



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Desarrollo y aplicación de la
metodología para ensayos reológicos
de fluidos de perforación a condiciones
de alta presión y alta temperatura.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

TREJO TÉLLEZ RAÚL

VÁZQUEZ VELÁZQUEZ JUAN DARÍO



DIRECTOR DE TESIS:
ING. MARIA CRISTINA AVILES ALCANTARA

MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, OCTUBRE DE 2011

AGRADECIMIENTOS

JUAN DARIO VAZQUEZ VALAZQUEZ

A DIOS:

QUE EN LA VIDA ME A DADO FUERZA E INTELIGENCIA PARA IR LLEVANDO MI VIDA.

A MI FAMILIA:

A MI PADRE POR SUS VALIOSOS CONSEJOS Y SU GRAN PACIENCIA DE DEMOSTRARME QUE TODO LO QUE UNO SE PROPONE EN LA VIDA LO PUEDE CONSEGUIR GRACIAS APA PORQUE JAMAS TE DOBLEGASTE NI ANTES DE CAER VA TE QUIERO.

A MI MADRE POR SU APOYO INCONDICIONAL EN TODOS LOS SUCESOS DE MI VIDA ADEMÁS POR LUCHAR TANTO POR SACARNOS ADELANTE DEMOSTRARME TODA ESA FUERZA DIA A DIA TE AMO GORDITA LINDA ESPERO TE SIENTAS ORGULLOSA DE TU HIJO EL PANSON.

A MI HERMANO POR SU APOYO Y COMPRENSION CUANDO FALLECIO EL JEFE Y EN TANTAS TRAVESURAS QUE COMPARTIMOS.

A MI HERMANA POR COMPARTIR SU LINDA FAMILIA CONMIGO ADEMÁS DE SER LA PERSONA QUE ME TUBO LA PACIENCIA DE ENSEÑARME LO BASICO DE LAS MATEMATICAS.

A MI NOVIA RUCHA QUE ME APOYO EN LA ESTANCIA EN LA ESCUELA Y EN TODOS LOS PROYECTOS QUE MI CABEZA HUECA QUIZO REALIZAR.

A LOS CAMARADAS:

LOS DE LA PREPA ESA BANDERA (JOSE, SIMON, MILDRED, RODRIGO, ALFREDO, MARU, PATY)

LOS DE LA UNIVERSIDAD CHANCROSOS Y PANDILLA (MAGOS, MACHUCA, DAVID, ANDRES, PARNER, PEPE, JUAN, DANIEL, ROBERT, CAPI, LOGAN) CON LOS QUE COMPARTI CONVENENCIAS INOLVIDABLES A TODOS ELLOS GRACIAS POR SER PARTE DE MI VIDA.

Y POR ULTIMO A LA GENEROSA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO QUE ME ABRIÓ LAS PUERTAS DE SU INSTITUCION PARA PODER ESTUDIAR Y FORJARME UNA CARRERA LES AGRADESCO PROFESORES POR COMPARTIR SUS CONOCIMIENTOS.

RAÚL TREJO TÉLLEZ

A Dios.

Gracias por iluminar mi camino día con día y por darme la oportunidad de disfrutar de la vida.

A mis padres.

A ustedes les debo la vida y les agradezco infinitamente todo el apoyo y cariño que me han dado sin ustedes no hubiera podido alcanzar este sueño los quiero mucho.

A mi familia.

Tias, tio, hermanas, primos, primas, cuñado y sobrinos muchas gracias por todo su amor, sus consejos y ayuda en este camino para cumplir este sueño.

A la UNAM.

Mi alma máter y a la facultad de ingeniería muchas gracias por haberme dado tantos conocimientos, a mis profesores de la carrera y a mis sinodales en especial a mi directora de tesis la Ing. Ma. Cristina Avilés Alcántara muchas gracias por todo.

A mis amigos

Gracias a todos por haber sido un gran apoyo a lo largo de este tiempo, muchas gracias por su amistad y por haber compartido conmigo momentos tan especiales en mi vida. Gracias pandilla, Andrés, Arturo, Carlos, Darío, Daniel, Eder, Felipe, George I, George II, Juan, Juanito, Michael, Pepe, Robert, Sara, por esos buenos momentos en la facultad, muchas gracias Alfredo, Manolo, Chaly, Edgar, Tanys, por tantos momentos inolvidables.

A ti.

No tengo más que agradecerte amor, no tengo más que decir, el universo algunas veces te da regalos, en ocasiones buenos en otras no tanto, sin duda alguna, un buen regalo fue el ponerte en mi camino, gracias a esto aprendí muchas cosas de la vida. Agradezco tus palabras, tus caricias, tus miradas y tus besos. Hoy la vida me da la oportunidad de cumplir un sueño y me abre la oportunidad seguir con mi camino para seguir alcanzando mis metas, hoy estoy en paz conmigo mismo y completamente convencido de que lo que vive contigo, permanecerá y se desvanecerá ahí contigo...
M.G.G.

Desarrollo y aplicación de la Metodología para ensayos reológicos de fluidos de perforación a condiciones de alta presión y alta temperatura.

Índice.	Página.
Prefacio.	III
Capítulo 1. Generalidades de los fluidos de Perforación.	1
1.1 Definición de fluido de perforación.	1
1.2 Principales propiedades y características de los fluidos de perforación.	1
1.3 Funciones de los fluidos de perforación.	4
1.4 Factores a considerar para seleccionar un fluido de perforación.	7
1.5 Tipos de fluidos de perforación.	10
1.6 Problemas de los fluidos de perforación base agua y base aceite.	14
Capítulo 2. Tipos, funciones y características de sistemas base agua HPHT.	15
2.1 Sistemas base agua.	17
2.2 Sistemas base agua HTHP.	17
Capítulo 3. Reología.	24
3.1 Fundamentos y modelos de fluidos.	24
3.2 Tipos de fluidos.	33
3.3 Modelos reológicos.	37
3.4 Determinación de los parámetros reológicos en los fluidos de perforación con diferentes instrumentos.	50

3.5 Predicción de la reología de los fluidos de perforación en el fondo del pozo.	54
3.6 Predicción de la densidad de los fluidos de perforación en el fondo del pozo.	57
3.7 Limpieza del agujero.	59
Capítulo 4. Metodología para ensayos reológicos HPHT.	62
4.1 Resumen del procedimiento de prueba.	63
4.2 Procedimiento de prueba.	66
4.3 Calibración.	70
Capítulo 5. Comportamiento reológico de sistemas base agua HPHT.	71
5.1 Metodología para determinar el comportamiento reológico de los sistemas base agua HPHT.	72
Capítulo 6. Análisis de resultados y conclusiones	78
Bibliografía.	85
Glosario.	87

FLUIDOS DE PERFORACION BASE AGUA

Las perforaciones con fluidos base aceite y/o componentes sintéticos son utilizados generalmente a una temperatura que va desde los 149 °C (300 °F) hasta los 260 °C (500 °F) esto es debido al comportamiento de sus propiedades ya que estas se presentan constantes y consistentes, además del bajo costo en el tratamiento de estos fluidos en las operaciones de perforación. En ocasiones se desea que estos fluidos de perforación fuesen fluidos base agua esto debido al alto costo de transporte de los materiales necesarios para el desarrollo de la operación. Otro requerimiento necesario en la toma de decisiones son los requerimientos ambientales del lugar en donde se propone se lleve a cabo la operación.

A finales de los 90's se inicio con el desarrollo de nuevos sistemas de fluidos de perforación poliméricos que incrementan la seguridad ambiental ya que no contienen sustancias peligrosas para el medio ambiente. Estos nuevos diseños de fluidos de perforación han demostrado tener mayores beneficios ambientales así como la estabilidad a ciertas temperaturas altas asociadas a una alta presión. El reto sigue siendo contar con un sistema base agua polimérico de alta presión y temperatura con el que podamos perforar zonas de lullitas de presiones anormales.

Estos novedosos fluidos fueron diseñados con polímeros biodegradables, así como una mezcla de monómeros. Estos fluidos fueron utilizados para controlar perdidas de fluido de control, además estos novedosos diseños de polímeros han dado muy buenos resultados en el comportamiento reológico para condiciones de alta presión y alta temperatura.

Algunos fluidos de perforación pueden ser formulados con agua dulce o bien con agua de mar, brindando así grandes ventajas económicas y ambientales, siendo estos algunos de los grandes retos que se han logrado vencer en la industria petrolera con estos novedosos diseños. Estas ventajas no reducen la resistencia mostrada por otros sistemas de fluidos a los contaminantes más comunes como el Calcio y el Magnesio además de mostrar una buena limpieza del agujero.

Además brindan grandes ventajas en comparación a los fluidos de perforación tradicionales puesto que se reduce la cantidad de aditivos (reduciendo así el límite de degradación termal).

El diseño de estos sistemas poliméricos de reducidas cantidades de monómeros puede preparar buenos fluidos de perforación para alta presión y alta temperatura con una pérdida mínima de fluidos de control y manteniendo un comportamiento reológico adecuado.

En esta tesis se presenta el desarrollo de la metodología para representar el comportamiento reológico de dos sistemas de fluidos de perforación base agua a diferentes condiciones de temperatura que van de 50°C a 176°C y con presiones que van de los 580 psi hasta los 15300 psi, utilizando el viscosímetro HPHT Mod. Fann 75 para analizar las mediciones de sus parámetros reológicos con los modelos de Plástico de Bingham, Ley de Potencias y Ley de Potencias Modificado (Herschel Bulkley).

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1.1 Definición de fluido de perforación.

El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) define al fluido de perforación como “un fluido circulante, usado en la perforación rotatoria, para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas para realizar una operación de perforación”.

Es decir es el fluido circulatorio que se utiliza en un equipo de perforación de pozo, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades fisicoquímicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar.

1.2 Principales propiedades y características de los fluidos de perforación.

Al determinar si un fluido se comportara eficazmente en las operaciones de perforación es de vital importancia considerar las propiedades físicas del fluido, la densidad y las propiedades reológicas siendo monitoreadas para facilitar el proceso de perforación.

Cada pozo es único, por lo tanto es importante que estas propiedades sean controladas respecto a los requisitos para un pozo en particular y del fluido que se está usando.

Las propiedades reológicas de un fluido pueden afectar negativamente un aspecto, al mismo tiempo que producen un impacto positivo importante sobre otro. Por lo tanto se debe lograr un equilibrio para maximizar la presión de bombeo y evitar los inlfujos de fluidos o de la formación, además de impedir la pérdida de circulación hacia la formación que se está perforando.

1.2.1 Densidad.

La densidad o peso del lodo es la propiedad más crítica de cualquier fluido de perforación ya que con ella se provee el control primario del pozo. La densidad del fluido de perforación debe ser ajustada de modo que la presión hidrostática de su columna dentro del pozo sea suficiente para equilibrar la presión de las formaciones expuestas.

La densidad del fluido de perforación se basa en una ventana operacional que depende del gradiente de formación y del gradiente de fractura.

La figura I.1 muestra un ejemplo de la ventana operacional de un pozo, definida por el Gradiente de presión de formación (GP_f) y el Gradiente de Presión de fractura (GP_{ff}). La densidad del fluido de control debe estar dentro de la ventana operacional, esto para mantener la presión de la formación y a su vez no fracturarla. La perforación debe hacerse por etapas; cada etapa se perfora con una diferente densidad de fluido.

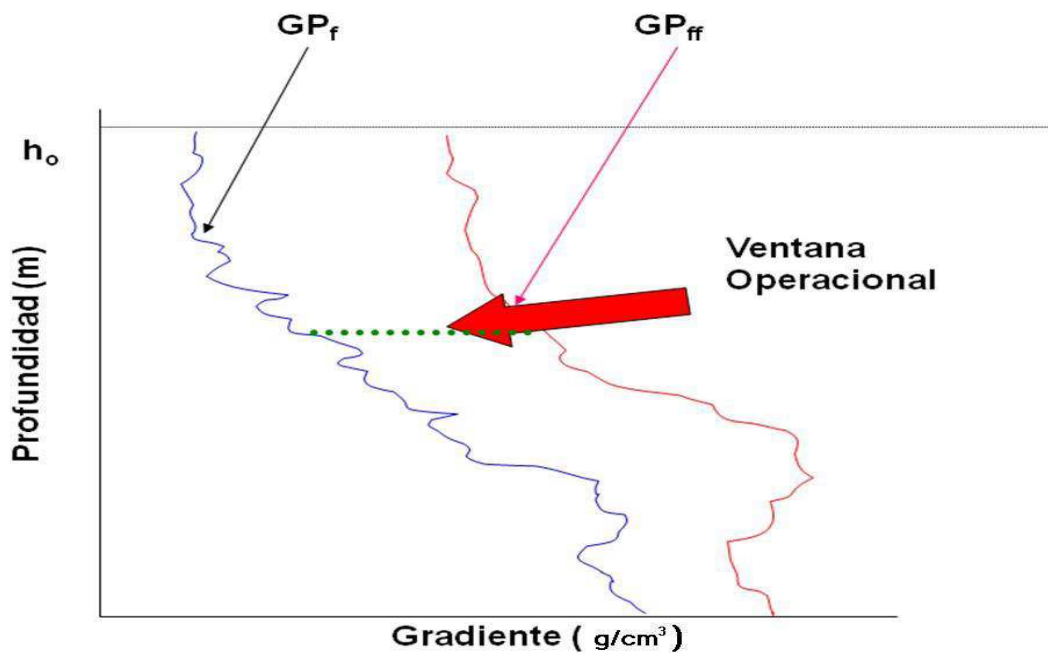


FIGURA I.1

La densidad relativa del lodo de perforación es aquella que se obtiene al dividir la densidad del lodo entre la densidad del agua a una temperatura específica.

1.2.2 Reología.

La medición de las propiedades reológicas de un fluido de perforación es importante para determinar la capacidad del lodo, en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, para elevar recortes y desprendimientos hasta la superficie; para analizar la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas y temperatura; así como para determinar los cambios de presión en el interior del pozo mediante un viaje.

Las propiedades reológicas fundamentales son la viscosidad, el esfuerzo de corte y la velocidad de corte las cuales se describirán de manera detallada en el capítulo 3 de esta tesis.

1.2.3 Tixotropía

La tixotropía en un fluido de perforación es su capacidad para originar una transformación isotérmica reversible del estado gelatinoso. La gelatinosidad puede volver al estado líquido por simple agitación. La formación de geles con una rapidez que varía con las características físicas y químicas del fluido de perforación, es la propiedad que produce la plasticidad de dicho fluido y permite suspender los sólidos mientras el pozo está estático, previniendo que los materiales densificantes incluidos en los fluidos y los recortes producto de la perforación se asienten.

La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico.

Es decir que cualquier cosa que fomenta o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido.

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante. No se debe permitir que la gelificación alcance un nivel más alto del necesario para cumplir estas funciones. Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como las siguientes:

1. Entrampamiento del aire o gas en el fluido.
2. Presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje.
3. Reducción de la eficacia del equipo de remoción de sólidos.
4. Pistoneo excesivo al sacar la tubería del pozo.
5. Aumento brusco excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo.
6. Incapacidad para bajar las herramientas de registro hasta el fondo.

1.2.4 Propiedades coloidales.

Representan la capacidad de los lodos de perforación para formar un enjarre impermeable sobre las paredes del pozo, que proteja las formaciones porosas y lubrique la tubería de perforación.

Estas propiedades, a su vez son función de la calidad de la arcilla empleada y de las sales contenidas en el agua. No existe una unidad para medir el valor coloidal de un lodo; pero existe el método de prueba de filtrado mediante el cual se mide su valor relativo haciendo posible prever su comportamiento y el control de dicha propiedad.

Las propiedades coloidales de un fluido de perforación dependen del contenido de partículas coloidales, teniendo en cuenta que éstas tienen una dimensión que varía de 0.002 mm a 1 micra. Sin embargo, el contenido de coloides de un lodo debe ser controlado, pues puede alcanzar valores altos que impidan el depósito de los recortes en la presa de asentamiento.

1.3 Funciones de los fluidos de perforación.

Las funciones más importantes de los fluidos de perforación se describirán a continuación.

1.3.1 Enfriar y lubricar la barrena.

Durante el proceso de perforación se genera mucho calor debido a la fricción que existe entre el pozo, la sarta de perforación y la barrena contra la formación.

El fluido de perforación disipa el calor hacia la superficie al realizar un ciclo completo de circulación. El fluido de perforación también lubrica la barrena y la tubería de perforación, reduciendo la fricción. La mayoría de los fluidos de perforación son buenos lubricantes debido a que se formulan con aditivos que reducen la fricción, como la bentonita y los polímeros.

1.3.2 Transportar los recortes de perforación a la superficie.

Un lodo de perforación debe ser capaz de transportar los recortes generados por la barrena a la superficie a través del espacio anular del pozo, para que esto se cumpla, la velocidad del lodo de perforación en el espacio anular debe ser mayor que la velocidad de asentamiento de las partículas generadas durante la perforación para que éstas puedan ser llevadas a la superficie.

Este proceso de transporte es dependiente de la velocidad del fluido en el espacio anular, la densidad del fluido y el esfuerzo de cedencia. Otros factores que también influyen son: la inclinación del pozo, el interior de la tubería, la excentricidad del espacio anular, el tamaño, densidad y geometría de los recortes.

Las variables como el esfuerzo de cedencia o la fuerza de gel deben ser mantenidas en niveles adecuados para lograr una buena limpieza del agujero cuando el fluido está en circulación y ser capaz de mantener los recortes en suspensión cuando la circulación se interrumpe.

Estas propiedades pueden controlarse mediante el uso de aditivos en los fluidos de perforación.

1.3.3 Transmitir potencia hidráulica a la barrena.

El fluido de perforación es el medio a través del cual se transmite la potencia hidráulica a la barrena. Un fluido cuya viscosidad en la barrena se aproxima a la del agua, disminuirá las pérdidas de presión por fricción y aumentará la potencia hidráulica disponible en la barrena. Esto debido a que mientras más baja sea su viscosidad la pérdida por fricción en las paredes del pozo será menor, y le será más fácil el movimiento, aumentando el rendimiento de la potencia hidráulica disponible.

1.3.4 Controlar la presión de formación.

Durante la perforación se van encontrando formaciones saturadas con fluidos como: agua dulce, agua salada, gas, aceite o una combinación de ellos. Generalmente estos fluidos se encuentran a una cierta presión llamada presión de yacimiento, misma que debe ser contrarrestada por la presión hidrostática ejercida por la columna del lodo de perforación.

La densidad de los fluidos de perforación debe ajustarse para contener cualquier presión de la formación y evitar el flujo de los fluidos hacia el pozo. Además de ofrecer cierto margen de seguridad mientras se efectúa un viaje de tubería. Sin embargo la densidad no debe ser tan alta como para crear presión diferencial excesiva, la cual disminuye la

velocidad de penetración y puede ocasionar pérdida de circulación; o la pegadura de tubería.

1.3.5 Estabilizar las paredes del pozo.

Frecuentemente los pozos presentan problemas de inestabilidad en las paredes del agujero. Las causas son variadas, entre ellas las debidas a fenómenos geológicos tales como zonas fracturadas, arcillas hidratables, formaciones no consolidadas y zonas presurizadas. Estas deben anticiparse, para así poder formular un fluido de perforación que cumpla los requerimientos físicos y químicos que permitan evitar el problema; también para que la zona perforada permanezca estable y se pueda continuar con la perforación. Para asegurar la estabilidad del agujero, factores como el enjarre, la densidad, la velocidad de flujo y la actividad química del fluido deben tomarse en cuenta y ser ajustados.

1.3.6 Permitir la toma de registros geofísicos.

Las propiedades físicas y químicas de un fluido de perforación pueden afectar la toma de registros geofísicos. Por ejemplo, un fluido muy salado hace poco confiable la información obtenida de un registro de Potencial Espontáneo (SP) debido a que la salinidad del fluido y de la formación puede ser casi igual.

Los fluidos base aceite, nulifican los registros de resistividad ya que el fluido actúa como un dieléctrico. Por lo tanto, el programa de registros deberá estar acorde con el fluido que se tenga en el pozo. Durante la perforación de pozos de alto ángulo, horizontales o multilaterales se utiliza la herramienta MWD. Esta herramienta envía información a la superficie acerca de las propiedades de la roca perforada, dirección del pozo, torque y peso sobre barrena.

Esta valiosa información llega mediante pulsaciones a través del fluido. El fluido debe suministrar un medio apropiado para evaluar las formaciones a través de los registros eléctricos. Para tomar los registros eléctricos se requiere que el fluido de perforación sea un medio conductor, que permita obtener las propiedades eléctricas de los diferentes fluidos de la formación. La correcta evaluación de la formación se dificulta enormemente si la fase líquida del fluido de perforación ha invadido la formación, alterando las propiedades físicas o químicas de la misma.

1.3.7 Mejorar la velocidad de perforación.

La velocidad de perforación se ve afectada por las propiedades del fluido de control utilizado. Un volumen bajo de filtrado y un alto contenido de sólidos retarda la igualación de presión alrededor del corte y promueve el remolero antes de su remoción.

La selección de un determinado tipo de fluido para optimizar la velocidad de perforación reduce significativamente los tiempos de perforación; sin embargo, deberán de analizarse otros problemas tales como el daño a la formación, estabilidad del agujero, etc.

1.4 Factores a considerar para seleccionar un fluido de perforación.

La selección adecuada del fluido de perforación es de vital importancia para el éxito de la perforación, los errores en esta fase pueden resultar costosos y difíciles de corregir, para evitar estos errores es recomendable considerar los siguientes factores.

