

Universidad Nacional del Comahue

Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo



## **Acondicionamiento, Instalación y Verificación de Equipamiento de Análisis de Lodos de Perforación**

Marin, Juan José

Mendez, Geraldine Antonella

Director: González, Esteban

Neuquén Capital- Neuquén- Argentina

## Resumen

En este trabajo se verificó el correcto funcionamiento de los siguientes equipamientos donados a la Universidad Nacional del Comahue: Viscosímetro Marsh, Viscosímetro Fann, filtro a Baja Presión y Baja Temperatura, Filtro de Alta Presión - Baja Presión y Retorta, mediante la repetición de ensayos con un lodo tipo, cuyas propiedades son conocidas, con el fin de que estos equipamientos puedan ser utilizados en un futuro por la Facultad de Ingeniería en el análisis de lodos y caracterización de los mismos. Cabe destacar, que todo el equipamiento donado se utilizó bajo los procedimientos recomendados por el Instituto Americano del Petróleo (API) y sus respectivos manuales.

Palabras claves: análisis de lodo de perforación, Viscosímetro Marsh, Viscosímetro Fann, viscosidad, filtro a Baja Presión y Baja Temperatura, Filtro de Alta Presión - Baja Presión, filtrado, Retorta, revoque.

## Abstract

In this work, the correct operation of the following equipment donated to the Universidad Nacional del Comahue was verified: Marsh Viscometer, Fann Viscometer, Low Pressure and Low Temperature Filter, High Pressure - Low Pressure Filter, and Retort. This was achieved by repeating tests with a typical mud, whose properties are known, so that this equipment can be used in the future by the Faculty of Engineering in the analysis of sludge and its characterization.. It should be noted that all donated equipment was used according to the procedures recommended by the American Petroleum Institute (API) and its respective manuals.

Keywords: drilling mud analysis, Marsh Viscometer, Fann Viscometer, viscosity, Low Pressure and Low Temperature filter, High Pressure - Low Pressure Filter, filter, Retort, cake.

# Agradecimientos

A cada uno de los docentes de la Universidad Nacional del Comahue que nos brindaron su conocimiento a lo largo de la carrera.

A nuestro tutor de tesis, Ingeniero González Esteban, por su apoyo, su dedicación, su pasión y su vocación por hacer de este mundo un lugar mejor; quien nos enseñó a preguntarnos el porqué de las cosas y nos inculcó el verdadero valor que tiene el saber.

## *Agradecimientos personales*

A mi familia por haberme apoyado, alentado y comprendido siempre, especialmente a mi madre que siempre me impulso a no bajar los brazos; a mi pareja Francisco por creer que lo lograría, y a mi compañera perruna Geycka, que siempre me acompañó en mis días de estudios desde el momento cero.

*Geraldine*

A mi familia en general y a mis padres en particular. Gracias por ser el sostén en el que siempre pude apoyarme a lo largo de mi vida.

A mis amigos, gracias por estar a mi lado a lo largo de cualquier situación, y ayudarme a superarla de la mejor manera posible sin perder mi esencia como persona en el proceso.

Y por último, a mi compañera Geraldine. Gracias por transitar conmigo desde nuestro primer día todo el proceso que nos llevó a redactar este proyecto, y por ser una gran amiga con la que siempre puedo contar.

*Juan José*

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>Capítulo 1: Introducción y Objetivos.....</b>	<b>1</b>
1.1 Introducción .....	1
1.2 Objetivos .....	2
<b>Capítulo 2: Lodos de perforación.....</b>	<b>3</b>
2.1 Introducción .....	3
2.2 Definición y Tipos de Lodos.....	3
<b>Capítulo 3: Reología .....</b>	<b>7</b>
3.1 Introducción .....	7
3.2 Reología .....	7
3.2.1 Viscosidad.....	7
3.2.2 Tipos de Fluidos.....	9
3.2.3 Modelos Reológicos.....	11
<b>Capítulo 4: Viscosidad.....</b>	<b>21</b>
4.1 Introducción .....	21
4.2 Tipos de Viscosidad.....	21
4.2.1 Viscosidad Embudo .....	22
4.2.2 Viscosidad Efectiva.....	22
4.2.3 Viscosidad Aparente .....	22
4.2.4 Viscosidad Plástica .....	23
4.2.5 Punto Cedente .....	24
4.2.6 Viscosidad Efectiva a Baja Velocidad de Corte y LSRV (Muy Baja Velocidad de Corte).....	25
4.2.7 Esfuerzo de gel.....	25
4.3 Viscosímetro Marsh.....	26
4.3.1 Calibración del viscosímetro Marsh.....	28
4.3.2 Procedimiento de medición.....	28
4.3.3 Resultados de las mediciones.....	28
4.4 Viscosímetro Fann .....	29
4.4.1 Tipos de viscosímetros Fann:.....	30
4.4.2 Procedimiento de medición de Viscosidad Aparente, Viscosidad Plástica y Punto Cedente ....	32

4.4.3 Procedimiento de determinación del Esfuerzo de Gel .....	33
4.4.4 Resultados de las mediciones.....	33
<b>Capítulo 5: Filtración .....</b>	<b>37</b>
5.1 Introducción .....	37
5.2 Características y funciones del Revoque .....	37
5.3 Filtrado a Baja Presión y Baja Temperatura .....	39
5.3.1 Procedimiento de medición de Filtrado a Baja Presión y Baja Temperatura (OFI Testing Equipment, Inc, 2024).....	40
5.3.2 Resultados de las mediciones.....	42
5.4 Filtrado a Alta Presión y Alta Temperatura .....	44
5.4.1 Procedimiento de medición de Filtrado a Alta Presión y Alta Temperatura (OFI Testing Equipment, Inc, 2019).....	45
5.4.2 Resultados de las mediciones.....	52
<b>Capítulo 6: Contenido de líquidos y sólidos .....</b>	<b>56</b>
6.1 Introducción .....	56
6.2 Retorta.....	56
6.2.1 Procedimiento de medición de contenido de líquido y sólido utilizando el instrumento Retorta (Instituto Americano del Petróleo, 2001).....	57
6.2.2 Resultados de las mediciones.....	58
<b>Capítulo 7: Conclusiones.....</b>	<b>61</b>
<b>Capítulo 8: Bibliografía.....</b>	<b>62</b>

# Capítulo 1: Introducción y Objetivos

## 1.1 Introducción

En la industria del petróleo, los fluidos de perforación son un elemento clave para el desarrollo de la perforación de un pozo.

Los fluidos o lodos de perforación desempeñan distintas funciones (Instituto Americano del Petróleo, 2001) que contribuyen a la perforación eficaz de un pozo. Si bien las funciones que debe cumplir el lodo están asociadas a las necesidades específicas del pozo, en general, cumplen las siguientes funciones:

1. Retirar el cutting del pozo: Para retirar el cutting del pozo, se hace circular un lodo dentro de la columna y a través del trépano; este mismo es transportado hasta la superficie.

2. Controlar las presiones de la formación: El lodo de perforación debe impedir que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo, y que dichos fluidos presurizados causen un reventón.

3. Suspender y descargar el cutting: El cutting que se sedimenta en condiciones estáticas puede producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El lodo de perforación debe mantener en suspensión el cutting y evitar que se sedimente en condiciones estáticas.

4. Formar revoque: Se diseña el lodo para que sea capaz de depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad para restringir la invasión de filtrado.

5. Mantener la estabilidad del pozo: La composición química y las propiedades del lodo deben ser aquellas que proporcionen un pozo estable hasta que se pueda colocar y cementar el casing.

6. Minimizar los daños al yacimiento: Cualquier cambio de las propiedades de la formación es considerado como daño. Se busca que el lodo genere el menor daño posible a la formación.

7. Enfriar y lubricar el trépano y la columna de perforación: La circulación del lodo de perforación enfría el trépano y la columna de perforación, disipando el calor de y distribuyéndolo en todo el pozo. Además de enfriar, el lodo de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo el calor generado por fricción.

8. Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y al trépano: Las características del lodo afectan a la hidráulica de la perforación, y limitan cuánta energía se puede transmitir al trépano de la disponible (proporcionada por la bomba de lodo).

9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación: Todos los métodos de evaluación de la formación (como análisis de cutting, herramientas de LWD y extracción de muestras como testigos corona) son afectados por el lodo de perforación.

10. Controlar la corrosión: El lodo de perforación debe ser capaz de proteger las superficies metálicas contra la corrosión. Además, no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros.

11. Facilitar la cementación y la completación: El lodo de perforación debe tener las características necesarias para facilitar que el casing pueda ser introducido y cementado eficazmente, y minimizar las complicaciones de las operaciones de completación.

12. Minimizar el impacto al ambiente: Con el tiempo, el lodo se convierte en un desecho y debe ser eliminado. Los lodos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables.

Las propiedades de los lodos están asociadas a sus características reológicas; viscosidad, densidad, filtración, etc. Por lo tanto, es importante contar con equipamiento para determinar dichas características, ya que las mismas delimitan las posibles funciones que puede cumplir dicho fluido y, por lo tanto, la utilidad que tendrá en un pozo en particular.

## 1.2 Objetivos

El objetivo es poner en funcionamiento equipamiento de análisis de fluidos de perforación, utilizando equipos donados a la Universidad Nacional del Comahue, para que puedan ser utilizados por la Facultad de Ingeniería en el análisis de lodos y caracterización de los mismos.

Los objetivos específicos son:

- Recolección de información.
- Identificación del equipamiento donado.
- Puesta en marcha del equipamiento.
- Elaboración de un lodo tipo con características conocidas.
- Medición, con el equipamiento donado, de las propiedades conocidas del lodo tipo.
- Conociendo las propiedades del lodo tipo, comparación con las medidas realizadas con el equipamiento donado.



## Capítulo 2: Lodos de perforación

### 2.1 Introducción

En este capítulo se definirá que es un lodo de perforación y los tipos de lodo que existen en la industria petrolífera. Además, se profundizará en el uso de la bentonita; en su química y en cómo afecta a las propiedades del lodo. Por último, se presentarán algunos aditivos utilizados en la industria para modificar las características del lodo.

### 2.2 Definición y Tipos de Lodos

El lodo de perforación, también conocido como fluido de perforación, es una mezcla coloidal (un tipo de mezcla compuesta por una fase fluida o continua, y otra dispersa en partículas muy pequeñas y muy finas, que no pueden verse a simple vista) de agua, bentonita y otros aditivos utilizada en el proceso de perforación de pozos.

En general, los lodos de perforación se diseñan de acuerdo a las necesidades de cada pozo en particular.

Los lodos pueden clasificarse, según la base continua que los compone, en:

- Lodos Base Agua.
- Lodos Base Petróleo.
- Lodos Neumáticos (donde la base continua es gaseosa).

Por otro lado, la fase dispersa está compuesta en general por bentonita y aditivos.

Algunos minerales arcillosos como la esmectita (uno de los principales componentes de la bentonita) son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado a los lodos de perforación.

Los minerales arcillosos pueden ser clasificados en tres tipos (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

1. Un grupo de arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables), entre las que se encuentran la ilita, la clorita y la kaolinita;

2. Un grupo de arcillas en forma de aguja no hinchables, como la atapulguita o la sepiolita. El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hacen que la arcilla tenga una estructura de alta estabilidad coloidal. Debido a su forma y a sus características no hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil. Por este motivo, la atapulguita se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura.
3. El tercer tipo son las montmorillonitas laminares muy hinchables. La montmorillonita presente en las lutitas es generalmente la montmorillonita cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio. En particular, las montmorillonitas sódicas son denominadas como “bentonitas”, y son las arcillas que se tratarán en el resto del capítulo.

En la siguiente tabla, se resumen las características de los minerales arcillosos más comunes (como su estructura, carga eléctrica e hinchamiento). De las características listadas, la que más influye en las propiedades del lodo es la capacidad de hinchamiento.

Tabla 1.1: Características de las arcillas más comunes (Instituto Americano del Petróleo, 2001)

Grupo	Estructura	Carga	Catión de intercambio	Distancia interatómica (Å)	Hinchamiento
Kaolinita	capa 1:1	Nula	Ninguno	7,2	Ninguno
Talco	capa 2:1	Nula	Ninguno	9,3	Ninguno
Esmectita	capa 2:1	0,3 - 0,6	Na <sup>+</sup> , Ca <sup>2+</sup> , K <sup>+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	11 - 15	Variable
Vermiculita	capa 2:1	1,0 - 4,0	K <sup>+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	14 - 15	Variable
Ilita	capa 2:1	1,3 - 2,0	K <sup>+</sup>	10	Nulo
Mica	capa 2:1	2,0	K <sup>+</sup>	10	Ninguno
Chlorita	capa 2:2	Variable	Capa de brucita	14	Nulo
Sepiolita	cadena 2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	cadena 2:1	Menor	Ninguno	10,5	Nulo

La bentonita se añade a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Las cantidades de arcilla agregada influyen tanto en las propiedades de filtración como en las reológicas del lodo, por lo que, si se utiliza bentonita para modificar estas propiedades, la presencia de otras arcillas se considera como contaminante.

Para que la bentonita sea usada como aditivo en los lodos de perforación debe cumplir con las especificaciones de la tabla 1.2, que fueron establecidas por la norma API 13-A (American Petroleum Institute, 2010)

Tabla 1.2: Requerimientos para la bentonita (American Petroleum Institute, 2010)

Requerimiento	Especificación
Lectura del Fann a 600 rpm	Mínimo 30
Relación Tensión de fluencia/ Viscosidad plástica	Máximo 3
Volumen de Filtrado	Máximo 15 cm <sup>3</sup>
Residuo mayor de 75 micrones	Máximo 4% en peso
Humedad	Máximo 10% en peso

En la industria, además de la bentonita, se utilizan otros aditivos para modificar las propiedades físico-químicas (Instituto Americano del Petróleo, 2001). Algunos de estos son:

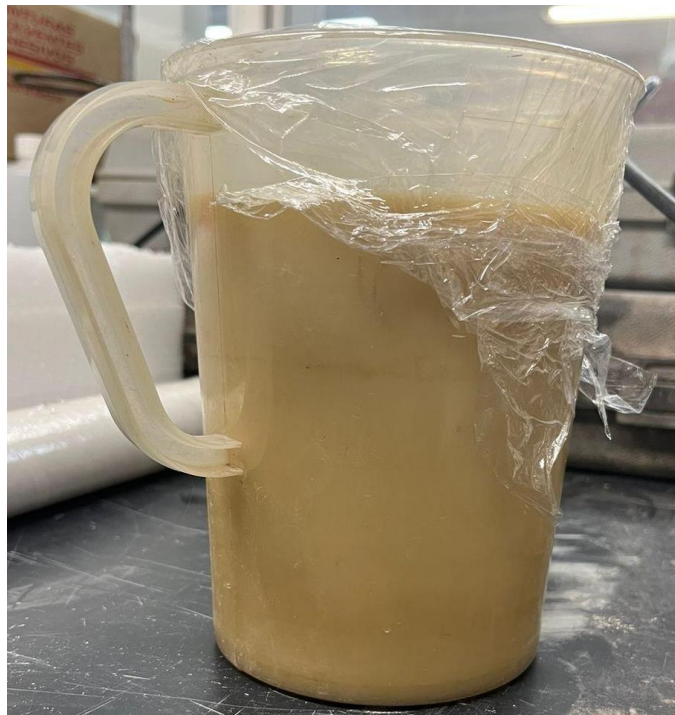
- Materiales densificantes: Barita, Carbonato de Calcio, Sales.
- Viscosificadores: Bentonitas, Polímeros, Goma Xántica, Goma Guar.
- Reductores de Filtrado: Bentonita, Almidón, Resinas.
- Estabilizadores de Lutitas: Asfalto, Inhibidor de hidratación.
- Lubricantes, emulsificantes y Agentes tensioactivos: Detergente.
- Inhibidores de Corrosión.
- Materiales de Pérdida de Circulación: Cáscaras de Nueces, Mica, Fibras de Celulosa, Fragmentos Granulares de Plástico.

