



**Manual teórico practico del
Laboratorio de Fluidos de
Perforación**

Código:	MADO-##
Versión:	01
Página	1/113
Sección ISO	8.3
Fecha de emisión	20 de enero de 2017

Facultad de Ingeniería


Área/Departamento:
Departamento de Ingeniería Petrolera

La impresión de este documento es una copia no controlada

**Manual teórico- práctico para el
conocimiento, evaluación y selección de
fluidos de perforación empleados en la
construcción de pozos.**

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
Nº Brigada:	Grupo:	Profesor:

Elaborado por:	Revisado por:	Autorizado por:	Vigente desde:
Ing. Rubén Miranda Arias	Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez	Ing. Israel Castro Herrera	20 de enero de 2017

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	2/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Índice

Prólogo

Introducción

Objetivo

Antecedentes

Prácticas semestrales

Práctica 1. Identificación cualitativa de las fases que integran los fluidos de perforación base agua de naturaleza arcillosa y sus funciones.


1. Definición y funcionamiento de fluidos de control.
2. Importancia y trascendencia de un fluido de perforación y su aplicación.
3. Clasificación de fluidos de control.
4. Clasificación de los fluidos de perforación.
5. Partículas coloidales.
6. Tipos y propiedades del agua.
7. Bentonita.
8. Lodo Bentonítico.
9. Propiedades y funciones físicas básicas de un fluido de perforación.

Práctica 2. Uso de la Barita como material densificante en lodos de perforación y métodos para su evaluación y control.

1. Descripción del sulfato de bario, Barita.
2. Uso de la barita para el control de la presión hidrostática.
3. Densificantes alternos a la barita.

Práctica 3. Evaluación de la densidad de los materiales solidos empleados en lodos de perforación.

1. Fundamentos para la evaluación de la densidad.
2. Definición de la densidad de sólidos, líquidos y gases, y su importancia en cualquier industria.
3. Principio de Arquímedes, principio de Le´Chatelierre.
4. Matraz de Le´Chatelier: bases de su funcionamiento y uso.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	3/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Práctica 4. Aplicación y evaluación de la densidad en fluidos de perforación empleando la balanza de lodos.

1. Densidad.
2. Maquinas simples.
3. Balanza Hidrostática de Lodos.
4. Geo-presiones.

Práctica 5. Integración de materiales sólidos y líquidos en la elaboración de fluidos de perforación de acuerdo a la ecuación que rige el balance de materia.

1. Deducción de ecuaciones que rigen la integración la materia de sólidos y líquidos en base de la densidad de acuerdo al balance de materia.
2. Fundamentos para la evaluación de la densidad.
3. Problemas ocasionados a la densidad.
4. Métodos de modificación de la densidad del lodo de perforación base agua.

Práctica 6. Efecto de la alcalinidad en la resistencia a la fluidez en los fluidos de perforación de naturaleza arcillosa.


1. Potencial de hidrogeno e hidroxilo.
2. Superficie específica.
3. Capacidad de absorción.
4. Hidratación e Hinchamiento.
5. Medidores e indicadores de pH.
6. Beneficios de la alcalinidad en los lodos de perforación.

Práctica 7. Evaluación y control de la viscosidad cinemática en función del tiempo Marsh.

1. Ley de Newton para la viscosidad.
2. Viscosidad cinemática.
3. Embudo de Marsh.

Práctica 8. Evaluación y control del comportamiento reológico tixotrópico y su importancia en la limpieza de pozos, mediante el uso de un viscosímetro rotacional Fann 35.

1. Tixotropía
2. Reología
3. Modelos Reológicos
4. Viscosímetro Rotacional Fann 35

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	4/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

5. Viscosidades

Práctica 9. Cuantificación de pérdida de la fase líquida de los fluidos de perforación y sus consecuencias.

1. Principios petrofísicos
2. Presiones de formación e hidráulica
3. Daño a la formación por el fluido de perforación
4. Invasión del filtrado del lodo a la formación
5. Fracturamiento Hidráulico
6. Reductores de filtrado
7. Filtro Prensa

Práctica 10. Efectos de la arena y su cuantificación en el sistema circulatorio.


1. El origen de las arcillas
2. Dureza y textura de la bentonita
3. Sílice (SiO_2)
4. Abrasión
5. Elutriómetro

Práctica 11. Cuantificación de fases sólidas y líquidas que integran los fluidos de perforación.

1. Separación de mezclas
2. Método de separación de mezclas
3. Retorta

Práctica 12. Efectos y control de la salinidad en fluidos base acuosa en naturaleza arcillosa.

1. Salinidad.
2. Tipos de sales.
3. Concentración de sal en ppm.
4. Contaminación de los lodos de perforación con sales de formación.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	5/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Prólogo

Este documento contiene la descripción de las prácticas que se realizan durante el curso de Fluidos de Perforación, impartido en la carrera de Ingeniería Petrolera adscrita a la División de Ingeniería de Ciencias de la Tierra, perteneciente a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

La construcción de pozos se efectúa por etapas y se emplean diferentes fluidos de control, como los fluidos de perforación, cementación, terminación y reparación, según la etapa. Por otra parte, el fluido de perforación, al estar en contacto con la formación y bajo los esfuerzos a los que se somete durante su circulación, variará sus propiedades.


Se busca que, con este manual, el alumno esté preparado previamente al desarrollo de cada una de estas prácticas; y así pueda aprovechar al máximo su tiempo en el laboratorio.

Introducción

Con la finalidad de obtener energía, se construyen pozos para la extracción y producción de aceite, gas, agua o vapor estos deben ser perforados con un sistema mecánico rotatorio y con una circulación de fluidos de perforación por todo el agujero. Los fluidos de perforación son la sangre de las operaciones de perforación modernas, preservando el hoyo hasta que pueda ser protegido por la cementación de la tubería de revestimiento.

Imaginemos la perforación como si perforáramos con un taladro la pared de nuestra casa, el taladro es nuestro sistema mecánico rotatorio, la broca del taladro representa todo el conjunto de tuberías que con la punta llamémosla barrena, será la que a falle, rompa y tritura el medio que estamos perforando. Cuando perforamos una superficie, la operación genera residuos denominados recortes, estos se quedan dentro del agujero o salen de él por los canales que tiene la broca, los que permanecen en el agujero los extraemos fácil y rápidamente soplando; pero para pozos reales no podemos hacer lo mismo, por lo que necesitamos un medio que extraiga esos residuos o recortes, los fluidos de perforación son este medio.

La determinación y el control de la densidad de lodos, es esencial para el desempeño de algunas funciones básicas; como evitar el flujo de fluidos indeseables provenientes de la formación al pozo, controlando sus presiones sin fracturar la formación. También es

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	6/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

necesario el valor de esta propiedad para poder efectuar cálculos hidráulicos y la cuantificación de sólidos en el lodo.

Las propiedades reológicas y tixotrópicas, como la viscosidad plástica, viscosidad aparente y punto de cedencia; son valores muy significativos en el control de los fluidos base agua y aceite, debido a la concentración y viscosidad de líquidos, concentración de sólidos y la temperatura, al realizar su análisis con viscosímetros de flujo de Couette, se pueden realizar modelos del comportamiento del flujo de fluidos dentro del pozo.

Debe existir viscosidad en los fluidos, pero cuando esa es grande puede afectar directamente a la velocidad de perforación y algunas de las causas graves podrían ser:


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

Objetivo:

Adquirir los conocimientos teóricos-prácticos en materia de fluidos de perforación para que se lleven a cabo con éxito las operaciones en la construcción de pozos para la comunicación del yacimiento productores de aceite, gas, agua o vapor con la superficie. Además de la construcción de pozos inyectores para el mantenimiento de la presión de los yacimientos de presionados.

Antecedentes. Trascendencia de los hidrocarburos.

Debemos comenzar con una pregunta ¿Cuál es la importancia de la ingeniería petrolera?, podríamos dar un sin fin de respuestas, como la extracción de los hidrocarburos, generar ingresos a la economía mexicana, entre otras no muy diferentes; es muy difícil llegar a la respuesta más importante ya que todas son válidas y correctas. La generación de energía eléctrica y mecánica son los principales motores de la vida diaria, el objetivo principal de la industria petrolera es obtener energía, el cual tiene un alto porcentaje en la generación de energía a nivel mundial.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	7/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Antes de la mitad del siglo XIX, no se usaba los hidrocarburos como fuente de energía, los hogares no tenían agua potable, ni calefacción en las zonas de clima frio, se recurría a la quema de carbón o leña para calentarse, cocinar alimentos y alumbrarse por las noches, por lo que podemos concluir que era una vida muy primitiva, que destruyo miles de hectáreas de bosques y aniquilo o menguo a varias especies de animales como es el caso de la ballena, donde su grasa era para poder lubricar ciertas maquinarias.

