]
- γ_p = Gasto de esfuerzo cortante de las partículas [seg^{-1}]
- t_p = Esfuerzo cortante de las partículas [$\text{lb}/100\text{ft}^2$]
- d_p = Diámetro de las partículas [in]

CONDICIÓN TURBULENTA

Si $\gamma_p > \gamma_b$, la velocidad de caída es determinada por:

$$V_s = \frac{16.62 t_p}{\sqrt{\rho}}$$

Donde:

- V_s = Velocidad de la corrida [ft/min]
- t_p = Esfuerzo cortante de las partículas [lb/100ft²]
- ρ = Densidad del lodo [ppg]

5) Velocidad de transporte de los recortes

La velocidad de transporte de los recortes para cada una de las geometrías de un pozo, es obtenida restando la velocidad de caída de los recortes de la velocidad anular, para esa sección en particular.

$$V_t = V_a - V_s$$

Donde:

- V_t = Transporte de recortes [ft/min]
- V_a = Velocidad de flujo en el espacio anular [ft/min]
- V_s = Velocidad de corrida [ft/min]

6) Eficiencia de transporte de los recortes

Quizás aun más importante que la velocidad de transporte real de los recortes, es la eficiencia de transporte de los mismos. Esto es simplemente la relación entre la velocidad de transporte de recortes a la velocidad del fluido en el espacio anular. Se tiene que tomar en cuenta que la ecuación mostrada a continuación solo es válida para ángulos inferiores a 30°. La evaluación de la limpieza para pozos con inclinaciones mayores es mucho más complicada ya que los recortes perforados podrían formar camas de recortes en la parte baja del agujero.

$$E_t = \frac{V_t}{V_a} \times 100$$

Donde:

- E_t = Eficiencia de transporte [%]

- V_t = Transporte de recortes [ft/min]
- V_a = Velocidad de flujo en el espacio anular [ft/min]

7) Concentración de recortes

La concentración de recortes en el espacio anular, (valido solo para pozos con ángulos menores a 30°) depende de la eficiencia de transporte así como del gasto de flujo volumétrico y de la velocidad a la que se generan los recortes en la barrena (dependiendo de la ROP y del tamaño del agujero). La experiencia ha demostrado que el exceso de concentración de recortes, en 4 o 5 veces de volumen porcentual, puede llevar al empacamiento o a incidentes de atrapamiento de tubería. Cuando se perforan formaciones blandas la concentración de recortes puede fácilmente exceder en un 5% en volumen, si las velocidades de perforación no son controladas. Algunos operadores recomiendan una concentración máxima de recortes de 4% en volumen.

$$C_a = \frac{ROP * ID_{HOLE}}{14.71 * E_t * Q} \times 100$$

Donde:

- C_a = Concentración de recortes [%]
- E_t = Eficiencia de transporte [%]
- ROP = Velocidad de perforación [ft/hr]
- ID_{HOLE} = Diámetro del agujero [in]

Cuando la concentración de recortes exceda al 4 o 5% en volumen, el efecto sobre la presión hidrostática y la densidad equivalente de circulación puede ser trascendental. El cambio en la presión hidrostática depende de la densidad de los recortes al igual que de su concentración, para esa sección del agujero en particular.

❖ DENSIDAD EFECTIVA DEL LODO

La densidad efectiva o peso efectivo del lodo debido a la concentración de recortes será:

$$\rho_e = \left(8.34 * SG * \frac{C_a}{100} \right) + \frac{\rho(1 - C_a)}{100}$$

Donde:

- ρ_e = Peso o densidad efectiva del lodo [ppg]
- C_a = Concentración de recortes [%]
- SG = Gravedad específica de los recortes
- ρ = Densidad del lodo [ppg]

El efecto es más pronunciado cuando se perforan las secciones superiores del agujero. Las siguientes condiciones causan un incremento en la concentración de recortes:

- ✓ Los agujeros de gran diámetro perforados a una alta ROP.
- ✓ Las bombas no son capaces de proveer suficientes velocidades anulares.
- ✓ Una rápida preparación del volumen de lodo podría producir viscosidad insuficiente.

5.7 DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD)

Cuando el fluido de perforación está circulando a través del pozo, la presión de circulación debe ser suficiente para superar, no solamente las pérdidas de fricción a través de la sarta de perforación y la barrena, sino también la presión hidrostática del fluido en el espacio anular y las pérdidas de presión por fricción del fluido al moverse a través del espacio anular. La presión requerida para superar las pérdidas totales por fricción en el espacio anular, sumada a la presión hidrostática del fluido, dará como resultado la densidad equivalente de circulación:

$$ECD = \rho + \frac{\Sigma P_a}{0.052 * TVD}$$

Donde:

- ECD = Densidad equivalente de circulación [ppg]
- ρ = Densidad del lodo [ppg]
- ΣP_a = Suma de todas las pérdidas de presión en el espacio anular [psi]
- TVD = Profundidad vertical verdadera del agujero [ft]

❖ **DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCUALCIÓN CON RECORTES**

Una descripción completa de la presión adicional ha la cual se encuentra expuesto el agujero descubierto, combina el efecto de la fricción (ECD) y el efecto de la carga de recortes en el espacio anular (densidad efectiva del lodo).

$$ECD + \rho_e - \frac{\Sigma P_a}{0.052 * TVD} + \left(8.34 * SG * \frac{C_a}{100} \right) + \frac{(1 - C_a)}{100}$$