En este trabajo, se utilizó lodo base agua, cuya composición es 5% p/v de bentonita (cada 1000 ml de agua destilada, se agregaron 50 gr de bentonita). La bentonita utilizada se obtuvo localmente, y es la que se muestra en las Figuras 1.1 y 1.2:

Figura 1.1: Bentonita añadida al lodo



Figura 1.2: Lodo base agua (hecho a partir de las especificaciones dadas)



# Capítulo 3: Reología

## 3.1 Introducción

Las propiedades físicas de un fluido de perforación (como la densidad, por ejemplo) y las propiedades reológicas son observadas de forma continua, con el fin de optimizar el proceso de perforación.

En este capítulo, se definirán las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, así como los factores que influyen en las mismas y cómo afectan a la perforación. Como cada pozo es único, se monitorean las propiedades del lodo según lo que requiere la perforación de dicho pozo.

## 3.2 Reología

“Se define como reología a la ciencia que estudia la deformación y el flujo de la materia. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte.” (Instituto Americano del Petróleo, 2001)

### 3.2.1 Viscosidad

Para poder clasificar los fluidos en función de su reología, se necesita conocer el concepto de viscosidad.

En su expresión más genérica, se puede definir la viscosidad como la resistencia de una sustancia al flujo. Particularmente en la industria del petróleo, existen varios términos usados para describir la viscosidad como propiedad reológica de un fluido (como por ejemplo viscosidad aparente, viscosidad efectiva o viscosidad plástica). Dichos términos se definirán en detalle más adelante.

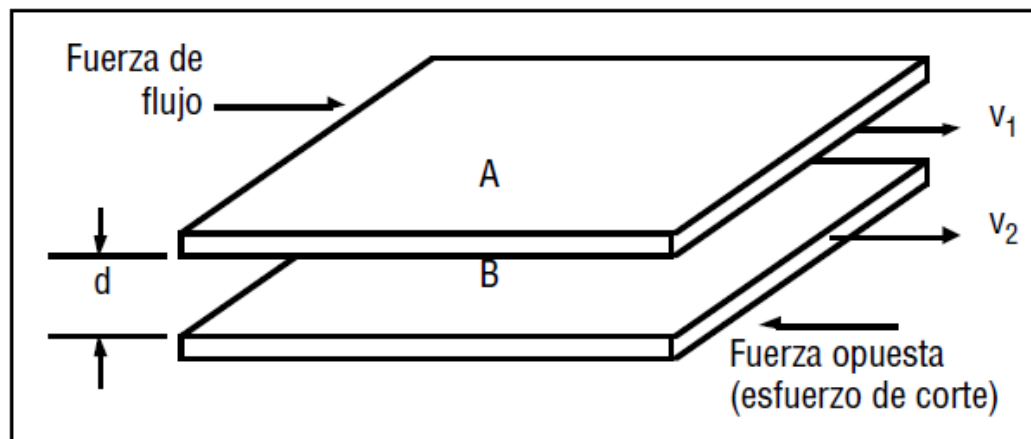
Para un fluido newtoniano, se define la viscosidad ( $\mu$ ) como la relación del esfuerzo de corte ( $\tau$ ) a la velocidad de corte ( $\gamma$ ).

$$\text{Viscosidad } (\mu) = \frac{\text{Esfuerzo de corte } (\tau)}{\text{Velocidad de corte } (\gamma)}$$

Se define, según la norma API 13-D (American Petroleum Institute, 2023):

- Esfuerzo de corte ( $\tau$ ): Es la fuerza en el fluido que se opone al flujo. También se puede pensar como un esfuerzo de fricción, que aparece cuando una capa de fluido se desliza con otra capa.
- Velocidad de corte ( $\gamma$ ): Es la velocidad con la que una capa se desplaza por delante de la otra capa. Por lo tanto, la velocidad de corte ( $\gamma$ ) es un gradiente de velocidad.

Figura 3.1: Esquema simplificado del gradiente de velocidad (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



La velocidad de corte se puede representar por la siguiente ecuación:

$$\gamma(s^{-1}) = \frac{V_2 - V_1}{d}$$

donde:

- $V_2 =$  Velocidad en la Capa B
- $V_1 =$  Velocidad en la Capa A
- $d =$  Distancia entre la capa A y la capa B

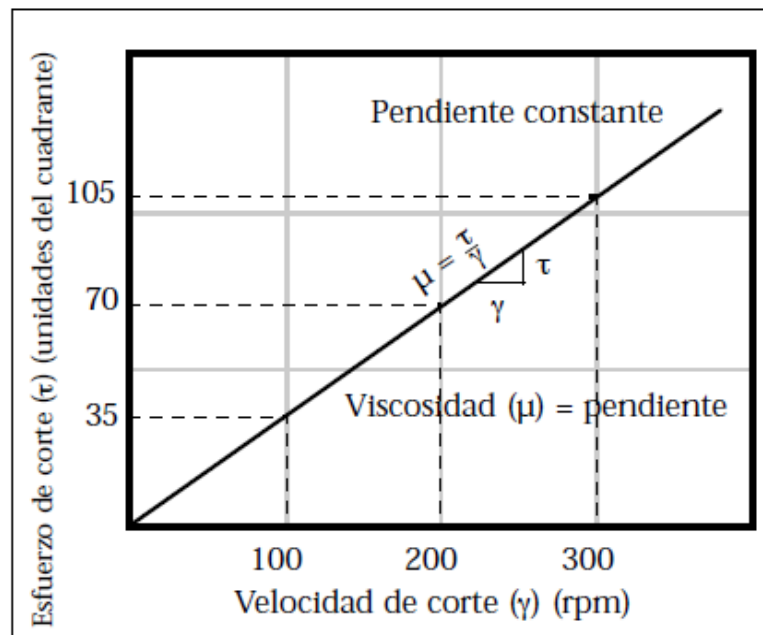
### 3.2.2 Tipos de Fluidos

Basado en su comportamiento de flujo, los fluidos se pueden clasificar en dos tipos diferentes: newtonianos y no newtonianos.

#### 3.2.2.1 Fluido newtoniano

Es el tipo de fluido más simple. Los fluidos base (agua dulce, agua salada, aceite diesel, aceites minerales y sintéticos) de la mayoría de los fluidos de perforación son newtonianos. En estos fluidos, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte, como se grafica en la Figura 3.2:

Figura 3.2: Comportamiento de un fluido Newtoniano (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



En la Figura 3.2, los puntos forman una línea recta que pasa por el origen (0, 0). La viscosidad de un fluido newtoniano es la pendiente de esta línea de esfuerzo de corte/velocidad de corte, y es constante. El esfuerzo de cedencia (esfuerzo requerido para iniciar el flujo) de un fluido newtoniano siempre será cero (0).

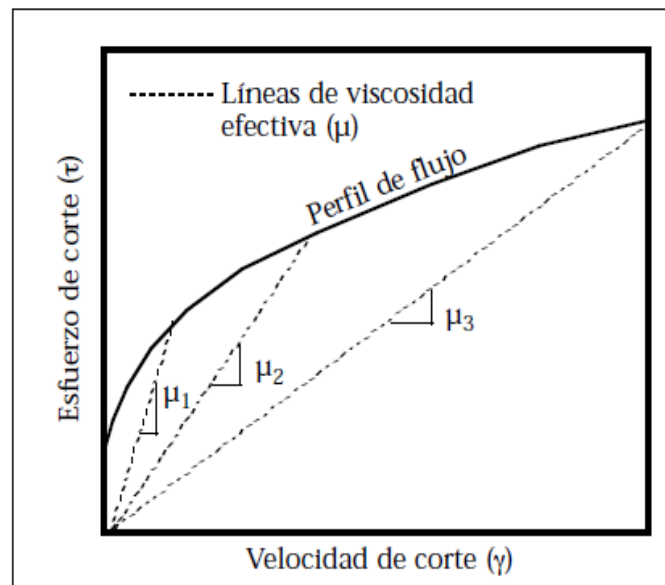
El esfuerzo de corte debe ser medido a distintas velocidades de corte para caracterizar las propiedades de flujo. Sin embargo, para un fluido newtoniano sólo se requiere una medida, porque el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte.

### 3.2.2.2 Fluido no newtoniano

Cuando un fluido contiene arcillas o partículas coloidales, estas partículas tienden a colisionar entre sí, aumentando el esfuerzo de corte o la fuerza requerida para mantener una velocidad de corte determinada. Esto hace que el perfil de velocidad dentro de una tubería sea diferente al perfil de un fluido newtoniano (como el agua). Los fluidos que se comportan de esta manera son llamados fluidos no newtonianos.

La mayoría de los fluidos de perforación son de este tipo (ya que contienen arcillas o partículas coloidales). Los fluidos no newtonianos demuestran una relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte no lineal, como se ilustra en la Figura 3.3.

Figura 3.3: Comportamiento de un fluido no newtoniano (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



La relación de esfuerzo de corte a velocidad de corte no es constante, sino diferente a cada velocidad. Esto implica, por lo tanto, que un fluido no newtoniano no tiene viscosidad constante que pueda describir su comportamiento de flujo a todas las velocidades de corte.



Para describir la viscosidad de un fluido no newtoniano a una velocidad de corte en particular, se usa una “viscosidad efectiva” (se ampliará en la sección 4.2.2), que se define como la relación entre el esfuerzo de corte y velocidad de corte, a una velocidad de corte determinada.

Se observa de manera experimental que la viscosidad efectiva de un fluido no newtoniano tiende a disminuir cuando la velocidad de corte aumenta. Esta particularidad es importante en términos del fluido de perforación, ya que proporciona las siguientes características:

- A altas velocidades de corte, el lodo de perforación disminuye su viscosidad efectiva con el esfuerzo de corte hasta alcanzar valores bajos, reduciendo de esta manera la presión de circulación y las pérdidas de presión.
- A bajas velocidades de corte dentro del espacio anular, el lodo tiene una viscosidad efectiva mayor, lo que produce mayor facilidad para la limpieza del pozo.
- A una velocidad de corte ultra baja, la viscosidad efectiva del lodo alcanza su más alto nivel, y cuando el lodo no está circulando, éste desarrolla esfuerzos de gel que contribuyen a la suspensión de los materiales densificantes y de los recortes.

### 3.2.3 Modelos Reológicos

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La ley de viscosidad de Newton es el modelo reológico que describe el comportamiento de flujo de los fluidos newtonianos. Sin embargo, como la mayoría de los fluidos de perforación son no newtonianos, este modelo no describe su comportamiento de flujo.

Actualmente no existe un modelo único que describa de forma precisa el comportamiento de todos los fluidos no newtonianos a la vez (Instituto Americano del Petróleo, 2001). Lo que sí existen son distintos modelos reológicos, y se utilizará uno u otro, en función de cual modelo se acerque más al comportamiento medido del fluido en cuestión. Estos modelos son los siguientes:

- Flujo Plástico de Bingham.
- Ley Exponencial.
- Ley Exponencial Modificada.

### 3.2.3.1 Flujo Plástico de Bingham

Este modelo es el más utilizado hasta la actualidad, ya que es uno de los más antiguos modelos reológicos desarrollados. Describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo (punto cedente) y que luego demuestra una viscosidad efectiva constante cuando la velocidad de corte aumenta (viscosidad plástica). La ecuación para el modelo de Flujo Plástico de Bingham es la siguiente:

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

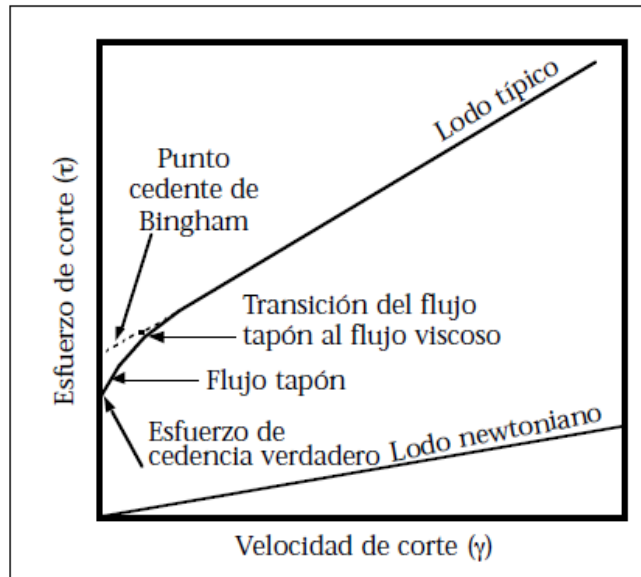
donde:

- $\tau =$  *Esfuerzo de corte*
- $\tau_0 =$  *Punto cedente o esfuerzo de corte a una velocidad de corte de cero*
- $\mu_p =$  *Viscosidad plástica*
- $\gamma =$  *Velocidad de corte*

Respecto a la ecuación anterior, se define a la viscosidad plástica como la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica. Es función de la cantidad de sólidos, tamaño y forma de los mismos, y la viscosidad de la fase fluida.

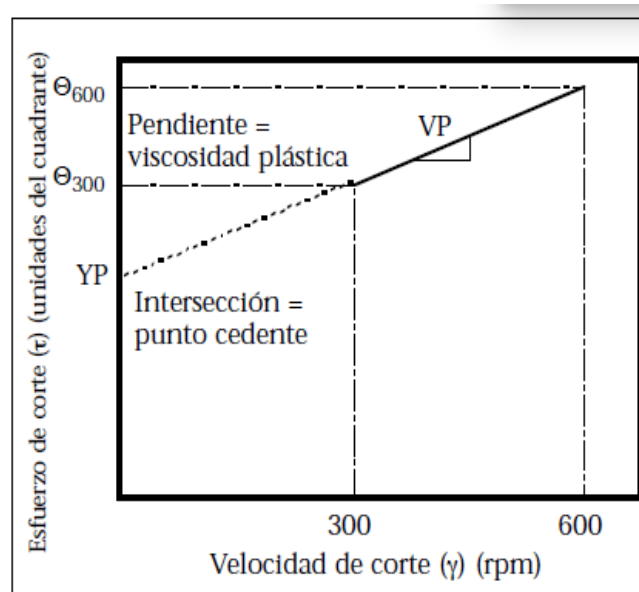
La mayoría de los fluidos de perforación no son verdaderos fluidos Plásticos de Bingham. En general, si se hace una curva de consistencia para un fluido de perforación con los datos del viscosímetro Fann, se obtienen curvas no lineales que no pasan por el punto de origen. El desarrollo de los esfuerzos de gel hace que la intersección en el eje de ordenadas 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.