Con el descubrimiento del petróleo como fuente de energía con alto rendimiento en la combustión, impulso la carrera industrial formo procesos y mecanismos, intrínsecamente necesarias y que sin esos procesos la sociedad no podría vivir ni coexistir. **Figura I.**

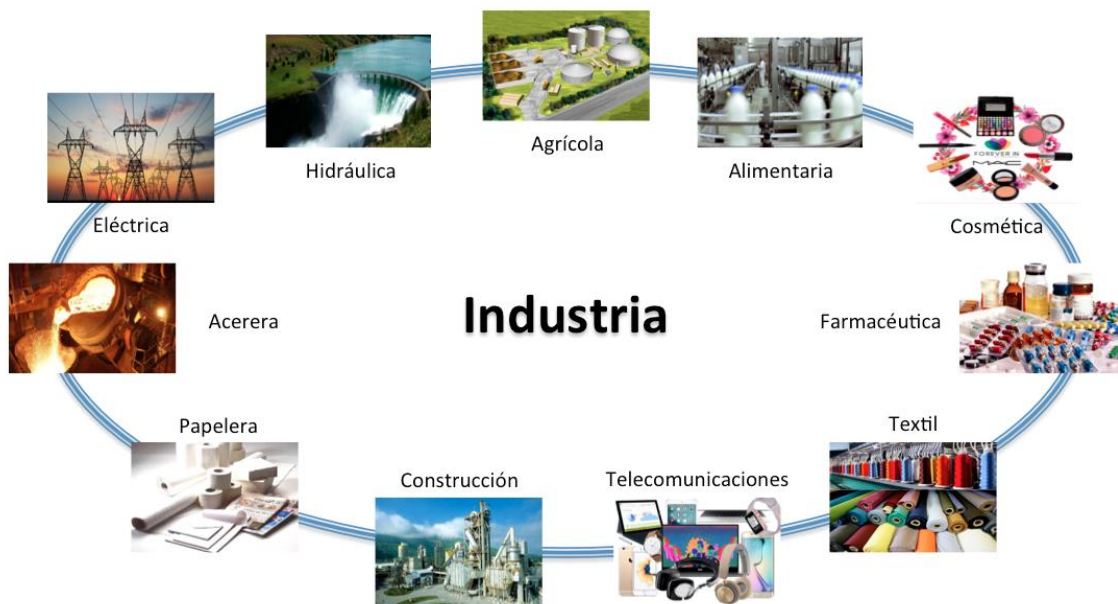



Figura I. Sectores Industriales que requieren Hidrocarburos.

Sin importar que en un futuro las energías renovables adquieran el papel de fuente de energía principal, pero aún dependeremos de los hidrocarburos como una fuente de materias primas, como es el caso de los medicamentos y de otros derivados. Con el fin de extraer este recurso vital como fuente de energía y de materias primas es necesario poder ubicar los yacimientos donde estos se encuentran entrapados.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	8/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Recordemos que en las clases de geología nos mostraron que un yacimiento debe cumplir con el sistema petrolero, roca generadora, roca sello, trampa, migración primaria y secundaria, y que la roca generadora fue sedimentada con materia orgánica y sepultada, sufriendo procesos geológicos que dieron origen a la generación de hidrocarburos.

Los métodos directos e indirectos que permiten la identificación de las formaciones, su naturaleza y problemática. **Figura II.**

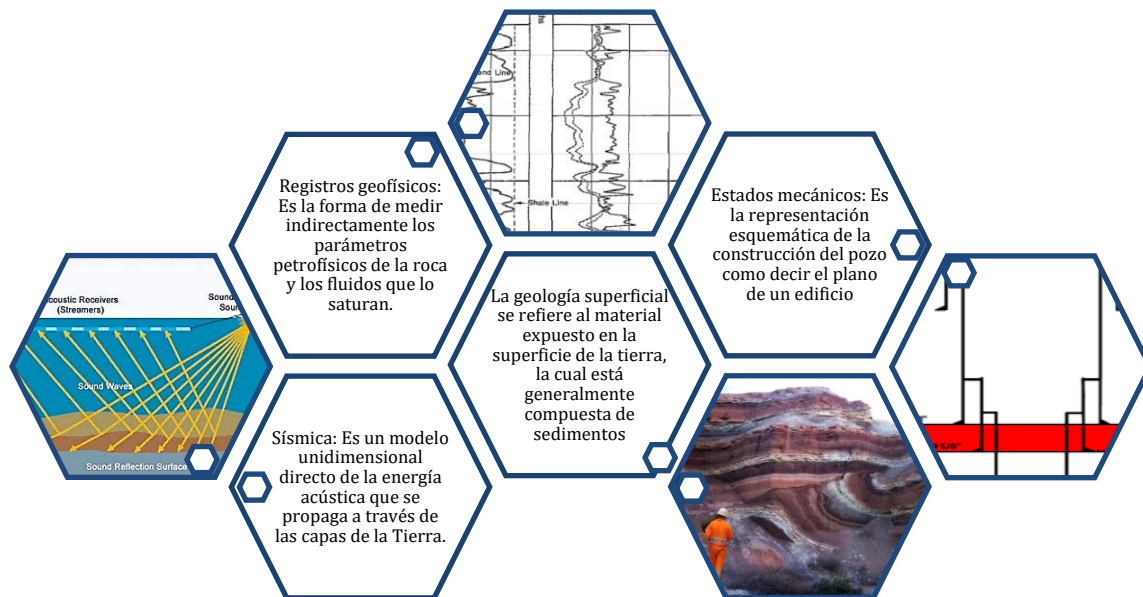



Figura II. Métodos de Identificación de Formaciones Productoras.

Sistemas de circulación.

De las presas de lodo es succionado por las bombas pasa por el interior de las tuberías de perforación y regresa por el espacio anular nuevamente a las presas previamente pasando por el sistema de separador de sólidos y descalcificadores. El sistema de circulación **Figura III.** está formado por una serie de equipos y accesorios que permiten el movimiento continuo del eje principal de la perforación como lo es el fluido de perforación.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	9/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

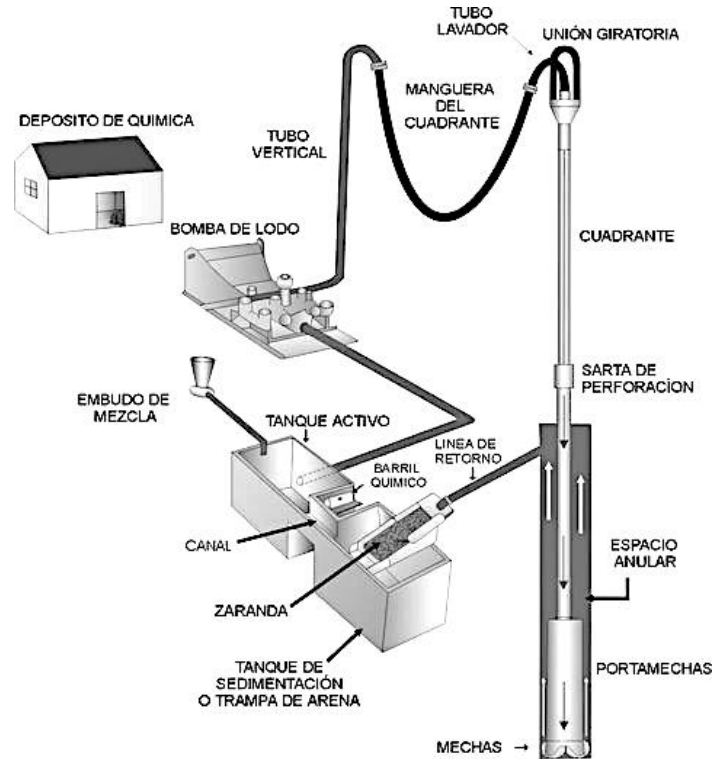



Figura III. El sistema de circulación.


- Presas de lodo (tanque se succión)
- Bombas de lodo
- Tubería vertical
- Manguera flexible
- Tubo lavador
- Junta giratoria (Kelli)
- Tubería de perforación
- Estabilizadores
- Barrena
- Toberas de la barrena
- Espacio anular
- Línea de retorno
- Desgasificador
- Cribas
- Desarenadores
- Desarcilladores
- Presas de lodo

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	10/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Identificación cualitativa de las fases que integran los fluidos de perforación base agua de naturaleza arcillosa y sus funciones.

N° de práctica: 1

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	11/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 1.1. Peligros y Riesgos.




	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.

- a) **Objetivos generales:** Identificar, conocer, analizar y determinar las funciones y propiedades de los componentes, de las fases que integran un fluido de perforación Bentonítico.
- b) **Objetivos específicos:** Conocer características del agua y de la Bentonita.

Recursos a emplear.

Tabla 1.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Dispensor (uno por mesa) 	Espátula 	Agua 

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	12/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

2	Balanza 	3 recipientes de cristal, 600 [ml] 	Bentonita sódica 
3	Probeta de 500 [ml] 	Probeta de 15 (ml) 	sosa al 10% sistema acuoso 


Fundamento Teórico.