5.8 PROBLEMA DE APLICACIÓN DE HIDRAULICA

Antes de entrar a los datos del pozo para calcular la hidráulica es necesario saber qué modelo reológico se utilizara, esto se hace de la siguiente manera:

1. Primero convertiremos las unidades de velocidad de corte [rpm] a [seg⁻¹] y las lecturas obtenidas del viscosímetro Fann 35 las pasaremos a [lb/100ft²] estos serán los esfuerzos de corte de nuestro fluido original.

$$\gamma = 1.703 * N = 1.703 * 600 = 1021.8 [seg^{-1}]$$

$$\tau = 1.067 * \theta = 1.067 * 91 = 97.097 [lb/100ft^2]$$

Esta conversión se hace con todos los demás valores teniendo la siguiente tabla como resultado:

Bentonita pre-hidratada + 500 mL de agua de mar Densificado + 10 gr de psyllium plantago			
		Velocidad de Corte	Fluido Original
N [rpm]	Lecturas θ	γ [seg⁻¹]	τ [lb/100ft²]
600	91	1021.800	97.097
300	64	510.900	68.288
200	54	340.600	57.618
100	39	170.300	41.613
6	20	10.218	21.34
3	17	5.109	18.139

2. Después calcularemos los esfuerzos de corte de nuestro fluido utilizando el modelo plástico de Bingham:

$$V_p [cP] = \theta 600 - \theta 300 = 91 - 64 = 27 \quad P_c [lb/100ft^2] = \tau_0 = \theta 300 - V_p = 64 - 27 = 37$$

$$\tau_B = \frac{V_p * \gamma}{478.69} + 1.067 * P_c = \frac{27 * 1021.8}{478.69} + 1.067 * 37 = 97.1125 [lb/100ft^2]$$

3. Luego calcularemos los esfuerzos de corte con el modelo de ley de potencias:

$$n = 3.32 * \log\left(\frac{\theta 600}{\theta 300}\right) = 3.32 * \log\left(\frac{91}{64}\right) = 0.5074 \quad K [lb/100ft^2] = \frac{\theta 300}{511^n} = 2.7018$$

$$\tau_{LP} = 1.067 K \gamma^n = 1.067 * 2.7018 * 1021.8^{0.5074} = 97.0675 [lb/100ft^2]$$

4. En seguida calculamos los esfuerzos de corte para el modelo de ley de potencias modificado:

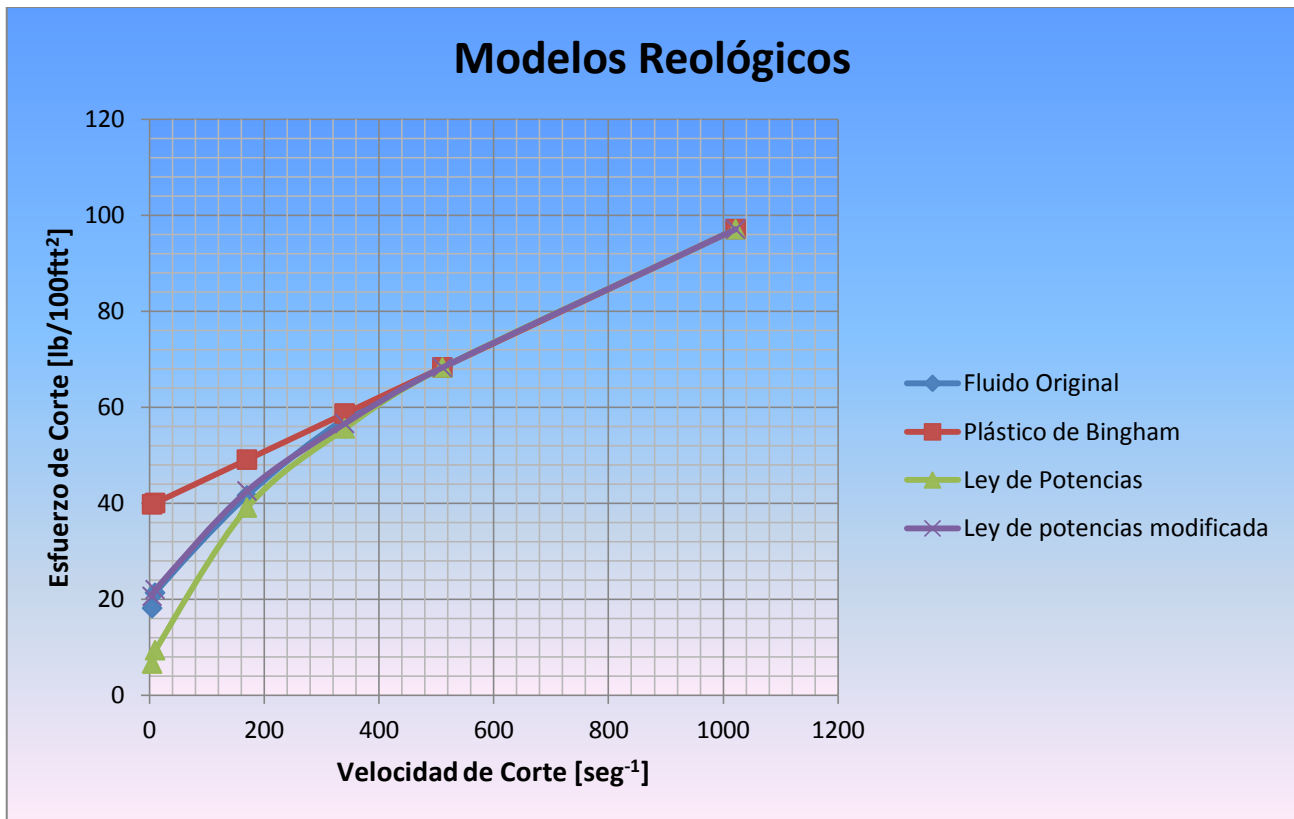
$$n = 3.32 * \log\left(\frac{\theta 600 - \theta 3}{\theta 300 - \theta 3}\right) = 0.6544 \quad K [lb/100ft^2] = \frac{\theta 300 - \theta 3}{511^n} = 0.7933$$