Figura 3.4: Curva de flujo para un fluido de perforación típico (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



Teniendo en cuenta que el viscosímetro Fann de dos velocidades fue diseñado para medir los valores reol3gicos del punto cedente y de la viscosidad plástica de un Fluido Plástico de Bingham, es posible determinar a partir de estas dos medidas de esfuerzo de corte, la línea de viscosidad plástica, como se indica en la Figura 3.5:

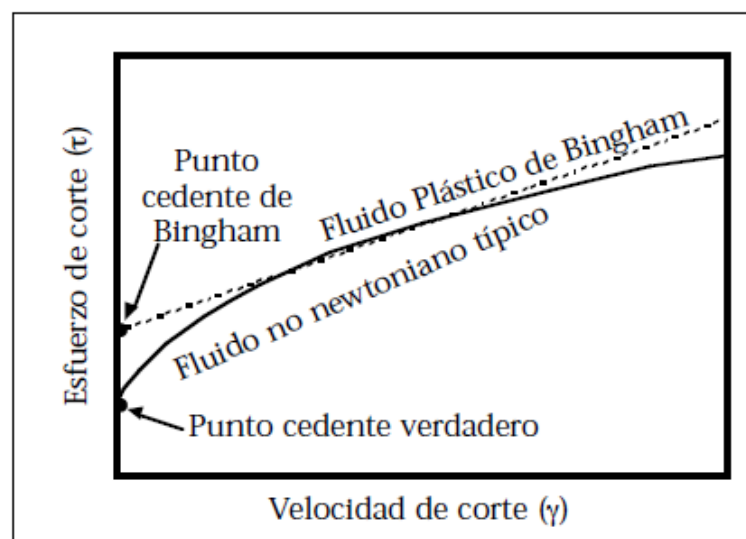
Figura 3.5: Valores de flujo plástico de Bingham obtenido a partir de dos medidas (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



Extrapolando la recta definida por los dos puntos medidos con el viscosímetro Fann hasta el eje de ordenadas, se puede determinar el punto cedente de Bingham.

La Figura 3.6 muestra una comparación entre el comportamiento real de un lodo de perforación y el modelo plástico de Bingham. En dicha figura, además, se puede apreciar la desviación de la viscosidad a bajas y altas velocidades de corte, en comparación con la viscosidad plástica de Bingham.

Figura 3.6: Comparación entre el perfil de flujo verdadero de un fluido de perforación, y el modelo Plástico de Bingham (Instituto Americano del Petróleo, 2001).

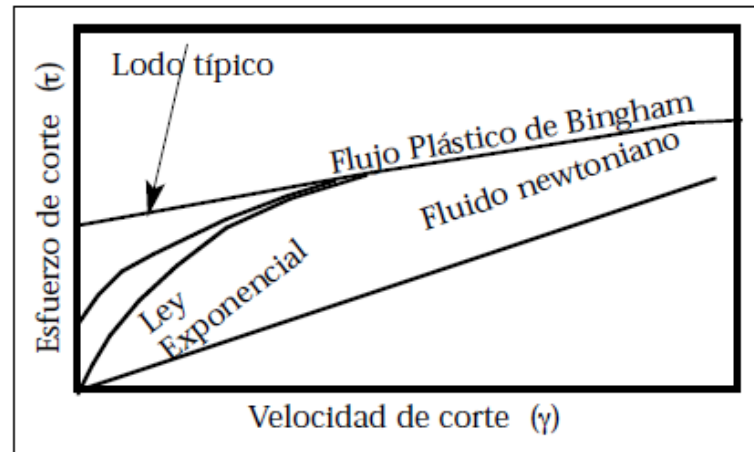


El modelo de Flujo Plástico de Bingham representa con precisión la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte de los lodos base agua, de arcilla floculada, de baja densidad y de la mayoría de los demás fluidos a altas velocidades de corte (mayores que  $511 \text{ s}^{-1}$  o 300 rpm). La mayor divergencia está a velocidades de corte más bajas.

### 3.2.3.2 Modelo de Ley Exponencial

El modelo de Ley Exponencial se desarrolló con el objetivo de corregir las deficiencias del modelo de Flujo Plástico de Bingham a bajas velocidades de corte. Este modelo es más complicado que el modelo de Flujo Plástico de Bingham, porque no supone que exista una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, como se ve en la Figura 3.7:

Figura 3.7: Comparación del modelo exponencial, fluido newtoniano y el modelo de Bringham (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



Como en los fluidos newtonianos, las curvas de esfuerzo de corte vs. velocidad de corte para los fluidos que obedecen a la Ley Exponencial pasan por el origen. 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 es el siguiente:

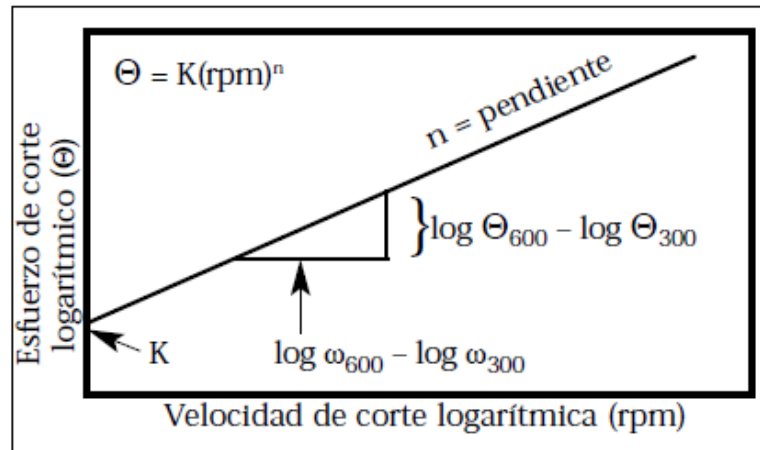
$$\tau = K\gamma^n$$

donde:

- $\tau =$  Esfuerzo de corte
- $K =$  Índice de consistencia
- $\gamma =$  Velocidad de corte
- $n =$  Índice de Ley Exponencial

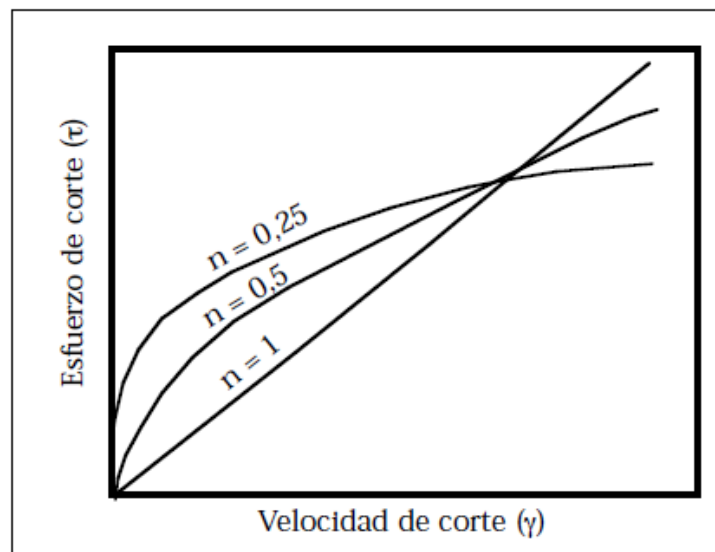
Al ser trazada en un gráfico en escala log-log, la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte de un fluido que obedece a la Ley Exponencial forma una línea recta. La “pendiente” de esta línea es “n”, y “K” es la ordenada de origen.

Figura 3.8: Gráfico logarítmico del modelo de Ley Exponencial (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



El índice “n” de Ley Exponencial indica el grado de comportamiento no newtoniano de un fluido en un rango de velocidades de corte. A menor valor de “n”, el fluido disminuye en mayor medida su viscosidad respecto al esfuerzo de corte en dicho rango de velocidades, y más curvada será la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte, como se muestra en la Figura 3.9.

Figura 3.9: Esquema del efecto del índice “n” en la Ley Exponencial (Instituto Americano del Petróleo, 2001).

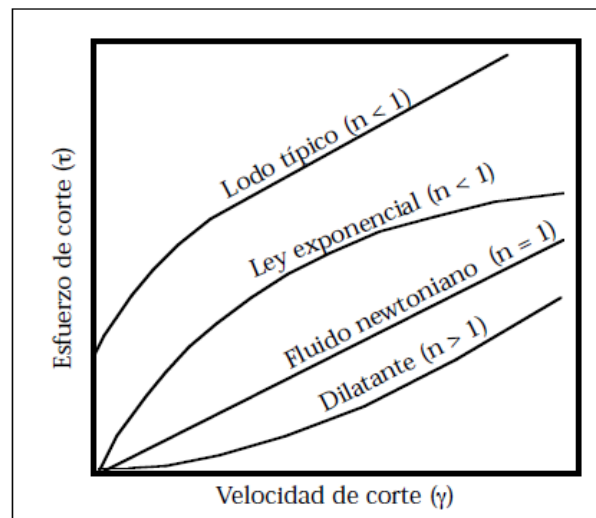


Según el valor de “n”, existen tres tipos diferentes de perfiles de flujo y comportamientos del fluido:

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

En la Figura 3.10 se ilustra la comparación entre un fluido de perforación y un fluido que disminuye su viscosidad aparente con el esfuerzo de corte, un fluido newtoniano y un fluido dilatante.

Figura 3.10: Efecto del índice “n” de Ley Exponencial sobre el comportamiento del fluido (Instituto Americano del Petróleo, 2001)



El efecto de “n” sobre el perfil de flujo y el perfil de velocidad es muy importante en los fluidos de perforación que siguen este modelo. A medida que el perfil de viscosidad se aplanan, 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.

El índice de consistencia “K” es la viscosidad a una velocidad de corte de un segundo recíproco ( $s^{-1}$ ). 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  $lb-s-n/100 \text{ pies}^2$ , pero también se puede expresar en otras unidades.

Los términos “K” y “n” sólo son importantes cuando están asociados a 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”.

Los valores de “K” y “n” pueden ser calculados a partir de los datos del viscosímetro. Las ecuaciones generales para los valores de “n” y “K” son las siguientes (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

$$n = \frac{\text{Log} \left( \frac{\theta_2}{\theta_1} \right)}{\text{Log} \left( \frac{\omega_2}{\omega_1} \right)}$$

$$K = \frac{\theta_1}{\omega_1^n}$$

donde:

- $n =$  *Indice de Ley Exponencial*
- $K =$  *Indice de consistencia*
- $\theta_1 =$  *Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más baja*
- $\theta_2 =$  *Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más alta*
- $\omega_1 =$  *rpm del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más baja*
- $\omega_2 =$  *rpm del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más alta*

### 3.2.3.3 Modelo de Ley Exponencial Modificada

A pesar de que el modelo de Ley Exponencial es el modelo estándar definido por API (Instituto Americano del Petróleo, 2001), no describe totalmente a los fluidos de perforación, porque no tiene un esfuerzo de cedencia y calcula un valor demasiado bajo de la LSRV<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> viscosidad a muy baja velocidad de corte



El modelo de Ley Exponencial Modificada, o modelo de Herschel-Bulkley, es utilizado en general si se requiere tomar en cuenta el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido (esfuerzo de cedencia).

Los diagramas mostrados en las Figuras 3.11 y 3.12 ilustran las diferencias entre los modelos para fluidos no newtonianos. El modelo de Ley Exponencial Modificada se parece más al perfil de flujo de un lodo de perforación típico. Primero, los tres modelos son presentados en coordenadas cartesianas, y luego sobre un gráfico de doble escala logarítmica. En cada caso, el modelo de Ley Exponencial Modificada está ubicado entre el modelo de Flujo Plástico de Bingham, siendo éste el más alto, y el modelo de Ley Exponencial, el más bajo.

El modelo de Ley Exponencial Modificada es ligeramente más complicado que el modelo de Flujo Plástico de Bingham o el modelo de Ley Exponencial. Sin embargo, es el que más se aproxima al comportamiento reológico verdadero de la mayoría de los fluidos de perforación.

Figura 3.11: Comparación de los modelos en coordenadas cartesianas (Instituto Americano del Petróleo, 2001).

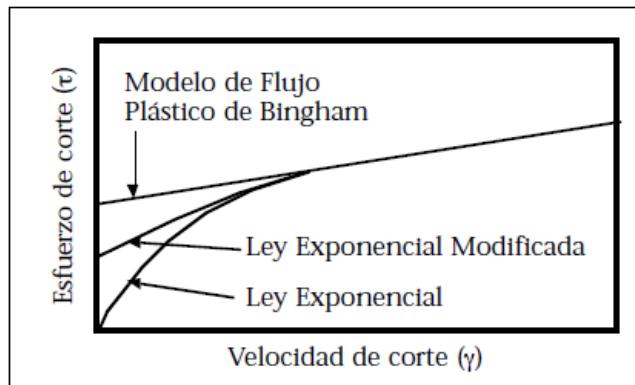
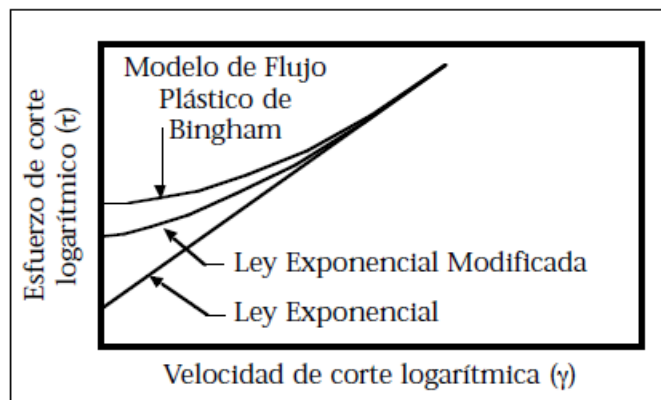


Figura 3.12: Comparación de los modelos en escalas logarítmicas. (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



Matemáticamente, el modelo de Herschel-Bulkley es el siguiente (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

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

donde:

- $\tau =$  Esfuerzo de corte
- $\tau_0 =$  Punto cedente o esfuerzo de corte a una velocidad de corte de cero
- $K =$  Índice de consistencia
- $\gamma =$  Velocidad de corte
- $n =$  Índice de Ley Exponencial

En la práctica, se acepta el esfuerzo de cedencia como valor para la indicación a 3 rpm o el esfuerzo de gel inicial en el viscosímetro VG. Al convertir las ecuaciones para aceptar los datos del viscosímetro VG, se obtienen las ecuaciones para “n” y “K” (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

$$n = \frac{\text{Log} \left( \frac{\theta_2 - \theta_0}{\theta_1 - \theta_0} \right)}{\text{Log} \left( \frac{\omega_2}{\omega_1} \right)}$$

$$K = \frac{\theta_1 - \theta_0}{\omega_1^n}$$

donde:

- $n =$  Índice de Ley Exponencial
- $K =$  Índice de consistencia
- $\theta_1 =$  Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más baja
- $\theta_2 =$  Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más alta
- $\omega_1 =$  rpm del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más baja
- $\omega_2 =$  rpm del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más alta
- $\theta_0 =$  Esfuerzo de gel nulo o indicación a 3 rpm

# Capítulo 4: Viscosidad

## 4.1 Introducción

Una de las propiedades físicas más importantes en un lodo de perforación es la viscosidad. De ella depende el tipo de fluido (newtoniano o no newtoniano, y en caso de ser no newtoniano, el tipo de modelo aplicable) y, por lo tanto, su comportamiento dentro del pozo.