Importancia y trascendencia de un fluido de perforación y su aplicación.

El diseño y mantenimiento de las características físicas, químicas y fisicoquímicas en los fluidos de control, son factores que influirán en la construcción éxitos y segura del pozo, debido a que el principal factor de riesgo para accidentes de arranques de pozo o algún tipo de obstrucción en el mismo es frecuentemente al mal diseño y/o mal mantenimiento de estos.

Clasificación de fluidos de control

Durante toda la vida útil de pozo veremos la utilización de los fluidos de control, donde los fluidos según el nombre que llevan será su utilidad, todos estos se mantendrán en estado líquido y se pretenderán recuperar, excepto el cemento, ya que este fraguara en un momento dado. **Figura 1.1.**

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	13/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Definición Pemex: Fluido de control: fluido circulatorio formado por aditivos químicos que le imparten las propiedades físicas y químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a intervenir.

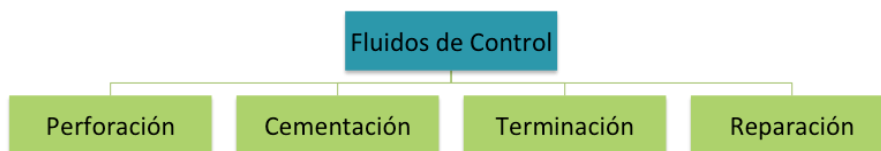


Figura 1.1. Clasificación de los Fluidos de Control.

Definición API: Un fluido de perforación se define como un fluido circulante usado en la perforación rotatoria para ejecutar todas las operaciones de perforación requeridas.

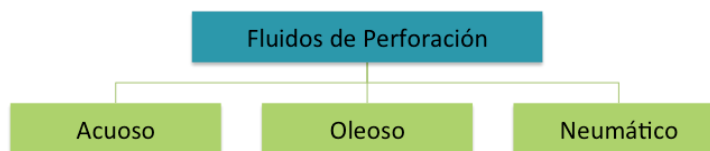


Figura 1.2. Clasificación de los Fluidos de Perforación.

Como antecedente histórico, los lodos de perforación se descubrieron a mediados del siglo XIX, en aquellas décadas, era usual encontrar las torres de **perforación por percusión**. **Figura 1.3.** La técnica de perforación consiste en realizar un movimiento de bajada-subida de una masa pesada que en su caída va fracturando o disgregando la roca, desprendiendo trozos del mismo o de varios tamaños, que después se extraen por medio de una válvula o cuchara de limpieza.

Durante el tiempo que se usó este método de perforación, notaron que cuando perforaban zonas pantanosas, o cercanas a cuerpos de agua se generaban lodos, estos, al realizar la perforación hacia un sistema de mezclado entre los terrígenos presentes y el agua que se introducía al pozo.

Permitiendo así una mejor extracción de los residuos del pozo.

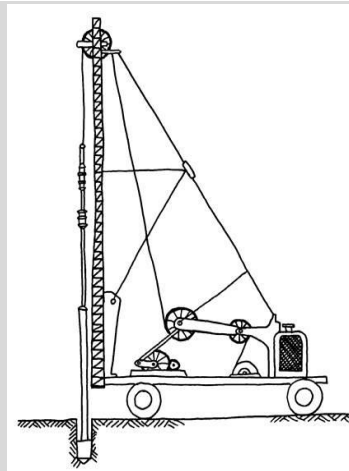



Figura 1.3. Perforación por Percusión.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	14/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

- a) **Base agua.** Los lodos de perforación, es el producto de la mezcla de la integración de la fase continua que es el agua y la fase dispersa que son arcillas conocidas como Bentonita y Barita, las cuales nos darán propiedades únicas para perforar con un sistema mecánico rotatorio.
- b) **Base aceite.** Es aceite emulsionado de forma directa o inversa en un lodo base agua. Son usados principalmente para evitar las contaminaciones de agua en las formaciones productoras. Son también inertes a las contaminaciones tales como de ácido sulfhídrico (H₂S), secciones de sal y anhídrita.
- c) **Base aire (neumáticos).** Estos lodos se elaboran inyectando aire a una mezcla gelatinosa generando una espuma. Son usados para perforar formaciones de baja presión, donde el equipo superficial y de profundidad impide el uso de lodos base agua o aceite, y en ocasiones en zonas de pérdida de circulación.

Partículas coloidales (teoría)

Los coloides, son cúmulos de partículas sólidas, líquidas o de gas, de una o varias sustancias que se dispersan y suspenden entre las partículas de la otra sustancia de forma homogénea. Como estos cúmulos pueden llegar a tener un tamaño del orden de las micras, se dice que la mezcla se da a *escala microscópica*.

- Las sustancias cuyas partículas se dispersan se llaman fase dispersa.
- La sustancia que dispersa las otras se llama fase continua.

Las partículas coloidales como ejemplo las podemos observar frente a las lámparas en cuartos oscuros, las partículas que vemos suspendidas son partículas coloidales en forma de la fase dispersa y el aire que las mantiene suspendidas es la fase continua. **Figura 1.4.**

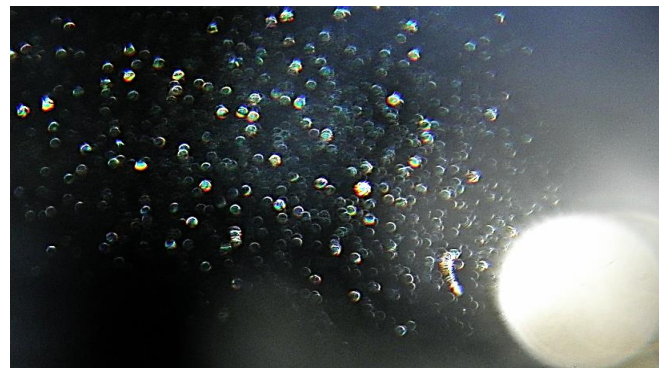



Figura 1.4. Partículas Coloidales, polvo en el aire.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	15/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Identificación cualitativa de las fases que integran los fluidos de perforación

Ya vimos las características de las partículas coloidales, las cuales cumplen con dos fases, la fase continua o agua, y la fase dispersa o arcillas.

a) Tipos de agua útiles para perforar

El agua es la biomolecular más abundante, y también la más importante. La vida como tal no se concibe en el planeta Tierra sin ella. El agua reúne una serie de características que la convierten en un disolvente único e insustituible en la biosfera. **Tabla 1.3.**

Tabla 1.3. Propiedades físicas y químicas del agua.


a) Incolora, inodora e insípida	g) La anómala variación de la densidad con la temperatura
b) Densidad	h) Su elevada constante dieléctrica
c) Contenido de sólidos	i) Su carácter dipolar
d) Contenido microbiano	j) Su calor específico y calor de vaporización elevados
e) Estados Termodinámicos	k) Su gran capacidad de formación de enlaces de hidrógeno
f) El amplio margen de temperaturas en que permanece en fase líquida (0-100° C)	

Debido a las necesidades de un gran consumo de agua para la fabricación de los fluidos de control, es tomado de la naturaleza, por su fácil obtención, sus bajos costos, sin privar las necesidades de las poblaciones cercanas. Estas son las opciones disponibles.

- Agua dulce
- Agua de mar
- Salmueras
- Agua in-situ

b) Arcillas: composición y funcionamiento en fluido de perforación

Bentonita: Un material compuesto por minerales de arcilla, principalmente montmorillonita con cantidades escasas de otros minerales del grupo de las esmectitas. La principal característica es que absorbe varias veces su peso en agua y tiene excelentes

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	16/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

propiedades coloidales, lo que la vuelve excelente recurso para la preparación de lodos de perforación. **Figura 1.5.**

Nótese que la Bentonita absorbe agua por las características propias de las arcillas, por tal motivo se observa que se forman grumos en contacto con el agua.



Figura 1.5. Interacción Agua Bentonita Sódica.

Lodo Bentonítico


Son lodos netamente integrados de agua, bentonita y una pequeña cantidad de sosas (NaOH), el cual genera las propiedades necesarias para perforar un pozo.

Funciones y propiedades

De acuerdo al comportamiento del lodo, cubriendo las necesidades del control y limpieza del pozo, los fluidos de perforación deben de cumplir con cuatro propiedades indispensables en el sistema de circulación. **Tabla 1.4.**

Tabla 1.4. Propiedades y funciones físicas básicas de un fluido de perforación.

Propiedades	Funciones	Arcilla
Densidad	Control de presiones	Barita
Viscosidad	Acarreo de recortes	Bentonita
Gelatinosidad	Suspensión de recortes	Bentonita
Impermeabilidad	Control de filtrado	Bentonita

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	17/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Desarrollo de actividades.