$$\tau_{LPM} = 1.067 K \gamma^n + 1.067 \theta 3 = 1.067 * 0.7933 * 1021.8^{0.6544} + 1.067 * 3 = 97.0661 [lb/100ft^2]$$

Los mismos cálculos se hacen para todas las velocidades de corte en los tres modelos Reológicos, teniendo como resultado la siguiente tabla:

Plástico de Bingham		Ley de Potencias		Ley de Potencias modificado	
VP [cP] =	27	n =	0.50749991	n =	0.654484421
PC [lb/100ft ²] =	37	K [lb/100ft ²] =	2.70182126	K [lb/100ft ²] =	0.793375112
τ [lb/100ft ²]		τ [lb/100ft ²]		τ [lb/100ft ²]	
	97.11254154		97.06752418		97.0660899
	68.29577077		68.28121765		68.28157674
	58.69018051		55.58210103		56.59442913
	49.08459026		39.09869516		42.56982988
	40.05533542		9.37722064		22.01387099
	39.76716771		6.596315801		20.60071519

5. Ahora se procede a realizar un gráfico de velocidades de corte [seg^{-1}] vs esfuerzos de corte [$\text{lb}/100\text{ft}^2$] de los tres modelos Reológicos y el fluido original:



6. Por último, se escoge el modelo que más se acerque al comportamiento de nuestro fluido original, así, podemos afirmar que el modelo reológico es: **“LEY DE POTENCIAS MODIFICADO”** o **“LEY DE POTENCIAS CON PUNTO DE CEDENCIA”**

Nota: Habrá ocasiones que las curvas estén tan juntas que no será posible determinar a simple vista qué comportamiento reológico se acerca más al fluido original, por lo que será necesario calcular el **coeficiente de correlación múltiple o R^2** , el cual se trata de una medida estandarizada que toma valores entre 0 y 1, 0 cuando el grupo de variables son independientes y 1 cuando entre ellas existe relación perfecta.

A continuación se presentan los coeficientes de cada modelo reológico para corroborar la decisión antes tomada:

Coeficientes de Correlación	Plástico de Bingham 0.95995	Ley de Potencias 0.99414	Ley de Potencias Modificado 0.99909
-----------------------------	--------------------------------	-----------------------------	--

Con esto podemos confirmar de manera matemática que efectivamente, el modelo reológico de ley de potencias modificado presenta una mejor relación con el fluido elegido.