1.4.1 Factores ambientales.

Con frecuencia este factor es el de mayor peso para la selección de la base (agua o aceite) del fluido de perforación. Las regulaciones ambientales son variadas y dependen de la localización del pozo a perforar. En zonas marinas se consideran características de fluorescencia, brillo, biodegradación, bioacumulación y toxicidad; en zonas terrestres influye el contenido de cloruros, metales pesados, pH y contenido de aceite, entre otros.

1.4.2 Condiciones de seguridad.

La seguridad es prioritaria, y el fluido seleccionado debe ser capaz de mantener las características o propiedades requeridas para:

- Ejercer un efectivo control de la presión de formación.
- Realizar una limpieza efectiva del pozo.

- Mantener control sobre los contaminantes del área.
- Permitir la rápida densificación y tratamiento.

1.4.3 Alta presión y alta temperatura.

Al perforar pozos con alta presión y alta temperatura, se debe seleccionar el fluido que presente mejor estabilidad. El fluido base aceite (emulsión inversa) tiene un mejor desempeño en estas condiciones. Los problemas más comunes en estos pozos son:

- Gelificación
- Asentamiento de la barita
- Inestabilidad térmica
- Variaciones en la densidad (disminución)

1.4.4 Perdidas de circulación.

Si se va a perforar un pozo en una zona donde existe evidencia de que se puede presentar un pérdida de circulación de gran magnitud, el tipo de fluido seleccionado debe ser el más simple y económico posible.

Para estos casos el fluido base agua es el más recomendado y de ser posible fluidos aireados. La problemática en zonas de pérdida total incluye:

- Manejo de grandes volúmenes de lodo
- Logística
- Costo

1.4.5 Domos salinos.

Cuando se perfora un domo salino, la selección del fluido de perforación debe ser tal, que evite los deslaves en la formación, la mejor solución para estos casos es un fluido base aceite saturado con sal. Si se opta por un fluido base agua también deberá estar saturado con sal. Los principales problemas al perforar un domo salino son:

- Descalibre del pozo.
- Flujos de sal
- Flujos de agua salada
- Incremento de la densidad
- Pérdidas de circulación
- Contaminación del fluido de perforación

1.4.6 Lutitas hidrófilas.

Cuando se van a perforar zonas de lutitas hidrófilas (afines al agua), lo más recomendable es el uso de fluidos base aceite ya que un fluido base agua causaría la desestabilización de las lutitas por hinchamiento. La problemática más común es la inestabilidad del pozo.

1.4.7 Logística.

Debemos considerar la logística para el traslado de productos químicos, materiales sólidos y líquidos para la preparación, tratamiento y mantenimiento del lodo. Si el lugar es de difícil acceso será preferible un lodo base agua y si es en costa fuera lo mejor es utilizar un lodo preparado con agua de mar. La problemática es la distancia, el acceso y la disponibilidad de los materiales.

1.4.8 Factor económico.

Para ponderar este factor, es deseable elaborar un listado con los fluidos que técnicamente sean capaces de perforar el pozo con seguridad y eficiencia, realizar un comparativo y finalmente seleccionar el más económico. En el costo del fluido se debe considerar:

- Costo del fluido base.
- Costo del mantenimiento.
- Costo del tratamiento de los recortes
- Costos de logística

Después de analizar y considerar los factores mencionados, estamos en posibilidad de seleccionar la base del fluido de perforación a utilizar en cada etapa del pozo.

1.5 Tipos de fluidos de perforación.

En general los fluidos de perforación se pueden dividir en función de la fase continua que los forma.

1.5.1 Fluidos de perforación base agua (WBF).

El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como fase continua del fluido de perforación y las partículas sólidas o líquidos suspendidos dentro de otro constituyen la fase dispersa o discontinua.

En este sistema la fase continua es el agua dulce, agua de mar o salmuera y la fase dispersa o discontinua puede ser: aceite (lodo de emulsión directa) o aire (lodo aireado).

Generalmente el agua dulce es la base de este tipo de fluidos a la cual se le adicionan aditivos químicos tales como arcillas, polímeros, densificantes y otros aditivos para el

control de algunas propiedades como: viscosidad, volumen de filtrado, punto de cedencia, pH y Tixotropía, entre otras.

Los sistemas de fluidos base agua se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, los cuales se van transformando en su formulación debido a la incorporación de flujos como gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos excedidos y degradados.

Los principales sistemas de fluidos base agua son:

- No-dispersos
- Dispersos
- Cálcidos
- Polímeros
- Bajos en sólidos
- Salinos (saturados en sal)

En los fluidos base agua están incluidos los de emulsión directa y son emulsiones que se preparan con el 80% de diesel, 18% de agua y un 2% de emulsificante. Estos fluidos son utilizados para perforar en formaciones depresionadas donde se requiere baja densidad o en la reparación de pozos.

En la figura I.2 se muestran las fases de un fluido base agua.

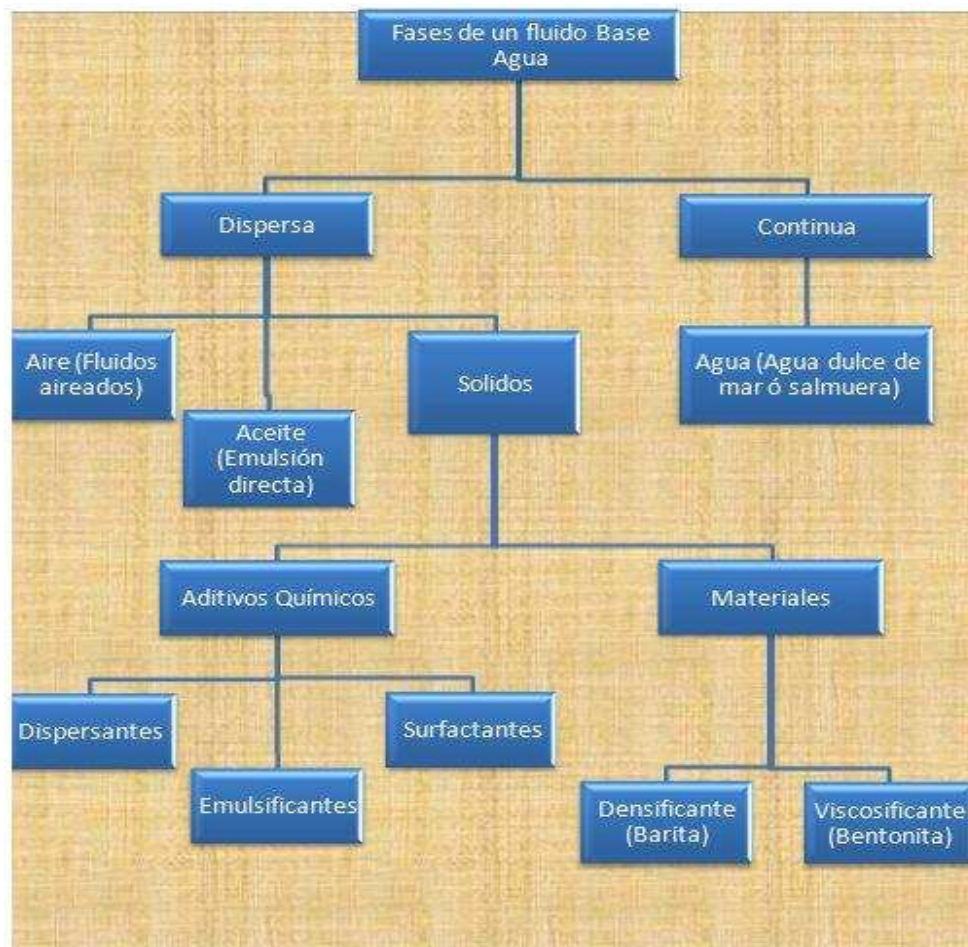


Figura 1.2

1.5.2 Fluidos de perforación base aceite (OBF).

Se les conoce como lodos de emulsión inversa. Se refieren a una emulsión de agua en aceite en donde la fase continua es el aceite y la fase discontinua o dispersa es el agua en forma de gotas. Para formar una película de aceite alrededor de las gotas de agua se requiere el uso de emulsificantes, aditivo que mantendrá estable la emulsión.

Los principales sistemas de fluidos base agua son:

- Base diesel
- Emulsión inversa
- Base aceite (todo aceite)
- Sintéticos

En la figura I.3 se establecen las fases que integran un fluido base aceite.

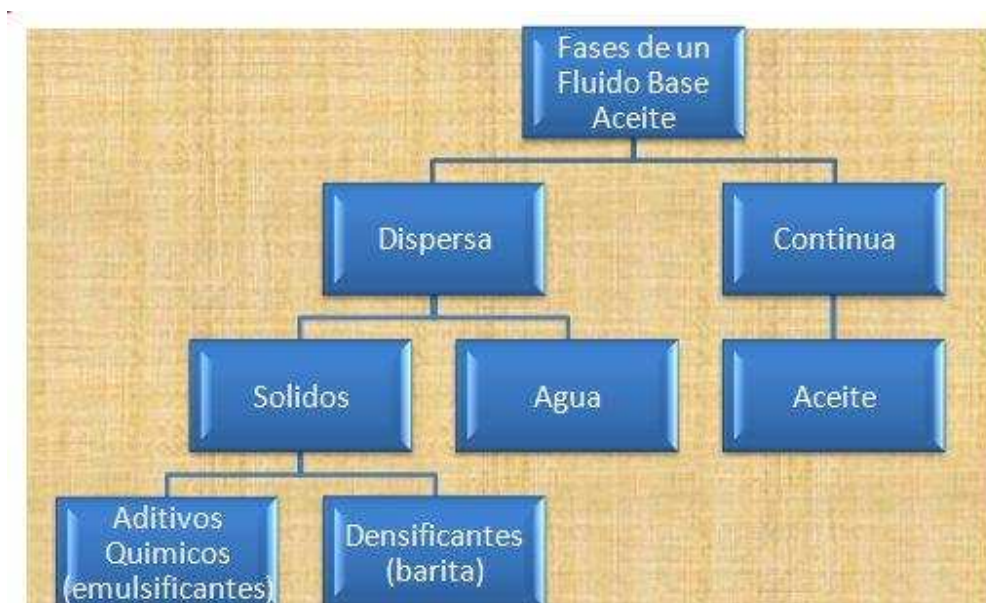


Figura I.3

Los lodos de emulsión inversa son utilizados en la perforación de lutitas hidrófilas y zonas productoras con alta temperatura. Se caracterizan por ser lodos salados ya que su salinidad varía de 30 mil a 350 mil ppm.

1.5.3 Fluidos aireados.

La perforación con espuma es un método alternativo para transportar los recortes, al mismo tiempo que se reduce la presión hidrostática ejercida por la columna del lodo.

Estos fluidos desarrollan viscosidades mayores que el aire o gas, por lo que se requieren altas velocidades anulares. Una espuma estable limpiará bien el agujero con velocidades anulares de 61 a 91 m/min.

La principal problemática es mantener la estabilidad de la espuma. Con este sistema se pueden lograr densidades por debajo de 0.50 g/cm³. Los fluidos aireados tienen una gran aplicación en la perforación bajo balance, ya que este método de perforación requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido sea menor que la presión del yacimiento y esto se obtiene con la inyección de nitrógeno a la columna de lodo.

1.5.4 Fluidos limpios.

Las salmueras, también llamadas fluidos limpios por estar libres de sólidos, se utilizan principalmente en las etapas de terminación y reparación de pozos. La principal ventaja de estos fluidos limpios es que minimizan el daño a la formación.

La desventaja es que las sales para densidades mayores de 1.40 g/cm³ requieren el uso de bromuros, materiales altamente contaminantes y excesivamente caros. Razón por la cual su empleo está restringido. Otra desventaja es que los fluidos limpios son altamente corrosivos y su uso requiere de la dosificación de inhibidores de corrosión.

1.6 Problemas de los fluidos de perforación base agua y base aceite.

Los problemas asociados al uso de fluidos de perforación base agua son:

- Contaminación con yeso y anhidrita
- Abrasión
- Embolamiento de la barrena
- Alta pérdida de filtrado
- Pérdidas de circulación
- Lodo inestable
- Alta viscosidad
- Bajo pH
- Derrumbes por inestabilidad del agujero

Los fluidos de perforación base aceite se asocian con los siguientes problemas:

- Contaminación del agua
- Alta concentración de sólidos
- Exceso de emulsificante secundario (componente a base de polvo de asfalto)
- Inestabilidad de la emulsión
- Asentamiento de barita
- Derrumbes, fricción y empaquetamiento en la sarta de perforación
- Contaminación con gas
- Perforación de mantos salinos
- Sólidos (barita y/o recortes) humectados con agua

CAPÍTULO 2

TIPOS, FUNCIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS BASE AGUA HTHP

En las operaciones de perforación, se usan muchos tipos diferentes de sistemas de fluido de perforación base agua (lodos). Los sistemas básicos de fluido de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión del pozo aumentan.

Típicamente se usan varios tipos de sistemas de fluido de perforación en cada pozo. Varios factores claves afectan la selección del sistema o de los sistemas de fluido de perforación para un pozo específico. El fluido de perforación más rentable para un pozo o intervalo debería estar basado en los siguientes criterios:

Aplicación

- Intervalo superficial
- Intervalo intermedio
- Intervalo productor
- Método de terminación
- Tipo de producción

Geología

- Tipo de lutita
- Tipo de arena
- Permeabilidad
- Otros tipos de formación

Agua de preparación

- Tipo de agua
- Concentración de cloruro
- Concentración de dureza

Problemas potenciales

- Problemas relacionados con la lutita
- Embolamiento de la barrena/Conjunto de fondo (BHA)
- Tubería pegada
- Pérdida de circulación
- Arenas agotadas

Plataforma/Equipo de perforación

- Localización remota
- Capacidad limitada en la superficie
- Capacidades de mezcla
- Bombas de lodo
- Equipo de control de sólidos

Contaminación

- Sólidos
- Cemento
- Sal
- Anhidrita/yesso
- Gases ácidos (CO₂, H₂S)

Datos de perforación

- Tirante de agua
- Tamaño del pozo
- Ángulo del pozo
- Torque/arrastre
- Velocidad de perforación
- Peso del lodo
- Temperatura máxima

2.1 Sistemas base agua.

Los fluidos de perforación base agua pueden generalmente clasificarse en una de las siguientes categorías:

- Sistemas base agua-arcilla no densificados
- Sistemas base agua-arcilla densificados y desfloculados
- Sistemas base agua-arcilla desfloculados, densificados y tratados con calcio
- Sistemas de agua salada
- Sistemas inhibidos a base de potasio
- Sistemas de polímeros encapsuladores
- Sistemas de polímeros catiónicos
- Sistemas base arcilla extendidos o floculados
- Sistemas mejorados con poliglicol
- Sistemas inhibidos a base de silicato
- Sistemas desfloculados de alta temperatura y alta presión (HTHP)
- Sistemas de polímeros de alta temperatura y alta presión (HTHP)

En base a esta clasificación nos enfocaremos a describir los sistemas base agua HTHP en el siguiente apartado.

2.2 Sistemas base agua alta presión y alta temperatura (HTHP).

La clasificación de un pozo como pozo de alta temperatura (HT) o pozo de alta temperatura y alta presión (HTHP), suele elevarlo a la categoría de “pozo crítico y difícil”. Los pozos están clasificados como pozos HTHP cuando sus presiones de formación exceden una presión equivalente de 15 lb/gal y las temperaturas estáticas de fondo son mayores que 350°F (177°C). Las presiones de fondo correspondientes pueden requerir pesos de lodo de hasta 20 lb/gal para lograr el control del pozo.

Históricamente, los sistemas base aceite de alta temperatura bien formulados han proporcionado una mejor estabilidad térmica que los lodos base agua, y por ese motivo son los sistemas preferidos para los pozos de HTHP. Sin embargo, debido a las restricciones ambientales cada vez más estrictas, se han desarrollado sistemas base agua con bajo contenido de coloides (menos sólidos activos), que son adecuados para el ambiente HTHP.

El desarrollo continuo de nuevos aditivos de alta temperatura presentan una mayor estabilidad térmica prometiendo hacer de los sistemas de fluido base agua, una alternativa más viable a los lodos base aceite en el futuro.

2.2.1 Sistema Duratherm.

El sistema DURATHERM™ es un sistema base agua diseñado para perforar en ambientes de alta temperatura y alta presión (HTHP).

El sistema es estable en presencia de contaminación causada por calcio soluble, sales y gases ácidos, y puede ser usado a temperaturas superiores a 500°F (260°C). La estabilidad del sistema se debe a su bajo contenido de sólidos coloidales y a productos químicos que son estables a altas temperaturas.

El sistema también se usa como fluido de empaque de alta temperatura. El bajo contenido de sólidos reactivos, del sistema DURATHERM se logra reduciendo el contenido de bentonita y sólidos perforados a medida que la densidad del fluido y las temperaturas del pozo aumentan.

Se usan materiales poliméricos en lugar de bentonita para proporcionar viscosidad y esfuerzos de gel. Esto minimiza los problemas causados por la floculación de los sólidos arcillosos reactivos a altas temperaturas y los aumentos de viscosidad que resultan de la contaminación química.

El control de sólidos apropiado es imprescindible para este sistema.

Este fluido de perforación debería ser monitoreado cuidadosamente en lo que se refiere a la estabilidad térmica. Una de las mejores maneras de realizar esto consiste en envejecer con calor el fluido frecuentemente a 25°F (15°C) más de la temperatura de fondo.

El contenido de sólidos reactivos del fluido debería ser monitoreado cuidadosamente y controlado dentro de los rangos recomendados. Si se usa una unidad de control de sólidos de circuito cerrado, el tamaño de partículas y la viscosidad plástica de los sólidos deberían ser monitoreados cuidadosamente y controlados dentro del rango apropiado. Monitorear las tasas de dilución para asegurar que se mantienen concentraciones apropiadas de productos químicos.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 – 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	~ Línea de barita/ agua (ver figura II.1)
Punto cedente (lb/100 pies ²)	6 – 10
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	1 – 5
Esfuerzo de gel a 10 min (lb/100 pies ²)	2 – 10
pH	10.5 – 11.5
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	2.0 – 5.0
P _f (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.5 – 1.5
Cloruros (mg/l)	0 – 10.000
Calcio (mg/l)	0 – 200
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad Específica (%)	0.5 – 2.5
MBT (lb/bbl)	2 – 12.5

Tabla II.1. Propiedades del sistema Duratherm

Componente	Función	Concentración (lb/bbl)
M-I Bar o Fer – Ox	Aumentar la densidad	0 – 600
M-I Gel	Revoque y control de filtrado	1 – 10
Soda cáustica	Aumentar el pH y P _f	0.5 – 1.5
XP-20K	Diluyente y control de filtrado	15 – 20
Cal	Eliminar CO ₃ por tratamiento y pH	0 – 2
Yeso	Eliminar CO ₃ por tratamiento	0 – 2
Polypac	Viscosidad/esfuerzos de gel	0.5 – 1.5
Thermex	Filtrado (alta temperatura y estabilizador)	0 -12
Resinex	Control de filtrado	0 – 6

Tabla II.2. Componentes del sistema Duratherm

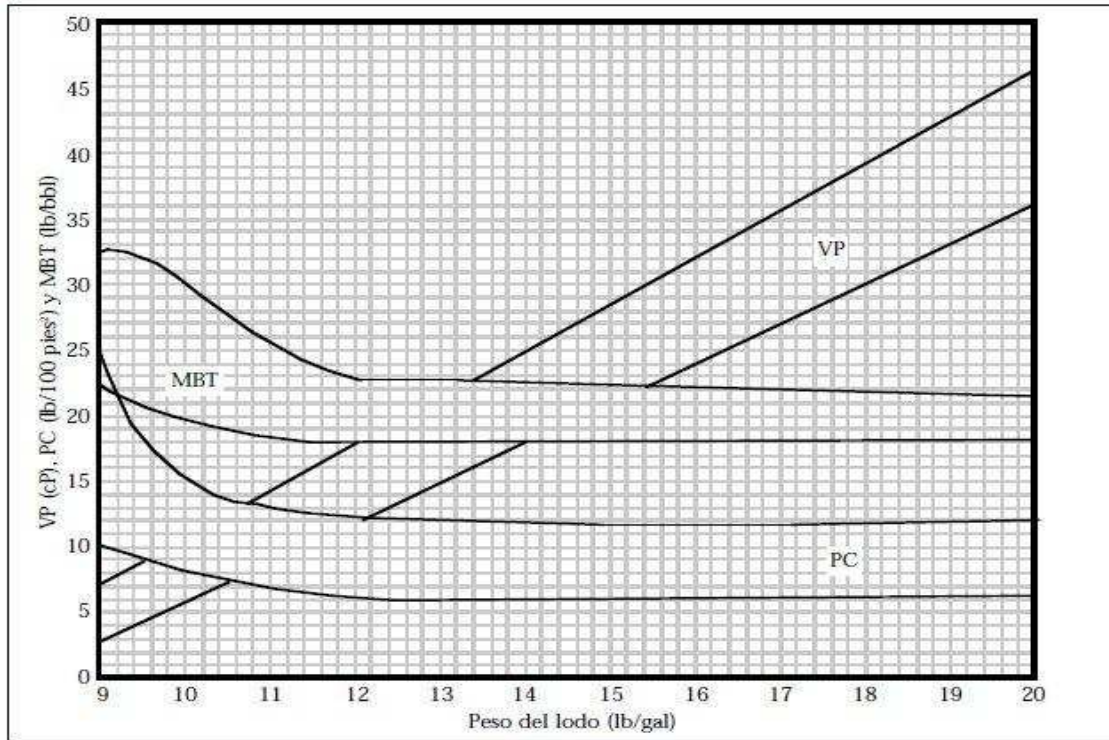


Figura II.1. Rangos de viscosidad plástica, punto cedente y prueba de azul de metileno para los lodos base agua.