Actividad 1


- I. Se prepararán 3 lodos bentoníticos, a diferentes concentraciones de bentonita, estas concentraciones están en función de un porcentaje a la masa de agua que empleara.
- II. Pasos para preparar un lodo de perforación, estrictamente riguroso en ese orden.
 1. Recipiente cilíndrico: tener el recipiente chico a la mano con su respectiva tapa.
 2. Fase continua (agua): agregar 500 [ml] al recipiente.
 3. Sistema de agitación o dispersión: en este caso usaremos la espátula.
 4. Se pesará la cantidad de Bentonita al porcentaje indicado respecto a la masa del agua, poniendo una hoja de papel sobre el platillo de la balanza.
 5. Integrar el sistema mientras se sigue dispersando.
- III. Repetir el punto anterior para cada frasco, recordando que cada frasco tendrá diferente proporción de bentonita.
- IV. Se realizará una comparación de las propiedades viscosas de los lodos preparados por cada equipo de forma cualitativa. **Tabla 1.5.**

Tabla 1.5. Tabla comparativa de lodos de 500 [ml].

Equipo	Frasco 1			Frasco 2			Frasco 3		
	Frasco (g)	Agua (ml)	Bento (g)	Frasco (g)	Agua (ml)	Bento (g)	Frasco (g)	Agua (ml)	Bento (g)
1									
2									
3									
4									
5									

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	18/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Conclusiones.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	19/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Uso de la Barita como material densificante en lodos de perforación y métodos para su evaluación y control.

N° de práctica: 2

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	20/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 2.1. Peligros y Riesgos.




	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.



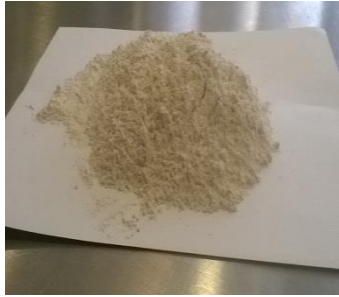
- a) **Objetivos generales:** Determinar, conocer la importancia y trascendencia de la densidad de los fluidos de perforación usando la barita.
- b) **Objetivos específicos:** Emplear la Barita como material densificante.

Recursos a emplear.

Tabla 2.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Dispensador (uno por mesa) 	Espátula 	Agua 


	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	21/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

2	Balanza 	3 recipientes de practica anterior 	Barita 
3		Espátula 	

Fundamento Teórico.

Descripción del sulfato de bario, Barita.

Es conocida también como espato pesado, siendo unas de sus principales características el ser un material inerte, no tóxico y que tiene una densidad de hasta 4.5 gr/cc, siendo ésta última característica de donde proviene su nombre que es de la palabra griega baros que significa pesado. **No es una arcilla** solamente se le denomina así por el tamaño de grano que tiene cuando se le emplea. **Figura 2.1. sesión demostrativa para el efecto de la barita opera su función densificante en medios acuosos**

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	22/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Nótese que la Barita no absorbe agua, porque es sulfato de bario, por tal motivo se observa que se lava de la mano.

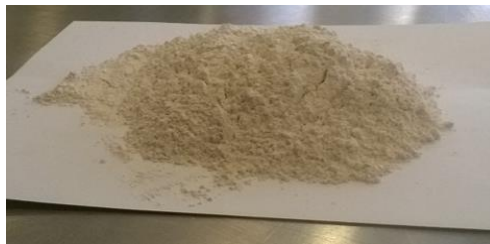


Figura 2.1. Interacción Agua Barita.

Uso de la barita para el control de la presión hidrostática.

Como ya se ha hablado en temas anteriores, durante la perforación de pozos, en cualquier área de la industria requiere el uso de fluidos de perforación. Desde la perspectiva de la física, el estudio científico de las propiedades de los fluidos se denomina mecánica de fluidos, una de las ramas se llama hidrostática, que estudia los fluidos en estado de reposo. Asimismo, los lodos de perforación se encuentran en algún momento de la perforación en un estado estático o en velocidades relativamente bajas, lo que nos permite estudiar la presión hidrostática que genera este fluido en función de la densidad del mismo y la profundidad del pozo. **Figura 2.2.**

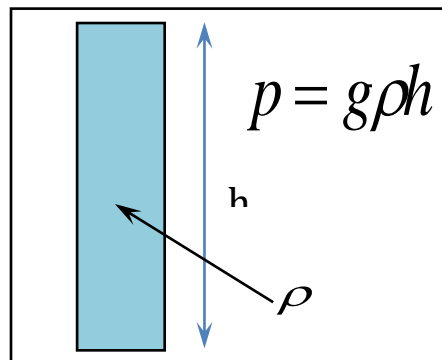



Figura 2.2. Representación de una columna hidrostática y su fórmula.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	23/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Densificantes alternos a la barita.


Además de la barita hay materiales que cuando son dispersos y suspendidos en un fluido de perforación que incrementan la densidad del fluido. Estos se utilizan para controlar la presión de formaciones y para controlar el derrumbe en áreas que han sido tectónicamente activas. Cualquier sustancia que posee una densidad más alta que el agua y se puede agregar a un sistema, sin afectar de una forma adversa sus propiedades, puede ser utilizado como un densificante.

El costo es una consideración importante, pero se deben tener en cuenta las limitaciones prácticas que cada material presenta. La solubilidad de las sales va a limitar su uso. Materiales finamente granulados indicados en la tabla 1 han sido utilizados en la industria con éxito. La gravedad específica de cada material es de gran importancia.

El volumen fraccional ocupado por los sólidos agregados para el incremento de la densidad es un factor limitativo en su uso. Un material densificante de una gravedad específica de 4.2 que se utilizó para densificar un sistema a 19.0 (lb/gal) va a representar un volumen de sólidos de 40%, comparado al 30% si la gravedad específica del producto es de 5.2. Además de la inactividad química y de la gravedad específica del material hay otros factores afectando el uso de cada producto. El mismo tiene que ser abundante, fácilmente molible, poseer una buena distribución de tamaño de partículas, y no debe ser tóxico o peligrosos de manejar.

Tabla 2.3. Materiales densificantes

Material	Formula química	Gravedad específica		Dureza Moh	
Galena	SPb	7.4	7.7	2.5	2.7
Hematita	Fe ₂ O ₃	4.9	5.3	5.5	6.5
Magnetita	Fe ₃ O ₄	5.0	5.2	5.5	6.5
Illmenita	FeOTiO ₂	4.5	5.1	5.0	6.0
Baritina	SO ₄ Ba	4.2	4.5	2.5	3.5
Siderita	CO ₃ Fe	3.7	3.9	3.5	4.0
Celestina	SO ₄ Sr	3.7	3.9	3.0	3.5
Dolomita	CO ₃ CaCO ₃ Mg	2.8	2.9	3.5	4.0
Calcita	CO ₃ Ca	2.6	2.8	3.0	


	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	24/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Desarrollo de actividades.


- I. Se trabajará con las muestras elaboradas en la práctica anterior.
- II. Se añadirá una cantidad indistinta de masa de barita a cada lodo.
 1. Se mide la masa de barita
 2. Se pone en dispersión el frasco con el sistema mecánico
 3. Se agrega la barita de masa conocida
- III. Conociendo la masa del sistema anterior, se determinará la masa del sistema densificado.

Tabla 2.4. Densidad de solidos pulverizados.

Equipo	Nombre Arcilla	Volumen de Aforo (ml)	Masa de Matraz aforado (g)	Masa de matraz lleno (g)	Volumen desplazado (ml)	Masa de la arcilla (g)	Densidad de arcilla (g/cc)
1							
2							
3							
4							
5							

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	25/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Conclusiones.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	26/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Evaluación de la densidad de los materiales solidos empleados en lodos de perforación.

N° de práctica: 3

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	27/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 3.1. Peligros y Riesgos.

Peligro	Riesgo asociado
1 Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2 Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.




- c) **Objetivos generales:** Determinar, conocer la importancia y trascendencia de la densidad de materiales y su trascendencia en las operaciones de perforación.
- d) **Objetivos específicos:** Determinar la Densidad de la Barita y de la Bentonita.

Recursos a emplear.

Tabla 3.2. Equipos y materiales.

Equipos	Herramientas	Materiales
1 Balanza 	Espátula 	Diésel 

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	28/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


2		Matraz de Le'Chatelier 	Bentonita sódica 
3			Barita 

Fundamento Teórico.

Fundamentos para la evaluación de la densidad

Las necesidades humanas, enfocada a cualquier área industrial, tiene la más grande necesidad de determinar de la densidad de los materiales, productos, materias primas, alimentos que maneja o productos terminados. Esto es para su manejo, control, transporte y almacenamiento de cualquiera de estos.

De igual forma podemos hablar de líquidos, como: bebidas, combustibles, agua derivada de cualquier proceso industrial, o para beneficio humano, aceites, alcoholes, etc. Necesitan ser bombeados por tuberías, almacenados en tanques, trasportados en auto camiones tanque, etc. Por tal motivo es necesario manejar la densidad real, que cuando entra en movimiento se convierte en densidad equivalente de bombeo; con esto se tendrán que

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	29/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

diseñar la eficiencia de las bombas, calibre y diámetro de tuberías; ubicación, espesor y capacidad de los tanques al igual que su geometría.