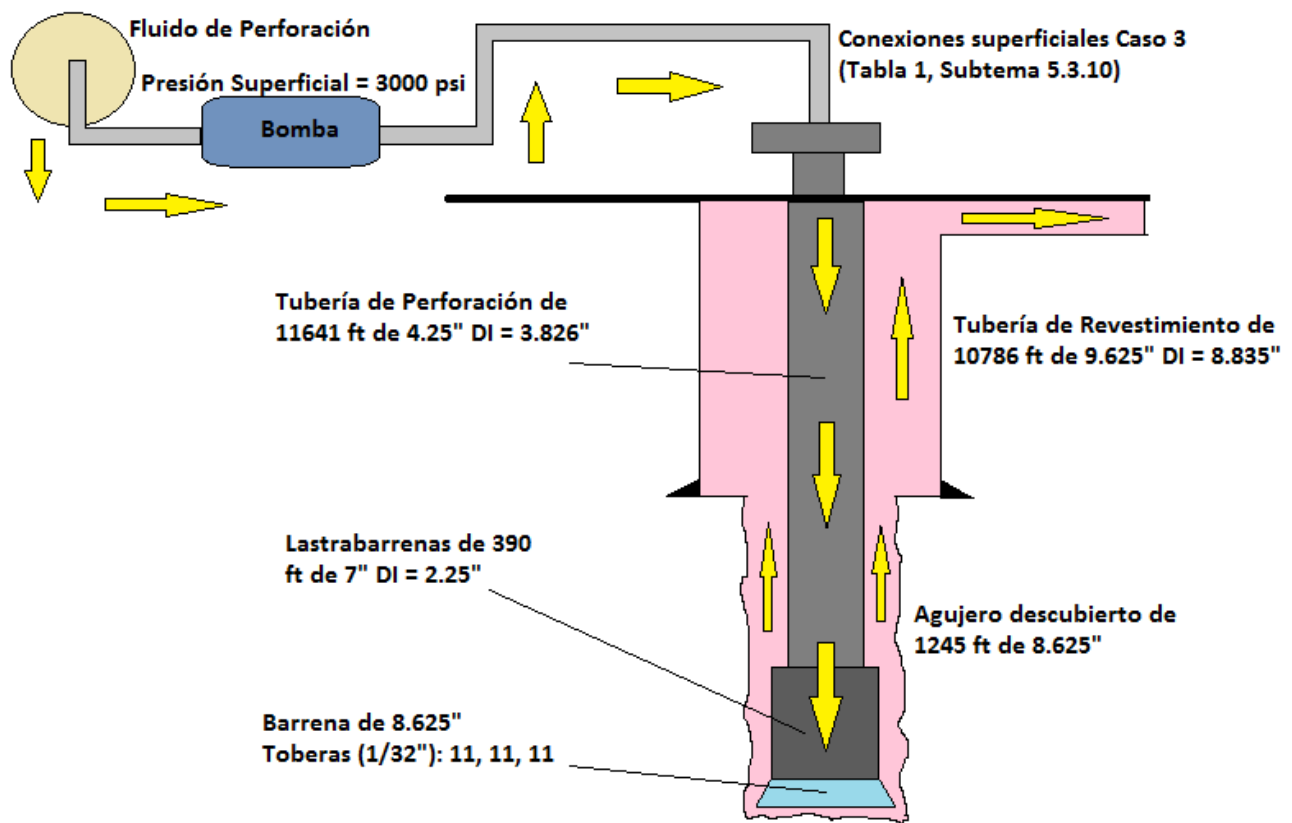


Figura 12. Estado mecánico del pozo.

Datos del pozo:

MD/TVD: 12031 ft

Tubería de revestimiento: 10786 ft de 9⁵/₈ pulg. DI: 8.835 pulg. 40 lb/ft.

Barrena: 8⁵/₈ pulg.

Toberas (1/32 pulg.): 11, 11, 11

Conexiones superficiales: Caso 3, 610 ft.

Tubería de perforación: 4¹/₂ pulg., 16.6 lb/ft

Lastrabarras: 390 ft de 7 pulg. X 2¹/₄ pulg.

Presión superficial: 3000 psi

Peso del lodo: 12.8 lb/gal

Viscosidad marsh. 42 seg/lt

Esfuerzo de gel inicial: 8 lb/100ft²

Caudal: 335 gpm

En la figura 12 se puede ver el estado mecánico del pozo para este ejemplo.

Cálculos: para realizar los cálculos de hidráulica, se utilizan una serie de formulas que deben ser usadas en secuencia. Como la velocidad y viscosidad del lodo cambian cada vez que el diámetro interior de la columna de perforación y el diámetro del espacio anular cambian, la hidráulica debe ser calculada para cada longitud de columna de perforación y espacio anular que tiene un diámetro diferente. Aunque se calculen los mismos valores para los intervalos anulares y los intervalos de la columna de perforación, se utilizan diferentes formulas para compensar las diferencias de flujo entre la columna de perforación y el espacio anular.

La secuencia de los cálculos para cada intervalo es la siguiente:

- Valores de n y k.
- Velocidad de propagación en el medio.
- Viscosidad efectiva.
- Numero de Reynolds.
- Factor de fricción (se usara una de dos formulas diferentes según el valor del numero de Reynolds).
- Pérdida de presión del intervalo. Las pérdidas de presión de los intervalos anulares son sumadas y usadas para calcular la densidad equivalente de circulación. Las ecuaciones para tuberías y la longitud de tubería hidráulica equivalente de las conexiones superficiales son utilizadas para calcular la perdida de presión de las conexiones superficiales.

La suma de las pérdidas de presión en las conexiones superficiales, columna de perforación, herramientas de fondo, barrena y espacio anular debería aproximarse a la presión superficial.

Intervalo de pozo abierto: MD – longitud de la tubería de revestimiento 12031ft – 10786 ft = 1245 ft.

Conexión superficial Caso 3, longitud equivalente ft: 610 ft de tubería con DI de 3.826 pulg.

DI tubería de perforación: 3.826 pulg.

Longitud de la tubería de perforación: MD – longitud de los lastrabarrenas 12031 – 390 = 11641 ft de 4 1/2 pulg. X 3.826 pulg. DI

GEOMETRÍA ANULAR:

Intervalo No 1: longitud: 10786 ft; DI tubería de revestimiento: 8.835 pulg.; tubería de perforación: 4 1/2 pulg.

Se comienza desde la superficie, con la tubería de perforación dentro de la tubería de revestimiento para formar el primer intervalo. La longitud del primer intervalo será la más corta de las dos, es decir la longitud de la tubería de revestimiento, 10786 ft. La tubería de perforación es más larga de 855 ft que la tubería de revestimiento (11641 – 10786). Esta porción de 855 ft de la tubería de perforación será usada para calcular la longitud del próximo intervalo.

Intervalo No 2: longitud: 855 ft; DI pozo abierto: 8 5/8 pulg.; tubería de perforación: 4 1/2 pulg.

Determinar la longitud del próximo intervalo de geometría usando los 855 ft de tubería de perforación que se extienden por debajo de la tubería de revestimiento y el próximo intervalo del pozo, 1245 ft de pozo abierto. El más corto de los dos, es decir la tubería de

perforación, determina la longitud del segundo intervalo, 855 ft.

El pozo abierto es más largo de 390 ft (1245 – 855) que la tubería de perforación. Esta longitud será usada para determinar la longitud del próximo intervalo.