Cómo se definió en el capítulo 3 en su expresión más genérica, se puede definir a la viscosidad como la resistencia de una sustancia al flujo. En forma más específica, existen distintos “tipos” de viscosidad:

- Viscosidad embudo ( $s/qt^2$  o  $s/l$ ).
- Viscosidad aparente (cP o  $mPa\cdot s$ ).
- Viscosidad efectiva (cP o  $mPa\cdot s$ ).
- Viscosidad plástica (cP o  $mPa\cdot s$ ).
- Punto cedente ( $lb/100\text{ pies}^2$  o Pa).
- Viscosidad a baja velocidad de corte y Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) (cP o  $mPa\cdot s$ ).
- Esfuerzos de gel ( $lb/100\text{ pies}^2$  o Pa).

En cuanto a la medición de viscosidad en lodos de perforación, los instrumentos más utilizados son el viscosímetro Marsh y el viscosímetro Fann. A lo largo del capítulo, se explica la utilización de ambos instrumentos, su principio de funcionamiento, y la aplicación de los mismos en un lodo tipo.

## 4.2 Tipos de Viscosidad

Como se mencionó en la introducción de este capítulo, en el campo petrolífero se utilizan diferentes términos asociados a la viscosidad, para describir el comportamiento de un fluido.

---

<sup>2</sup> S/qt: cuantos segundos tarda en caer un cuarto de galón (aproximadamente 0,946 litros).

### 4.2.1 Viscosidad Embudo

La viscosidad de embudo se mide usando el viscosímetro de Marsh, y se mide en (s/qt o s/l). El viscosímetro de Marsh se describe más adelante en este capítulo.

Es un parámetro que se utiliza como indicador relativo de la condición del fluido. Esto quiere decir que, si bien no proporciona la información necesaria para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo, puede utilizarse para detectar cambios relativos en las propiedades del fluido, durante el trabajo de campo.

### 4.2.2 Viscosidad Efectiva

Como se detalló en el capítulo 3, la viscosidad de un fluido no newtoniano cambia con el esfuerzo de corte. La viscosidad efectiva ( $\mu_e$ ) de un fluido no newtoniano se define como la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas de velocidad de corte, presión y temperatura. Su unidad de medida es (cP o mPa•s).

La viscosidad efectiva se calcula como (Instituto Americano del Petróleo, 2001) :

$$\mu_e = \frac{300 \cdot \theta_x}{rpm}$$

donde:

- $\mu_e$  = Viscosidad efectiva, en cP
- $\theta_x$  = Lectura del viscosímetro Fann a una determinada rpm
- rpm = Velocidad de rotación del viscosímetro Fann

### 4.2.3 Viscosidad Aparente

La viscosidad efectiva a veces es llamada viscosidad aparente (VA). La viscosidad aparente es la viscosidad indicada por viscosímetro Fann a 300 rpm ( $\Theta_{300}$ ), o la mitad del valor obtenido del viscosímetro Fann a 600 rpm. Su unidad de medida es (cP o mPa•s).

En general, ambos valores de viscosidad aparente concuerdan con el valor obtenido de la fórmula de viscosidad efectiva:

$$\mu_a = \frac{300 \cdot \theta_x}{rpm} = \frac{\theta_{600}}{2}$$

donde:

- $\mu_a$  = Viscosidad aparente, en cP
- $\mu_e$  = Viscosidad efectiva, en cP
- $\theta_x$  = Lectura del viscosímetro Fann a una determinada rpm
- rpm = Velocidad de rotación del viscosímetro Fann
- $\theta_{600}$  = Lectura del viscosímetro Fann a 600 rpm

#### 4.2.4 Viscosidad Plástica

La viscosidad plástica (VP) se mide en centipoise (cP) o milipascales-segundo (mPa•s), y se calcula a partir de los datos del viscosímetro Fann, como:

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300}$$

donde:

- $\mu_p$  = Viscosidad plástica en cP
- $\theta_{300}$  = Lectura del viscosímetro Fann a 300 rpm
- $\theta_{600}$  = Lectura del viscosímetro Fann a 600 rpm

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

Los factores que afectan la viscosidad plástica son (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

- La concentración de sólidos.
- El tamaño y la forma de los sólidos.
- La viscosidad de la fase líquida.
- La presencia de polímeros de cadena larga.
- Las relaciones petróleo-agua (P/A) o Sintético-Agua (S/A) en los fluidos de emulsión inversa.

Cualquier aumento del área superficial total de los sólidos expuestos se reflejará en un aumento de la viscosidad plástica. Por esta razón, la bentonita es eficaz para aumentar la viscosidad y reducir la pérdida de fluidos (porque la bentonita, al hidratarse, se hincha, aumentando su área superficial).

#### 4.2.5 Punto Cedente

El Punto Cedente (PC) se calcula a partir de los datos del viscosímetro Fann como:

$$PC = 2\theta_{300} - \theta_{600} = \theta_{300} - \mu_p$$

donde:

- $PC =$  Punto cedente
- $\mu_p =$  Viscosidad plástica en cP
- $\theta_{300} =$  Lectura del viscosímetro Fann a 300 rpm
- $\theta_{600} =$  Lectura del viscosímetro Fann a 600 rpm

El punto cedente se expresa en libras cada 100 pies cuadrados (lb/100 pies<sup>2</sup>).

Como parámetro, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido, resultado de las cargas eléctricas ubicadas en (o cerca) de la superficie de las partículas, y depende de (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

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

Las lutitas o arcillas hidratables (como la bentonita) 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. Por lo tanto, un aumento de concentración de lutitas o arcillas hinchables disminuye el Punto Cedente.

## 4.2.6 Viscosidad Efectiva a Baja Velocidad de Corte y LSRV (Muy Baja Velocidad de Corte)

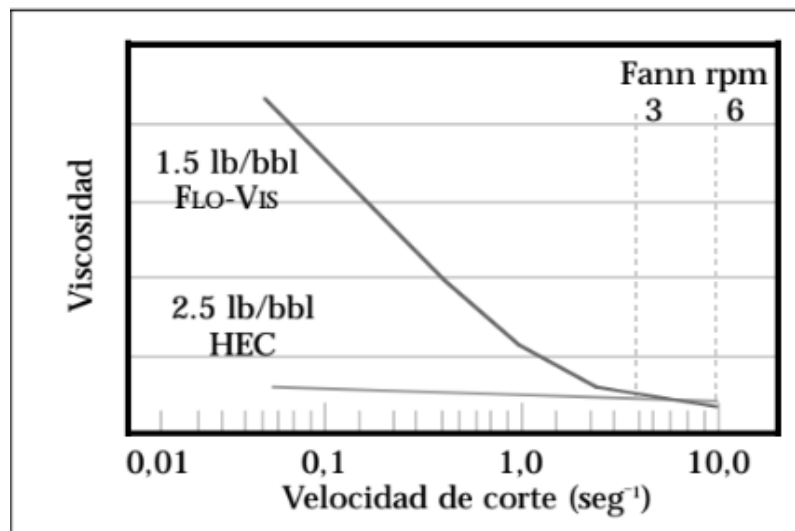
En base a observaciones obtenidas en ensayos de laboratorio y en forma experimental, se ha llegado a la determinación de que los valores de viscosidad efectiva a baja velocidad de corte (6 y 3 rpm, medibles con un viscosímetro Fann) tienen un mayor impacto sobre la limpieza del pozo que el punto cedente, además de proporcionar la suspensión de sólidos bajo condiciones dinámicas o estáticas, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales o de alto ángulo.

La viscosidad efectiva a muy baja velocidad de corte, o LSRV, se mide usando un viscosímetro de Brookfield a una velocidad de corte de 0,3 rpm.

Ambas viscosidades efectivas (a baja velocidad y LSRV) se expresan en (cP o mPa•s).

La Figura 4.1 muestra la manera en que similares viscosidades efectivas a 6 y 3 rpm tal vez no indiquen el comportamiento verdadero de la LSRV. Estas propiedades reológicas de bajo corte llenan el vacío entre las medidas dinámicas tradicionales de viscosidad plástica y punto cedente, y las medidas estáticas del esfuerzo de gel.

Figura 4.1: Comparación entre la LSRV de Flo-Vis y la de HEC (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



## 4.2.7 Esfuerzo de gel

El esfuerzo de gel es la propiedad de ciertos fluidos en condiciones estáticas de formar una estructura de gel, para luego regresar al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte y

se pasa a condiciones dinámicas. El esfuerzo de gel depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico.

La mayoría de los fluidos de perforación de base agua tienen esfuerzo de gel, producto de los sólidos eléctricamente cargados o polímeros que suelen tener agregados.

Las mediciones obtenidas con el viscosímetro Fann a intervalos de 10 segundos y 10 minutos, y a intervalos de 30 minutos para las situaciones críticas, proporcionan una medida del grado de tixotropía presente en el fluido.

En la industria petrolífera, se busca que los lodos tengan cierto esfuerzo de gel, con el objetivo de mantener en suspensión el cutting generado por el trépano mientras el fluido esté estático en el pozo (y de esta forma no caiga al fondo y obstruya el proceso de perforación). 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.

El esfuerzo de gel y el punto cedente son medidas de las fuerzas de atracción en un sistema de fluido. Mientras que el esfuerzo de gel inicial mide las fuerzas de atracción estáticas, el punto cedente mide las fuerzas de atracción dinámicas.

### 4.3 Viscosímetro Marsh

El viscosímetro Marsh se utiliza en el campo para medición rápida y aproximada de la viscosidad del fluido de perforación. Se determina con este instrumento la viscosidad de embudo (descrita en el apartado 4.2.1).

El viscosímetro Marsh utilizado tiene un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior y una longitud total de 12 pulgadas. En la parte inferior, un tubo de orificio liso de 2 pulgadas de largo, con un diámetro interior de 3/16 pulgadas, está acoplado de tal manera que no hay ninguna constricción en la unión. Una malla de tela metálica con orificios de 1/16 de pulgada, cubriendo la mitad del embudo, está fijada a 3/4 de pulgada debajo de la parte superior.

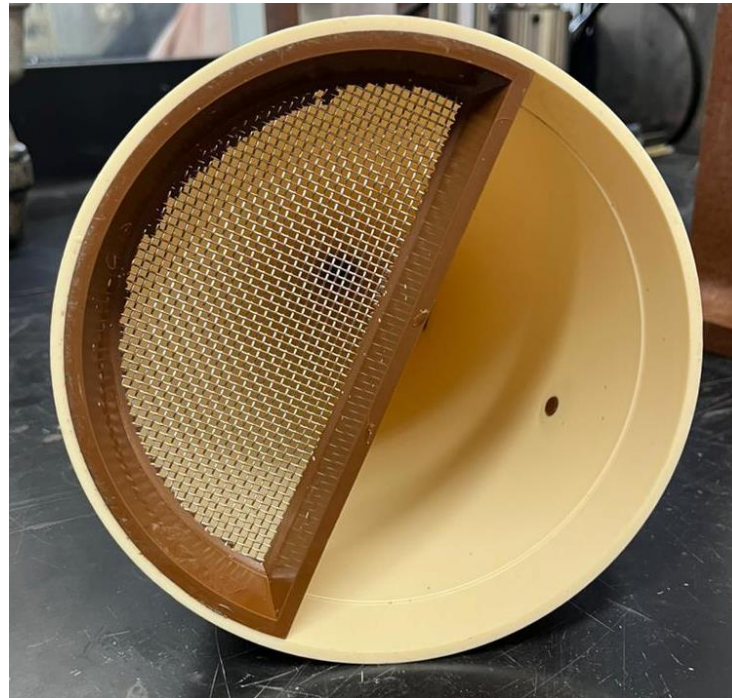
En las siguientes imágenes, se muestra el viscosímetro Marsh donado y utilizado en la medición de la viscosidad de embudo del lodo tipo utilizado.



Figura 4.2: Vista Lateral del viscosímetro Marsh



Figura 4.3: Vista Superior del viscosímetro Marsh



### 4.3.1 Calibración del viscosímetro Marsh

Según las normas API 13-B1 (American Petroleum Institute, 2009), el proceso de calibración del instrumento es el siguiente:

- Llenar el embudo hasta la parte inferior de la malla (1.500 ml) con agua destilada a  $70 \pm 5^\circ\text{F}$ .
- Se mide el tiempo requerido para que circule 1 qt (946 ml) por el orificio inferior. El tiempo medido debería estar en el rango de  $26 \pm 0,5$  s.

Se destaca que el viscosímetro Marsh queda calibrado luego de la medición con agua destilada.

### 4.3.2 Procedimiento de medición

Utilizando el lodo tipo que se elaboró anteriormente (descrito en la sección 2.2), se siguió el proceso de medición indicado por la norma API 13-B1 (American Petroleum Institute, 2009):

- Manteniendo el embudo en posición vertical, se tapó el orificio con un dedo y se vertió el lodo base agua (cuya composición es 5% p/v de bentonita, es decir, cada 1000 ml de agua destilada, se agregaron 50 gr de bentonita) a través de la malla dentro de un embudo limpio, hasta que el nivel del fluido llegó a la parte inferior de la malla (1.500 ml).
- Se retiró inmediatamente el dedo del orificio y se midió el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta el nivel de 1-qt.
- Se ajustó el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh. Se debe acompañar con la lectura de la temperatura del fluido en grados Fahrenheit o Celsius.

### 4.3.3 Resultados de las mediciones

Se repitió el procedimiento tres veces, y se obtuvieron los resultados de la Tabla 4.1:

Tabla 4.1: Tiempos obtenidos

	Tiempo requerido para que circule un cuarto de galón de lodo por el orificio inferior del embudo [s]
Primer ensayo	38,77
Segundo ensayo	38,84
Tercer ensayo	38,53
Viscosidad de embudo determinada	38,8

La viscosidad de embudo determinada para el lodo medido es de 38,8 segundos. Se puede concluir que las mediciones realizadas son similares, por ende, que el equipo es preciso<sup>3</sup>.

#### 4.4 Viscosímetro Fann

Los viscosímetros Fann son instrumentos rotativos que accionan mediante un motor eléctrico o una manivela (Fann Instrument Company, 2016). El fluido de perforación se coloca dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior es accionado a unas rpm (revoluciones por minuto) constante, que generan un torque sobre el cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del cilindro interior, y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al mismo. Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las lecturas a 600 y 300 rpm.

Las especificaciones del instrumento son las siguientes (Fann Instrument Company, 2016):

- Cilindro exterior
  - Diámetro interior: 1,450 pulgadas (36,83 mm)
  - Longitud total: 3,425 pulgadas (87 mm)
  - Línea trazada: 2,30 pulgadas (58,4 mm) por encima de la parte inferior del cilindro.

---

<sup>3</sup> Se entiende por precisión al grado de proximidad o cercanía de los resultados de diferentes mediciones entre sí.