Para los sólidos pulverizados es semejante para su almacenamiento al de los líquidos, estos se transportan en cajas de camiones o en sacos de un peso ideal a la venta y su diseño dependerá de la densidad del material que se está manejando. Estos pueden ser: cementos, barita, bentonita, materiales de construcción, materias primas plásticas, granos (arroz, trigo, maíz, frijol, etc.), etc.

Para los gases dependerá de las condiciones de presión y temperatura que se maneja, hay algunos que son licuados a bajas temperaturas y altas presiones convirtiéndolos en líquidos, esto para su mejor manejo, esto lo abordaran mejor en las materias de yacimientos de gas y conducción y manejo de los hidrocarburos.

Definición de la densidad de sólidos, líquidos y gases, y su importancia en cualquier industria.

- a) Densidad de gases, este por la expansión y compresión de los gases, debe medirse en un tanque cerrado a ciertas condiciones de presión y temperatura dadas y conociendo la composición del gas utilizado, de tal manera que, y mediante la utilización de la ecuación de gases ideales se puede calcular su densidad; y dado que las condiciones no ideales del gas se pueden usar la ecuación de gases reales.
- b) Densidad de líquidos, estos son muy fáciles de medir debido a que su volumen depende del recipiente que lo contiene, y de ahí se puede medir su masa con algún tipo de balanza o báscula, de tal manera que podemos obtener fácilmente su densidad.
- c) Densidad de sólidos, estos, para medir esta propiedad intensiva, dependerá de la geometría del sólido, su porosidad y permeabilidad, hablando de cualquier objeto sólido. Si el material a medir es de geometría regular, se puede obtener un volumen aproximado y solo restaría medir su masa.

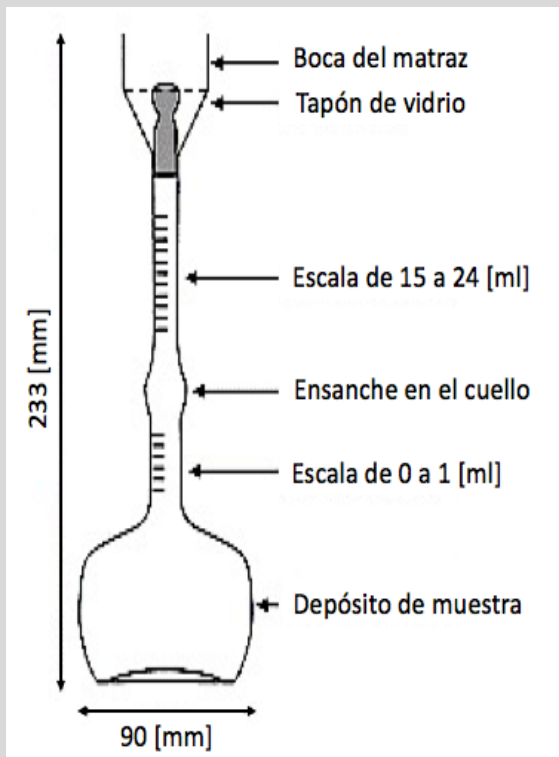
El reto es medir la densidad de cuerpos irregulares, para poder medir el volumen específico este tipo de sólidos se utiliza el **principio de Arquímedes**, establece que *todo cuerpo total o parcialmente sumergido en un fluido experimenta una fuerza ascendente o empuje igual*

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	30/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

al peso de fluido desplazado, de tal forma que los instrumentos de medición de la densidad se basan en este principio, como:

- El densímetro: mide la densidad de un líquido, al introducir el dispositivo en el fluido.
- El picnómetro: mide la densidad de sólidos, a través del desplazamiento del agua.
- La balanza hidrostática, que permite calcular densidades de lodos, a volumen constante.

Matraz de Le´Chatelier: bases de su funcionamiento y uso.




La determinación del peso específico relativo consiste en establecer la relación entre una masa (gr) y el volumen (ml) de líquido que ésta masa desplaza en el matraz de Le´Chatelier.

Figura 3.1.

El matraz es un recipiente de cristal cuya forma y dimensiones aparecen definidas en la figura. Este recipiente está lleno de diésel, de tal suerte que el nivel este comprendido entre las divisiones 0 y 1 que se hallan en la parte inferior del cuello.

Figura 3.1. Matraz de Le´Chatelier.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	31/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

La siguiente ecuación representa la densidad de los sólidos medidos en el Matraz de Le´Chatelier.

$$\rho_{solidos} = \frac{m_f - m_i}{v_f - v_i} \left[\frac{g}{cc} \right]$$

Donde:

- $\rho_{solidos}$: densidad de sólidos pulverizados
- v_i : volumen de aforo entre cero y un mililitro
- m_i : masa del matraz aforado con el diésel
- v_f : volumen desplazado por la arcilla
- m_f : masa inicial más la masa de la arcilla

Desarrollo de actividades.

- I. Llenar el matraz con diésel hasta un punto comprendido entre las marcas 0 ml y 1 ml. Secar la parte del matraz manchado con este. Tome este punto en cuenta porque el nivel de aforo será restado del volumen total que medirá al final de la prueba.
- II. Con el uso de la balanza pesar el matraz con el aforo de diésel y la tapa del matraz.
- III. De la arcilla asignada por el profesor, sea barita o bentonita, la introducirá dentro del matraz con ayuda de un embudo de papel, esta tiene que llegar hasta la siguiente escala después de la burbuja.
- IV. Cuando esté agregando la arcilla, es necesario que lo agregue en pocas cantidades, debido a que el matraz es susceptible a taparse. La burbuja es para purgar, solo tendrá que sujetarlo firmemente y ligeramente golpear su base con un colchón de trapos para que el diésel lave el matraz de la arcilla y este decante.
- V. Si se tapa excesivamente es necesario utilizar una varilla de vidrio para destaparla.
- VI. Cuando sea visible la medición, tapara el matraz con su respectivo tapón.
- VII. Pese el matraz aforado con la masa de la arcilla y la tapa.
- VIII. Por último, haga la diferencia de las masas obtenidas, hasta que el diésel se encuentre totalmente traslucido medir el volumen obtenido considerando el menisco y el aforo que hizo en el punto uno.
- IX. Matemáticamente calcule la densidad. **Tabla 3.3**



	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	32/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Tabla 3.3. Densidad de solidos pulverizados.

Equipo	Nombre Arcilla	Volumen de Aforo (ml)	Masa de Matraz aforado (g)	Masa de matraz lleno (g)	Volumen desplazado (ml)	Masa de la arcilla (g)	Densidad de arcilla (g/cc)
1							
2							
3							
4							
5							


Conclusiones.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	33/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Aplicación y evaluación de la densidad en fluidos de perforación empleando la balanza de lodos.

N° de práctica: 4

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	34/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 4.1. Peligros y Riesgos.

	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.

- a) **Objetivos generales:** Conocer y determinar la importancia y trascendencia de la densidad de los fluidos de perforación mediante el uso de la balanza.
- b) **Objetivos específicos:** Calcular la densidad de los lodos de la práctica anterior.

Recursos a emplear.

Tabla 4.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Balanza de lodos 	Espátula 	Balines 


	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	35/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

2	Dispensor 	Lodo Bentonítico 
3		Lodo Densificado 

Fundamento Teórico.

Densidad: Es la masa de un material en relación al volumen que ocupa. Conocer la densidad del fluido es probablemente una de las propiedades más importantes, ya que gracias a su correcto manejo se logra el manejo, el control de un pozo y manteniendo la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de formación.

El volumen de fluido o lodo densificado pesa más que el mismo volumen de agua, ya que el fluido densificado contiene otras partículas que lo hacen más pesado, como la barita. Algunas partículas se añaden precisamente para hacerlo más denso y por esto se llaman: material densificante.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	36/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Por otra parte, el avance tecnológico en la construcción de estructuras civiles (edificios y puentes y la necesidad de que estos sean ligeros y resistentes), han aportado nuevos materiales posiblemente útiles en la fabricación de lodos, que, en lugar de subir la densidad, la bajan, pesando menos que el mismo volumen de agua.