Intervalo No 3: longitud: 390 ft; DI pozo abierto: 8 5/8 pulg. Lastrabarrenas. 7 pulg. El siguiente intervalo de la columna de perforación consta de 390 ft de lastrabarrenas. Esta longitud es igual a la longitud del resto del intervalo de pozo abierto a partir del intervalo No 2; por lo tanto, la longitud del intervalo de geometría final es 390 ft.

Valores de “n” y “K” de la tubería.

$$n_p = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} = 0.64$$

$$K_p = \frac{5.11 * \theta_{300}}{511^{n_p}} = \frac{5.11 * 34}{511^{0.64}} = 3.21$$

CONEXIÓN SUPERFICIAL:

Velocidad:

$$V_p = \frac{24.48 * Q}{ID^2} = \frac{24.48 * 335}{3.826^2} = 560.23 \text{ ft/min}$$

Viscosidad efectiva:

$$\begin{aligned} \mu_{ep} &= 100 * K_p \left(\frac{1.6 * V_p}{ID} \right)^{n_p - 1} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p} \\ &= 100 * 3.21 \\ &* \left(\frac{1.6 * 560.23}{3.826} \right)^{0.64 - 1} \left(\frac{3 * 0.64 + 1}{4 * 0.64} \right)^{0.64} \\ &= 48.96 \text{ (cP)} \end{aligned}$$

Numero de Reynolds:

$$N_{Rep} = \frac{15467 * V_p * ID * \rho}{\mu_{ep}}$$

$$= \frac{15467 * 560.23 * 3.826 * 12.8}{48.96}$$

$$= 8667$$

Factor de fricción:

Como el numero de Reynolds es mayor que 2100, se utiliza la ecuación para el flujo turbulento.

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log n_p + 3.93}{50}\right)}{N_{Rep}^{\left[\frac{1.75 - \log n_p}{7}\right]}} = \frac{\left(\frac{\log 0.64 + 3.93}{50}\right)}{8667^{\left[\frac{1.75 - \log 0.64}{7}\right]}}$$

$$= 0.006025$$

Pérdida de Presión:

$$P_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho * L}{92\ 916 * ID}$$

$$= \frac{0.006025 * 560.23^2 * 12.8 * 610}{92\ 916 * 3.826}$$

$$= 41.53 \text{ (psi)}$$

INTERVALO No 1 DE LA COLUMNA DE PERFORACIÓN (TUBERIA DE PERFORACIÓN):

Velocidad:

$$V_p = \frac{24.48 * Q}{ID^2} = \frac{24.48 * 335}{3.826^2}$$

$$= 560.23 \text{ ft/min}$$

Viscosidad efectiva:

$$\mu_{ep} = 100 * K_p \left(\frac{1.6 * V_p}{ID}\right)^{n_p - 1} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p}\right)^{n_p}$$

$$= 100 * 3.21$$

$$* \left(\frac{1.6 * 560.23}{3.826}\right)^{0.64 - 1} \left(\frac{3 * 0.64 + 1}{4 * 0.64}\right)^{0.64}$$

$$= 48.96 \text{ (cP)}$$

Numero de Reynolds:

$$N_{Rep} = \frac{15467 * V_p * ID * \rho}{\mu_{ep}}$$

$$= \frac{15467 * 560.23 * 3.826 * 12.8}{48.96}$$

$$= 8667$$

Factor de fricción:

Como el número de Reynolds es mayor que 2100, se utiliza la ecuación para el flujo turbulento.

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log n_p + 3.93}{50}\right)}{N_{Rep}^{\left[\frac{1.75 - \log n_p}{7}\right]}} = \frac{\left(\frac{\log 0.64 + 3.93}{50}\right)}{8667^{\left[\frac{1.75 - \log 0.64}{7}\right]}}$$

$$= 0.006025$$

Presión del intervalo:

$$P_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho * L}{92\ 916 * ID}$$

$$= \frac{0.006025 * 560.23^2 * 12.8 * 11641}{92\ 916 * 3.826}$$

$$= 792.52 \text{ (psi)}$$

INTERVALO No 2 DE LA COLUMNA DE PERFORACIÓN (LASTRABARRENAS):

Velocidad de propagación en el medio:

Velocidad:

$$V_p = \frac{24.48 * Q}{ID^2} = \frac{24.48 * 335}{2.25^2}$$

$$= 1619.91 \text{ ft/min}$$

Viscosidad efectiva:

$$\mu_{ep} = 100 * K_p \left(\frac{1.6 * V_p}{ID} \right)^{n_p - 1} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

$$= 100 * 3.21$$

$$* \left(\frac{1.6 * 1619.91}{2.25} \right)^{0.64 - 1} \left(\frac{3 * 0.64 + 1}{4 * 0.64} \right)^{0.64}$$

$$= 27.6 \text{ (cP)}$$

Numero de Reynolds:

$$N_{Rep} = \frac{15467 * V_p * ID * \rho}{\mu_{ep}}$$

$$= \frac{15467 * 1619.91 * 2.25 * 12.8}{27.6}$$

$$= 26144$$

Factor de fricción:

Como el numero de Reynolds es mayor que 2100, se utiliza la ecuación para el flujo turbulento.