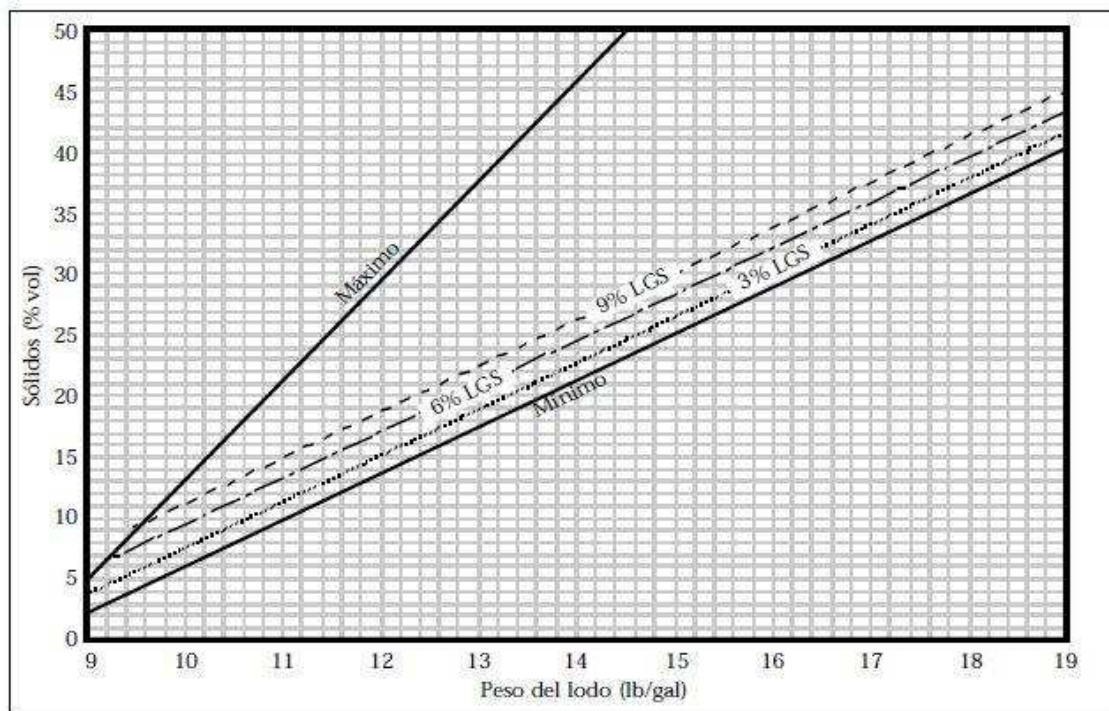


Figura II.2. Rango de sólidos para los lodos base agua con barita.

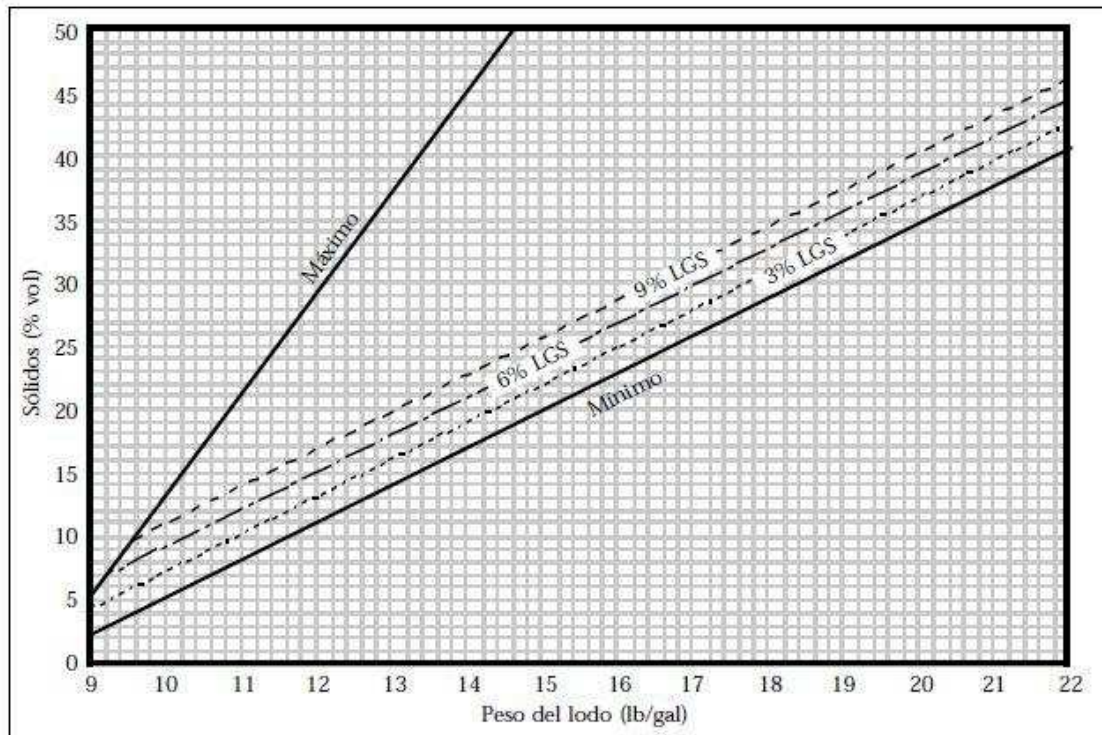


Figura II.3. Rango de sólidos para los lodos base agua con hematita.

2.2.2 Sistema Envirotherm.

El sistema ENVIROTHERM™ es un sistema base agua sin cromo, aceptable desde el punto de vista ambiental, diseñado para perforar en ambientes de alta temperatura y alta presión (HTHP), lo cual hace que sea similar al sistema DURATHERM. El sistema es estable en presencia de la contaminación causada por el calcio soluble, sales y gases ácidos, y puede ser usado a temperaturas superiores a 400°F (204°C).

La estabilidad del sistema se debe a su bajo contenido de sólidos reactivos y a los materiales sin cromo térmicamente estables. El bajo contenido de sólidos reactivos se logra reduciendo la cantidad de bentonita y sólidos perforados a medida que la densidad del fluido y las temperaturas del pozo aumentan.

Materiales poliméricos como POLYPAC y CMC son usados para reemplazar la bentonita a fin de proporcionar viscosidad y esfuerzos de gel. Esto minimiza los problemas causados por la floculación de sólidos arcillosos reactivos a altas temperaturas y los aumentos de la viscosidad que resultan de la contaminación química.

SPERSENE CF® (lignosulfonato sin cromo) favorece la estabilidad global del fluido al impedir la gelificación y floculación a altas temperaturas, mientras que proporciona un mejor control de filtrado API.

TANNATHIN (lignito) es el principal aditivo de control de filtrado y sirve como defloculante secundario en este sistema.

La estabilidad térmica se logra mediante la adición de THERMEX (una resina polimérica). La resina parece funcionar sinérgicamente con SPERSENE CF para proporcionar una viscosidad estable y el control de filtrado.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	; Línea de barita/agua (ver figura II.1)
Punto cedente (lb/100 pies ²)	6 -10
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	1 - 5
Esfuerzo de gel a 10 min (lb/100 pies ²)	2 - 10
pH	9.0 - 11.0
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	2.0 - 5.0
P _f (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.5 - 1.5
Cloruros (mg/l)	200 - 20.000
Calcio (mg/l)	40 - 600
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad Específica (%)	0.5 - 2.5
MBT (lb/bbl)	2.5 - 12.5

Tabla II.3 . Propiedades del sistema Envirotherm

Componente	Función	Concentración (lb/bbl)
M-I Bar o Fer – Ox	Aumentar la densidad	0 – 600
M-I Gel	Revoque y control de filtrado	1 – 10
Soda cáustica	Aumentar el pH y P_f	0.5 – 1.5
Cal	Eliminar CO_3 por tratamiento y pH	0 – 2
Yeso	Eliminar CO_3 por tratamiento	0 – 2
Polypac	Viscosidad/esfuerzos de gel	0.5 – 2.0
Thermex	Filtrado (alta temperatura y estabilizador)	4 -12
Spersene CF	Diluyente y control de filtrado	4 -12
Tannathin	Control de filtrado	4 - 6

Tabla II.4. Componentes del sistema Envirotherm

CAPÍTULO 3

REOLOGÍA

3.1 Fundamentos y modelos de fluidos.

3.1.1 Régimen de flujo.

El comportamiento de un fluido se encuentra determinado por el régimen de flujo, lo cual a su vez tiene un efecto directo en la capacidad de ese fluido para realizar funciones básicas. El flujo puede ser laminar o turbulento, dependiendo de la velocidad del fluido, el tamaño del canal de flujo, la densidad del fluido y la viscosidad. Entre el flujo laminar y el turbulento, el fluido pasara a través de una región de transición donde el movimiento de dicho fluido tienen características tanto laminares como turbulentas. Es importante conocer cuáles de los regímenes de flujo está presente en una situación particular, para así evaluar el comportamiento de un fluido.

En el flujo laminar, el fluido se mueve de manera paralela a las paredes del canal de flujo, en líneas suaves. También el flujo tiende a ser laminar cuando se mueve lentamente o cuando el fluido es viscoso. En el flujo laminar, la presión requerida para mover el fluido aumenta con los aumentos en la velocidad y la viscosidad.

En el flujo turbulento, el fluido forma remolinos a medida que se mueve a lo largo del canal de flujo, aunque la masa total del fluido se esté moviendo hacia a delante. Estas fluctuaciones de velocidad surgen espontáneamente. La rugosidad de las paredes o los cambios en la dirección del flujo aumentarían la turbulencia. El flujo tiende a ser turbulento a mayor velocidad o cuando el fluido tiene una viscosidad baja. En el flujo turbulento, la presión requerida para mover el fluido aumenta de manera lineal con la densidad y, aproximadamente, con el cuadrado de la velocidad.

Esto significa que se requiere mayor presión de bombeo para mover un fluido en flujo turbulento que en laminar.

La transición entre flujo laminar y flujo turbulento se encuentra controlada por la importancia relativa de las fuerzas viscosas y las fuerzas de inercia en el flujo. En el flujo laminar, dominan las fuerzas viscosas, mientras que en el flujo turbulento las fuerzas de inercia son más importantes. Para los fluidos Newtonianos las fuerzas viscosas varían de

manera lineal con la tasa de flujo, mientras que las fuerzas de inercia varían con el cuadrado de la tasa de flujo.

La relación de las fuerzas de inercia a las viscosas es lo que denominamos Número de Reynolds, si se trabaja con unidades uniformes, esta relación será adimensional y por tanto el Número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{dV\rho}{\mu}$$

Donde:

d = diámetro del canal de flujo

V = velocidad promedio de flujo

ρ = densidad del fluido

μ = viscosidad

El flujo de cualquier líquido en particular en cualquier canal de flujo puede ser laminar, de transición o turbulento, La transición ocurre a una velocidad crítica. Normalmente se produce en un intervalo de velocidades que corresponden a Números de Reynolds entre 2000 y 4000.

3.1.2 Viscosidad.

La viscosidad se define como la relación del esfuerzo de corte con la velocidad de corte. Las unidades de la viscosidad son dinas-segundos/centímetro al cuadrado, lo cual se denomina un "poise". Debido a que un poise representa una viscosidad relativamente alta para la mayoría de los fluidos, generalmente se utiliza el término centipoise (cP). Un centipoise es igual a una centésima de un poise o un milipascal-segundo.

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

Donde:

μ = viscosidad

τ = esfuerzo de corte

γ = velocidad de corte

La viscosidad de la mayoría de los fluidos de perforación no es un valor constante, pues varía con la tasa de corte. Para verificar los efectos que dependen de la tasa, se realizan mediciones del esfuerzo de corte a diferentes velocidades de corte. A partir de estos datos medidos, los parámetros reológicos se pueden calcular y graficar como viscosidad contra velocidad de corte.

El término viscosidad efectiva se emplea para describir la viscosidad medida o calculada a la velocidad de corte que corresponde a las condiciones de flujo existentes en el pozo o la tubería de perforación. Este término especial ha sido creado para diferenciar la viscosidad, como se explica en esta sección, de otros términos relativos a la misma. Para tener significado, la medición de la viscosidad siempre debe especificar la tasa de corte.

3.1.3 Viscosidad Plástica.

La viscosidad plástica se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica. La viscosidad plástica es afectada principalmente por:

- La concentración de sólidos
- El tamaño y la forma de los sólidos
- La viscosidad de la fase fluida
- La presencia de algunos polímeros de cadena larga
- Las relaciones aceite-agua o sintético-agua en los fluidos de emulsión inversa

Un aumento de la viscosidad plástica puede significar un aumento en el porcentaje en volumen de sólidos, una reducción del tamaño de las partículas de sólidos, un cambio de la forma de las partículas o una combinación de estos efectos. Cualquier aumento del área superficial total de los sólidos expuestos se reflejará en un aumento de la viscosidad plástica.

La viscosidad plástica también depende de la viscosidad de la fase fluida. Cuando la viscosidad del agua disminuye a medida que la temperatura aumenta, la viscosidad plástica disminuye proporcionalmente.

La viscosidad plástica (VP) o (PV) en centipoise se calcula a partir de los datos leídos del viscosímetro fann, como:

$$VP(cP) = \text{valor leído a } 600(\text{rpm}) - \text{valor leído a } 300(\text{rpm})$$

3.1.4 Punto cedente.

El punto cedente, segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de la superficie de las partículas. El punto cedente es una medida de estas fuerzas bajo las condiciones de flujo, y depende de:

1. Las propiedades superficiales de los sólidos del fluido.
2. La concentración volumétrica de los sólidos.
3. El ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido).

La alta viscosidad que resulta de un alto punto cedente o de altas fuerzas de atracción puede ser causada por:

1. La introducción de contaminantes solubles como sales, cemento, anhídrita o yeso, resultando en arcillas de floculación y sólidos reactivos.
2. Descomposición de las partículas de arcilla por la acción trituradora de la barrena y tubería de perforación, creando nuevas fuerzas residuales (valencias de enlace roto) en los bordes rotos de las partículas. Estas fuerzas tienden a juntar las partículas en una forma desorganizada o formando flóculos.
3. La introducción de sólidos inertes dentro del sistema aumenta el punto cedente. Esto hace que las partículas se acerquen más entre sí. Como el espacio entre las partículas disminuye, la atracción entre las partículas aumenta.
4. Las lutitas o arcillas hidratables perforadas introducen nuevos sólidos activos dentro del sistema, aumentando las fuerzas de atracción al reducir el espacio entre las partículas y aumentar el número total de cargas.
5. El sub tratamiento o sobre tratamiento con productos químicos cargados electroquímicamente aumenta las fuerzas de atracción.

El punto cedente es la parte de la resistencia al flujo que se puede controlar con un tratamiento químico apropiado. El punto cedente disminuye a medida que las fuerzas de

atracción son reducidas mediante el tratamiento químico. La reducción del punto cedente también reducirá la viscosidad aparente.

El punto cedente (PC) o (YP) se mide en libras por 100 pies cuadrados (lb/100pies²) y se calcula a partir de los datos proporcionados por el viscosímetro FANN, de la siguiente manera:

$$PC (100/\text{pie}^2) = \text{valor leído a 300 (rpm)} - VP$$

3.1.5 Esfuerzo de corte.

El esfuerzo de corte es la fuerza requerida para soportar una tasa específica de flujo de fluido, y se mide como fuerza por unidad de área. Supongamos, en el ejemplo de la placa paralela (ver figura III.1), que se aplica una fuerza de 1 dina a cada centímetro cuadrado de la placa superior, para mantenerla en movimiento.

Entonces, el esfuerzo de corte sería 1 dina/cm². En la placa inferior, se requiere la misma fuerza en dirección opuesta para evitar que se mueva. Se encuentra el mismo esfuerzo de corte de 1 dina/cm², a cualquier nivel de fluido.

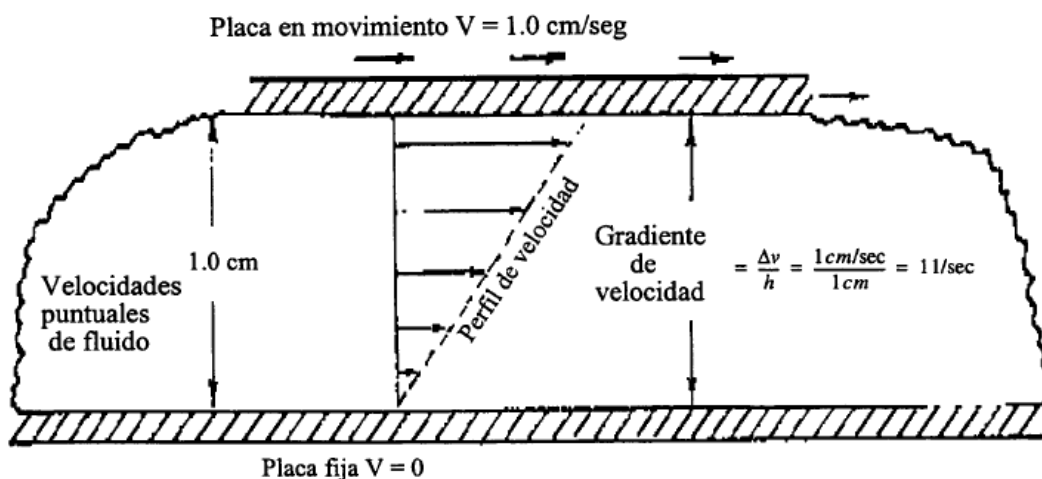


Figura III.1

El esfuerzo de corte (τ) se expresa matemáticamente como:

$$\tau = \frac{F}{A}$$

Donde:

F = fuerza

A = área de la superficie sometida al esfuerzo

En una tubería, la fuerza que empuja una columna de líquido a través de la tubería se expresa como la presión en el extremo de la columna de líquido multiplicada por el área de dicho extremo.

$$F = P \frac{\pi D^2}{4}$$

Donde:

F = fuerza de empuje

D = diámetro de la tubería

P = presión en el extremo de la columna de líquido

El área de la superficie de fluido en contacto con la pared de la tubería, en su longitud, está dada por:

$$A = \pi DL$$

Donde:

A = área de la superficie del fluido

D = diámetro de la tubería

L = longitud

Así, el esfuerzo cortante en la pared de la tubería se expresa como:

$$\tau_w = \frac{F}{A} = \frac{dP}{4L}$$

En el anular, con diámetros interior y exterior conocidos, el esfuerzo de corte se expresa de igual manera:

$$F = \frac{P\pi d_h^2}{4} - \frac{P\pi d_p^2}{4} = P\pi \frac{d_h^2 - d_p^2}{4}$$

Donde:

d_p = es el diámetro exterior de la tubería

d_h = es el diámetro del agujero

y

$$A = \pi d_h L + \pi d_p L = \pi L (d_h + d_p)$$

De modo que:

$$\tau_w = \frac{F}{A} = \frac{P \frac{\pi}{4} (d_h - d_p)(d_h + d_p)}{\pi L (d_h + d_p)} = \frac{P(d_h - d_p)}{4L}$$

3.1.6 Velocidad de corte.

La velocidad de corte es un gradiente de velocidad medido a través del diámetro de un tubo en la cual una capa del fluido se mueve pasando a otra capa. Como ejemplo, considere dos placas grandes y planas, ubicadas de manera paralela entre sí y a una distancia de 1 centímetro (cm) de separación en donde el espacio anular entre las placas está lleno de un fluido. Si la placa inferior esta fija mientras la superior se desliza de manera paralela a una velocidad constante de 1 cm / s, en el fluido se encontraran las velocidades que se indican en la figura III.1. La capa de fluido cerca de la placa inferior está inmóvil mientras que la capa cercana a la placa superior se mueve a casi 1 cm / s. A mitad de camino entre las dos placas, la velocidad del fluido es un promedio de 0,5 cm / s.

El gradiente de velocidad es la tasa de cambio de velocidad (ΔV) con la distancia desde la pared (h). Para el caso simple de la Figura III.1, la velocidad de corte es (dV / h), y tendrá unidades de 1/tiempo. El segundo recíproco, o con frecuencia llamado el segundo inverso, ($1 / s$ ó s^{-1}) es la unidad estándar de la velocidad de corte.

En este ejemplo de referencia es inusual pues aquí la velocidad de corte es constante en todo el fluido. Esta situación no es igual en el caso de un fluido circulante. En el flujo laminar dentro de una tubería, por ejemplo, la velocidad de corte más alta es cerca de la pared de la tubería. Se puede emplear una velocidad de corte promedio para los cálculos, pero la velocidad de corte en sí no es constante a través del canal de flujo.

Es importante expresar el concepto anterior de manera matemática, para poder desarrollar modelos y cálculos. La velocidad de corte (γ) se define como:

$$\gamma = \frac{dV}{dr}$$

Donde:

dV = cambio de la velocidad entre capas de fluido

dr = distancia entre capas de fluido

La velocidad de corte en la pared de la tubería (γ_{wp}) puede expresarse como una función de la velocidad promedio (V) y el diámetro de la tubería (d)

$$\gamma_{wp} = f(V, d) = \frac{8V_p}{d}$$

En la cual:

$$V_p = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi d^2}$$

Donde:

γ_{wp} = velocidad de corte en la pared de la tubería

Q= tasa de flujo volumétrico

A= área de sección transversal

d= diámetro de tubería

V= velocidad

V_p= promedio de la velocidad en la tubería

En un anular de diámetro exterior (d_h) y diámetro interior (d_p), la tasa de corte en la pared es como sigue:

$$\gamma_{wa} = f(V, d_p, d_h) = \frac{12V_a}{d_h - d_p}$$

En la cual:

$$V_a = \frac{4Q}{\pi(d_h^2 - d_p^2)}$$

Donde:

γ_{wa} = velocidad de corte en la pared del anular

V= velocidad

Q= tasa de flujo volumétrico

d_p= diámetro exterior de la tubería

d_h= diámetro del agujero

V_a= promedio de la velocidad en el anular

3.1.7 Relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.

En resumen, el esfuerzo de corte es la fuerza por unidad de área necesaria para mantener el flujo de un fluido. La velocidad de corte es la tasa a la cual la velocidad del fluido cambia en relación a la distancia desde la pared. La viscosidad es la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La relación matemática entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte es el modelo reológico del fluido.