Máquinas simples: son máquinas que poseen un solo punto de apoyo, las maquinas simples varían según la ubicación de su punto de apoyo. El objetivo de ella es transmitir e incrementar el efecto de una fuerza al mover un objeto y así disminuir el esfuerzo con que se realiza. En una máquina simple se cumple la ley de la conservación de la energía: “la energía ni se crea ni se destruye; solamente se transforma”. **Figura 4.1**

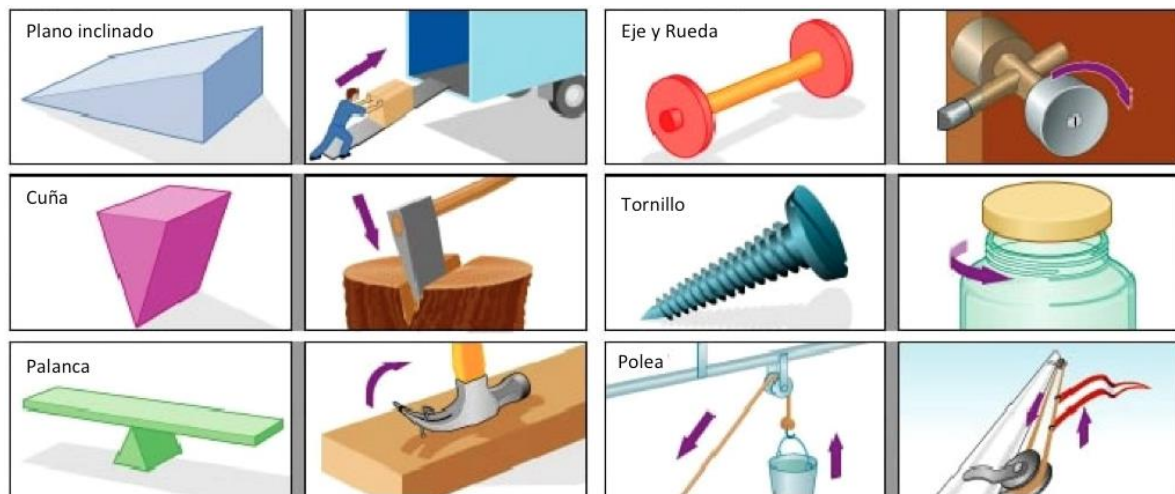


Figura 4.1. Clasificación de máquinas simples.

Dentro de estas máquinas se pueden utilizar unos principios para desarrollar equipos de medición, estos como la masa, que con una suerte de palanca en forma de balancín podemos comparar la masa de un objeto a medir y una masa ya conocida.

Equipos de medición de densidad de un fluido de perforación. Balanza de Lodos
Figura 4.2.


	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	37/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			



Figura 4.2. Balanza Hidrostática de Lodos.

Consta de una base de soporte en la cual descansa un brazo graduado con una copa y su tapa con orificio de purga, un punto de apoyo en filo de cuchilla, nivel, un pilón corredizo y un contrapeso.


El brazo graduado tiene cuatro escalas:

- En una cara
 - Libras por galón (lb/gal) en escala de 6 a 24 y se utiliza únicamente para determinar la densidad en sistema inglés.
 - Libras por pulgada cuadrada por mil pies (lb/pg/1000pie) y se utiliza para calcular el gradiente de presión del fluido.
- Cara opuesta
 - Libras por pie cubico (lb/pie³) que también es medida de densidad en el sistema inglés.
 - Gramos por centímetro cubico (g/cm³) con rango de 0.72 a 2.88 y se utiliza únicamente para determinar la densidad en el sistema métrico decimal.

Geo-presiones

Presión Hidrostática. Es la presión ejercida por una columna de fluido sobre las paredes y el fondo del elemento que la contiene. La Presión Hidrostática generada por una columna de lodo, está en función de la densidad promedio del lodo y la profundidad vertical de la columna en un punto determinado.

El gradiente de presión también llamado gradiente del fluido es la presión hidrostática ejercida por unidad de longitud vertical de un fluido de un peso determinado, es el incremento de presión por unidad de profundidad.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	38/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

La presión de poro o presión de formación. Está definida como la presión que actúa en los fluidos contenidos en los poros de la roca. Se clasifica **Figura 3.3**.

- Presión normal de formación
- Presión anormal de formación.

Presión normal de formación: Cuando la presión de poro de la formación es aproximadamente igual a la presión hidrostática teórica para una determinada profundidad vertical. **El gradiente de presión normal** **Figura 3.3**. se encuentra generalmente entre 0.433 Psi/ft – 0.465psi/ft. La magnitud del gradiente de presión normal varía de acuerdo a la concentración de sales disueltas, tipo de fluido, gas y temperatura. **Tabla 4.3**.

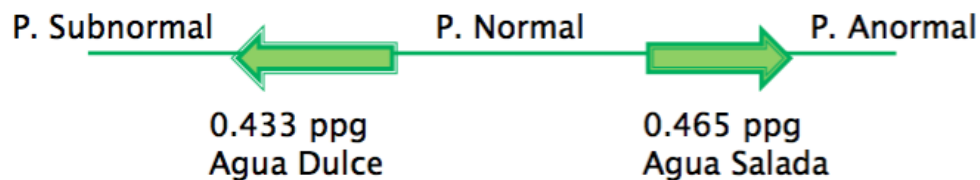



Figura 4.3. Presiones diferentes a la normal.

Tabla 4.3. Gradientes promedio de presiones de poro de formación normal.

Agua de Formación	ρ (lb/gal)	ρ (g/cc)	ΔP (psi/ft)	ΔP (kgf/m)	Área de ejemplo
Agua dulce	8.3	0.9969	0.432	0.100	Montañas rocallosas y continente medio
Agua salobre	8.4	1.0089	0.437	0.101	La mayoría de las cuencas sedimentarias en el mundo
Agua salina	8.5	1.0209	0.442	0.102	La mayoría de las cuencas sedimentarias en el mundo
Agua salina normal	8.7	1.0449	0.452	0.104	Mar del Norte, mar del sur de China.
Agua+ salina	8.9	1.0689	0.463	0.107	Golfo de México, USA
Agua salina	9.2	1.1050	0.478	0.110	Algunas áreas del golfo de México

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	39/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Para calcular del gradiente de presión del fluido en (ppg), multiplique la densidad del fluido en libras por galón (lb/gal) por 0.052 que es un factor de conversión.

La presión anormal de formación es mayor que la presión normal (>0.465 ppg), también es conocida como sobre-presionada y algunas veces Geo-presurizada. Las presiones de formación anormalmente altas son causadas por:


- La sub-compactación de lutitas
- Diagénesis de arcilla
- Actividad tectónica como fallas, domos salinos, etc.
- Diversas características estructurales en roca impermeable sobre un yacimiento de gas

La presión subnormal, es cualquier presión de formación menor que la presión hidrostática del fluido de poro correspondiente. Entre las causas de las presiones de formación subnormales se encuentran:

- Los yacimientos despresurizados
- Reducción en la temperatura en un sistema de fluidos aislado
- Actividad tectónica entre otros.

Presión de Fractura de la formación es la cantidad de presión necesaria para romper permanentemente la estructura de rocosa de una formación.

Las herramientas de porosidad derivada de la densidad. Una fuente radioactiva emite rayos gamma en la formación, donde éstos interactúan con los minerales y los fluidos; algunos rayos gamma vuelven a los detectores donde son contados y se miden sus niveles de energía. En la **Figura 4.4.** se muestra un ejemplo de registro en el cual se puede interpretar una ventana operativa, es el área definida por las curvas de presión de poro y gradiente de fractura.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	40/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