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log n_p + 3.93}{50} \right)}{N_{Rep}^{\left[\frac{1.75 - \log n_p}{7} \right]}} = \frac{\left(\frac{\log 0.64 + 3.93}{50} \right)}{26144^{\left[\frac{1.75 - \log 0.64}{7} \right]}}$$

$$= 0.004434$$

Pérdida de Presión:

$$P_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho * L}{92 \ 916 * ID}$$

$$= \frac{0.004434 * 1619.91^2 * 12.8 * 390}{92 \ 916 * 2.25}$$

$$= 277.84 \text{ (psi)}$$

Perdida de presión total de la columna de perforación:

$$P_{Columna \ de \ perforación} = 792.52 + 277.84$$

$$= 1070.36 \text{ (psi)}$$

PERDIDAS DE PRESIÓN ANULAR:

Valores de “n” y “K” en el espacio anular.

$$n_a = 0.657 \log \frac{\theta^{100}}{\theta^3} = 0.657 \log \frac{21}{8} =$$

$$0.275$$

$$K_a = \frac{5.11 * \theta^3}{511^{n_a}} = \frac{5.11 * 8}{511^{0.275}} = 26.1$$

INTERVALO ANULAR No 1 (TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE 8.835 PULG. X TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE 4.5 PULG.):

Velocidad anular:

$$V_a = \frac{24.48 * Q}{(D_2^2 - D_1^2)} = \frac{24.48 * 335}{(8.835^2 - 4.5^2)}$$

$$= 141.86 \text{ ft/min}$$

Viscosidad anular efectiva:

$$\mu_{ea} = 100 * K_a \left(\frac{2.4 * V_a}{(D_2 - D_1)} \right)^{n_a - 1} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

$$= 100 * 26.1$$

$$* \left(\frac{2.4 * 141.86}{8.835 - 4.5} \right)^{0.275 - 1} \left(\frac{2 * 0.275 + 1}{3 * 0.275} \right)^{0.275}$$

$$= 131.22 \text{ (cP)}$$

Numero de Reynolds anular:

$$N_{Rea} = \frac{15467 * V_a * (D_2 - D_1) * \rho}{\mu_{ea}}$$

$$= \frac{15467 * 141.86 * (8.835 - 4.5) * 12.8}{131.22}$$

$$= 927.82$$

Factor de fricción:

Como el número de Reynolds es inferior a 2100, se utiliza la ecuación para el flujo laminar:

$$f_a = \frac{24}{N_{Rea}} = \frac{24}{927.82} = 0.025867$$

Pérdida de Presión del intervalo anular:

$$P_a = \frac{f_a * V_a^2 * \rho * L}{92\,916 * (D_2 - D_1)}$$

$$= \frac{0.025867 * 141.86^2 * 12.8 * 10786}{92\,916 * (8.835 - 4.5)}$$

$$= 177.94 \text{ (psi)}$$

INTERVALO ANULAR No 2 (POZO ABIERTO DE 8.625 PULG. X TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE 4.5 PULG.):

Velocidad anular:

$$V_a = \frac{24.48 * Q}{(D_2^2 - D_1^2)} = \frac{24.48 * 335}{(8.625^2 - 4.5^2)}$$

$$= 151.47 \text{ ft/min}$$

Viscosidad anular efectiva:

$$\mu_{ea} = 100 * K_a \left(\frac{2.4 * V_a}{(D_2 - D_1)} \right)^{n_a - 1} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

$$= 100 * 26.1$$

$$* \left(\frac{2.4 * 151.47}{8.625 - 4.5} \right)^{0.275 - 1} \left(\frac{2 * 0.275 + 1}{3 * 0.275} \right)^{0.275}$$

$$= 120.72 \text{ (cP)}$$

Numero de Reynolds anular:

$$N_{Rea} = \frac{15467 * V_a * (D_2 - D_1) * \rho}{\mu_{ea}}$$

$$= \frac{15467 * 151.47 * (8.625 - 4.5) * 12.8}{120.72}$$

$$= 1024.68$$

Factor de fricción:

Como el número de Reynolds es inferior a 2100, se utiliza la ecuación para el flujo laminar:

$$f_a = \frac{24}{N_{Rea}} = \frac{24}{1024.68} = 0.02342$$

Pérdida de Presión del intervalo anular:

$$P_a = \frac{f_a * V_a^2 * \rho * L}{92\,916 * (D_2 - D_1)}$$

$$= \frac{0.02342 * 151.47^2 * 12.8 * 855}{92\,916 * (8.625 - 4.5)}$$

$$= 15.34 \text{ (psi)}$$

INTERVALO ANULAR No 3 (POZO ABIERTO DE 8.625 PULG. X LASTRABARRENAS DE 7 PULG.):

Velocidad anular:

$$V_a = \frac{24.48 * Q}{(D_2^2 - D_1^2)} = \frac{24.48 * 335}{(8.625^2 - 7^2)}$$

$$= 322.99 \text{ ft/min}$$

Viscosidad anular efectiva:

$$\mu_{ea} = 100 * K_a \left(\frac{2.4 * V_a}{(D_2 - D_1)} \right)^{n_a - 1} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

$$= 100 * 26.1$$

$$* \left(\frac{2.4 * 322.99}{8.625 - 7} \right)^{0.275 - 1} \left(\frac{2 * 0.275 + 1}{3 * 0.275} \right)^{0.275}$$

$$= 35.48 \text{ (cP)}$$

Numero de Reynolds anular:

$$N_{Rea} = \frac{15467 * V_a * (D_2 - D_1) * \rho}{\mu_{ea}}$$

$$= \frac{15467 * 322.99 * (8.625 - 7) * 12.8}{35.48}$$

$$= 2928.7$$

Factor de fricción:

Como el número de Reynolds es mayor que 2100, se utiliza la ecuación para el flujo turbulento:

$$f_a = \frac{\left(\frac{\log n_a + 3.93}{50}\right)}{N_{Rea}^{\left[\frac{1.75 - \log n_a}{7}\right]}} = \frac{\left(\frac{\log 0.275 + 3.93}{50}\right)}{2928.7^{\left[\frac{1.75 - \log 0.275}{7}\right]}}$$

$$= 0.00483$$

Pérdida de Presión del intervalo anular:

$$P_a = \frac{f_a * V_a^2 * \rho * L}{92\,916 * (D_2 - D_1)}$$

$$= \frac{0.00483 * 322.99^2 * 12.8 * 390}{92\,916 * (8.625 - 7)}$$

$$= 16.66 \text{ (psi)}$$

DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN:

Pérdida de presión anular total a la profundidad total (TD):

$$P_{Espacio\ anular} = 177.97 + 15.34 + 16.66$$

$$= 209.97 \text{ (psi)}$$

Densidad equivalente de circulación a TD:

$$ECD = \rho + \frac{\Sigma P_a}{0.052 * TVD}$$

$$= 12.8 + \frac{209.97}{0.052 * 12031}$$

$$= 13.14 \frac{lb}{gal}$$

HIDRÁULICA DE LA BARRENA:

Pérdida de presión a través de las toberas o pérdida de presión de la barrena:

$$P_{Barrena} = \frac{156 * \rho * Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots)^2}$$

$$= \frac{156 * 12.8 * 335^2}{(11^2 + 11^2 + 11^2)^2}$$

$$= 1700 \text{ (psi)}$$

Porcentaje de pérdida de presión en la barrena:

$$\% \Delta P_{Barrena} = \frac{P_{Barrena}}{P_{Total}} * 100 = \frac{1700}{3000} * 100$$

$$= 57\%$$

Velocidad de tobera de la barrena:

$$V_n = \frac{417.2 * Q}{D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots}$$

$$= \frac{417.2 * 335}{11^2 + 11^2 + 11^2} = 385 \frac{ft}{seg}$$

Impacto hidráulico:

$$IF = \frac{Q * \rho * V_n}{1930} = \frac{335 * 12.8 * 385}{1930} = 855 \text{ lb}$$

Fuerza de impacto por pulgada cuadrada:

$$IF = \frac{1.27 * IF}{(\text{Diámetro de barrena})^2} = \frac{1.27 * 855}{(8.625)^2}$$

$$= 14.6 \text{ (psi)}$$

Potencia hidráulica en la barrena:

$$HHP_B = \frac{Q * P_{Barrena}}{1740} = \frac{355 * 1700}{1740}$$

$$= 327.3 \text{ (HHP)}$$

Potencia hidráulica por pulgada cuadrada:

$$HSI = \frac{1.27 * HHP_B}{(\text{Diámetro de barrena})^2}$$

$$= \frac{1.27 * 327.3}{(8.625)^2} = 5.58 \left(\frac{HHP}{in^2}\right)$$

PÉRDIDA DE PRESIÓN TOTAL:

Las pérdidas de presión calculadas para el sistema (conexiones superficiales, columna de perforación, herramientas de fondo, barrena y espacio anular) deberían aproximarse considerablemente a la presión de circulación.

$$\begin{aligned}
 P_{Total} &= P_{Equipo Superf.} + P_{Columna Perf.} \\
 &+ P_{Barrena} + P_{Espacio Anular} \\
 &= 41.53 + 1070.36 + 1700 \\
 &+ 209.27 = 3021.16 \text{ (psi)}
 \end{aligned}$$

Esto se aproxima de manera aceptable a la presión de circulación registrada de 3000 psi.

LIMPIEZA DEL POZO:

Por último mediante la metodología de la correlación de Walker y Mayes¹, descrita a fondo en el subtema 5.6 de este capítulo, se calculan la eficiencia y la concentración de los recortes para una adecuada limpieza de pozo.

LIMPIEZA DEL POZO MEDIANTE LA CORRELACIÓN DE WALKER Y MAYES, 1975.			
DATOS		CÁLCULOS	
Q [gpm] =	335	1) Esfuerzo cortante de las partículas	tp [lb/100ft ²] = 12.2386
ρ [lb/gal] =	12.8	2) Límite de la tasa de cizalladura	γb [seg ⁻¹] = 86.6476
ID Hole [in] =	8.625	3) Gasto de esfuerzo cortante	γp [seg ⁻¹] = 0.0192
ROP [ft/hr] =	70	4) Velocidad de caída (condición laminar)	Vs [ft/min] = 0.4484
Va [ft/min] =	322.99	5) Velocidad de transporte de los recortes	Vt [ft/min] = 322.5416
na =	0.275	6) Eficiencia de transporte de los recortes	Et [%] = 99.8612
Ka [lb/100ft ²] =	26.1	7) Concentración de recortes	Ca [%] = 0.1227
T grosor de partículas [in] =	0.3		
dp diámetro de partículas [in] =	0.6		

Nota 1: Correlación válida solo para pozos con ángulos menores a 30°.