Cuando una partícula de los recortes se asienta en el fluido de perforación, el fluido se encuentra justo alrededor de la partícula está sometido a una velocidad de corte que se define como la velocidad de corte por asentamiento de la partícula (γ_s).

$$\gamma_s = \frac{12V_s}{d_c}$$

Donde:

V_s = velocidad promedio de asentamiento (ft/s)

d_c = diámetro equivalente de la partícula (in)

La velocidad de corte por asentamiento se utiliza para calcular la viscosidad del fluido en relación a la sedimentación de la partícula.

3.2. Tipos de fluidos.

Los fluidos se pueden clasificar en base a su comportamiento reológico. Los fluidos cuya viscosidad se mantiene constante aunque cambie la tasa de corte son conocidos como fluidos newtonianos. Los fluidos no newtonianos son aquellos líquidos cuya viscosidad varía al cambiar la tasa de corte.

La temperatura y la presión afecta la viscosidad de un fluido. Por lo tanto, para describir adecuadamente el flujo del fluido de perforación, es necesario conocer la temperatura y presión de prueba.

3.2.1 Fluidos Newtonianos.

Los fluidos cuyo esfuerzo de corte es directamente proporcional a la tasa de corte se denominan newtonianos. El agua, la glicerina y el crudo liviano son algunos ejemplos.

La simple medición de la viscosidad permite caracterizar a un fluido newtoniano.

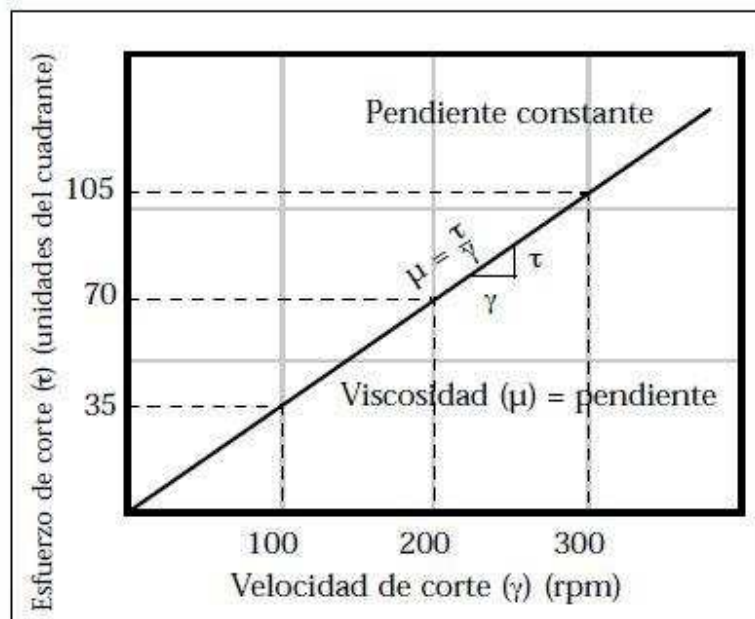


Figura III.2. Fluido Newtoniano

3.2.2 Fluidos no newtonianos.

La mayoría de los fluidos de perforación son no newtonianos. En ellos el esfuerzo de corte no es directamente proporcional a la velocidad de corte. Estos fluidos se denominan no newtonianos.

Los fluidos de perforación presentan adelgazamiento por esfuerzo cortante cuando tiene una menor viscosidad a velocidades de corte más altas que a velocidades más bajas.

La diferencia entre los fluidos newtonianos y no newtonianos se puede verificar utilizando un viscosímetro cilíndrico concéntrico API estándar. Si la lectura del cuadrante para 600 rpm es dos veces la lectura para 300 rpm, esto significa que el fluido presenta un

comportamiento de flujo newtoniano. Si la lectura de 600 rpm es menor que dos veces la lectura de 300 rpm, entonces el fluido no es newtoniano y presenta adelgazamiento por esfuerzo cortante.

Existe un tipo de fluido, con adelgazamiento por esfuerzo cortante, el cual, tan pronto como se aplica una fuerza o presión de corte, independientemente de qué tan suave sea, el fluido comienza a fluir. Este fluido se denomina pseudoplástico. Una velocidad de corte mayor causa una disminución progresiva de la viscosidad.

Otro tipo de fluido con adelgazamiento por esfuerzo cortante que no fluye hasta que se aplica un cierto esfuerzo de corte. Cuyo esfuerzo de corte es el llamado esfuerzo de cedencia. Estos fluidos son denominados viscoplásticos.

Los fluidos también pueden presentar efectos dependientes del tiempo. Bajo una velocidad de corte constante, la viscosidad cambia con el tiempo hasta que se establece un equilibrio. Los fluidos Tixotrópicos experimentan una disminución de la viscosidad con el tiempo, mientras que la viscosidad de los fluidos respectivos aumenta al transcurrir el tiempo.

Los fluidos tixotrópicos también pueden presentar un comportamiento descrito como gelificación o resistencia gel. Las fuerzas dependientes al tiempo causan un aumento de la viscosidad mientras el fluido permanece estático. Es necesario ejercer una fuerza suficiente sobre el fluido para vencer la resistencia gel e iniciar el flujo.

El intervalo de las características reológicas de los fluidos de perforación puede variar desde un sólido gelificado elástico, en un extremo, hasta un fluido viscoso puramente newtoniano, en el otro extremo.

Los fluidos circulantes presentan un comportamiento de flujo muy complejo, pero aún es una práctica común la de expresar las propiedades de flujo en términos reológicos simples.

Las afirmaciones de naturaleza general en relación a los fluidos de perforación se encuentran generalmente sujetas a excepciones, debido a la extraordinaria complejidad de estos fluidos.

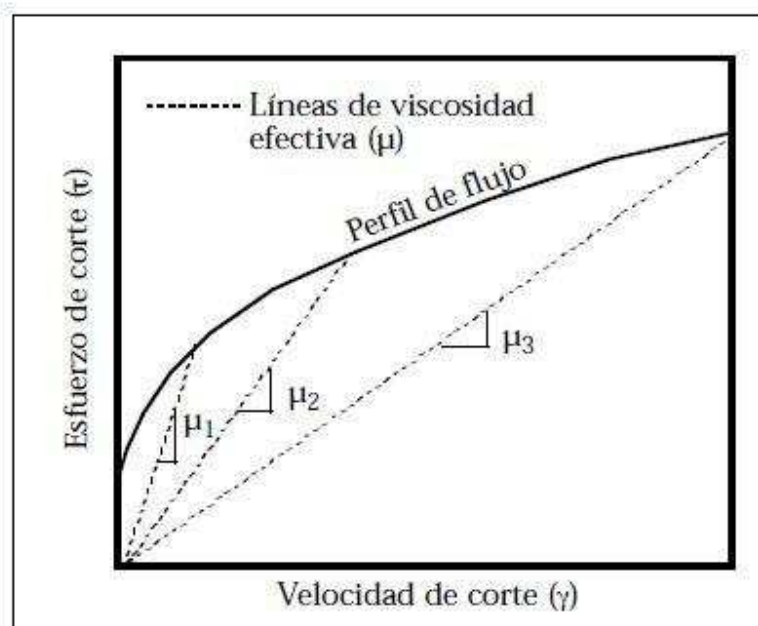


Figura III.3. Fluido No Newtoniano

3.2.3 Fluidos Plásticos.

Son un caso idealizado de los fluidos no newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado esfuerzo o punto de cedencia. Una vez que dicho esfuerzo inicial ha sido excedido, estos fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

3.2.4 Fluidos Pseudoplásticos.

Son aquellos fluidos para los cuales un esfuerzo cortante infinitesimal iniciará su movimiento y para el cual el ritmo de incremento en el esfuerzo cortante decrece conforme se incremente la velocidad de corte.

3.2.5 Fluidos Dilatantes.

Estos fluidos presentan un comportamiento similar a los fluidos pseudoplásticos, con la diferencia de que los fluidos dilatantes el ritmo del incremento del esfuerzo de corte con la velocidad de corte se incrementa.

Matemáticamente éstos fluidos son similares a los fluidos pseudoplásticos y por lo tanto, para ambos tipos de fluidos se aplican las mismas ecuaciones empíricas, con valores apropiadamente diferentes de ciertas constantes reológicas.

3.3. Modelos reológicos.

Los modelos reológicos son una guía para la caracterización del flujo de los fluidos. Ningún modelo único de uso común describe completamente las características reológicas de los fluidos de perforación en todo el intervalo de velocidades de corte. El conocimiento de los modelos reológicos se debe combinar con la experiencia práctica para poder entender plenamente el comportamiento de los fluidos.

3.3.1 Modelo plástico de Bingham.

El modelo plástico de Bingham ha sido usado más frecuentemente para describir las características de flujo de los fluidos de perforación. Éste 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:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \gamma$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte [$\text{lb}_f/100\text{pie}^2$]

τ_y = Punto cedente o esfuerzo de corte a una velocidad de corte de cero (intersección YP)
[$\text{lb}_f/100\text{pie}^2$]

μ_p = Viscosidad plástica o tasa de aumento del esfuerzo de corte con el aumento de la velocidad de corte (pendiente de la línea) [cp]

γ = Velocidad de corte [seg^{-1}]

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 con los datos del viscosímetro rotativo, se obtiene una curva no lineal que no pasa por el punto de origen, según se muestra en la figura III.4.

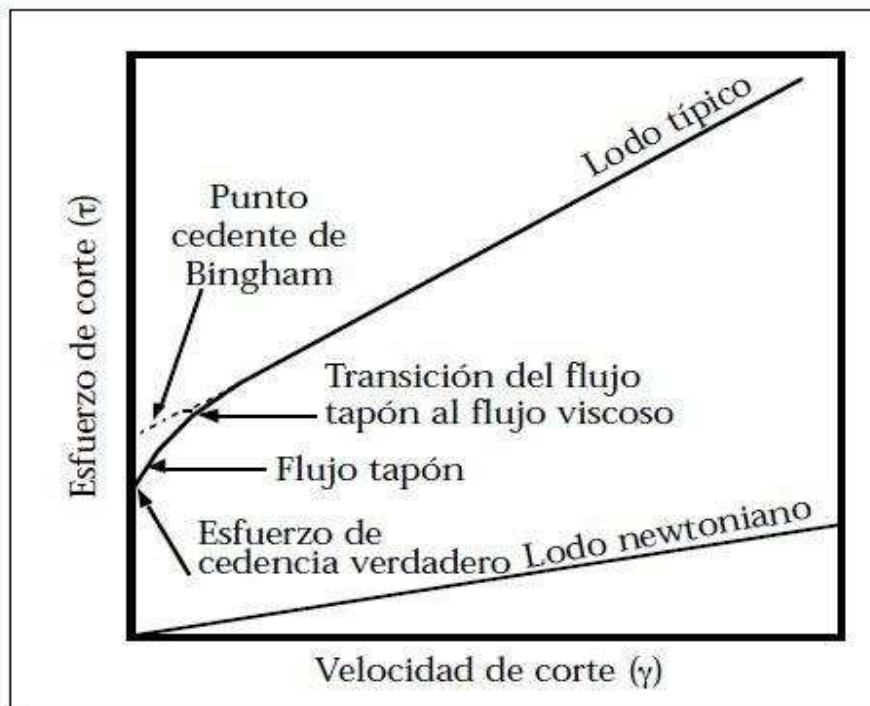


Figura III.4.

El desarrollo de los esfuerzos de gel hace que la intersección de 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.

Dentro de la zona de 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.

La figura III.5 ilustra una curva de flujo para un fluido de perforación típico, tomada en el viscosímetro de dos velocidades. 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 de Y. Para la mayoría de los lodos, el esfuerzo de cedencia verdadero es inferior al punto cedente de Bingham, como lo indican las figuras III.4 y III.6.

La figura III.6. 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 punto cedente de Bingham es más alto que el esfuerzo de cedencia verdadero.

Para el caso de este modelo la viscosidad plástica y el punto cedente se calculan como se menciona anteriormente en este capítulo.

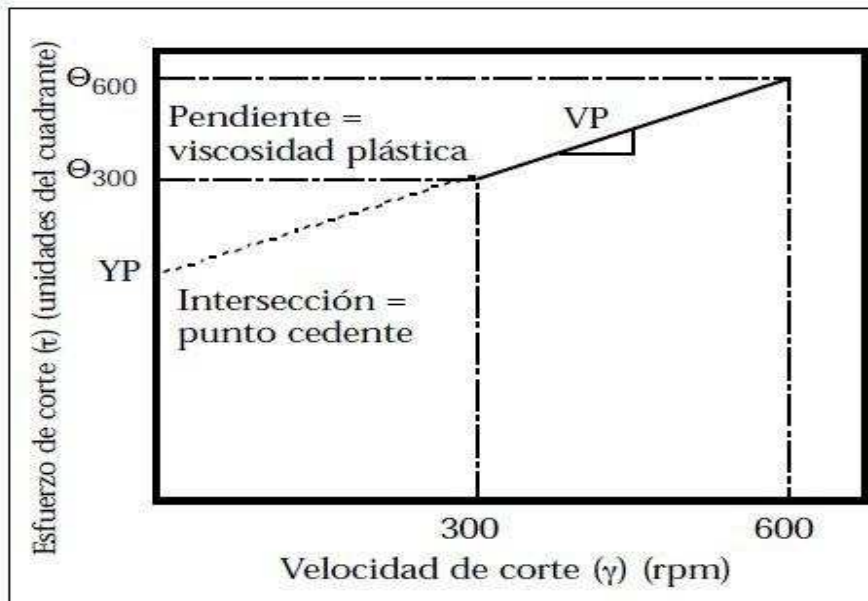


Figura III.5

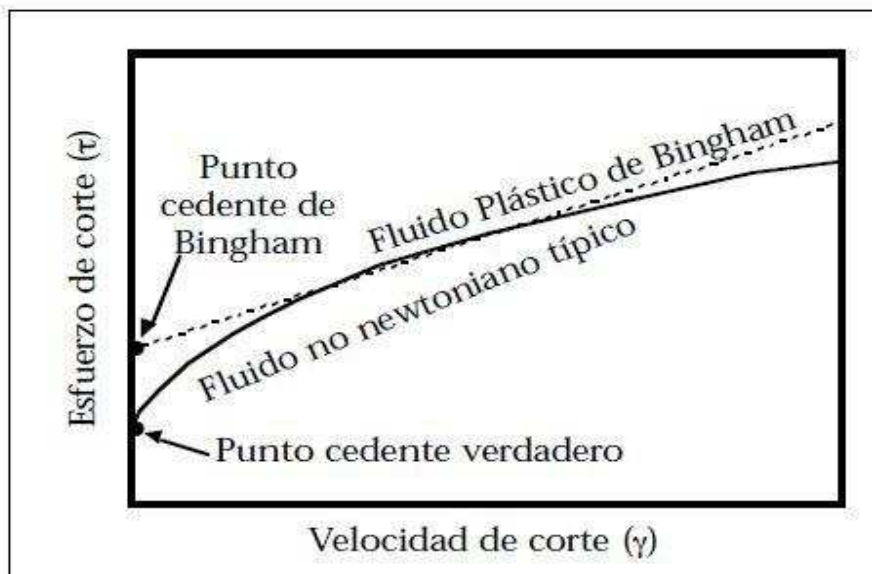


Figura III.6

3.3.2 Modelo de Ley de Potencias.

El modelo de Ley de Potencias procura superar las deficiencias del modelo de Plástico de Bingham a bajas velocidades de corte.

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 corte [$\text{lb}_f/100\text{pie}^2$]

K = Índice de consistencia [$\text{lb}_f \text{seg}^{-1}/\text{pie}^2$]

γ = Velocidad de corte [seg^{-1}]

n = Índice de comportamiento de flujo [adimensional]

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 de Potencias forma una línea recta. La “pendiente” de esta línea es “n”.

“K” es la intersección de esta línea con la ordenada al origen. El índice “n” de la Ley de Potencias indica el grado de comportamiento no newtoniano de un fluido sobre un intervalo determinado de velocidades de corte.

Cuanto más bajo sea el valor de “n”, más el fluido disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte sobre dicho intervalo de velocidades de corte, y más curvada será la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte, como se muestra en la Figura III.7.

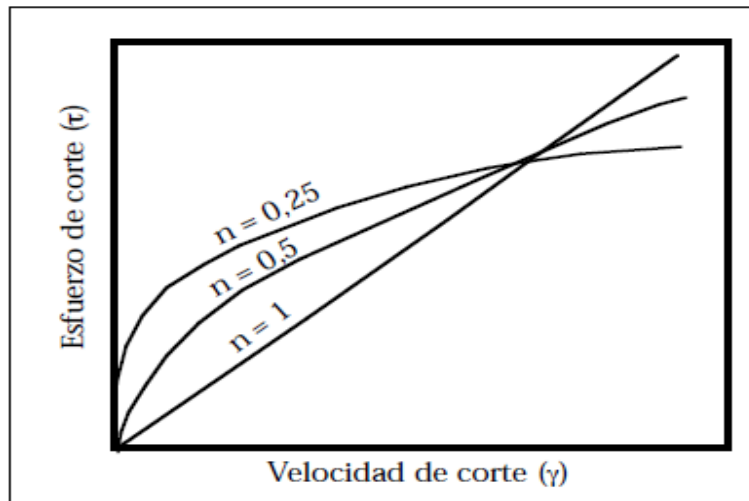


Figura III.7.

Según el valor de “n”, existen tres tipos diferentes de perfiles de flujo y comportamientos del fluido (Figura III.8.):

- Si $n < 1$ es un fluido pseudoplástico que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte.
- Si $n = 1$ es un fluido newtoniano y su viscosidad no cambia con el esfuerzo de corte.
- Si $n > 1$ es un fluido dilatante que aumenta su viscosidad con el esfuerzo de corte.

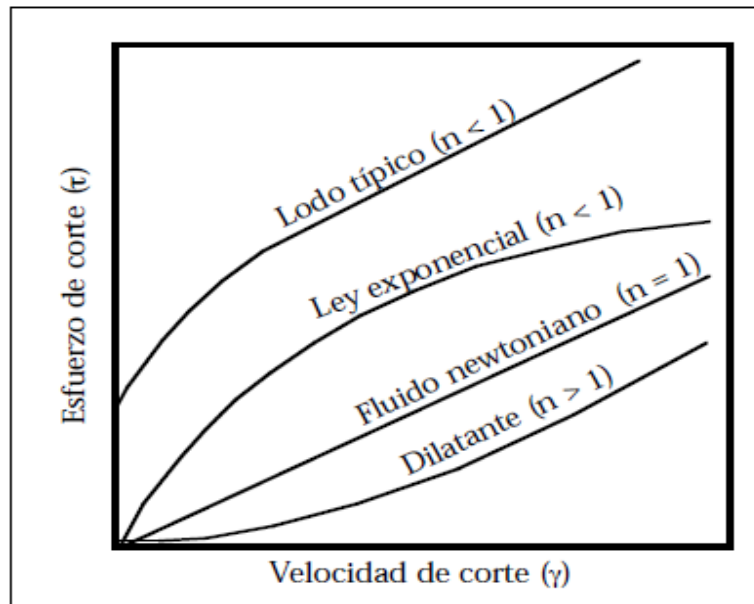


Figura III.8.

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 (ver la Figura III.9.), la velocidad del fluido aumenta sobre un área más grande del espacio anular, lo cual aumenta considerablemente la limpieza del pozo. Ésta es una de las razones por las cuales los fluidos de bajo valor de “ n ” proporcionan una limpieza del pozo tan buena.

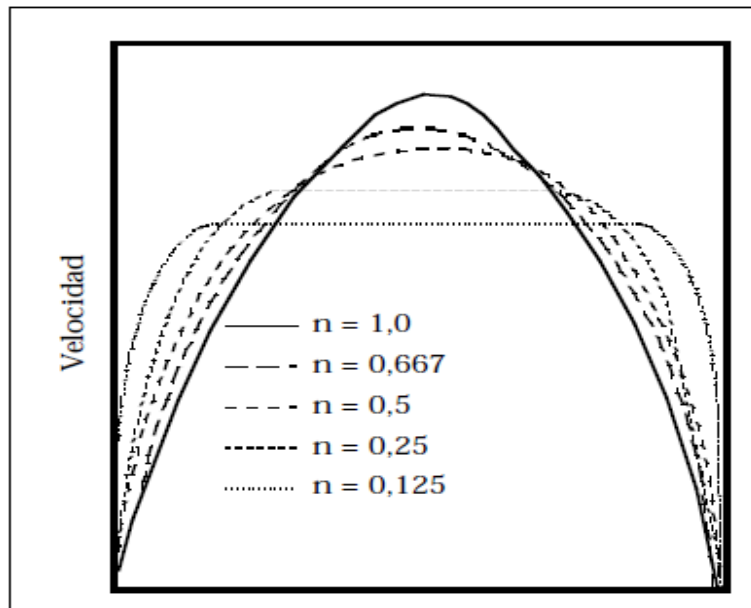


Figura III.9.

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 “K”. El índice de consistencia “K” está generalmente expresado en $\text{lb}/100 \text{ pie}^2$, pero también se puede expresar en otras unidades.