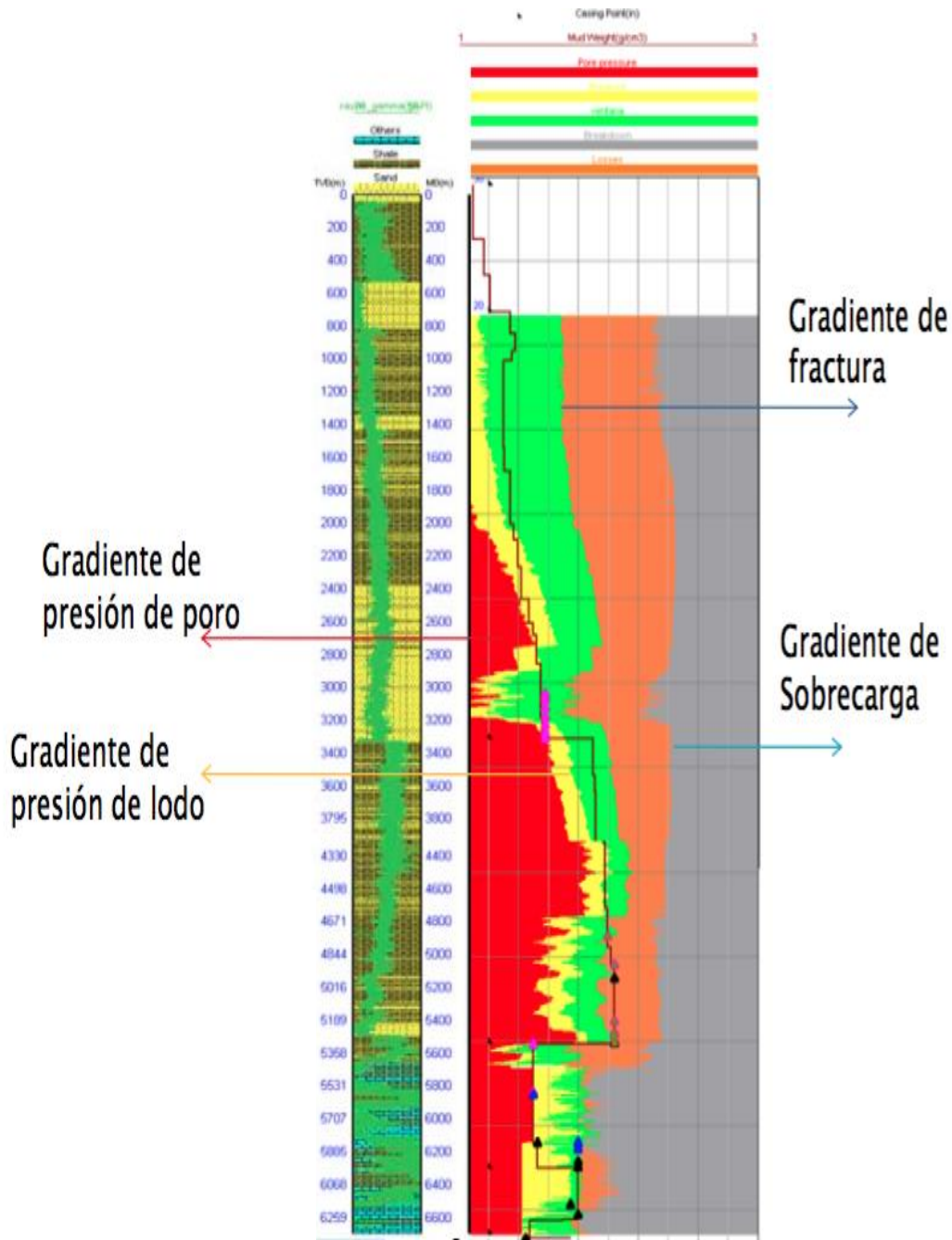



Figura 4.4. Ejemplo de un registro de Rayos Gama.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	41/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Desarrollo de actividades.

Actividad 1: Calibración de la balanza

- I. Llene la copa con agua dulce
- II. Coloque la tapa, cuidando se elimine el aire por el orificio de purga.
- III. Seque la copa
- IV. Deslice el pilón corredizo a 1.00 (g/cm³) colocando en el apoyo de cuchilla de la balanza en el soporte de apoyo.
- V. Si el pilón y la copa no se equilibran preferentemente en posición de nivel, quite el tornillo que se encuentra en el contrapeso del brazo graduado, agregue o retire balines en la cámara de calibración.

Actividad 2: Procedimiento para medir la densidad

Una vez que la balanza ha sido calibrada correctamente:

- I. Llene la copa de la balanza con el fluido de perforación densificado.
- II. Coloque la tapa y asíéntela firmemente con lentitud, girándola y asegurándose que el excedente del fluido salga por el orificio de purga.
- III. Tape el orificio con un dedo, lave y seque el exterior de la copa y también el brazo graduado si este se manchó de lodo.
- IV. Colocando en el apoyo de cuchilla de la balanza en el soporte de apoyo y mueva el pilón corredizo a lo largo del brazo.
- V. Repita del paso uno al cuatro, pero ahora con el lodo Bentonítico.



	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	42/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Tabla 4.4. Densidad del lodo de 500 [ml].


Equipo	Volumen de agua (ml)	Masa de agua (g)	Masa Bentonita (g)	Masa Barita (g)	Densidad, fluido densificada (g/cc)	Gradiente de presión (psi/1000ft)
1						
2						
3						
4						
5						

Tabla 4.5. Densidad del lodo Bentonítico.

Equipo	% Bentonita	Volumen de agua (ml)	Masa de agua (g)	Masa Bentonita (g)	Densidad, fluido Bentónico (g/cc)	Gradiente de presión (psi/1000ft)
6						
7						
8						
8						
10						

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	43/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Conclusiones.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	44/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

**Integración de materiales sólidos y líquidos en la
elaboración de fluidos de perforación de acuerdo a la
ecuación que rige el balance de materia.**

N° de práctica: 5

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	45/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 5.1. Peligros y Riesgos.

Peligro	Riesgo asociado
1 Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2 Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.




- a) **Objetivos generales:** Determinar, conocer, analizar y determinar la importancia y trascendencia de una ecuación de balance de materia para el diseño y elaboración de un lodo de perforación.
- b) **Objetivos específicos:** Preparar un lodo de perforación diseñando sus propiedades.

Recursos a emplear.

Tabla 5.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Balanza 	Espátula 	Agua 
2	Dispensador 	Recipiente de plástico, 3 [L] 	Bentonita 

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	46/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

3	Balanza de lodos	Probeta de 1000 (ml)	Barita
			

Fundamento Teórico.

Se le llama materia a todo aquello que ocupa un lugar en el espacio. En la mayoría de los casos, la materia se puede percibir o medir mediante distintos métodos.

Antoine Lavoisier propone que **“la materia no se crea ni se destruye, sólo se transforma”**. La ecuación general empleada como punto de partida, se basa en el concepto de densidad relacionado con pesos y volúmenes de materiales sólidos y líquidos a emplearse.

$$\rho_l = \frac{M_l}{V_l} = \frac{M_w + M_{Bnt} + M_{Bar}}{V_w + V_{Bnt} + V_{Bar}}$$

Donde:

ρ es la densidad

M es la masa

V es el volumen

Los siguientes subíndices representan


l: se refiere al lodo

Bnt: se refiere a la Bentonita

Bar: se refiere a la Barita

w: se refiere al agua

Debido al diseño de lodo se determinará la densidad que se requiera, el volumen que se necesite y el rango de viscosidad que se desee manejar. Por lo tanto, conoceremos la densidad, el volumen de agua V_w dependerá mucho del volumen total de lodo, la masa del agua M_w la conocemos por su densidad.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	47/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Respecto a la bentonita, esta se maneja en porcentajes a la masa M_w , 6%, 8% y 10%, esto quiere decir que si usamos 1 litro de agua, que son 1000 gramos, el 8% de los 1000 gramos 80 gramos de bentonita M_{Bnt} , conociendo la densidad de la bentonita que es de 2.15 [g/cc] podemos determinar el volumen de la bentonita V_{Bnt} . Para el caso de la barita la masa M_{Bar} y el volumen V_{Bar} son nuestras incógnitas, requerimos una ecuación más para resolver la ecuación de la densidad de lodo. Sabemos que:

$$\frac{M_{Bar}}{V_{Bar}} = \rho_{Bar} = 3.6 \left[\frac{g}{cc} \right]$$

Despejaremos el volumen, debido a que ese es difícil de medir, quedara:

$$V_{Bar} = \frac{M_{Bar}}{\rho_{Bar}}$$

$$\rho_l = \frac{M_w + M_{Bnt} + M_{Bar}}{V_w + V_{Bnt} + \frac{M_{Bar}}{\rho_{Bar}}}$$

Despejando la masa de la Barita se tiene:


$$\rho_l \left(V_w + V_{Bnt} + \frac{M_{Bar}}{\rho_{Bar}} \right) = M_w + M_{Bnt} + M_{Bar}$$

$$\rho_l \left(V_w + V_{Bnt} + \frac{M_{Bar}}{\rho_{Bar}} \right) - M_{Bar} = M_w + M_{Bnt}$$

$$\rho_l \left(\frac{M_{Bar}}{\rho_{Bar}} \right) - M_{Bar} = M_w + M_{Bnt} - \rho_l (V_w + V_{Bnt})$$

$$M_{Bar} \left[\frac{\rho_l}{\rho_{Bar}} - 1 \right] = M_w + M_{Bnt} - \rho_l (V_w + V_{Bnt})$$

$$M_{Bar} = \frac{M_w + M_{Bnt} - \rho_l (V_w + V_{Bnt})}{\left[\frac{\rho_l}{\rho_{Bar}} - 1 \right]}$$

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	48/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Hay más de una forma de resolver esta ecuación con 2 incógnitas, que son muy similares, con esta podremos determinar la masa, y con la densidad que tenemos calcularemos el volumen.

Aumento del peso de lodo

El aumento del peso del lodo es un procedimiento bastante sencillo, consiste en añadir materiales densificantes, como lo son las arcillas y la barita, de tal forma que mantenga el peso del lodo constante en la presa de succión durante la circulación, la continua y minuciosa medición de la densidad en la presa nos indicará la velocidad en que se agrega el material densificante.