- Dos líneas de agujeros de 1/8 pulgadas (3,18 mm) separados por 120 grados (2,09 radianes), alrededor del manguito de rotor, justo debajo de la línea trazada.

- Cilindro interno

- Diámetro: 1,358 pulgadas (34,49 mm)
- Longitud del cilindro: 1,496 pulgadas (38 mm)

Además, el cilindro interno está cerrado con una base plana y una parte superior ahusada.

Para que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las lecturas a 600 y 300 rpm, las constantes del instrumento deben ser las siguientes:

- Constante del resorte de torsión
  - Deflexión: 386 dinas-cm/grado
  - Velocidades del rotor:
    - Alta velocidad: 600 rpm
    - Baja velocidad: 300 rpm

#### 4.4.1 Tipos de viscosímetros Fann:

Actualmente, en la industria petrolera se utilizan diferentes viscosímetros (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

1. Viscosímetro accionado por manivela con velocidades de 600 y 300 rpm. Este tipo de viscosímetro utiliza una perilla sobre la rueda de la palanca de cambio de velocidad para determinar el esfuerzo de gel. El viscosímetro donado es de este tipo, y es el que se utilizó en las mediciones de viscosidad del lodo tipo fabricado (como se mencionó en la sección 2.2).

Figura 4.4: Vistas del viscosímetro Fann (donado)



Como se puede ver en la figura 4.4, el viscosímetro donado en particular es el viscosímetro Fann 35SA.

2. Un viscosímetro accionado por un motor de 12 voltios con velocidades de 600 y 300 rpm. Un conmutador activado por regulador permite un alto esfuerzo de corte antes de medir, y se usa un volante moleteado<sup>4</sup> para determinar el esfuerzo de gel.

3. Un viscosímetro de 115 voltios accionado por un motor síncrono de dos velocidades para obtener velocidades de 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm. Se usa la velocidad de 3 rpm para determinar el esfuerzo de gel.

<sup>4</sup> Moleteado es la terminación que se le da a superficie para facilitar el agarre, suele ser rugosa.

4. Un viscosímetro de velocidad variable de 115 ó 240 voltios accionado para obtener todas las velocidades comprendidas entre 625 y 1 rpm. Se usa la velocidad de 3 rpm para determinar el esfuerzo de gel.

#### 4.4.2 Procedimiento de medición de Viscosidad Aparente, Viscosidad Plástica y Punto Cedente

Según la Norma API 13-B1 (American Petroleum Institute, 2009), el procedimiento para la medición de Viscosidad Aparente, Viscosidad Plástica y Punto Cedente con el viscosímetro Fann es el siguiente:

1. Se coloca el lodo tipo recién agitado dentro de un vaso y se ajusta la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el cilindro externo.

2. Se calienta la muestra hasta 49 °C. Mientras se calienta el fluido, se agita lentamente.

3. Se arranca el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja (es decir, se arranca con el conmutador a 600 rpm). Se espera que el cuadrante indique un valor constante y se registra la indicación obtenida. Se cambia las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.

4. Se ajusta el conmutador a la velocidad de 300 rpm. Luego, se espera que el cuadrante indique un valor constante y se registra el valor indicado.

5. La viscosidad plástica queda determinada por la siguiente fórmula:

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300}$$

6. El Punto Cedente (en lb/100 pies<sup>2</sup>) se obtiene como:

$$PC = \theta_{300} - \mu_p$$

7. La Viscosidad Aparente se obtiene como:

$$\mu_a = \frac{\theta_{600}}{2}$$

#### 4.4.3 Procedimiento de determinación del Esfuerzo de Gel

El esfuerzo de gel, se mide aplicando el siguiente procedimiento (Fann Instrument Company, 2016):

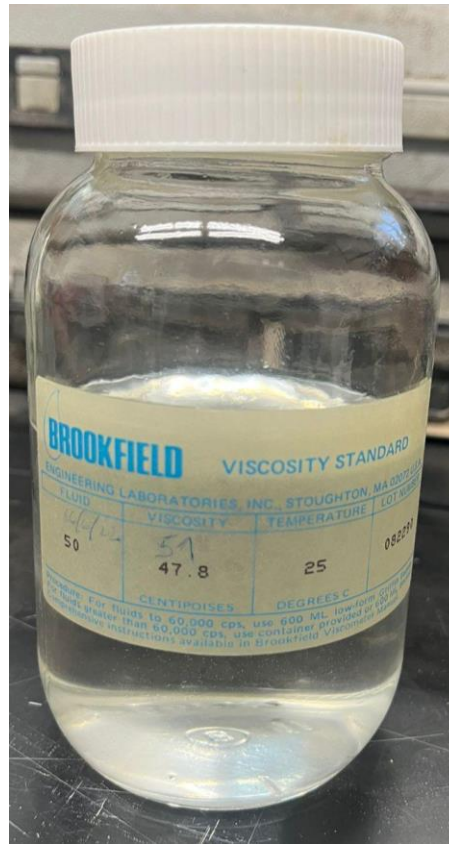
1. Se agita la muestra a 600 rpm durante aproximadamente 15 segundos, luego se levanta lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
2. Se apaga el motor, luego se esperan 10 segundos.
3. Se coloca el conmutador en la posición de baja velocidad y se registran las unidades de deflexión máxima en  $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$  como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
4. Se repiten las etapas 1 y 2, pero dejando un tiempo de 10 minutos, y luego se pone el conmutador en la posición de baja velocidad y registra las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos.

Se debe indicar la temperatura medida.

#### 4.4.4 Resultados de las mediciones

En primera instancia, para determinar si el equipo con el que se contaba funcionaba correctamente, antes de medir las propiedades del lodo tipo, se midieron las propiedades de un aceite patrón (Figura 4.5) de características conocidas. Se buscó verificar que las lecturas obtenidas del viscosímetro Fann sean similares a los valores conocidos de las propiedades del aceite patrón.

Figura 4.5: Aceite patrón



El aceite patrón utilizado tenía, en el día en el que se realizaron las mediciones, una viscosidad de 51 cP, lo cual se midió con un viscosímetro Brookfield.

Los datos obtenidos con viscosímetro Fann 35 para el aceite patrón se encuentran en la Tabla 4.2:

Tabla 4.2: Resultados de la medición del aceite patrón con el Viscosímetro Fann

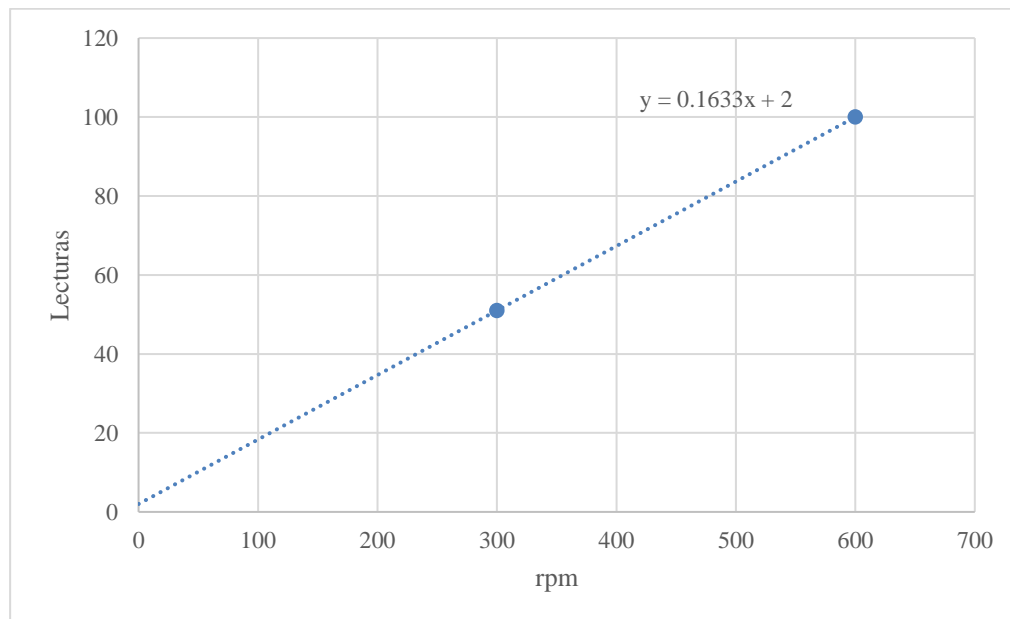
	Lectura	Velocidad (rpm)
LEC 300	51	300
LEC 600	100	600

Viscosidad plástica [cP]	49
Punto cedente [ lb/100 <i>pies</i> <sup>2</sup> ]	2
Viscosidad aparente [cP]	50



Como se puede resaltar, experimentalmente se obtuvo que la viscosidad plástica del aceite patrón es de 49 [cP], un valor cercano al valor conocido de viscosidad (51 [cP]). Como la diferencias entre dichos valores es menor o igual a 2 [cP], que es el valor asumido por el manual del aparato para la calibración (Fann Instrument Company, 2016), se concluye que el viscosímetro está calibrado y funcionando correctamente. Además, se graficó la lectura de 300 rpm y de 600 rpm, y se pudo observar que la recta trazada entre los dos puntos intersecta en un valor muy cercano al origen de coordenadas, por ende, se concluye que el rotor, el péndulo o eje del péndulo no están doblados ni que existe otra excentricidad, tal como lo indica el manual del viscosímetro Fann Model 35.

Gráfico 4.1: Comportamiento del aceite patrón



Al ser el aceite patrón un fluido newtoniano, se esperaba que la curva obtenida en el gráfico anterior pasará por el origen. Además, por el mismo motivo, no tiene esfuerzo de gel.

Una vez verificado que el instrumento funcionaba correctamente, se procedió a repetir el procedimiento de medición en el lodo tipo, obteniéndose los datos de la Tabla 4.3:

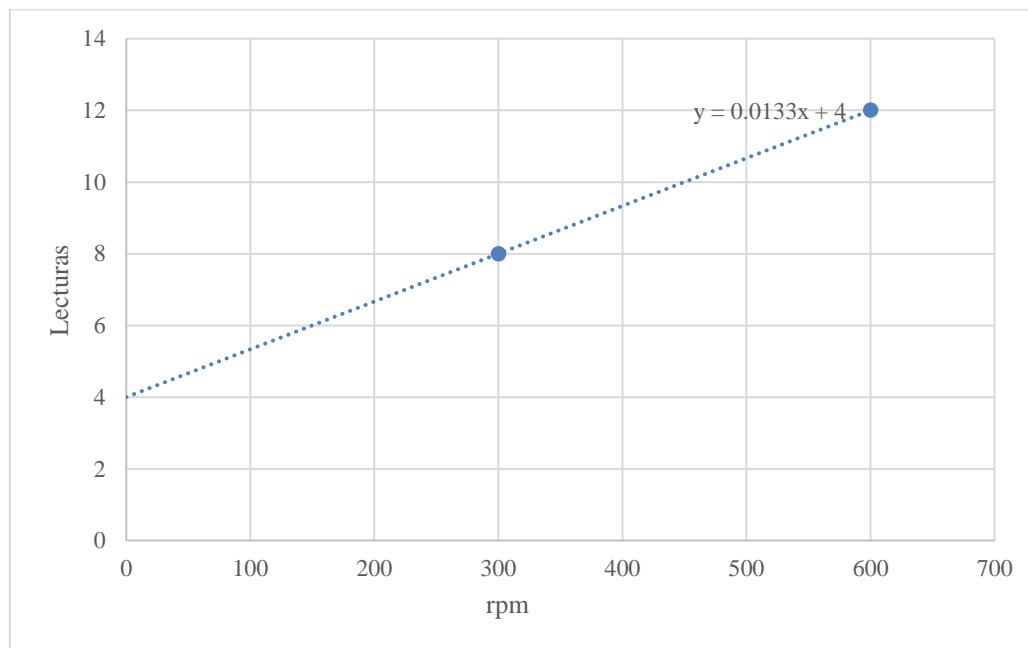
Tabla 4.3: Resultados de la medición del lodo tipo con el Viscosímetro Fann

	Lectura	Velocidad (rpm)
LEC 300	8	300
LEC 600	12	600

Viscosidad plástica [cP]	4
Punto cedente [ $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ ]	4
Viscosidad aparente [cP]	6
Esfuerzo de gel [ $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ ]	2

Al ser un fluido no newtoniano, se espera que la ordenada al origen de la recta no sea 0. La curva obtenida es la siguiente (Gráfico 4.2).

Gráfico 4.2: Comportamiento del lodo tipo



# Capítulo 5: Filtración

## 5.1 Introducción

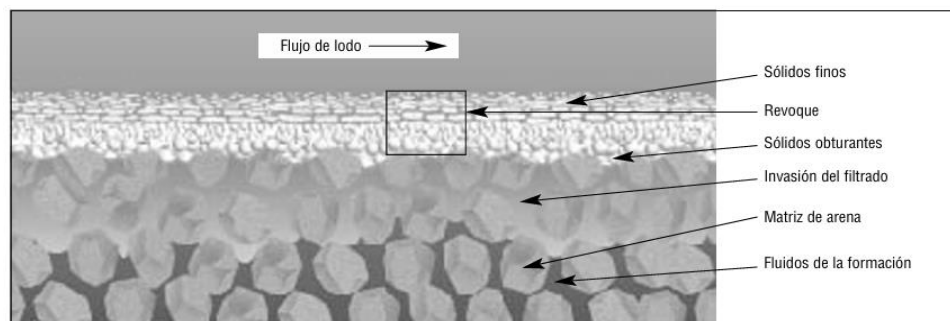
En este capítulo se desarrolla la propiedad de filtración de los lodos de perforación; es decir, la propiedad que tienen los lodos de generar una película delgada (revoque) alrededor del pozo perforado, cuyo objetivo es limitar la invasión de filtrado a la zona productiva de la formación, esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas.

La propiedad de filtración o formación de revoque de un lodo es determinada con un filtro prensa, según Práctica Recomendada de API 13 B-1 (American Petroleum Institute, 2009) y se utilizan dos modelos: uno para baja presión y temperatura y otro para alta presión y temperatura. Esto se debe a que la capacidad de formación de revoque es diferente en función de las condiciones de P y T, que se traducen en sí se está perforando cerca de la superficie (baja P y T) o si se perfora en zonas más profundas (alta P y T).

## 5.2 Características y funciones del Revoque

La filtración es la acción en la cual la presión diferencial hace entrar a la fase líquida del lodo dentro de una formación permeable. Durante este proceso, las partículas sólidas son filtradas, formando un revoque (Instituto Americano del Petróleo, 2001).

Figura 5.1: Características de filtración (Instituto Americano del Petróleo, 2001).



Una de las funciones básicas del fluido de perforación es sellar las formaciones permeables y controlar la filtración. Para ello, el lodo debe poder formar un revoque liso y fino alrededor de las

paredes del pozo que evite la invasión de filtrado a la formación, ya que si se forma un revoque grueso junto con una invasión de filtrado se pueden tener los siguientes problemas (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

- Aumento del torque y arrastre.
- Tuberías pegadas.
- Pérdidas de circulación.
- Calidad inferior de los registros.
- Daños a la formación.