Los términos “K” y “n” sólo son verdaderamente pertinentes cuando están relacionados con una velocidad de corte específica. Sin embargo, cuando la curva de un fluido está descrita por un número finito de medidas, los segmentos de la línea para estas medidas describen a “K” y “n”.

Una representación logarítmica de esfuerzo de corte contra velocidad de corte será lineal para fluidos pseudoplásticos. Como se muestra en la figura III.10 la pendiente de la curva define a “n” y la intersección con el eje del esfuerzo de corte en $\gamma = 1$ define a “k” (donde $\log 1 = 0$).

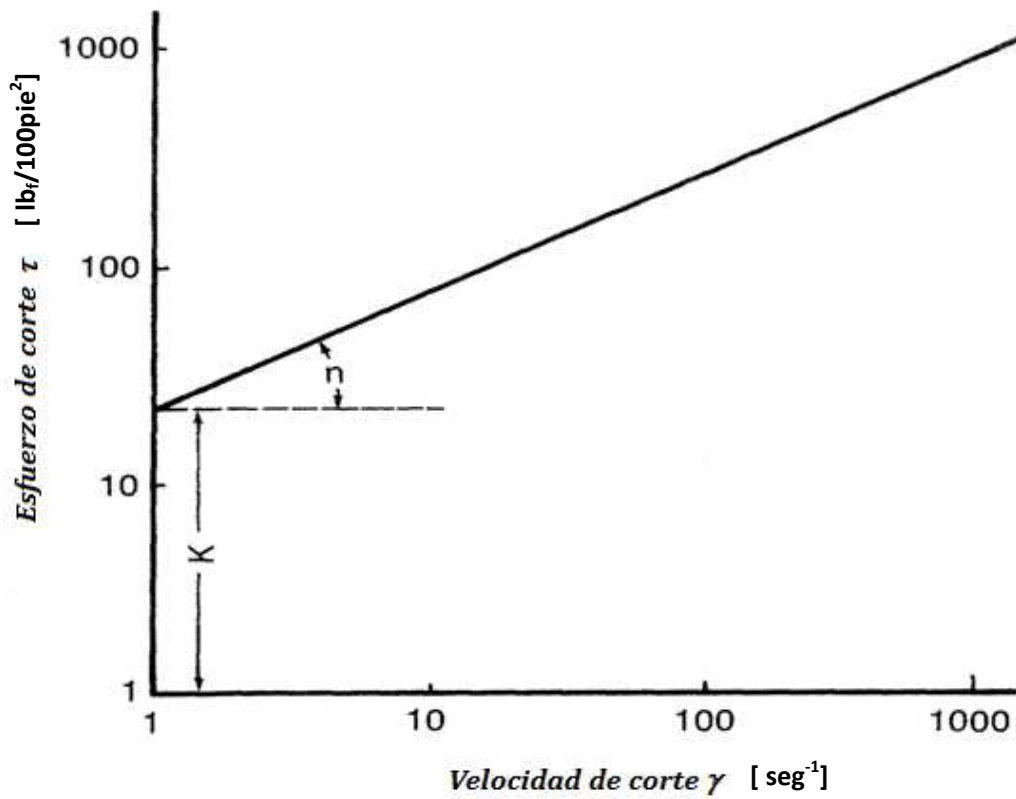


Figura III.10

“k” y “n” pueden ser también medidas directamente de la representación logarítmica ó ser calculadas como:

$$n = \frac{\log \tau_1 - \log \tau_2}{\log \gamma_1 - \log \gamma_2}$$

$$\log k = \log \tau_1 - n \log \gamma_1$$

$$\text{ó bien } k = \frac{\tau_1}{\gamma_1^n}$$

Los valores de “K” y “n” pueden ser calculados a partir de los datos del viscosímetro tomando las lecturas de 600 y 300 rpm donde:

$$n = \frac{\log \theta_{600} - \log \theta_{300}}{\log 1022 - \log 511}$$

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

$$\log k = \log \theta_{600} - 3.0094 n$$

$$\text{ó bien } k = \frac{\theta_{600}}{1022^n} \text{ [lb}_r\text{seg}^{-n}\text{/pie}^2\text{]}$$

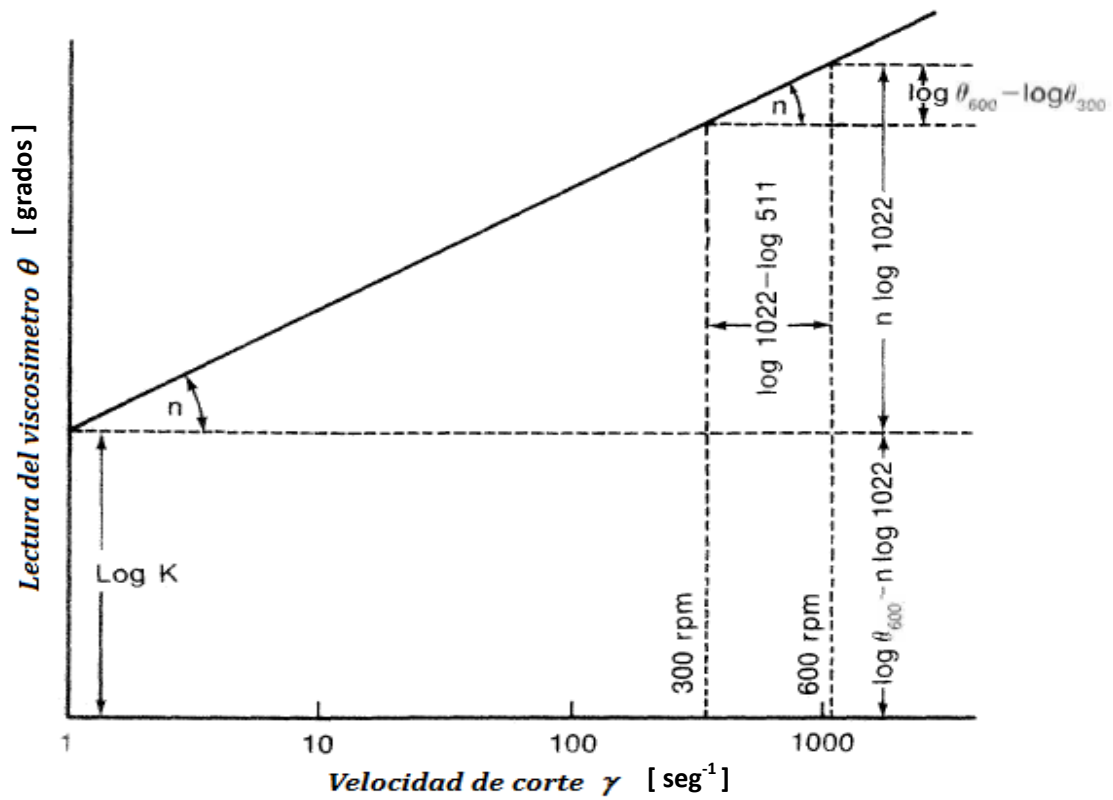


Figura III.11.

Para este modelo se recomienda dos conjuntos de ecuaciones reológicas, uno para dentro de la tubería (condiciones turbulentas) y otro para el espacio anular (condiciones laminares). La ecuación de la Ley de Potencias para tuberías está basada en las indicaciones del viscosímetro de lodo a 300 y 600 rpm.

Tomando como base las ecuaciones para determinar “K” y “n” se obtiene lo siguiente:

$$n_p = \frac{\log \theta_{600} - \log \theta_{300}}{\log 1022 - \log 511}$$

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

$$\text{y } k_p = \frac{\theta_{600}}{1022^{n_p}} \quad [\text{lb}_f \text{seg}^{-n} / \text{pie}^2]$$

Las ecuaciones de Ley Exponencial para el espacio anular son desarrolladas de la misma manera, pero éstas utilizan los valores obtenidos a 3 y 100 rpm.

$$n_a = \frac{\log \theta_{100} - \log \theta_3}{\log 170.3 - \log 5.11}$$

$$n_a = 0.657 \log \frac{\theta_{100}}{\theta_3}$$

$$\text{y } n_a = \frac{\theta_{100}}{170.3^{n_a}}$$

3.3.3 Modelo de Ley de Potencias Modificado (Herschel-Bulkley).

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 viscosidad a muy baja velocidad de corte.

El modelo de la Ley Potencias modificado, o modelo de Herschel-Bulkley, puede ser utilizado para tomar en cuenta el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido (esfuerzo de cedencia).

Si el esfuerzo cedente es igual a cero, se presenta un comportamiento según la ley de potencias. Si el exponente de flujo "n" es igual a 1, se presenta un comportamiento plástico de Bingham. Si el esfuerzo cedente es igual a cero y $n=1$, este es un comportamiento newtoniano y "k" es la viscosidad newtoniana.

El diagrama mostrado en la Figura III.12. Ilustra las diferencias entre los modelos de la Ley de Potencias modificado, Ley de Potencias y el modelo de Flujo Plástico de Bingham.

El modelo de la Ley Potencias modificado está ubicado entre el modelo de Flujo Plástico de Bingham, siendo éste el más alto, y el modelo de la Ley de Potencias, el más bajo.

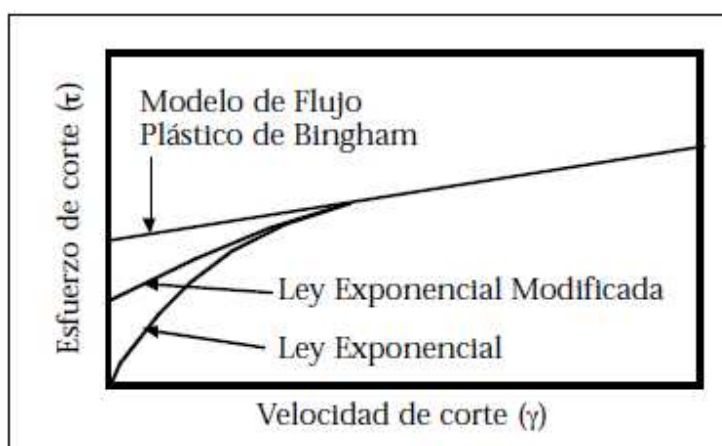


Figura III.12.

El modelo de Ley de Potencias modificado es ligeramente más complicado que el modelo de Flujo Plástico de Bingham o el modelo de Ley de Potencias. Sin embargo, este modelo puede aproximarse más al comportamiento reológico verdadero de la mayoría de los fluidos de perforación.

Matemáticamente, el modelo de la Ley de Potencias modificado es el siguiente

$$\tau = \tau_y + k\gamma^n$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte [$\text{lb}_f/100\text{pie}^2$]

τ_y = Esfuerzo de cedencia o fuerza para iniciar el flujo [$\text{lb}_f/100\text{pie}^2$]

k = Índice de consistencia [adimensional]

γ = Velocidad de corte [seg^{-1}]

n = Índice de comportamiento de flujo [adimensional]

Por lo que para su solución tomando las medidas obtenidas a 3 y 6 rpm se tiene:

$$\tau_y = 2\theta_3 - \theta_6$$

Mientras que para obtener “k” y “n” se utilizan las medidas obtenidas a 600 y 300 rpm.

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600} - \tau_y}{\theta_{300} - \tau_y}\right)}{\log\left(\frac{1022}{511}\right)}$$

$$n = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600} - \tau_y}{\theta_{300} - \tau_y}\right)$$

$$y \quad k = \frac{\theta_{600} - \tau_y}{1022^n} \quad [\text{lb}_f \text{seg}^{-n}/\text{pie}^2]$$

3.4 Determinación de los parámetros reológicos en los fluidos de perforación con diferentes instrumentos.

La determinación de los parámetros reológicos en los fluidos de perforación es importante para el cálculo de la circulación hidráulica, la eficiencia de la limpieza del agujero y en la predicción de la resistencia de la barita en los pozos de aceite.

3.4.1 Viscosímetro de Orificio-Embudo Marsh.

Descripción.

El embudo Marsh ha sido utilizado ampliamente como un instrumento para medir, en el campo, lo que denominamos viscosidad Marsh, la cual es una tasa de flujo relacionada con el tiempo y que usualmente se expresa en segundos por cuarto de galón. Las dimensiones del instrumento son tales que el tiempo de salida de flujo, cuando se siguen los procedimientos estándar, para un cuarto de galón de agua dulce a $70^{\circ} \pm 5^{\circ}\text{F}$ ($21^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$) es de 26 segundos ± 0.5 segundos.

Usos.

La viscosidad Marsh es una prueba sencilla y rápida que se puede realizar de manera rutinaria con un sistema específico de fluido de perforación. Sin embargo, es una medición puntual y, por lo tanto, no suministra ninguna información en relación a por qué la viscosidad puede ser alta o baja.

No es posible tomar una sola medición de la viscosidad Marsh para que represente un valor uniforme para todos los fluidos de perforación del mismo tipo o la misma densidad.

Procedimiento de Operación.

1. Tape el orificio del embudo con un dedo y vierta la muestra del fluido de perforación a través del tamiz y hacia el embudo, que deberá de estar limpio, seco y en posición vertical. Llene hasta que el fluido alcance el fondo del tamiz.
2. Retire el dedo rápidamente y mida el tiempo requerido para que el fluido llene el recipiente colector hasta la marca de un cuarto de galón (946 ml).

3. Registre el tiempo. Esta es la viscosidad obtenida con el embudo Marsh. Registre la temperatura de la muestra en grados Celcius (grados Fahrenheit).

3.4.2 Viscosímetro Cilíndrico Concéntrico.

Instrumentos para baja temperatura, no presurizados.

Descripción.

Los viscosímetros cilíndricos concéntricos son instrumentos rotatorios accionados por un motor eléctrico o manivela. El fluido se encuentra contenido en el espacio anular entre dos cilindros. El cilindro exterior o forro rotor es accionado a una velocidad de rotación constante. La rotación del forro rotor en el fluido produce un torque en el cilindro inferior (carrete o bob). Un resorte de torsión retiene el movimiento.

El mecanismo se ilustra es la figura III.13. En la mayoría de los casos, un cuadrante unido a la caja indica el desplazamiento del carrete. Las constantes del instrumento sean ajustado de manera tal que la viscosidad plástica y el punto cedente se obtienen de las lecturas de las velocidades del forro rotor a 300 y 600 rpm. También existen instrumentos que no son de lectura directa, sino que utilizan registradores x-y para registrar los datos obtenidos.

Selección de los instrumentos.

Para las pruebas con fluidos de perforación se suelen utilizar diferentes modelos de viscosímetros cilíndricos concéntricos para baja temperatura y no presurizados. Los mismos difieren en cuanto al mecanismo de accionamiento, las velocidades, los métodos de lectura y los ángulos de medición. Todos permiten un cálculo rápido de la viscosidad plástica y el punto cedente a partir de las lecturas a 300 rpm y 600rpm.

Procedimiento de Operación.

1. Coloque la muestra en un recipiente apropiado y sumerja el forro del rotor exactamente hasta la línea de referencia.

2. Cuando la velocidad del rotor este a 600 rpm, espere hasta que la lectura del cuadrante alcance un valor estable. Registre la lectura del cuadrante para 600 rpm.
3. Reduzca la velocidad del rotor a 300 rpm y espere que la lectura del cuadrante llegue a un valor estable. Registre esta lectura para 300 rpm.
4. La viscosidad plástica (VP) en centipoise es igual a la lectura para 600 rpm menos la lectura para 300 rpm.
5. El punto cedente (PC) en $\text{lb}_f/100\text{ft}^2$ es igual a la lectura para 300 rpm menos la viscosidad plástica. Registre la temperatura de la muestra en grados Celcius (grados Fahrenheit).
6. La viscosidad aparente en centipoise es igual a la lectura para 600 rpm dividida entre dos.

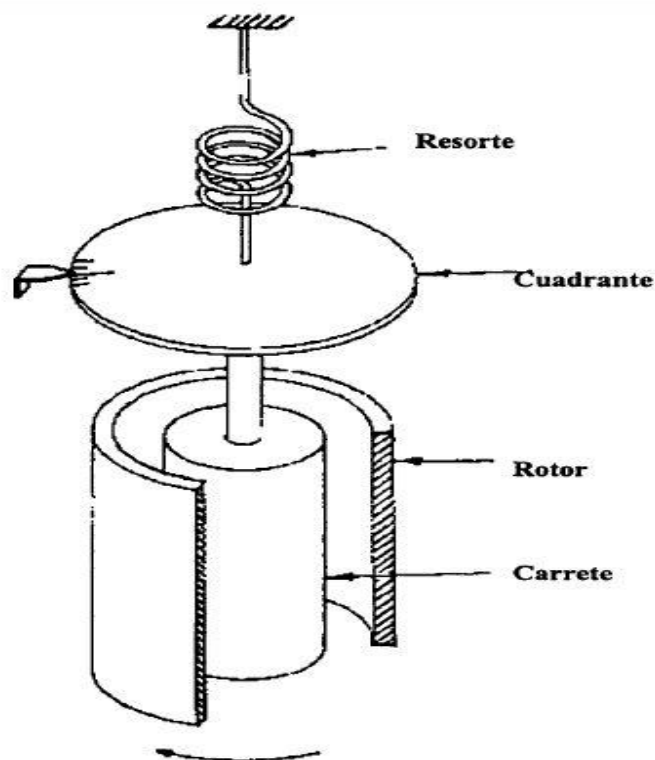


Figura III.13. Viscosímetro cilíndrico concéntrico

3.4.3 Instrumentos de alta temperatura y presurizados.

Descripción.

Se utilizan diferentes instrumentos para medir las propiedades de flujo de los fluidos de perforación a temperaturas y presiones elevadas. Cada instrumento presenta diferencias en las limitaciones de temperatura y presión y variaciones en el diseño.

Instrumento de alta temperatura y baja presión.

El instrumento de alta temperatura y baja presión es diseñado de la misma manera que el viscosímetro no presurizado. Los límites superiores de operación son 2000 psig y 500 °F. El medio de presurización para este viscosímetro es el gas nitrógeno. El fluido está contenido en el espacio anular entre dos cilindros siendo accionado a una velocidad de rotación controlada. El torque es ejercido sobre el cilindro interior o bob por la rotación de la cubierta exterior en el líquido. Después, este torque es medido para determinar las propiedades del flujo. Este instrumento puede variar las velocidades de rotación desde 1 hasta 600 rpm con un rango de viscosidades de 1 a 300 000 cP. El rango de temperatura es programable de 0 a 500 °F. Una interfaz de ordenador personal proporciona una visualización gráfica en tiempo real y el almacenamiento de datos.

Instrumento de alta temperatura y alta presión.

El instrumento de alta temperatura y alta presión tiene como límites superiores de operación 40 000 psig y 600 °F. El medio de presurización es un aceite mineral. Este es un viscosímetro cilíndrico concéntrico que tiene la misma geometría que un viscosímetro atmosférico. Las velocidades de rotación son variables hasta las 600 rpm. El rotor posee escalones externos para inducir la circulación. La temperatura, presión, rpm y esfuerzo de corte se obtienen a través de la lectura digital. El control digital de la temperatura tiene capacidades de rampa y impregnación térmica. Un ordenador ofrece un control y visualización digital de los parámetros.

3.5. Predicción de la reología de los fluidos de perforación en el fondo del pozo.

La predicción exacta de la reología de los fluidos de perforación en el fondo del pozo es importante para la optimización de la hidráulica y las capacidades de limpieza del agujero de los fluidos de perforación en los pozos de aceite. Con una mejor predicción de la reología en el fondo del pozo, los cálculos hidráulicos estándar como son las pérdidas de presión de circulación, aumento y disminución de la presión y la eficiencia en la limpieza del agujero pueden determinarse con mayor exactitud. Esta mayor precisión puede ser de valor crítico en los tramos donde las diferencias entre presiones de poro y el gradiente de presión de fractura son pequeñas. Para determinados tipos de fluidos de perforación como son los fluidos base aceite o sintéticos, las propiedades reológicas en el fondo del pozo pueden ser significativamente diferentes cuando se miden a condiciones de superficie. Como resultado, la utilidad de los cálculos hidráulicos hechos con los parámetros reológicos del fluido derivados únicamente de las medidas reológicas en la superficie, pueden ser limitados.

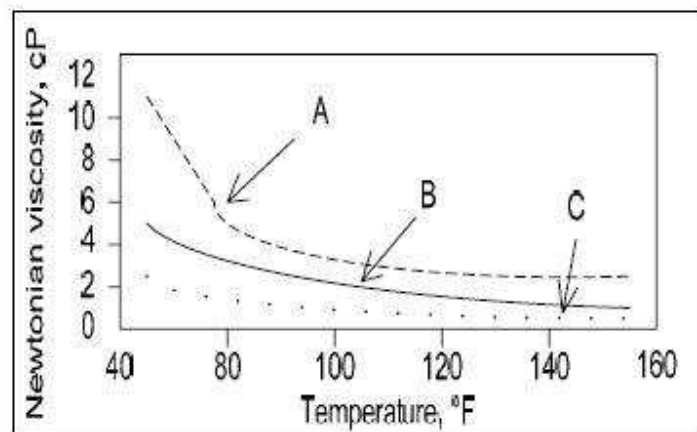
Como con la predicción de la densidad del fluido en el fondo del pozo, los efectos de la temperatura y la presión en la reología deben ser tomados en cuenta. Cuando se consideran por separado, los efectos generalizados de la temperatura y la presión en las propiedades reológicas en el fondo del pozo pueden describirse de la siguiente manera.

Los efectos de la temperatura usualmente sirven para incrementar la viscosidad de los fluidos de perforación para pozos de aceite con bajas temperaturas (< 70 °F, o 21 °C) y para disminuir la viscosidad con altas temperaturas (< 300 °F o 150 °C). Los efectos de la temperatura sobre la viscosidad del fluido son generalmente no lineales.

La magnitud de los efectos combinados de presión y temperatura sobre los fluidos de perforación dependen del tipo de fluido que será utilizado.