BIBLIOGRAFIA

- *Hidráulica de la perforación rotatoria, IMP.*
- *Procedimientos para la determinación de la hidráulica de perforación, IMP.*
- *Hidráulica avanzada para construir pozos eficientes y seguros, Cia. Halliburton, Baroid, presentación técnica, Villahermosa, 2003.*
- *Hidráulica Aplicada Nivel 4, Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos, programa nacional de capacitación técnico-práctica PEMEX-IMP, segunda edición, México, 1990.*
- *Recortes 1.0, Predicción de la limpieza de un pozo, guía de usuario, Subdirección de Transformación Industrial, IMP, México, agosto 1999.*
- *Manual de fluidos de perforación; Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación, Instituto Americano del Petróleo. Dallas, Texas.*

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- I. Se selecciono una metodología que nos permite usar el agua de mar en la elaboración de lodos arcillosos.
- II. Los cálculos hidráulicos vistos en el capítulo 5 nos indican que el fluido bentonítico al 10% tratado con agua de mar requiere una relación de 1:1, 1m^3 de prehidratación con 1m^3 de agua de mar, ajustado con un reductor de filtrado, nos puede ahorrar hasta un 50% en gastos derivados de la compra de agua dulce para la elaboración de los fluidos de perforación.
- III. El modelo reológico escogido para el fluido fue el de ley de potencias modificado, este modelo con sus respectivos valores de n y K y la ayuda de la correlación de Walker y Mayes aplicado a un caso práctico de hidráulica nos demuestran que el fluido desarrolla una excelente eficiencia de transporte de los recortes, que a su vez deriva en una adecuada limpieza del agujero vital para una buena perforación.
- IV. Al densificar un fluido de perforación utilizando sulfato de bario (baritina o barita, BaSO_4), las grandes cantidades empleadas de este material producen un aumento excesivo en el volumen de filtrado y el tamaño del enjarre, esto nos puede ocasionar pérdidas de circulación y atrapamientos de la sarta de perforación si no son debidamente controlados, es por esto que se tienen que usar reductores de filtrado en medios alcalinos.
- V. El polímero natural empleado para reducir el filtrado fue el psyllium plantago, este a diferencia del polímero natural carboximetilcelulosa (CMC) mostró una mayor afinidad al agua de mar logrando una mayor y mejor suspensión e hidratación que la CMC. Además de reducir el filtrado y el enjarre de gran manera, el psyllium plantago aumentó notablemente la viscosidad y gelatinosidad del fluido. Otra ventaja es que el psyllium plantago es más económico que la CMC.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- VI. En relación a la primera etapa experimental, un fluido bentonítico al 6% presenta una disminución en el tiempo de escurrimiento, este factor hace que el sistema presente un grado de fluidez alto. Sin embargo, las propiedades reológicas y tixotrópicas del sistema se ven afectadas, ya que la bentonita al encontrarse en menor cantidad no desarrolla de manera adecuada la función de viscosificante.
- VII. Por otra parte, un fluido al 10% presenta un aumento en el tiempo de escurrimiento, ocasionando un decremento en el grado de fluidez del sistema. Esto último es provocado por una gran concentración de material arcilloso montmorillonítico, que al hidratarse aumenta su volumen dentro del fluido de perforación, reduciendo la cantidad de material capaz de fluir.
- VIII. La concentración adecuada de bentonita para agregar como arcilla reactiva en la fase dispersa de un fluido de perforación base agua dulce es del 8%, debido a que a muy altas cantidades del material montmorillonítico en el sistema se vería afectada la fluidez y en consecuencia el ritmo de bombeo.
- IX. Los fluidos de perforación tienen que ser alcalinizados con sosa (NaOH) en un rango de potencial de hidrogeno (pH) de entre 9 y 11 para incrementar la hidratación de la bentonita, además de neutralizar deficientemente los gases ácidos provenientes de la formación (como son el ácido sulfhídrico H_2S y el dióxido de carbono CO_2) debido a su naturaleza monovalente. No obstante, los lodos no pueden ser muy alcalinos ya que se pueden presentar incrustaciones de carbonato de sodio (Na_2CO_3) o carbonato de calcio ($CaCO_3$) en las tuberías.
- X. Respecto a la segunda fase experimental, para un fluido bentonítico base agua de mar no hay concentración que desarrolle las funciones básicas que requiere un fluido de perforación, esto debido a la incapacidad de hidratación de la arcilla montmorillonítica en un medio salado, puesto que los iones Ca, Na y Mg presentes en dichos medios no permiten la adsorción de las moléculas de agua en los espacios interlaminares de la arcilla.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- XI. Conforme a la tercera y última etapa experimental, para utilizar el agua de mar con bentonita previamente hidratada la concentración óptima para la montmorillonita a pre-hidratar es del 10%, esto tiene cierta lógica puesto que al agregar agua de mar el sistema pre-hidratado se irá diluyendo, de ahí la utilidad de tener altas concentraciones de bentonita las cuales permiten el desarrollo de las propiedades reológicas tixotrópicas indispensables para realizar las capacidades de acarreo y limpieza del agujero para poder perforar.
- XII. Dado que muchos factores intervienen en la calidad de las bentonitas utilizadas en la industria petrolera, se hace énfasis en que los resultados obtenidos pueden variar de una experimentación a otra con el solo hecho de utilizar una bentonita distinta a la utilizada en estas pruebas. No obstante, los datos obtenidos son de interés para cuando se requieran hacer comparaciones entre experimentaciones afines.