Por otra parte, si el espesor del revoque es excesivo (aunque no haya invasión de filtrado) tendremos los siguientes posibles problemas (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

- Puntos apretados en el pozo que causan un arrastre excesivo.
- Mayor suaveo<sup>5</sup> y pistoneo debido a la reducción del espacio anular libre.
- Pegado por presión diferencial de la columna de perforación debido a la mayor superficie de contacto y al desarrollo rápido de las fuerzas de adhesión causado por la tasa de filtración más alta.
- Dificultades con la cementación primaria debido al desplazamiento inadecuado del revoque.
- Mayor dificultad para bajar la tubería de revestimiento.

Pero, si tenemos una invasión excesiva de filtrado, podemos tener:

- Daños a la formación causados por la invasión de filtrado y sólidos.
- Prueba inválida de muestreo del fluido de la formación. Las pruebas de flujo del fluido de la formación pueden dar resultados que se refieren al filtrado y no a los fluidos del yacimiento.
- Dificultades en la evaluación de la formación causadas por la invasión excesiva de filtrado, la mala transmisión de las propiedades eléctricas a través de revoques gruesos, y posibles problemas mecánicos al bajar y recuperar las herramientas de registro. Propiedades erróneas

---

<sup>5</sup> En perforación, el término suaveo implica reducir la presión de un pozo mediante el movimiento de la tubería, las herramientas operadas con cable o los sellos de caucho, en dirección hacia la superficie.

medidas por las herramientas de registro (midiendo propiedades alteradas por el filtrado en vez de las propiedades de los fluidos del yacimiento).

- Las zonas de petróleo y gas pueden pasar desapercibidas porque el filtrado está desplazando a los hidrocarburos, alejándose del pozo, lo cual dificulta su detección.

### 5.3 Filtrado a Baja Presión y Baja Temperatura

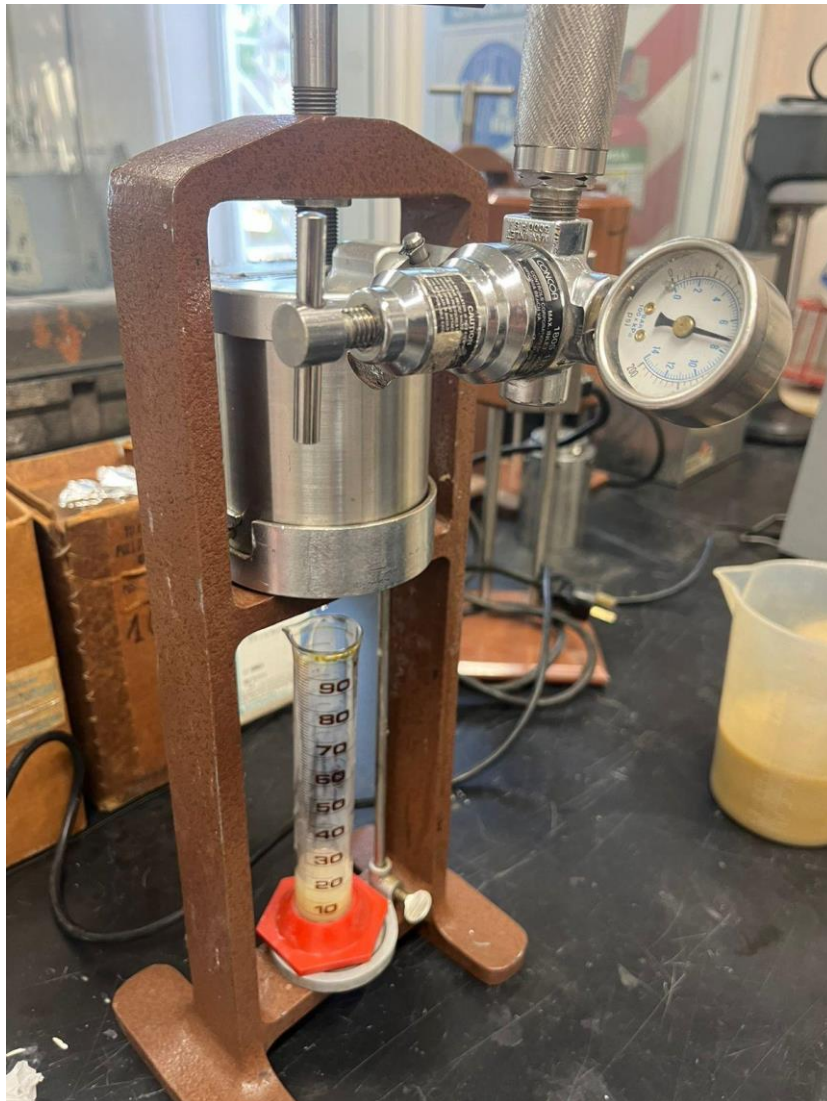
Para medir el filtrado a baja presión y temperatura, se utiliza el filtro prensa API, que consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad.

Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario. Algunas celdas no tienen este dispositivo de cierre y son simplemente introducidas dentro del acoplamiento apropiado. La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de una tela metálica (o rejilla), colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta tórica que fue previamente introducida en la base de la celda.

La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda. No se debe usar N<sub>2</sub>O (óxido nitroso).

La Figura 5.2 es una imagen del filtro prensa donado y utilizado para realizar la medición al lodo tipo.

Figura 5.2: Filtro Prensa API donado



### 5.3.1 Procedimiento de medición de Filtrado a Baja Presión y Baja Temperatura (OFI Testing Equipment, Inc, 2024)

1. Se debe mantener una presión de 100 psi.
2. Se retira la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca. Luego, se coloca la junta tórica en una ranura en buen estado y se voltea la celda al revés para llenarla. Se debe tapar la entrada con un dedo.
3. Se llena la celda con lodo hasta 1/4 pulgada de la ranura de la junta tórica. Luego, se coloca el papel filtro (Whatman N° 50 o equivalente, ver Figura 5.3) encima de la junta y posteriormente

la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda y se gira en sentido horario hasta que quede apretada a mano. Después se invierte la celda, se introduce el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y se gira en cualquier sentido para bloquear.

Figura 5.3: Papel filtro utilizado



4. Se coloca un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.

5. Se abre la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda. (Se puede observar que la aguja oscila rápidamente hacia abajo a medida que la presión llena la celda.)

6. La prueba de API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, se cierra la válvula. Después de desconectar la fuente de presión, la presión se purgará automáticamente. Se retira la celda.

7. Se registra el filtrado obtenido en mililitros, a menos que se especifique de otra manera.

8. Se desmonta la celda, se desecha el lodo y se recupera el papel filtro con mucho cuidado para perturbar lo menos posible el revoque. Lavar el revoque minuciosamente para eliminar el exceso de lodo. Medir el espesor del revoque y registrar la medida en 1/32 de pulgada.

### 5.3.2 Resultados de las mediciones

Se realizaron tres ensayos, utilizando en cada uno de ellos el procedimiento descrito en la sección 5.3.1. Los resultados obtenidos son los expresados en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Resultados de la medición del revoque formado por el lodo tipo con el Filtro Prensa API

	Cantidad de líquido [ml]	Grosor revoque* [mm]
Primer Ensayo	26	2,3087
Segundo Ensayo	36	2,2817
Tercer Ensayo	40	2,265
Resultados finales	34	2,2851

\*Los valores de grosor del revoque obtenido son un promedio de entre 3 y 5 mediciones realizadas con un calibre, en distintos puntos del mismo revoque.

Figura 5.4: Papel filtro del primer ensayo



Figura 5.5: Cantidad de líquido recuperado en el primer ensayo

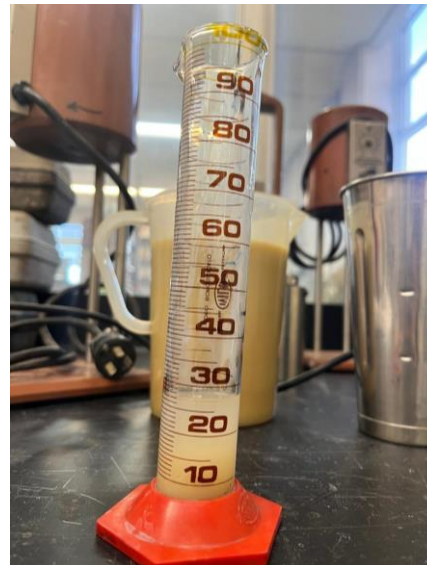




Figura 5.6: Papel filtro del segundo ensayo



Figura 5.7: Cantidad de líquido recuperado en el segundo ensayo

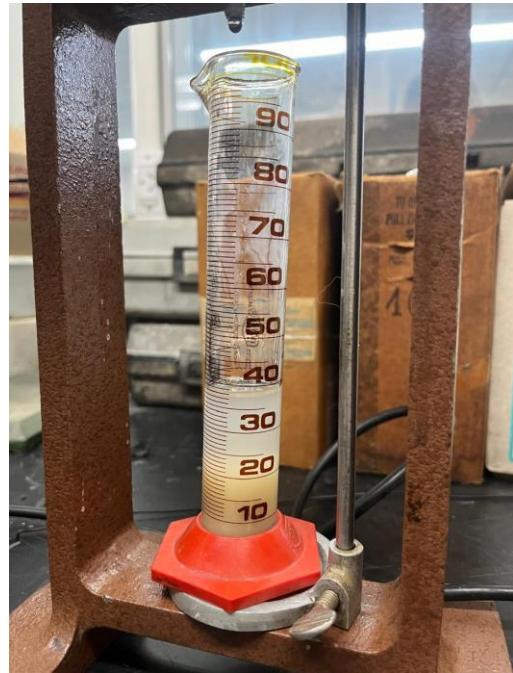


Figura 5.8: Papel filtro del tercer ensayo

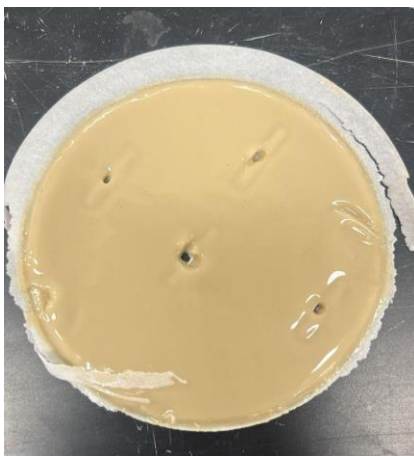
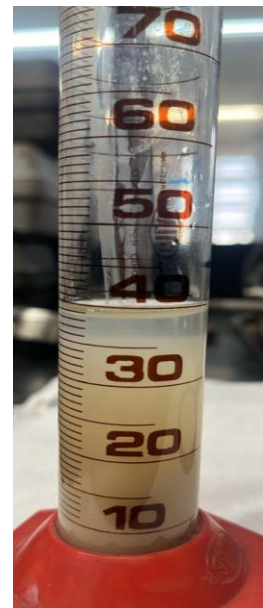


Figura 5.9: Cantidad de líquido recuperado en el tercer ensayo



## 5.4 Filtrado a Alta Presión y Alta Temperatura

Hay dos razones para operar a presiones elevadas al realizar un análisis de filtración:

1. Para probar fluidos a temperaturas superiores al punto de ebullición, el recipiente debe estar presurizado, lo que a su vez eleva la presión de vapor (punto de ebullición) para que el fluido permanezca líquido y no se convierta en vapor.
2. Si se realizan pruebas para aplicaciones de perforación, la presurización se aproxima más a las condiciones del fondo del pozo, lo que permitirá acercarse tanto a las temperaturas como a las presiones del fondo del pozo.

Los filtros de Alta Presión y Alta Temperatura están presurizados con dióxido de carbono o con gas nitrógeno. En esta oportunidad, se utilizó tanto dióxido de carbono como nitrógeno. Los bulbos están presurizados a aproximadamente 1000 psi y contienen suficiente gas portador para ejecutar una prueba de filtración completa de 30 minutos, si se ejecuta la prueba diferencial estándar API de 500 psi, que generalmente es de 600 psi en el colector superior y 100 psi en el fondo o contrapresión.

La Figura 5.10 es una imagen del filtro de Alta Presión y Alta Temperatura donado y utilizado para realizar la medición al lodo tipo.

Figura 5.10: Filtro de Alta Presión y Alta Temperatura donado



### 5.4.1 Procedimiento de medición de Filtrado a Alta Presión y Alta Temperatura (OFI Testing Equipment, Inc, 2019)

1. Se conecta la camisa calefactora a una fuente de alimentación adecuada. Se introduce un termómetro de metal en el recipiente de calentamiento y precaliente a 10 °F (6 °C) por encima de la temperatura de prueba deseada. Se encenderá una luz piloto cuando la camisa calefactora alcance la temperatura establecida por la perilla de control.

Figura 5.11: Termómetro de metal en el recipiente de calentamiento



2. Se debe asegurar de que todas las juntas tóricas estén en buenas condiciones de funcionamiento (flexibles, sin muescas ni cortes, etc.) y que no estén dañadas durante los procedimientos de montaje. Se debe instalar con cuidado una junta tórica en la ranura de la junta tórica en el cuerpo de la celda y otra junta tórica en la tapa de la celda. Se coloca una fina película de grasa de silicona en todas las juntas tóricas.

3. Se prepara la muestra según las especificaciones API (Tabla 5.2). Se agita la muestra de prueba durante 10 minutos con una batidora de alta velocidad.

4. Se colocan dos juntas tóricas en las ranuras para juntas tóricas de cada vástago de válvula. Luego, se atornilla un vástago de válvula en la celda de prueba en el lado de entrada de la celda. Se aprieta completamente el vástago de la válvula.

5. Se invierte el cuerpo de la celda y se vierte con cuidado la muestra en la celda, dejando el espacio recomendado por API (Tabla 5.2) , según se puede ver en la Figura 5.13

Figura 5.12: Celda de filtro prensa HTHP, con lodo en su interior

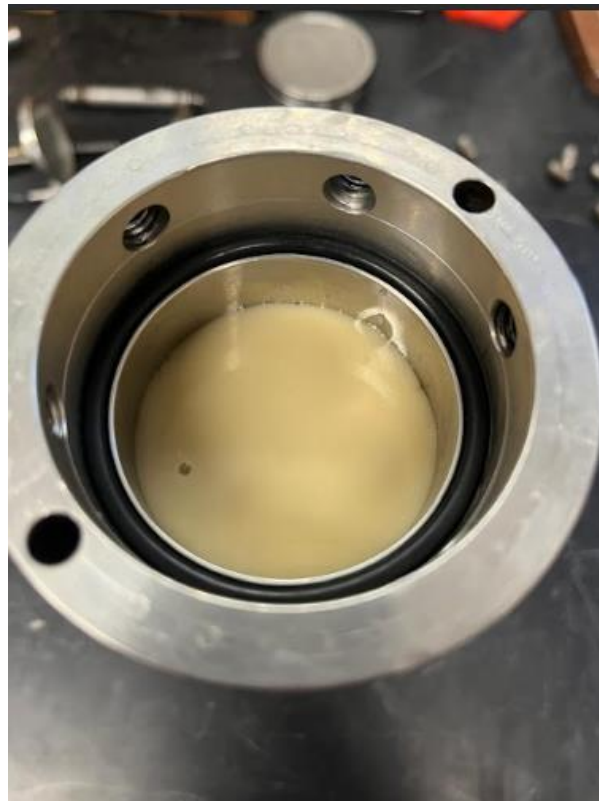
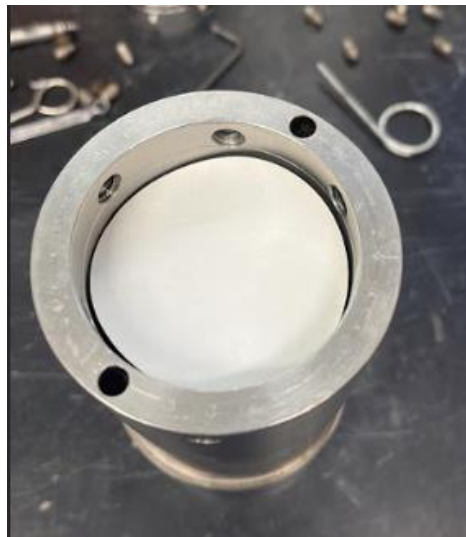


Tabla 5.2: Espacio vacío recomendado por API en celdas de filtro prensa HTHP (OFI Testing Equipment, Inc, 2019).