Como con el modelado de la densidad, los efectos de la temperatura y la presión sobre los fluidos de perforación base agua y salmueras son usualmente bajos. Por lo tanto para la mayoría de los fluidos de perforación base agua y salmueras, el uso de las mediciones de la reología del fluido en la superficie por lo general producirán predicciones razonables en la hidráulica del fondo del pozo. En casos especiales el modelo de los fluidos de perforación base agua y salmueras en el fondo podrían mejorar la precisión de los cálculos hidráulicos, incluyendo altas temperaturas y altas presiones (HTHP) como en los casos donde las temperaturas del fondo son muy altas, y en aguas profundas donde las largas tuberías están expuestas a bajas temperaturas.

Los efectos de la temperatura y presión sobre la reología de los fluidos en el fondo del pozo son más pronunciados para fluidos de perforación no acuosos que se formularon usando diesel, aceites minerales, olefinas, esteres, etcétera. Como por ejemplo, los perfiles de viscosidad de varios fluidos con base no acuosa en función de la temperatura son presentados en la figura III.14. Donde es evidente la reducción no lineal de la viscosidad del fluido con el incremento de la temperatura.



- A. fluido sintético
- B. diesel
- C. aceite mineral

Figura III.14. Viscosidad de los fluidos con base no acuosa en función de la temperatura

Se requieren de pruebas para determinar las propiedades reológicas en el fondo del pozo. El procedimiento recomendado para la predicción del comportamiento en el fondo del pozo de los fluidos de perforación base aceite y sintéticos y los casos especiales citados implicados con los fluidos de perforación base agua implican pruebas usando viscosímetros HTHP. Estos viscosímetros con capaces de realizar pruebas a elevadas temperaturas y presiones.

METODOLOGIA.

Para un análisis integral se debe de desarrollar una matriz bien planificada antes de realizar las pruebas. El desarrollo completo de una matriz debe incluir las siguientes condiciones:

- El esquema del pozo debe ser dividido en secciones individuales, basado en los cambios del ángulo del agujero, la geometría del pozo, la temperatura estimada de circulación, etcétera.
- Para cada sección del pozo, se determina las condiciones promedio de temperatura y presión.

Construyendo la matriz de prueba que incorpore los rangos de temperatura y presión del pozo agregando un tope para cada rango de temperatura y presión para que se pueda probar a condiciones ligeramente más severas que las originales. Por ejemplo, teniendo condiciones de temperatura y presión de un pozo entre los rangos de 80 a 260 °F y 500 a 7000 psia respectivamente, se construye una matriz de prueba similar a la mostrada en la Tabla III.1.

Temperatura °F	Presión leída, psia				
	0	2000	4000	6000	8000
70	Dato	Dato	Dato	Dato	Dato
120	Dato	Dato	Dato	Dato	Dato
170	Dato	Dato	Dato	Dato	Dato
220	Dato	Dato	Dato	Dato	Dato
270	Dato	Dato	Dato	Dato	Dato

Nota: Por otra parte, el número de mediciones de laboratorio se puede reducir sólo para un promedio de temperatura y presión para cada una de las secciones del pozo.

Tabla III.1. Ejemplo de la matriz de prueba

Para cada combinación de temperatura y presión en la matriz se miden como mínimo las lecturas de las siguientes velocidades de rotación: 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm.

Usando los datos de la prueba, se calculan los parámetros reológicos del fluido de perforación usando los modelos reológicos.

3.6. Predicción de la densidad de los fluidos de perforación en el fondo del pozo.

La necesidad de la predicción de la densidad en el fondo del pozo.

La predicción exacta de la densidad equivalente de circulación (ECD) es siempre importante en las operaciones de perforación, especialmente en los casos donde la diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura es muy pequeña. Como la reología de los fluidos de perforación, la densidad también es afectada con la temperatura y presión en el fondo del pozo. Para una mayor precisión del modelo de la densidad equivalente de circulación en los pozos de aceite, la densidad del fluido de perforación debe ser determinada teniendo en cuenta las condiciones del fondo del pozo.

Para ciertos tipos de fluidos de perforación, tales como los fluidos base aceite o sintéticos, la densidad del fluido de perforación a condiciones de fondo puede ser muy distinta que la medida a condiciones de superficie.

Efectos de la temperatura y la presión sobre la densidad.

Como con la predicción de la reología de los fluidos en el fondo del pozo, los efectos de la temperatura y la presión deben ser tomadas en cuenta. Cuando son considerados por separado, los efectos generales de la temperatura y la presión sobre la densidad del fluido de perforación en el fondo del pozo puede describirse como sigue:

- Los efectos de la temperatura usualmente sirven para incrementar la densidad de los fluidos de perforación en pozos de aceite a bajas temperaturas y para disminuir esta densidad a altas temperaturas. Los efectos de la temperatura sobre la densidad del fluido son generalmente cercanos a un comportamiento lineal.
- Los efectos de la presión usualmente sirven para incrementar la densidad de los fluidos de perforación, generalmente de manera no lineal.

Efectos de la temperatura y la presión sobre la densidad de los fluidos de perforación.

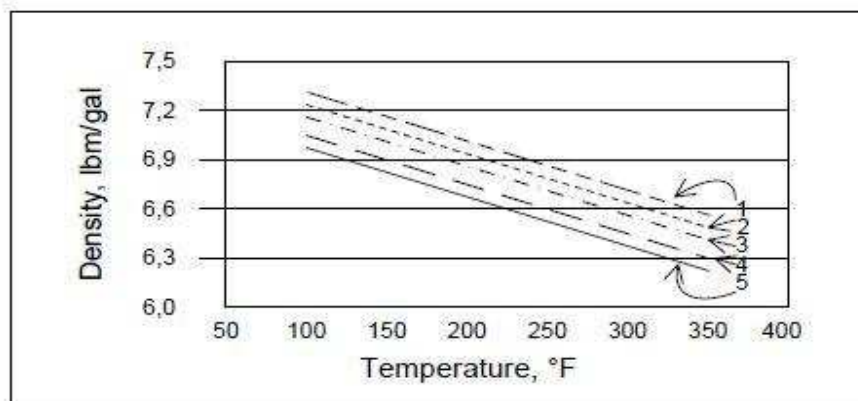
La magnitud de los efectos de la temperatura y la presión sobre los fluidos de perforación dependen del tipo de fluido que será utilizado.

Los efectos de la temperatura y la presión sobre la densidad del agua, fluidos de perforación base agua y salmueras son usualmente pequeños. Las salmueras monovalentes son menos afectadas por la temperatura y la presión que las salmueras

bivalentes. Por lo tanto para la mayoría de los fluidos de perforación base agua y salmueras monovalentes, el uso de la densidad del fluido medido en la superficie puede ser aceptable para su uso en la simulación del fondo del pozo.

Los efectos de la temperatura y la presión sobre la densidad de los fluidos en el fondo del pozo son más pronunciados para emulsiones inversas y fluidos 100% no acuosos que son formulados usando diesel, aceites minerales, olefinas, esterres, etcétera. Los efectos de la temperatura y la presión sobre el diesel se muestran en la figura III.15. Los datos muestran claramente los efectos de la temperatura y la presión. Dado que los datos son bien ordenados, un modelo matemático general puede describir estos efectos de forma numérica. Puesto que diferentes fluidos no acuosos se comportan de manera diferente con los cambios de temperatura y presión, se pueden construir correlaciones individuales para describir matemáticamente el comportamiento de los fluidos.

Los casos especiales en el fondo del pozo los modelos de los fluidos de perforación base agua y salmueras aumentarían la exactitud de los cálculos de la densidad del fluido de perforación incluyendo en donde las temperaturas y presiones son muy altas en el fondo del pozo.



1. Densidad para 12500 psia
2. Densidad para 10000 psia
3. Densidad para 7000 psia
4. Densidad para 3000 psia
5. Densidad para 15 psia

Figura III.15. Densidad del diesel en función de la temperatura y presión.

3.7. Limpieza del agujero.

Descripción de los retos.

Remover los recortes del pozo es esencial para las operaciones de perforación. La falta para transportar eficazmente los recortes puede resultar en numerosos problemas dentro de la perforación como son: alto torque, pegadura de la tubería, exceso en la densidad equivalente de circulación y acumulación de recortes, derrumbe de la formación, bajas tasas de penetración y dificultades para las corridas de tuberías y registros.

La clave para la optimización de la limpieza del agujero es integrada principalmente por una buena planeación del pozo, unas buenas propiedades del fluido de perforación y una buena operación de la perforación. Para todo esto es necesario un cuidadoso monitoreo y observación en el equipo de perforación.

Es importante comprender la naturaleza y las causas de los problemas durante la perforación cuando estos se presentan. Esto permitirá determinar las acciones más adecuadas para resolverlos. Una pobre limpieza del agujero dará como resultado una gran carga de recortes en el espacio anular. Esto puede ser detectado midiendo la presión del espacio anular en el fondo del pozo. Cuando se detiene la circulación estos recortes pueden precipitarse y acumularse atrapando la sarta de perforación. Cuando la velocidad de flujo es muy baja o el pozo no ha sido circulado por suficiente tiempo, ocurre una acumulación de recortes.

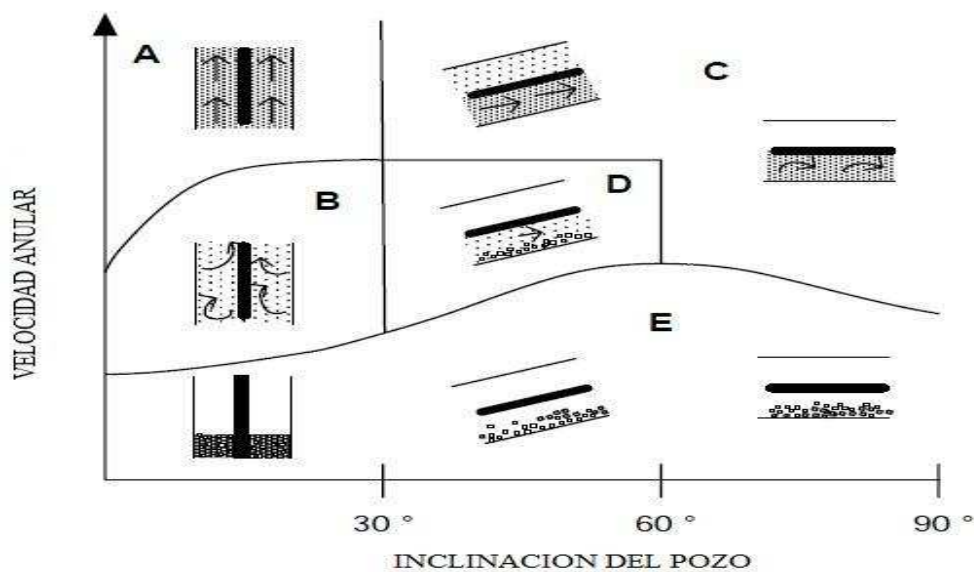
Transporte de recortes.

En pozos desviados, los recortes tienden a asentarse en la parte baja y formar capas de recortes. Estos recortes a menudo son transportados a lo largo de la parte baja del agujero, ya sea como una capa continua en movimiento o en capas separadas. La figura III.16 es una representación de los mecanismos de transporte para un rango de inclinación de los pozos.

En los agujeros inclinados menores a 30° los recortes son suspendidos eficientemente por el fluido cortante y no se acumulan formando capas (zona 1 y 3). Para estos casos, se aplican los cálculos convencionales de transporte basándose en la velocidad de deslizamiento vertical. Para los pozos poco inclinados las necesidades de velocidad anular son normalmente un 20 – 30% por encima de los pozos verticales. Después de los 30°, los recortes forman capas sobre la parte baja del agujero los cuales pueden deslizarse hacia abajo del pozo, causando estos una acumulación en el espacio anular. Los recortes que se

acumulan en la parte baja del agujero pueden moverse en masa como una capa deslizante (zona 4), o pueden ser transportados a la interfaz del fluido de perforación como ondulaciones o dunas (zona 2). El movimiento de la tubería (rotacional y reciproco) puede ayudar a perturbar la mecánica de las capas de recortes y distribuir las en el fluido de perforación más rápido hacia la parte alta del agujero. Los patrones de flujo en el espacio anular dependen en gran medida de la velocidad de flujo y de la reología del fluido de perforación. Los fluidos de baja viscosidad con un punto de cedencia bajo tienden a crear turbulencia y a levantar los recortes. Los fluidos de alta viscosidad con alto punto de cedencia incrementan la fuerza de arrastre del fluido causando que las capas de recortes se deslicen.

Las zonas ideales para el buen transporte de recortes son la zona 1 y 2. La zona 5 es prácticamente una garantía de problemas en el agujero.



- A. Zona 1 Eficiente limpieza del pozo
- B. Zona 2 Remoción lenta de los recortes
- C. Zona 3 Buena limpieza del pozo con movimiento entre las capas de recortes
- D. Zona 4 Poca limpieza del pozo acumulación de recortes
- E. Zona 5 Mala limpieza del pozo

Figura III.16

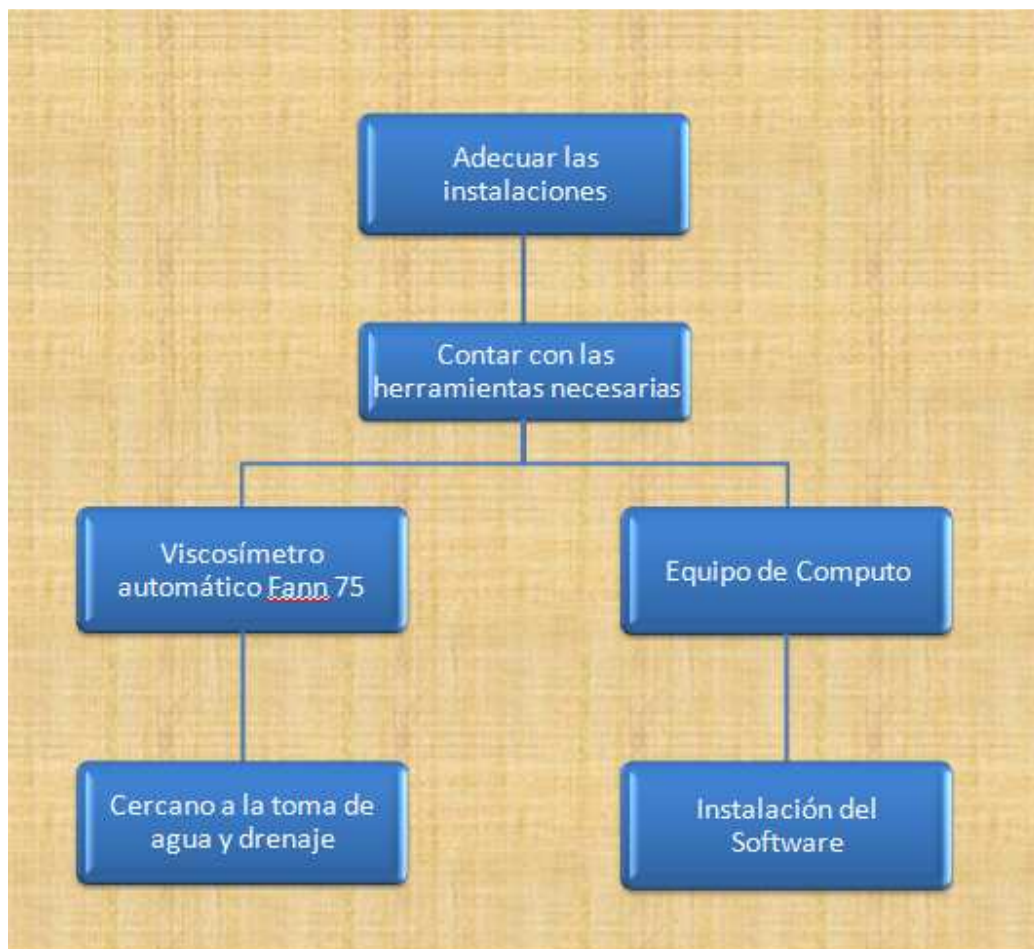
Fuerzas que actúan sobre los recortes.

En secciones verticales o casi verticales los recortes son acarreados eficazmente en suspensión. La velocidad del fluido en el espacio anular sirve para superar la fuerza de asentamiento de los recortes y lograr el movimiento de los recortes hacia arriba. En un pozo con un ángulo grande de desviación, la fuerza de gravedad actúa sobre los recortes causando la formación de una capa de recortes en la parte baja del agujero. La velocidad del fluido en el espacio anular crea una fuerza de arrastre la cual mueve la capa de recortes a lo largo del pozo y la fuerza de elevación del fluido mueve los recortes hacia afuera del pozo.

CAPÍTULO 4

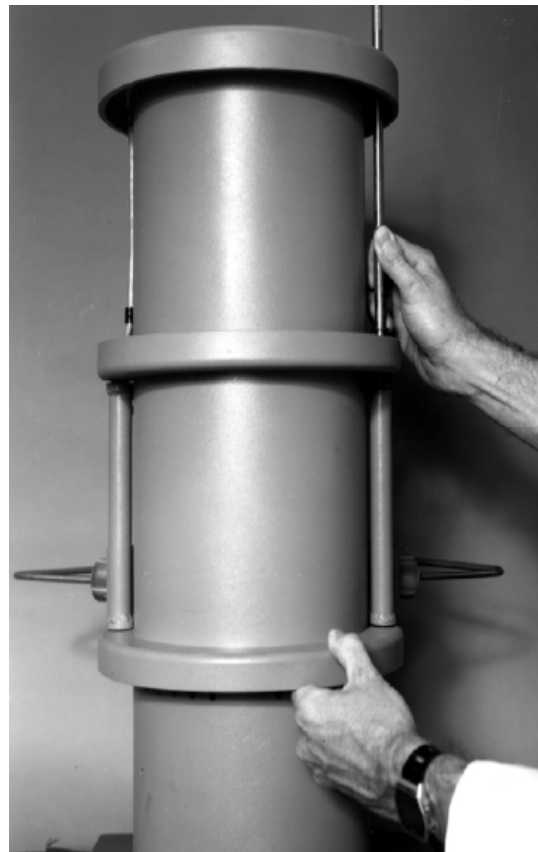
METODOLOGÍA PARA ENSAYOS REOLÓGICOS HPHT

La metodología que se emplea para ensayos reológicos HPHT dependerá principalmente del equipo que se esté empleando, en este trabajo se utilizó el viscosímetro para alta presión y alta temperatura (HPHT) modelo Fann 75 para la toma de las medidas correspondientes para cada prueba. Además se debe tener un buen diseño de la prueba para evitar problemas en las lecturas obtenidas por el equipo. La instalación del equipo requerirá de ciertas herramientas para la colocación del mismo así como de un espacio adecuado para su buen funcionamiento.



4.1 Resumen del procedimiento de prueba.

- a) Preparar 200 ml de fluido (muestra) de acuerdo a la formulación proporcionada por el solicitante y vierta el fluido en la celda de prueba.
- b) Verificar que el equipo se encuentre calibrado en cero.
- c) Colocar la celda la cual contiene la muestra, dentro del Fann 75 verificando que su cierre sea hermético para evitar que se derrame el fluido, asegurando la posición del recipiente.



Cierre de la celda de prueba

- d) Verificar la comunicación que el equipo de cómputo y el Fann 75 estén comunicados entre si. Enseguida en el equipo de computo se ingresa el programa de prueba con las condiciones de velocidad de prueba (rpm), tiempo, temperatura de prueba y presión de prueba.
- e) Registrar el nombre al archivo y se inicia la prueba
- f) Al finalizar la prueba, liberar la presión y proceder al enfriamiento y limpieza del equipo.

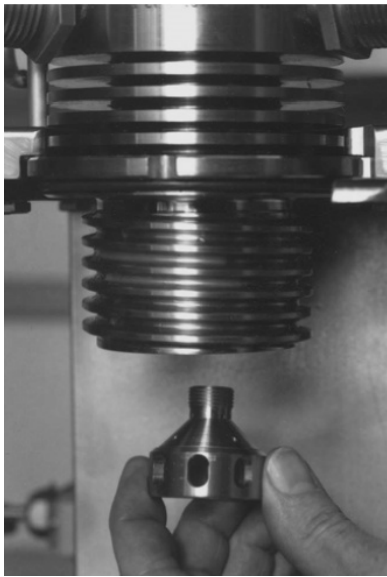
Ajustes de la presión y temperatura en el equipo.

Los cambios de temperatura en el tiempo son causados por el sistema de calentamiento. Los intervalos de temperatura en el equipo tienen una tolerancia de $\pm 3^{\circ}\text{F}$ (2°C). La temperatura tiene mayor efecto en las propiedades reológicas en comparación con la presión.

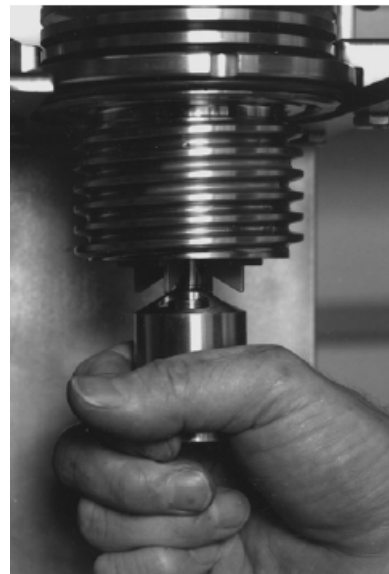
Mientras que la tolerancia de la presión en el equipo es de $\pm 100\text{psi}$. Se debe de tomar en cuenta que el cambio de una sola variable afectara el comportamiento reológico del fluido.

Instalación y mantenimiento de los componentes del equipo.