Espacio vacío recomendado por API		
Fluido/Temperatura	Espacio Vacío	Volumen de fluido [ml]
Fluido de perforación a base de agua < 300°F	0,6"	138
Fluido de perforación a base de agua > 300°F	1,5"	86
Fluido de perforación a base de petróleo < 350°F	1"	115
Fluido de perforación a base de petróleo > 350°F	No recomendado	

6. Se inspeccionan los tornillos de bloqueo de la tapa.
7. Se inspeccionan los asientos de los tornillos de bloqueo de la tapa.
8. Se coloca un círculo de papel de filtro encima de la junta tórica de la celda. Luego, empuja suavemente el papel hacia abajo para que entre en contacto con la junta tórica sin que el papel se atasque o pellizque.

Figura 5.13: Celda de filtro prensa HTHP, con papel de filtro encima de la junta tórica de la celda



9. Se debe constatar que la flecha en la tapa de la celda esté alineada con la flecha en el cuerpo de la celda. Una vez alineadas, se empuja lentamente la tapa de la celda dentro de la celda. Hay que asegurarse de que la junta tórica no se salga de la ranura de la junta tórica durante la inserción de la tapa de la celda.

10. Usando la llave Allen, se aprietan los seis tornillos de fijación de bloqueo en la celda y se asegura la tapa de la celda en su lugar. Al tocar con la mano, todos los tornillos de fijación deberían estar completamente apretados. La celda puede quedar permanentemente atascada dentro de la camisa calefactora si uno o más tornillos de fijación sobresalen de la celda.

11. Se instala el vástago de la válvula en la tapa de la celda y, usando una llave, se aprieta completamente.

12. Se invierte la celda y, sosteniendo el vástago de la válvula, se coloca la celda en la camisa calefactora con el lado de salida (filtro) de la celda apuntando hacia abajo. Una vez dentro de la camisa calefactora, se gira la celda de modo que el pasador en el fondo de la celda se asiente en el orificio en el fondo del equipo. Esto anclará la celda y evitará que gire cuando se abren y cierran los vástagos de la válvula. Se deben verificar los vástagos de las válvulas de entrada y salida con una llave, para asegurarse de que estén apretados.

13. Se mueve el termómetro de la camisa calefactora al orificio del termopar en la parte superior de la celda de prueba. El tiempo de calentamiento de la muestra debe ser de una hora (ni más ni menos). Se configura un cronómetro en 60 minutos. Se comienza a calentar en este momento.

Figura 5.14: Termómetro de la camisa calefactora al orificio del termopar en la parte superior de la celda de prueba.



14. Mientras la celda se calienta, se conecta el conjunto de presión al vástago de la válvula de entrada, y se lo asegura en su lugar con un pasador de retención y el cordón. Hay que verificar que la válvula de purga de seguridad esté cerrada (que esté apretada en el sentido de las agujas del reloj).

15. Se conecta el conjunto de contrapresión al vástago de la válvula inferior y se lo asegura en su lugar con un pasador de retención y un cordón. Hay que asegurarse de que la válvula de purga de seguridad esté cerrada (perilla empujada completamente hacia adentro) y que la válvula de aguja de salida del receptor esté cerrada (que esté apretada en el sentido de las agujas del reloj).

16. Manteniendo los vástagos de las válvulas cerradas, se ajustan los reguladores superior e inferior a la contrapresión recomendada para la prueba. Los límites superior e inferior del diferencial de presión de prueba están determinados por la temperatura de prueba. Si la prueba se realiza a una temperatura inferior al punto de ebullición del agua, no se requerirá contrapresión y el filtrado se podrá recoger directamente en una probeta graduada. Sin embargo, si las pruebas se realizan por encima del punto de ebullición del agua, entonces, cómo esta temperatura excede los 212 °F (100 °C), la contrapresión debe aumentarse por encima de la presión de vapor, a la temperatura de prueba, para evitar la evaporación del filtrado. Si se ejecuta una prueba API estándar, se debe mantener la presión diferencial de 500 psi, por lo que la presión superior deberá aumentarse 500 psi por encima de la contrapresión. La Tabla 5.3 muestra las contrapresiones recomendadas para varias temperaturas de prueba.

Tabla 5.3: Contrapresión mínima recomendada por API en la prueba de filtrado HTHP (OFI Testing Equipment, Inc, 2019).

Contrapresión mínima recomendada por API					
Temperatura de prueba		Presión de vapor		Contrapresión mínima	
°F	°C	Psi	kpa	Psi	Kpa
200-299	95-149	12,1-67	84-462	100	700
300-374	150-189	67-184	462-1269	200	1400
375-399	190-199	184-247	1269-1704	275	1900
400-424	200-219	247-326	1704-2245	350	2500
425-450	220-230	326-422	2245-2912	450	3100

17. Se afloja el vástago de la válvula de entrada ½ vuelta para presurizar la muestra. Se mantiene esta presión sobre el fluido hasta que la temperatura se haya estabilizado. El tiempo de calentamiento de la muestra debe ser de una hora. Esto evitará la vaporización de la solución de prueba si se calienta por encima del punto de ebullición del líquido.

18. Después del tiempo de calentamiento de una hora, se aumenta la presión en la unidad de presión de entrada a 500 psi más que la contrapresión.

19. Se abre el vástago de la válvula inferior  $\frac{1}{2}$  vuelta para iniciar la filtración lo antes posible. Se configura un cronómetro en 30 minutos, siempre vigilando de cerca los manómetros.

20. Para recolectar el filtrado, se abre con cuidado la válvula en la parte inferior del receptor de contrapresión mientras se sostiene un cilindro graduado en el puerto de la válvula. Se cierra la válvula inmediatamente después de que la presión de salida comience a disminuir y se recoge el filtrado.

Se recoge el filtrado a intervalos de 10 segundos, 1 minuto, 7,5 minutos y 30 minutos. La recolección inicial de 10 segundos es de naturaleza preventiva. No se registra el volumen recolectado de 10 segundos, pero sí se registra el volumen recolectado en los otros intervalos de tiempo.

21. Después de 30 minutos la prueba culminó. Se cierra inmediatamente la parte superior y vástagos de válvula inferiores para sellar la celda.

22. Se espere un mínimo de 5 minutos para que el filtrado en el receptor se enfríe. Se deja abierta hasta que el líquido deje de evacuar la válvula.

23. Se aprieta la válvula de aguja en el receptor.

24. Se giran los tornillos en T del regulador tanto en la entrada como en el receptor de contrapresión. en sentido antihorario hasta que el tornillo en T se sienta “suelto”. Esto cerrará el flujo de gas presurizado.

25. Se libera la presión de la unidad de presión de entrada a la celda abriendo la válvula de aguja.

26. Se libera la presión de la unidad de presión trasera (inferior) al cuerpo del receptor tirando hacia afuera de la perilla que abrirá la válvula de purga.

27. Se retiran los pasadores de retención superior e inferior y los dos tornillos de fijación. Hay que tener cuidado de no tocar la camisa calefactora caliente, especialmente al retirar el receptor de contrapresión.

28. Se abre la válvula de aguja de salida y se drena cualquier filtrado residual acumulado en el receptor en el cilindro graduado.

29. Se registra la cantidad total de filtrado recolectado en la probeta.



30. Se retira la celda de la camisa calefactora después de comprobar una vez más que los vástagos de las válvulas estén bien cerrados. Se deja enfriar durante al menos una hora a temperatura ambiente antes de aflojar los tornillos de bloqueo de la tapa.

Figura 5.15: Enfriamiento de la celda a temperatura ambiente



31. Se coloca la celda enfriada en posición vertical con el lado de salida hacia abajo. Se abre (afloja) el vástago de la válvula de entrada para purgar la presión del cuerpo de la celda. Debería haber una notable liberación de presión de la celda.

32. Se afloja, pero no se retiran los seis tornillos de bloqueo de la tapa y se separa la tapa de la celda con un ligero movimiento oscilante.

33. Hay dos formas de retirar el filtro junto con la torta de filtración.

- a. Sostener la celda e invertirla dejando que el peso del líquido dentro de la celda empuje el disco hacia afuera.
  - b. Manipular cuidadosamente con una espátula.
34. Se desecha el líquido dentro de la celda.
35. Se limpia y se seca minuciosamente el aparato después de cada uso.
36. Se inspeccionan todas las juntas tóricas en busca de deformidades y se reemplazan en caso de ser necesario.

### 5.4.2 Resultados de las mediciones

Se realizaron dos ensayos, utilizando en cada uno de ellos el procedimiento descrito en la sección 5.4.1, siguiendo las recomendaciones de API 13B-1 (American Petroleum Institute, 2009). Los resultados obtenidos son los expresados en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Resultados de la medición del lodo tipo con el Filtro Alta Presión y Alta temperatura

	Primer ensayo		Segundo ensayo	
Tiempo [min]	Filtrado [ml]	Revoque*[mm]	Filtrado [ml]	Revoque [mm]
1	10	8.67	6.5	8.02
7.5	15		11.5	
30	26		20.5	

\*Los valores de grosor del revoque obtenido son un promedio de 4 mediciones realizadas con un calibre, en distintos puntos del mismo revoque. Se informa el promedio

Tabla 5.5: Resultados de la medición del revoque formado por el lodo tipo con el filtro Alta Presión y Alta Temperatura

Revoque [mm]	
Primer ensayo	Segundo ensayo
8.925	8.35
8.755	8.115
8.910	8.075
8.090	7.54

Figura 5.16: Filtrado de la primera medición, al minuto    Figura 5.17: Filtrado de la primera medición, a los 7,5 min.

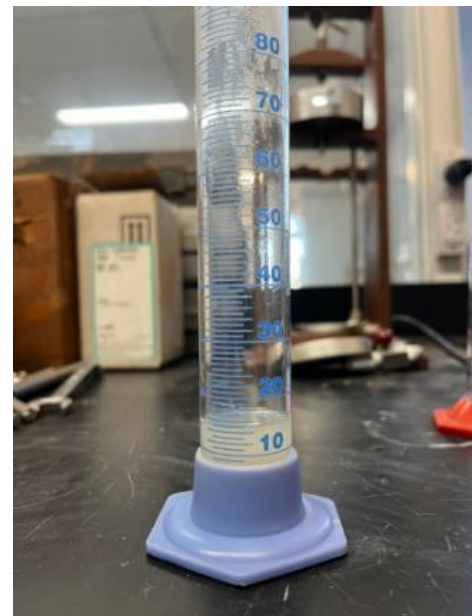
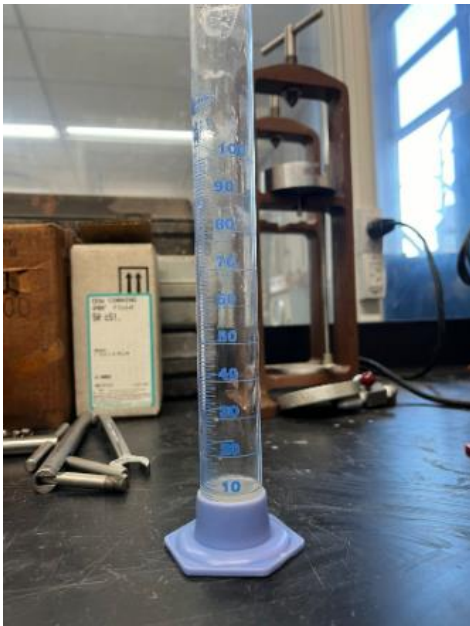


Figura 5.18: Filtrado de la primera medición, a los 30 min.

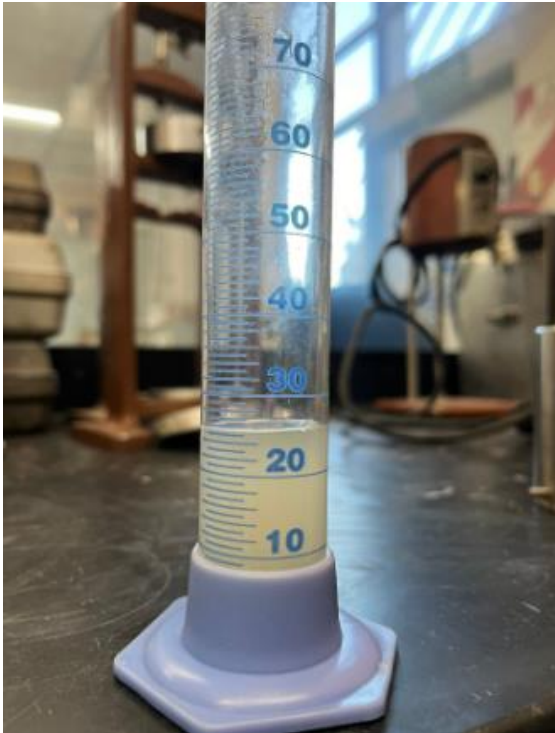


Figura 5.19: Revoque obtenido al final del ensayo



Figura 5.20: Filtrado de la segunda medición, al minuto

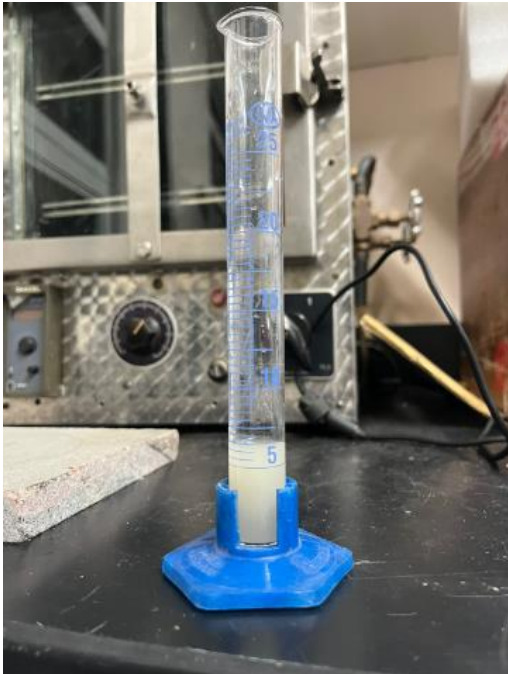


Figura 5.21: Filtrado de la segunda medición, a los 7,5 min

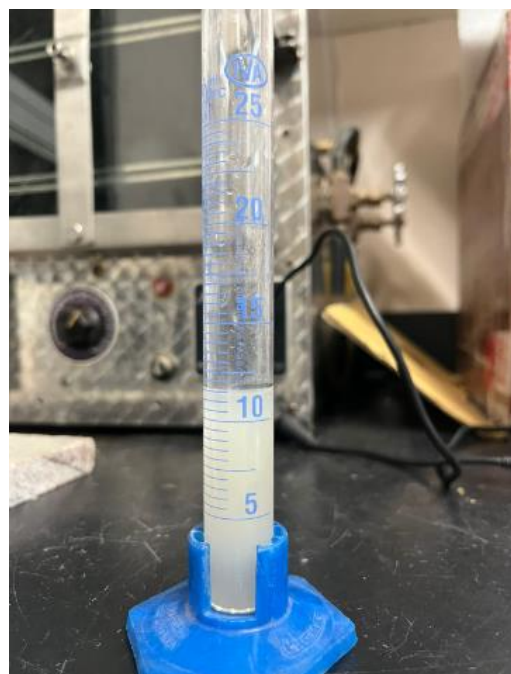


Figura 5.22: Filtrado de la segunda medición, a los 30 minutos

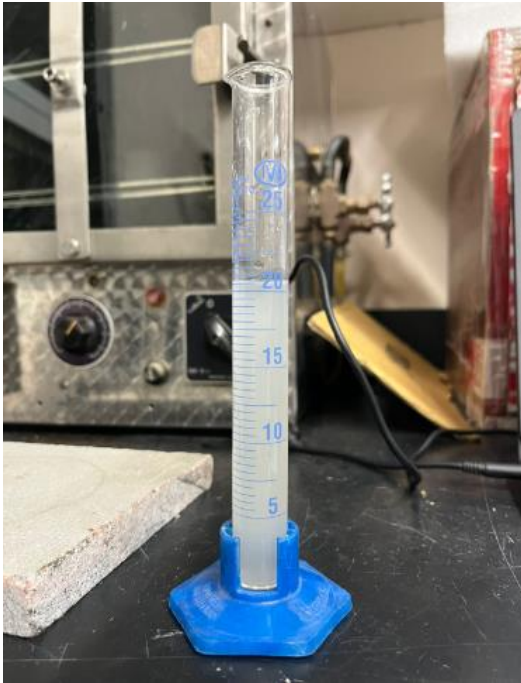


Figura 5.23: Revoque obtenido al final del ensayo



Tanto en las pruebas de filtrado para baja presión como para alta presión, al repetir las mediciones se obtuvieron resultados similares. Se puede concluir, por lo tanto, que los equipos utilizados están aptos para ser utilizados en mediciones de laboratorio.

# Capítulo 6: Contenido de líquidos y sólidos

## 6.1 Introducción

En este capítulo se analiza el contenido de líquidos y sólidos presente en un lodo de perforación.

Como se mencionó anteriormente (en el capítulo 4), una de las propiedades más influyentes en el comportamiento del lodo en el pozo es la viscosidad. A su vez, una de las características que afectan la viscosidad del lodo es la cantidad de sólidos presentes en el mismo; en general, la viscosidad aumenta a medida que los contaminantes y/o que el contenido de sólidos aumenta, afectando las características del lodo.

La cantidad de contenido de líquido y sólido de un lodo es determinada con una retorta, según Práctica Recomendada en la norma API 13B-1 (American Petroleum Institute, 2009)

## 6.2 Retorta

Se utiliza una retorta de lodo con capacidad de calefacción para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en el lodo tipo.

Se coloca la muestra de lodo dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se vaporizan. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele ser graduado en porcentajes. El volumen de líquido, petróleo y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos son determinados restando del 100% o leyendo el espacio vacío.

La Figura 6.1 es una imagen de la retorta donada y utilizada para realizar la medición al lodo tipo:

Figura 6.1: Retorta donada



6.2.1 Procedimiento de medición de contenido de líquido y sólido utilizando el instrumento Retorta (Instituto Americano del Petróleo, 2001).

1. Se deja enfriar el lodo tipo a temperatura ambiente.
2. Se desmonta la retorta y se lubrica las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas. Se pesa el vaso sin muestra, y se toma el valor como “B”.
3. Se llena el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Se coloca la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto. Se limpia el fluido derramado sobre la tapa y las roscas. Se llena la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego se atornilla el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Se

mantiene el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje. Se pesa el vaso con la muestra y las virutas, y se toma este valor como “C”.

4. Se atornilla el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándose firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.

5. Se enchufa el cable de alimentación en el voltaje correcto y se mantiene la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de petróleo, agua y sólidos.

6. Se deja enfriar el destilado a temperatura ambiente.

7. Se lee el porcentaje de agua, petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada.

8. Al final de la prueba, se enfría completamente, limpiar y secar el montaje de retorta. Dejar enfriar la retorta y pesar de nuevo el montaje. Éste es el valor D.

9. Se hace circular un producto limpiador de tubos a través del orificio del condensador y del tubo de drenaje de la retorta para limpiar y mantener íntegro el calibre de los orificios.

## 6.2.2 Resultados de las mediciones

Se realizaron dos ensayos, utilizando en cada uno de ellos el procedimiento descrito en la sección 6.2.1, siguiendo las recomendaciones de Práctica Recomendada de API 13B-1 (American Petroleum Institute, 2009). Los resultados obtenidos son los expresados en la Tabla 6.1.



Tabla 6.1: Resultados de la medición de pesos

	Primer ensayo*	Segundo ensayo
B [gr]	353,50	353.88
C [gr]	375,30	374.54
D [gr]	354,06	354.57
Densidad relativa del lodo	1,030	
% contenido de sólido y líquido [%]	0,56	0,44

Cabe destacar, que en el primer ensayo no se lavó el equipo con tolueno. El contenido de sólido y líquido queda terminado con la siguiente expresión (Instituto Americano del Petróleo, 2001):

$$\% \text{ sólidos y líquido} = \left[ \frac{(C - B) - SG_{\text{lodo}} * (C - D)}{C - B} \right] * 100$$

Además, se obtuvieron los siguientes gráficos, para verificar el funcionamiento del equipo, podemos notar que a medida que transcurre el tiempo, el líquido recuperado aumenta y la temperatura también lo hace, confirmando así que el equipo se encuentra en condiciones operativas aceptables para el laboratorio.

Gráfico 6.1: Temperatura [°C] vs Tiempo [minutos]

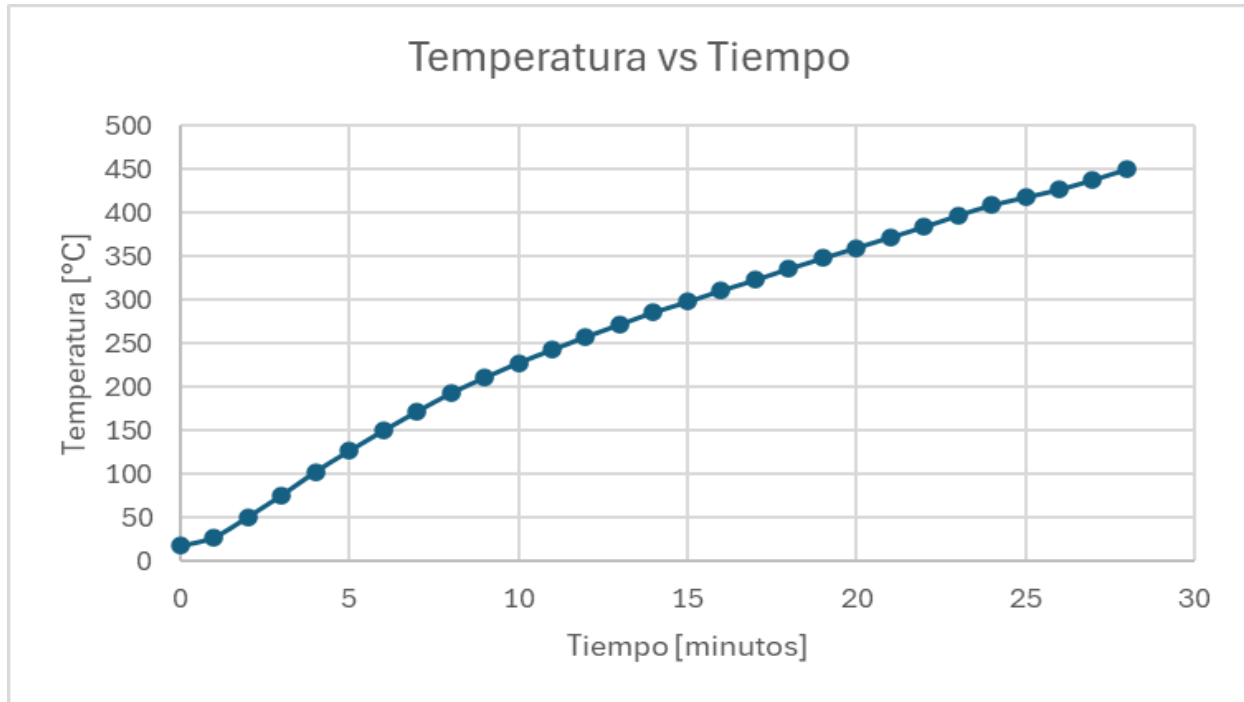
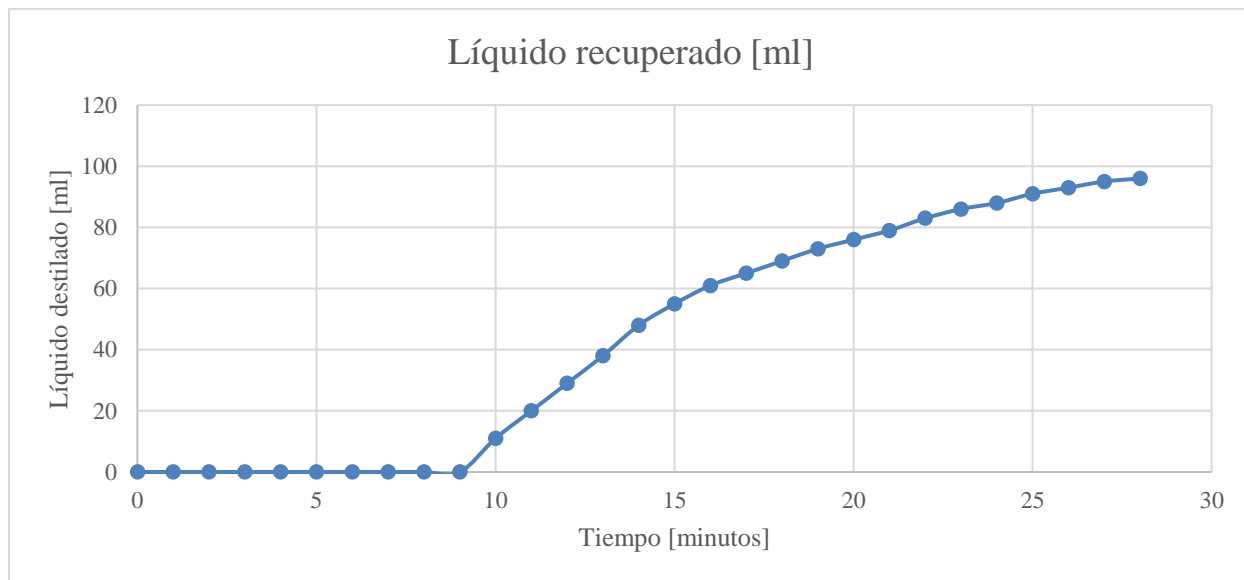


Gráfico 6.2: Líquido recuperado [ml] vs Tiempo[minutos]



Se concluye que, comparando los resultados obtenidos en cada ensayo realizado, (además la temperatura y líquido recuperado aumenta), por ende, se puede afirmar que el equipo denominado “Retorta” funciona correctamente.

## Capítulo 7: Conclusiones

Luego de calibrar, testear y realizar las repetidas mediciones con el lodo tipo elaborado, cuyas características son conocidas, se concluye que los siguientes equipamientos quedan en funcionamiento para que puedan ser utilizados por la Facultad de Ingeniería en el análisis de lodos y caracterización de los mismos, siempre y cuando se los utilice bajo el procedimiento descrito en las normas API 13B-1 (American Petroleum Institute, 2009) y API 13D (American Petroleum Institute, 2023), y las recomendaciones de sus respectivos manuales:

- Viscosímetro Marsh: mide la viscosidad mediante la observación del tiempo que tarda un volumen conocido de líquido a fluir de un cono a través de un tubo corto.
- Viscosímetro Fann: Se utiliza para determinar la viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzo de gel del lodo.
- Filtro prensa de Baja Presión y Baja Temperatura - Filtro prensa de Alta Presión y Alta Temperatura: mide la filtración o formación de paredes de un lodo.
- Retorta: mide la cantidad de contenido de líquidos y sólidos del lodo.

Además, queremos destacar que, en cada medición realizada con los distintos equipamientos anteriormente mencionados, nos permitió comprender más acerca de las propiedades del lodo de perforación y su medición, pudiendo unir y comprender los conceptos aprendidos a lo largo de nuestra carrera universitaria: poder tomar dimensión de los equipamientos, que muchas veces los vimos en manuales a través de fotografías tomadas. Sin duda, este trabajo nos enseñó que si bien podemos tener la teoría de los equipamientos y propiedades del lodo de perforación, queda mucho más claro cuando uno lo lleva a la práctica.

## Capítulo 8: Bibliografía

Instituto Americano del Petróleo (2001). *Manual de fluidos de perforación - Procedimientos estándar para las pruebas de fluidos de perforación*. Dallas, Texas.

American Petroleum Institute (2010). *Specification for Drilling-Fluid Materials ANSI/API SPECIFICATION 13A, EIGHTEENTH EDITION*. Washington, DC.

American Petroleum Institute (2009). *Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids, ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1, FOURTH EDITION*. Washington, DC.

American Petroleum Institute (2023). *RECOMMENDED PRACTICE for Rheology and Hydraulics of oil-well Drilling Fluids. ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13D, SEVENTH EDITION*. Washington, DC.

Fann Instrument Company (2016, Enero). **FANN Model 35 Viscometer, Instruction Manual**.  
[https://cdn.brandfolder.io/3RYPUX6K/at/q98uxo-cnyxi0-dx194r/Model\\_35\\_Viscometer.pdf](https://cdn.brandfolder.io/3RYPUX6K/at/q98uxo-cnyxi0-dx194r/Model_35_Viscometer.pdf)

OFI Testing Equipment, Inc (2024, Enero 25). *Filter Press with CO2, Instruction Manual*. Houston, Texas.

[https://www.ofite.com/media/com\\_eshop/attachments/attachment\\_65b28af6451af\\_140-30\\_instructions.pdf](https://www.ofite.com/media/com_eshop/attachments/attachment_65b28af6451af_140-30_instructions.pdf)

OFI Testing Equipment, Inc (2019, Junio, 14). *HHP Filter Press for Drilling Fluid Testing, Instruction Manual*. Houston, Texas.

[https://www.ofite.com/media/com\\_eshop/attachments/170-00\\_instructions.pdf](https://www.ofite.com/media/com_eshop/attachments/170-00_instructions.pdf)