- a) Instalar el ensamble flecha (bob shaft).
- Para el mantenimiento del Fann 75 es necesario reemplazar los baleros y/o el cojín de los baleros. Coloque el conjunto del rotor dentro de la celda, con cuidado verificar que no pegue contra el punto de giro. Al bajar no se debe dejar caer esto puede dañar el balero. Baje suavemente dentro del equipo y verifique que gire libremente.



Instalación del tornillo



Instalación de la flecha

b) Instalar el rotor en la celda.

- Lubricar la rosca del cople con una pequeña cantidad de cera para prevenir que la rosca se dañe. El daño de la rosca impide el ensamble de la celda.



Instalación del rotor en la celda

4.2 Procedimiento de prueba.

Esta sección contiene los pasos representativos de un típico procedimiento de prueba corrido. El operador es el encargado de conocer las necesidades y requerimientos de los materiales necesarios.

Girar el Switch (interruptor) principal del panel "ON" de la estación de trabajo. La ALARM LED se mostrará brevemente y mostrara.

AUTOMATIC MODEL 75 VISCOMETER
 VERSIÓN X.X.
 FANN INSTRUMENT COMPANY
 HOUSTON TEXAS

- Los principales parámetros entran y aparecen. La alarma LED (en rojo) deja fuera la conexión del viscosímetro automático modelo 75 a la estación de trabajo.

DATE: 3\11\10	TIME: 07:50	OK
CURRENT TEMP.	85 F	PRESS: 0 PSI
TEMPERATURE	F	PRESSUR PSI
SPEED	RPM	TO BEGIN PRESS START

a) CARGAR LA MUESTRA DENTRO DE LA CELDA.

- La calibración del Fann 75 debe ser verificado previamente.
- Colocar el aro-sello en la celda justo arriba del rotor.
- Colocar el empaque de metal sobre el aro-sello, con la superficie plana hacia arriba.



Instalación del aro-sello y su respaldo



Instalación de la celda

b) AJUSTANDO LA CELDA

- Colocar 140 ml dentro de la celda, tenga cuidado de no ensuciar la rosca sello. Con este volumen aproximadamente llena hasta la parte superior del rotor.
- Cerrar la celda con cuidado. En caso de no cerrar revisar que el aro-sello y el empaque pueden estar deslizado fuera de su lugar.
- Inyectar 15 ml de la muestra a través del orificio, llevando el nivel de la muestra por encima del cople debajo del orificio de la muestra. Este paso es importante. Si el nivel es demasiado alto conduce a contaminar la muestra. Si el nivel es bajo la contaminación de la muestra es posible.



Inyección de muestra



Colocación de la celda

Enseguida de que la muestra este en la celda de prueba, cierre la puerta cuidadosamente para evitar la descalibración del sensor.

Girar el interruptor principal de encendido "ON", si no estaba encendida. El LED de ALARMA se ilumina, la pantalla debe mostrar brevemente:

AUTOMATIC MODEL 75
VISCOMETER VERSION x.x
FANN INSTRUMENT COMPANY
HOUSTON, TEXAS

El parpadeo en OK en la esquina superior derecha de la pantalla indica que el ordenador esta en comunicación si esto no se muestra no existe tal comunicación.

- Verificar de que el aire y el agua de refrigeración están encendidos.

GEL STRENGTH & SETPOINTS			
GEL STRENGTH:			
TEMPERATURE:	F	PRESSURE:	PSI
SPEED:	RPM	ZERO OFFSET:	DEG

- Introducir los parámetros para la temperatura, la presión y las RPM. Estos se introducen secuencialmente a partir de la temperatura. Si se introduce el valor incorrecto, pulse NEXT PARAM e introduzca los valores deseados.

TEMPERATURA: xx	
NEXT PARAM PRESIÓN: xx	
NEXT PARAM RPM: xx	START STOP

El sistema ahora está listo para correr una prueba

- Introducir la temperatura de prueba, 20 a 500 (°C), seguida de NEXT PARAM.
- Introducir la presión de prueba, 0 a 20,000 (PSI), seguida de NEXT PARAM.
- Ingresar la velocidad de corte de prueba 3 a 600 (RPM), seguido por el START STOP.
- Presionar TIME DATE durante una prueba mostrará brevemente los puntos de ajuste para la temperatura, presión y velocidad RPM.
- Cuando la temperatura y la presión se encuentren dentro de los parámetros deseados para la prueba, inicie la grabación de datos.
- Cuando la prueba se ha completado, la celda de prueba puede ser enfriada inmediatamente presionando el botón COOL en el teclado. La celda de prueba se sigue revolviendo con una tasa de corte lento hasta que la temperatura llega por debajo de los 100 °F. La pantalla será intermitente hasta que el enfriamiento se ha completo.

- Cuando la celda de prueba se ha enfriado, pulse el botón para borrar la alarma en el panel de control para prepararse para otra prueba si se desea.

COOLING IN PROGRESS
PLEASE WAIT

- Libere la presión de la celda de prueba abriendo lentamente la válvula de seguridad. Hasta que la pantalla indique que la presión sea liberado completamente.

4.3 Calibración.

El Fann75 se calibra con materiales de referencia certificados. Estos fluidos son aceites de silicona Newtoniana para diferentes intervalos de viscosidad.

El viscosímetro mantiene la calibración siempre y cuando su resorte de torsión no se desmonte y este se conserva limpio y libre de corrosión.

CAPÍTULO 5

COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE SISTEMAS BASE AGUA HPHT.

La perforación de pozos es la única herramienta disponible para corroborar la presencia de hidrocarburos en un área de estudio y permitir posteriormente la producción de estos; es por esta razón que es necesario tener un completo conocimiento de las variables involucradas en el proceso de perforación.

El estudio de la reología de los fluidos de perforación es de vital importancia ya que nos ayuda a entender mejor el comportamiento del fluido de perforación en las diferentes etapas de perforación.

Para caracterizar los fluidos de perforación se pueden usar varios modelos reológicos, los cuales nos permiten hacer un ajuste matemático de la deformación del fluido como respuesta a una velocidad de corte dada.

El comportamiento reológico para un lodo de perforación dependerá de la composición de cada uno de los fluidos de perforación y de las condiciones que se tengan en el pozo, esto cambiara en medida de que los escenarios sean alterados durante su uso en la perforación de los pozos.

En este capítulo se realizaron varias pruebas con dos diferentes sistemas de fluido de perforación uno llamado el sistema D con una densidad de 1.2 g/cm^3 y otro sistema G con una densidad de 1.85 g/cm^3 .

Cada sistema fue probado a diferentes condiciones de temperatura y presión, calculando sus parámetros reológicos con base a los modelos reológicos de Bingham, Ley de potencias y el modelo de Herschel-Bulkley (Ley de Potencias Modificado).

5.1 Metodología para determinar el comportamiento reológico de los sistemas base agua HPHT.

Después de haber realizado el procedimiento de prueba en el Fann 75 como se explica en el capítulo anterior (4.2) a las condiciones de presión y temperatura deseadas para este trabajo, para los dos sistemas de fluidos, se obtienen las lecturas correspondientes para cada velocidad de corte como se muestra en la siguiente tabla.

Sistema D con densidad de 1.2 g/cm ³						
	D1	D2	D3	D4	D5	D6
T [°C]	50	50	150	150	176	176
P [psi]	580	3200	3200	9100	9100	15300
600 rpm	75	75	30	33	20	21
300 rpm	52	52	18	19	10	11
200 rpm	41	42	14	15	7	7
100 rpm	30	30	10	10	5	6
6 rpm	4	4	3	2	1	0
3 rpm	4	4	2	1	1	0

Tabla V.1

Sistema G con densidad de 1.85 g/cm ³						
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
T [°C]	50	50	150	150	176	176
P [psi]	1200	3200	3200	9100	9100	15300
600 rpm	173	175	61	73	46	62
300 rpm	100	101	34	39	29	34
200 rpm	73	73	24	28	21	24
100 rpm	42	43	15	17	13	15
6 rpm	3	4	3	2	3	4
3 rpm	4	3	3	2	1	4

Tabla V.2

Después con ayuda de un programa elaborado en fortran y con las lecturas correspondientes para cada velocidad de corte de cada sistema de fluido en las diferentes condiciones dadas en las tablas V.1 y V.2, se calculan los parámetros reológicos, los esfuerzos y las deformaciones con los tres modelos reológicos con los cuales se trabajó en esta tesis.

- El modelo Plástico de Bingham dependerá de la viscosidad plástica (μ_p) y del punto de cedencia (τ_y). Para este modelo se utilizan las lecturas $\theta 600$ y $\theta 300$.
- Para el modelo de Ley de Potencia dependerá del índice de consistencia (k) e índice de comportamiento de flujo (n). Para este modelo se utilizan las lecturas $\theta 600$ y $\theta 300$.
- El modelo de Herschel-Bulkley (Ley de Potencias Modificado) depende del índice de consistencia (k), el índice de comportamiento de flujo (n) y el punto de cedencia (τ_y). Para este modelo se utilizan las lecturas $\theta 600$, $\theta 300$, $\theta 6$ y $\theta 3$.

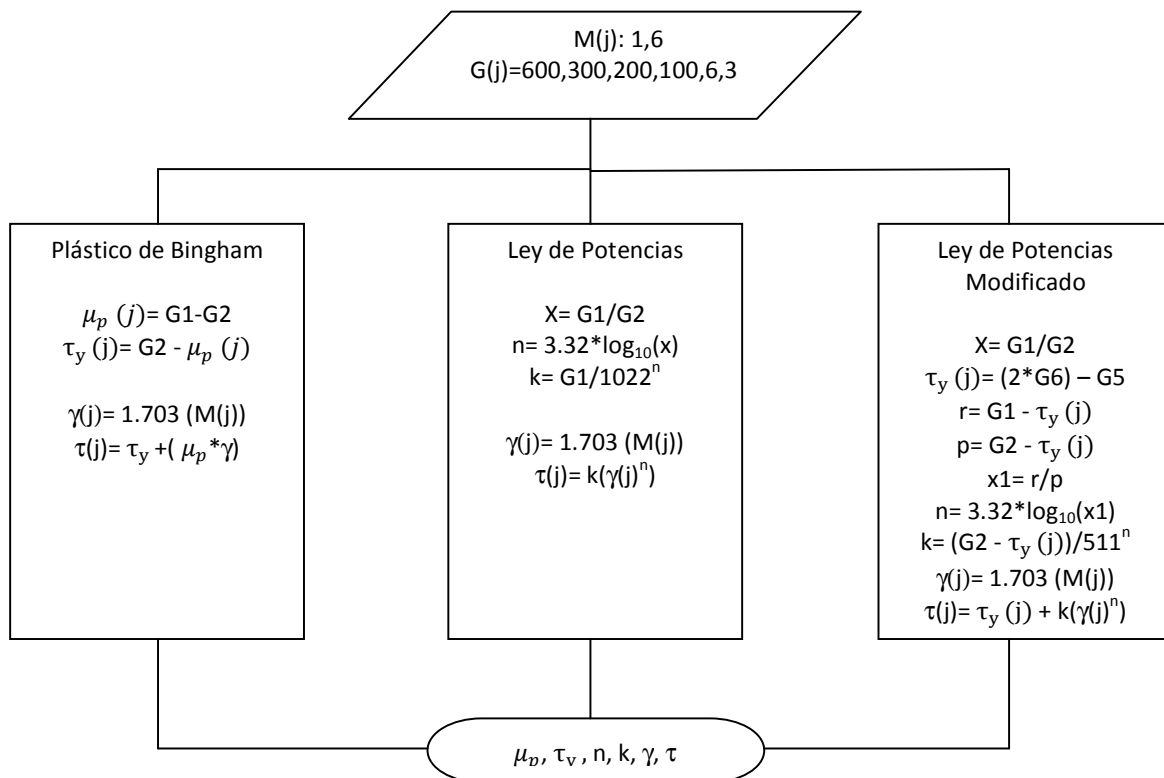
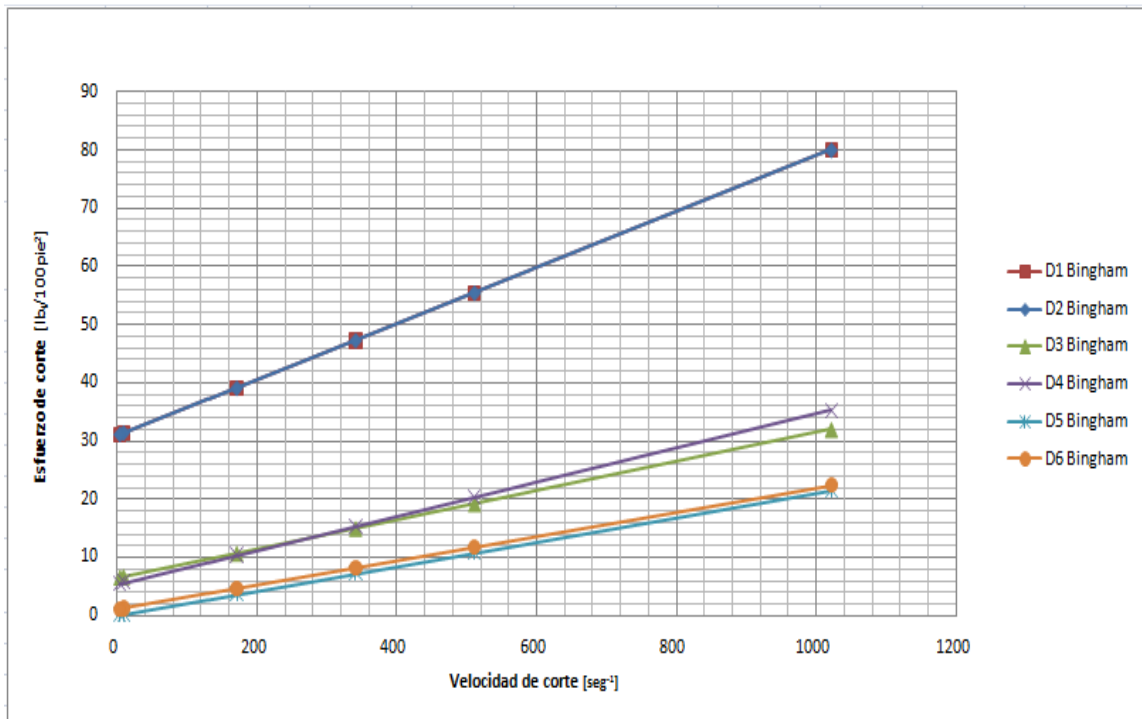


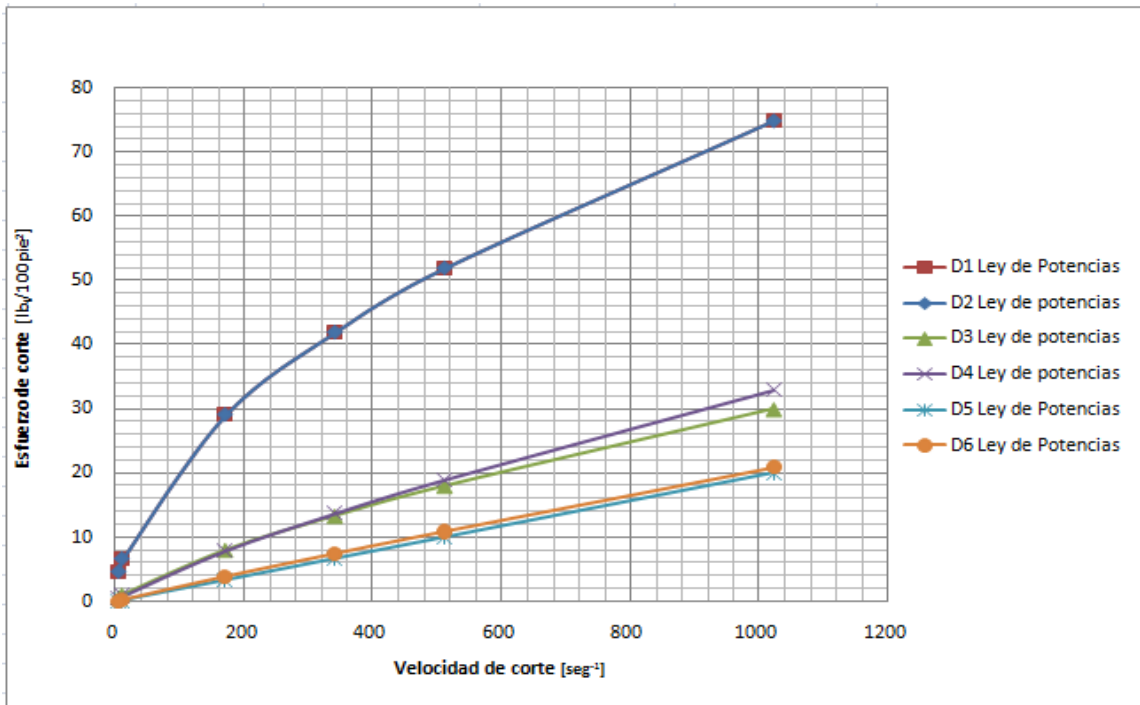
Fig. V.1 Diagrama de Flujo para el cálculo de los parámetros reológicos de cada modelo

Con la obtención de los parámetros reológicos se realizaron las graficas de esfuerzo de corte (τ) contra velocidad de corte ($\dot{\gamma}$) para analizar el comportamiento reológico de cada sistema a las condiciones de presión y temperatura que se dieron para cada prueba con los tres modelos mencionados en este trabajo.

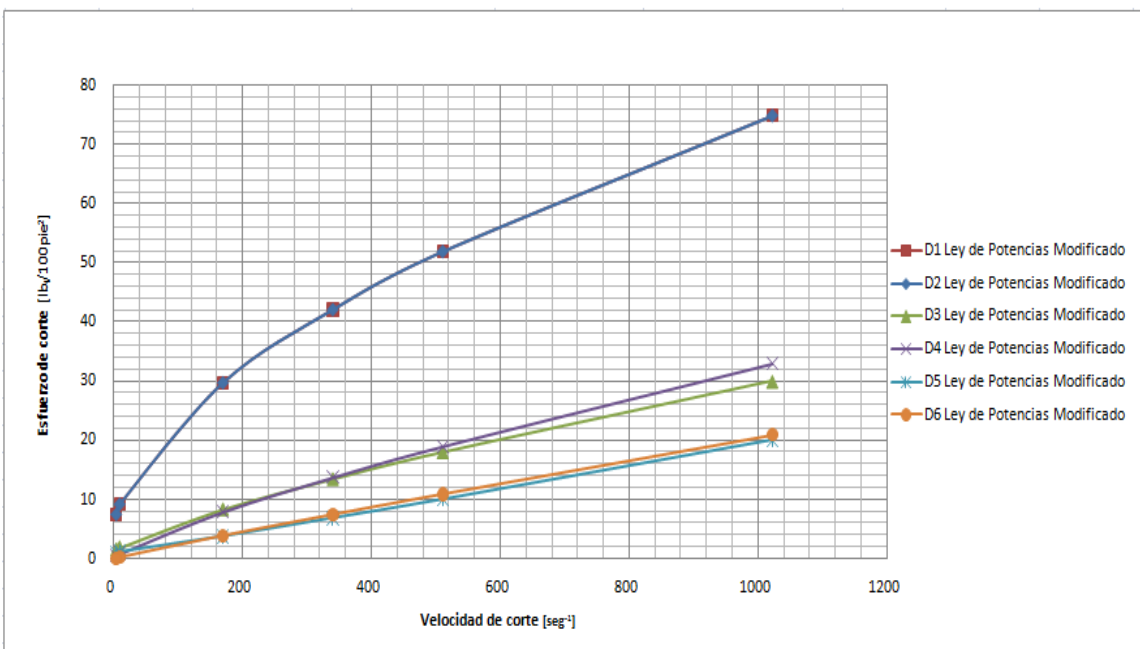
Sistema D



Grafica V.1 Comportamiento reológico del Sistema D con el modelo de Bingham

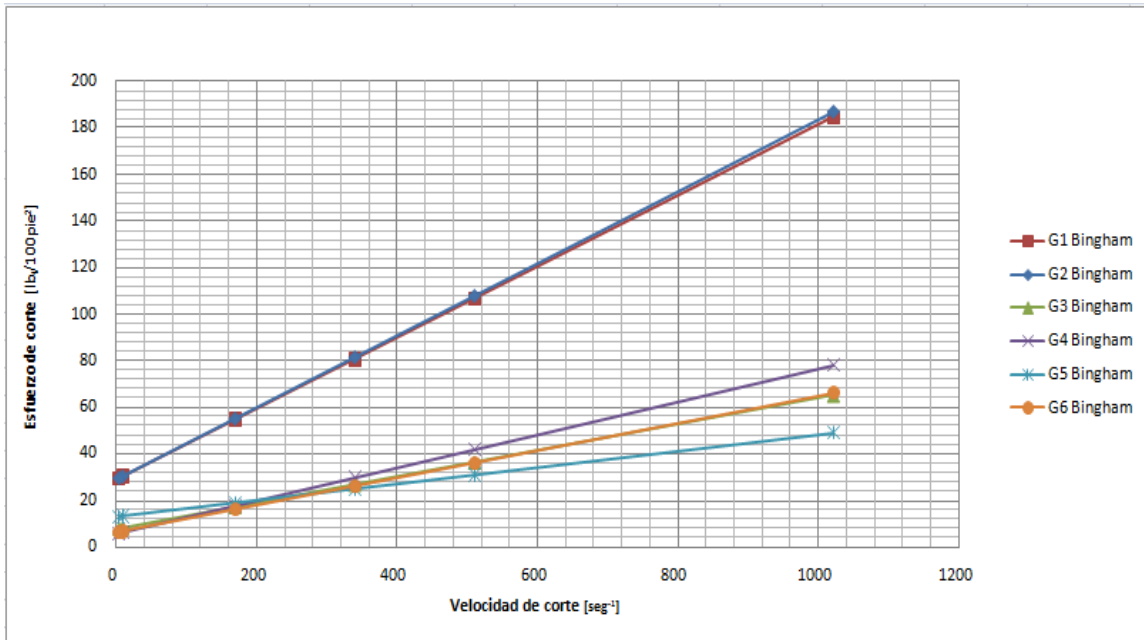


Grafica V.2 Comportamiento reológico del Sistema D con el modelo de Ley de potencias

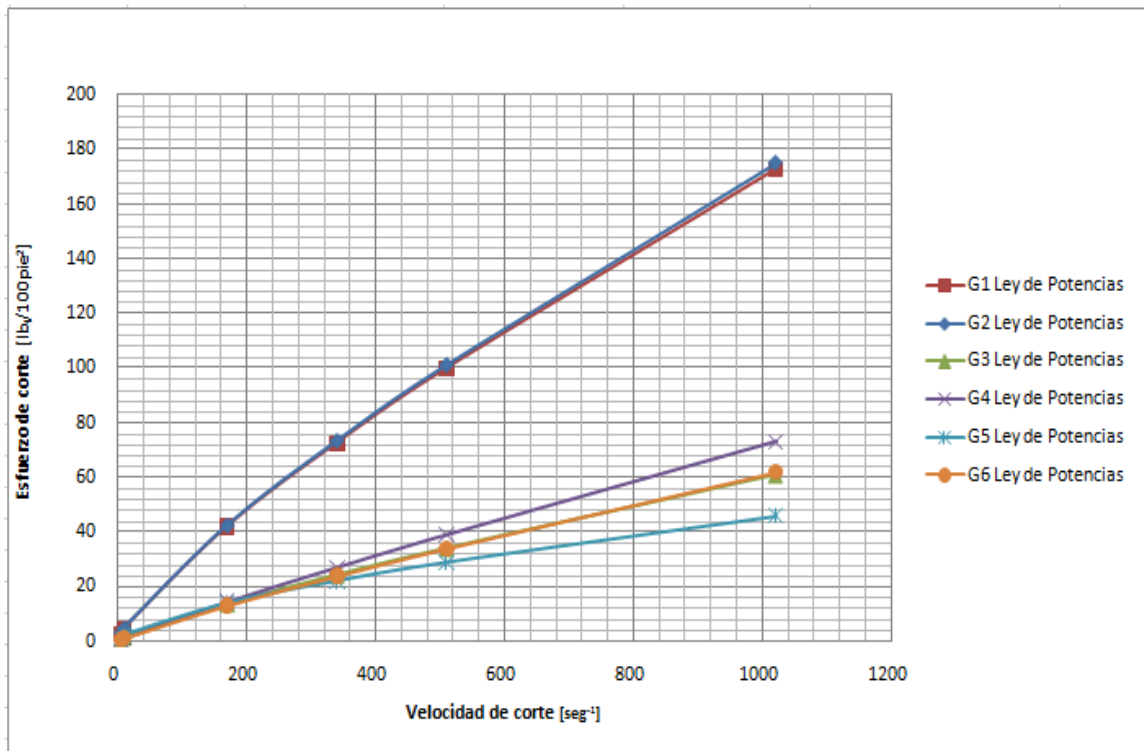


Grafica V.3 Comportamiento reológico para el Sistema D con el modelo de Ley de Potencias Modificado

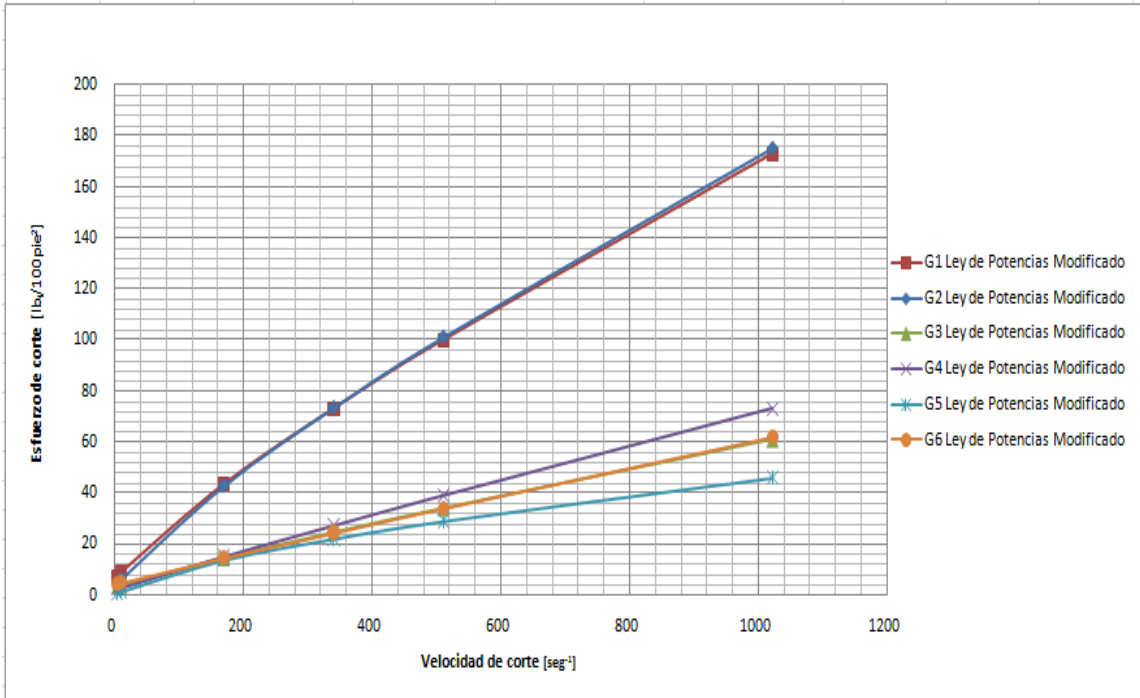
Sistema G



Grafica V.4 Comportamiento reológico del Sistema G con el modelo de Bingham



Grafica V.5 Comportamiento reológico del Sistema G con el modelo de Ley de potencias



Grafica V.6 Comportamiento reológico para el Sistema G con el modelo de Ley de Potencias Modificado

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

Para poder realizar un análisis del comportamiento reológico de los sistemas de fluidos que se trabajaron en esta tesis se utilizaron tres modelos reológicos, Plástico de Bingham, Ley de Potencias y Herschel Bulkley (Ley de Potencias Modificado).

El análisis que se propone se basa en observar las medidas obtenidas de los parámetros reológicos para cada modelo reológico, como se presenta en la siguiente tabla.

		Sistema D [$\rho=1.2 \text{ g/cm}^3$]						Sistema G [$\rho=1.85 \text{ g/cm}^3$]					
		D1	D2	D3	D4	D5	D6	G1	G2	G3	G4	G5	G6
T [°C]		50	50	150	150	176	176	50	50	150	150	176	176
P[psi]		580	3200	3200	9100	9100	15300	1200	3200	3200	9100	9100	15300
Plástico de Bingham	μ_p [cp]	23	23	12	14	10	10	73	74	27	34	17	28
	τ_y [lb _f /100pie ²]	29	29	6	5	0	1	27	27	7	5	12	6
Ley de Potencias	n	0.52	0.52	0.73	0.79	1.00	0.93	0.79	0.79	0.84	0.90	0.66	0.86
	k	1.92	1.92	0.18	0.13	0.19	0.03	0.72	0.71	0.17	0.13	0.45	0.15
Ley de Potencias Modificado	n	0.56	0.56	0.77	0.79	1.07	0.93	0.82	0.80	0.90	0.93	0.64	0.95
	k	1.42	1.42	0.13	0.13	0.10	0.03	0.56	0.65	0.11	0.10	0.52	0.07
	τ_y [lb _f /100pie ²]	4	4	1	0	1	0	5	2	3	2	-1	4

Tabla 6.1

Los parámetros reológicos de cada modelo que se resaltan para el análisis son la viscosidad plástica (μ_p), el punto de cedencia (τ_y), el índice de comportamiento (n), y el índice de consistencia (k).

Un aumento de la viscosidad plástica (μ_p) descrita como la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica puede significar un aumento en el porcentaje de volumen de sólidos, una reducción del tamaño de las partículas de los sólidos, un cambio de la forma de las partículas o una combinación de estos efectos, por esto la viscosidad del fluido no debería de ser más alta que la que sea requerida para la limpieza del pozo, además que la viscosidad plástica se ve afectada a medida que la temperatura aumenta.

El punto de cedencia (τ_y) representa la capacidad de suspender el material densificante y de retirar los recortes del pozo. Los fluidos con puntos cedentes muy bajos no suspenderán de manera adecuada el material densificante. Su valor aumenta con el contenido de sólidos y disminuye con el aumento en el contenido de agua o dispersantes.

El índice de comportamiento de flujo (n) indica la desviación del comportamiento reológico del fluido con respecto a los fluidos newtonianos, es decir, mientras más se aleje el valor de (n) de la unidad tendrá un comportamiento menos newtoniano. Los fluidos con un bajo valor de (n) proporcionarán una buena limpieza del pozo.

El índice de consistencia (k) está relacionado con la viscosidad de un fluido, la eficacia con la cual un fluido suspende los materiales densificantes y los recortes está dada por un aumento en el valor de (k).

Los sistemas se analizaron también en base a la idea de que no hay ninguno modelo que describa completamente el comportamiento reológico de los fluidos de perforación. El conocimiento de los modelos reológicos se debe combinar con la experiencia práctica para poder estudiar el comportamiento de los fluidos.

Analizando el comportamiento del sistema D en tabla 6.2 para la primera prueba D1 con una temperatura de 50 °C y una presión de 580 psi los valores de n , k , τ_y en base a los criterios de análisis indican que se tiene un buen acarreo de recortes y una buena limpieza del pozo, para la segunda prueba D2 manteniendo la temperatura y ahora aumentando la presión a 3200 psi se observa que los parámetros reológicos no se alteran manteniendo sus propiedades de acarreo de recortes y con una buena limpieza del pozo.

A medida que las condiciones de temperatura y presión van cambiando los parámetros reológicos se ven afectados, analizando la prueba D3 en donde se aumenta la temperatura a 150 °C y se mantiene la presión a 3200 psi, se observa el efecto de este incremento de temperatura sobre las propiedades reológicas del fluido afectando en una disminución el índice de consistencia en un 90% y aumentando el índice de comportamiento de flujo en un 20% además de que cae el punto de cedencia perdiendo poder de suspensión resultando con esto un asentamiento de sólidos, con lo cual se pierde el buen acarreo de recortes y la buena limpieza en el pozo.

Para la siguiente prueba D4 manteniendo la temperatura a 150 °C pero aumentando la presión a 9100 psi si bien se observa un cambio en los valores de los parámetros reológicos para cada modelo afectando su comportamiento reológico, este cambio no se ve afectado tanto como cuando la temperatura se aumenta a 176 °C en las siguientes pruebas D5 y D6 en las cuales el fluido pierde totalmente su poder de suspensión y presenta un comportamiento newtoniano.

Por lo tanto este fluido por su composición está diseñado para las primeras etapas de perforación debido a su baja densidad, sin embargo se tendría que realizar un estudio más completo incluyendo otras pruebas de laboratorio para descartar cien por ciento este fluido para las condiciones más altas de temperatura y presión que se muestran en la tabla 6.2.

		Sistema D					
Densidad 1.2 g/cm ³		D1	D2	D3	D4	D5	D6
T[°C]		50	50	150	150	176	176
P[psi]		580	3200	3200	9100	9100	15300
Plástico de Bingham	μ_p [cp]	23	23	12	14	10	10
	τ_y [lb _f /100pie ²]	29	29	6	5	0	1
Ley de Potencias	n	0.52	0.52	0.73	0.79	1.00	0.93
	k	1.92	1.92	0.18	0.13	0.19	0.03
Ley de Potencias Modificado	n	0.56	0.56	0.77	0.79	1.07	0.93
	k	1.42	1.42	0.13	0.13	0.10	0.03
	τ_y [lb _f /100pie ²]	4	4	1	0	1	0

Tabla 6.2

Para analizar el siguiente sistema G se observa en la tabla 6.3 que los valores obtenidos de los parámetros reológicos con el modelo Plástico de Bingham se puede decir que tiene un buen comportamiento ya que tanto los valores de viscosidad plástica como los de punto de cedencia son aceptables dentro de las condiciones de temperatura y presión a los cuales se sometieron en las pruebas, sin embargo quedándonos solo con este análisis puede ser engañoso ya que si observamos los parámetros reológicos obtenidos con los modelos de Ley de potencias y Ley de Potencias Modificado se observa que realmente no es bueno presentando incluso valores negativos y teniendo el índice de comportamiento de flujo (n) mayor que el índice de consistencia (k) dado que teóricamente se debe de procurar tener a k con un valor siempre mayor a n asegurándonos con esto una buena limpieza del pozo.

De esta manera se demuestra que es mejor utilizar el modelo de Ley de Potencias y Ley de Potencias Modificado para analizar el comportamiento reológico del fluido ya que observando las medidas obtenidas de sus parámetros reológicos con estos modelos podemos concluir que este fluido no realiza de manera correcta su función a las temperaturas y presiones dadas.

		Sistema G					
Densidad 1.85 g/cm ³		G1	G2	G3	G4	G5	G6
T[°C]		50	50	150	150	176	176
P[psi]		1200	3200	3200	9100	9100	15300
Plástico de Bingham	μ_p [cp]	73	74	27	34	17	28
	τ_y [lb _f /100pie ²]	27	27	7	5	12	6
Ley de Potencias	n	0.79	0.79	0.84	0.90	0.66	0.86
	k	0.72	0.71	0.17	0.13	0.45	0.15
Ley de Potencias Modificado	n	0.82	0.80	0.90	0.93	0.64	0.95
	k	0.56	0.65	0.11	0.10	0.52	0.07
	τ_y [lb _f /100pie ²]	5	2	3	2	-1	4

Tabla 6.3

CONCLUSIONES.

Como ya se ha visto los fluidos de perforación son de gran importancia en la industria petrolera y por lo tanto debemos de tener un control óptimo del lodo para minimizar los costos de bombeo, maximizar la velocidad de penetración, levantar a la superficie los recortes eficientemente, separar los sólidos y gas arrastrados a la superficie, controlar la presión de la formación, además de, permitir la toma de registros y sustituir el volumen de la roca que es removida por la barrena ayudando a mantener estables las paredes del agujero para que estas no se derrumben, por estas razones es necesario determinar las características y las propiedades específicas de los fluidos de control.

Las perforaciones hoy en día son cada vez más difíciles de llevarse a cabo y se requieren de fluidos más complejos en su diseño y/o composición, esto lleva consigo elevados costos para la elaboración de los fluidos, de transporte, de aditivos, de tratamiento de recortes. Además la seguridad ambiental se ha incrementado en el mundo, por estas razones se hace viable la perforación con lodos base agua, ya que estos disminuyen en gran medida los costos y los problemas ambientales que en ocasiones impiden el desarrollo de una buena perforación.

Actualmente la necesidad de medir los parámetros reológicos del lodo en un tiempo real ha llevado a crear herramientas más sofisticadas y de fácil uso. Estas nuevas herramientas deben simular las condiciones extremas a las que es sometido el fluido en operación.

Por lo tanto Los equipos convencionales de laboratorio no son recomendables para evaluar el comportamiento reológico de los fluidos base agua para alta presión y alta temperatura , puesto que solo son capaces de tomar registros a temperatura ambiente y/o a presión atmosférica, estas en realidad no nos acercan a las condiciones de operación ya que estas son extremas y con contaminantes diversos aportados por la formación; estas necesidades han llevado a un desarrollo de herramientas más sofisticadas capaces de simular estas condiciones, pero en esta tesis utilizamos una que es de fácil uso y capaz de obtener los registros necesarios para un buen desarrollo de la reología de los lodos, esta herramienta es el viscosímetro HPHT Mod. Fann 75 capaz de simular estas condiciones y guardarlas en un equipo de cómputo facilitándonos así la obtención de los datos y disminuyendo el error humano para describir el comportamiento reológico y tixotrópico del fluido de perforación utilizado en la industria petrolera.

Actualmente se utilizan variadas herramientas que logran estas condiciones, pero en esta tesis se describió el uso del viscosímetro Fann75 el cual es capaz de simular y recopilar los

datos requeridos para obtener resultados que se acercan a las condiciones reales, estos datos describen el comportamiento reológico y tixotrópico utilizado en la industria petrolera del fluido de perforación.

Actualmente el Fann75 es muy utilizado en laboratorio como una herramienta confiable para calificar y recomendar el uso de los fluidos que se utilizarán en operación simulando las condiciones a las que se prevé estarán expuestos, las personas encargadas de este equipo son responsables de suministrar las cantidades de componentes químicos necesarios para tener un comportamiento deseable durante la perforación.

Es importante mencionar que las partes que integran el Fann 75 son digitales y esto nos proporciona mayor recepción de datos de entrada así como una mayor parametrización de los fluidos presurizados y calentados.

La finalidad de saber el comportamiento de los fluidos de perforación es para controlar sus propiedades, agregando aditivos para mejorar su desempeño. No importa de qué tipo de lodos se estén empleando base agua o base aceite la funcionalidad de estos se verá afectada dependiendo de su composición química.

La metodología de prueba realizada en este trabajo nos servirá como base para evaluar el comportamiento reológico de los fluidos de perforación a diferentes condiciones de alta presión y alta temperatura (HPHT), además de que nos servirá para poder diseñar nuevos sistemas de fluidos utilizando el Viscosímetro HPHT Mod. Fann 75, ya que para evaluar la funcionalidad de los sistemas día con día requerimos de una mejor tecnología para desarrollar estudios integrales más efectivos para la industria.

GLOSARIO.

API	Asociación de Ingenieros Petroleros
HP	Alta presión
HT	Alta temperatura
GPf	Gradiente de presión de formación
GPff	Gradiente de Presión de fractura
WBF	Fluidos de perforación base agua
OBF	Fluidos de perforación base aceite
cP	Centipoise
ρ	Densidad del fluido
μ	Viscosidad
μ_p	Viscosidad plástica
τ	Esfuerzo de corte
τ_y	Punto de cedencia
γ	Velocidad de corte
k	Índice de consistencia
n	Índice de comportamiento de flujo
F	Fuerza
A	Área de la superficie sometida al esfuerzo
D	Diámetro de la tubería
P	Presión
d_p	Diámetro exterior de la tubería
d_h	Diámetro del agujero
dV	Cambio de la velocidad entre capas de fluido
dr	Distancia entre capas de fluido
γ_{wp}	Velocidad de corte en la pared de la tubería
Q	Tasa de flujo volumétrico

V_p	Promedio de la velocidad en la tubería
d_h	Diámetro exterior
d_p	Diámetro interior
V_s	Velocidad promedio de asentamiento
d_c	Diámetro equivalente de la partícula
ECD	Densidad equivalente de circulación

BIBLIOGRAFÍA.

1. Miguel Ángel Benítez Hernández, Francisco Garaicochea Petirena y Ciro Reyes Álvarez. Apuntes de Fluidos de Perforación. Facultad de Ingeniería. UNAM. México D.F. Diciembre 1986.
2. Flores Rebollar Diego y Romero Corral Pedro Ismael. Tesis “Fluidos de Perforación Sintéticos” Capitulo 2, México D.F. 2008.
3. José Luis Soto. Apuntes de Elementos de perforación de pozos. Hidráulica de la perforación. Facultad de Ingeniería. 2004
4. Baroid Fluids, Halliburton. Reología e Hidráulica, Manual de Fluidos, EUA. Febrero 2002.
5. M-I Swaco. Engineering Drilling Fluid Manual. March 1998.
6. ANSI/API, RECOMMENDED PRACTICE 13B-1 “Recommended practice for field testing water-based drilling fluids “. Fourth Edition. March 2009.
7. API, RECOMMENDED PRACTICE 13D “Rheology and hydraulics of Oil-well Drilling Fluids. Fifth Edition. June 2006.
8. Baker Hughes, Drilling Fluids Manual, August 2005
9. H.C.H Darley, George R. Gray. Composition and properties of drilling and completion fluids. Fifth Edition. 1998.
10. Energy API. Manual de fluidos de perforación. 2001
11. M.M. Moussa and M.A. Al-Marhoun, U. Petroleum & Minerals. Dynamic Measurement of Drilling Fluid Rheology at Elevated Temperature and Pressure. SPE 13691.
12. C.J. Thaemlitz, A.D. Patel, George Coffin, Lee Conn. New Environmentally Safe High-Temperature Water-Based Drilling-Fluid System. SPE 7715.
13. Benjamin Herzhaft, Yannick Peysson, Institut Francais du Pétrole; Patrick Isambourg, Amaury Delepoulle, TotalFina Elf; Abdoulaye Toure, Cenergis. Rheological Properties of Drilling Muds in Deep Offshore Conditions. SPE 67736
14. Fann. Viscosimeter, Model 75 Automatic HPHT Manual.

15. N.J Alderman, A.Gavinet, G.C. Maitland, "High-Temperature.High-Pressure Rheology of Water-Based Muds" SPE 18035.
16. J.M. Davison S, Clary A. Saasen, M. Allouch, D. Bodin,V, A.Nguyen, "Rheology of Various Drilling Systems Under Deepwater Drilling Conditions and the importance of Accurate Predictions of Downhole Fluid Hydraulics". SPE 566632
17. M. A. Tehrani, A Popplestone y Guarneri. Water-based Drilling Fluid for HP\HT Applications." Spe 105485.
18. Petroquimex."Comunicación sin Fronteras en el IMP" Marzo- Abril de 2007
19. The international magazine of the group "A clear vision." North America 2008.