Régimen del incremento de la densidad de lodo, por barita o por bentonita.

a) Unidades Inglesas.


$$M_{Bar} = \frac{W_{mtrl}(W_{lf} - W_{li})}{W_{mtrl} - W_{lf}} (42)$$

- W_{mtrl} : peso del material, barita o bentonita $\left(\frac{lb}{gal}\right)$
- W_{li} : peso inicial de lodo $\left(\frac{lb}{gal}\right)$
- W_{lf} : peso final de lodo $\left(\frac{lb}{gal}\right)$
- 42: galones por barril
- M_{Bar} : libras de material por cada barril de lodo (lb)

b) Sistema internacional de unidades.

$$M_{Bar} = \frac{\rho_{mtrl}(\rho_{lf} - \rho_{li})}{\rho_{mtrl} - \rho_{lf}} (1000)$$

- ρ_{mtrl} : peso del material, barita o bentonita $\left(\frac{Ton}{m^3}\right)$
- ρ_{lf} : peso inicial de lodo $\left(\frac{Ton}{m^3}\right)$
- ρ_{li} : peso final de lodo $\left(\frac{Ton}{m^3}\right)$
- 1000: kilogramos por metro cubico
- M_{Bar} : kilogramos de material por cada metro cubico de lodo (kg)

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	49/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Reducción del peso del lodo

Es ciertos casos es necesario reducir el peso del lodo, por ejemplo, cuando se perfora una formación de baja presión, es necesario bajar la densidad del lodo, otro caso sería que la densidad del lodo incrementara por la integración de sólidos de la formación en el lodo. En los lodos base agua la reducción de la densidad se hace agregando agua.

Régimen de decremento de la densidad de lodo, por adición de agua.

a) Unidades Inglesas.

$$V_w = \frac{V_{l/o}(W_{li} - W_{lf})}{W_{lf} - W_w}$$

- V_w : volumen de agua en barriles (*bbbl*)
- $V_{l/o}$: volumen original de lodo (*bbbl*)
- W_{li} : peso inicial de lodo ($\frac{lb}{gal}$)
- W_{lf} : peso final de lodo ($\frac{lb}{gal}$)


b) Sistema internacional de unidades.

$$V_w = \frac{V_{l/o}(\rho_{li} - \rho_{lf})}{\rho_{lf} - \rho_w}$$

- V_w : volumen de agua en barriles (m^3)
- $V_{l/o}$: volumen original de lodo (m^3)
- ρ_{li} : peso inicial de lodo ($\frac{Ton}{m^3}$)
- ρ_{lf} : peso final de lodo ($\frac{Ton}{m^3}$)

Algunos de los Problemas en la perforación de pozos ocasionados por la densidad de los lodos de perforación, son:

- Pegamiento de tuberías
- Deformación de tuberías
- Fracturamiento de la formación
- Perdidas de circulación

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	50/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Desarrollo de actividades.

Actividad 1:


- I. Calcular la masa de la bentonita al porcentaje (%) en masa (M) en relación a 2000 [ml] de agua y/o 2000 [g].
- II. Calculara la masa de la barita con la ecuación de balance de materia que en la explicación del tema se despejo.
- III. Pesar las masas de las arcillas según los resultados obtenidos.
- IV. Con ayuda de la probeta de capacidad de un litro llenar recipiente cilíndrico de plástico con 2000 [ml] de agua.
- V. Llevar el recipiente con agua al dispensor electromecánico.
- VI. Agitar el agua **sin ninguna arcilla**.
- VII. Se agrega a la agitación la bentonita ya pesada.
- VIII. Esperar unos 3 minutos de agitación.
- IX. Se agrega a la mezcla en agitación la barita ya pesada.
- X. Esperar unos 5 minutos de agitación o hasta que la mezcla se vea homogénea y refleje un tono nacarado con la luz.
- XI. Calibrar la balanza de lodos como la practica 2.
- XII. Medir la densidad y compararla con la densidad teórica. **Tabla 5.3.**

Tabla 5.3. Densidad del lodo densificado y bentonítico.

Equipo	% Bentonita	Agua		Bentonita		Barita		Densidad (g/cc)		Densidad lodo bentonítico
		(ml)	(g)	(ml)	(g)	(ml)	(g)	Teórica	practica	
	6									
	7									
	8									
	8									
	10									

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	51/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Conclusiones.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	52/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Efecto de la alcalinidad en la resistencia a la fluidez en los fluidos de perforación de naturaleza arcillosa.

N° de práctica: 6

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	53/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 6.1. Peligros y Riesgos.

	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa
3	Manejo de sustancias alcalinas	Irritación en la piel, ojos y boca


Objetivos de aprendizaje.

- a) **Objetivos generales:** evaluar los efectos de la alcalinidad en los lodos de perforación base agua de naturaleza arcillosa
- b) **Objetivos específicos:** Hacer uso de indicadores de la alcalinidad

Recursos a emplear.

Tabla 6.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Dispensador 	Espátula 	2 recipientes de practica anterior 

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	54/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


2	Embudo pequeño 	Papel indicador 	Bentonita y Barita 
3		Fenolftaleína 	sosa al 1% sistema acuoso 

Fundamento Teórico.

El lodo de perforación se trata generalmente con aditivos químicos para controlar sus propiedades tales como la densidad, viscosidad, la fuerza del gel, el filtrado, el pH y la contaminación. Los aditivos químicos son sustancias sólidas o líquidas que se disuelven

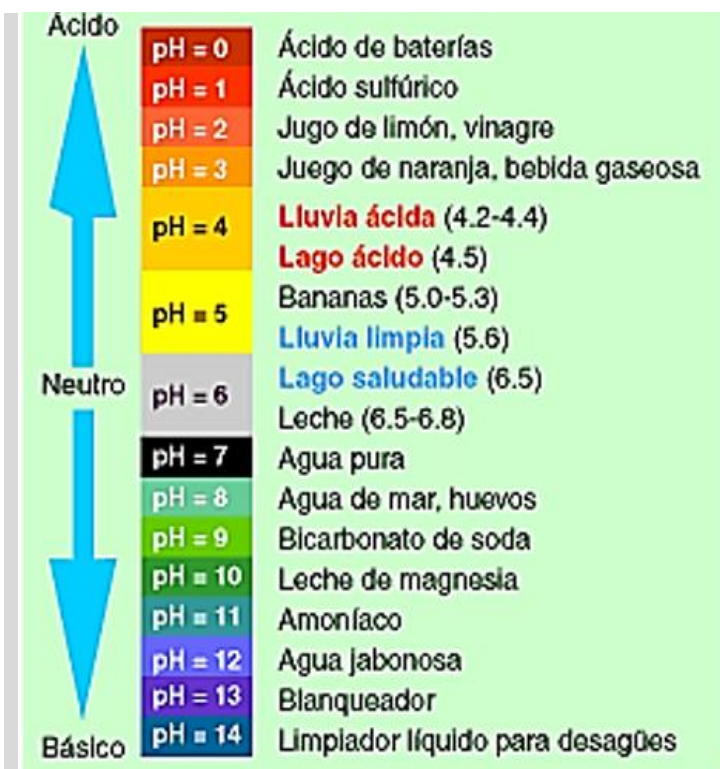
La determinación y mantenimiento del grado de pH tiene mayor importancia hoy en día al igual que en el pasado, el mantenimiento de valores correctos de pH tiene un impacto directo en las propiedades correctas de los fluidos.

Según Brönsted y Lowry, **un ácido es una sustancia capaz de ceder H⁺**. Mientras que **una base es una sustancia capaz de aceptar H⁺**. Este comportamiento simétrico, implica que para que una sustancia pueda actuar como ácido, cediendo H⁺, debe existir en el medio en que se encuentra otra que sea capaz de comportarse como base, aceptando H⁺; o sea una sustancia sólo puede actuar como ácido, en presencia de otra sustancia que pueda

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	55/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

actuar como base, y viceversa. Al aplicar esta definición, resulta que el responsable del comportamiento básico de los hidróxidos minerales es el grupo OH^- , porque es el grupo que tiene la capacidad de aceptar protones.


La Acidez o Alcalinidad de un fluido de control influye dramáticamente en las propiedades estáticas y de flujo, en la resistencia del gel, en el control de la corrosión, en el rendimiento de las arcillas, en las pérdidas de filtrado, etc. Por ejemplo: usted ha observado que si se le pone sosa en estado puro a una cañería esta se dañara, debido a su gran Alcalinidad y cuando le cae Ácido a un metal este también se daña. Se sabe que las sustancias alcalinas como la cal comercial, reaccionan produciendo calor reaccionando exotérmicamente, y las sustancias ácidas, desasociando las moléculas del material con quien entra en contacto.



Por lo cual los fluidos de perforación que se manejan en los pozos deben ser alcalinos.

La escala pH está comprendida en el rango del 1 al 14, donde el 7 es el punto neutro, bajo este valor se consideran como ácidos hasta 1, mientras que arriba de este valor hasta 14 se consideran alcalinos. **Figura 6.1.**

Figura 6.1. Clasificadas de acuerdo al pH.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	56/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

En esta escala los lodos de perforación deben encontrarse de 8 a 11, con la finalidad de obtener una buena eficiencia, se alcaliniza con “sosa”, NaOH, sustancia monovalente, con una concentración del 15% en una mezcla acuosa. Se recomienda usar “cal”, CaO, sustancia divalente, por su valencia neutraliza en su totalidad de forma irreversible con el ácido sulfhídrico, H₂S sustancia divalente, esto debido a sus cargas.

Superficie específica. La superficie específica de un área superficial de una bentonita, se define como el área de la superficie externa, más el área de la superficie interna de las partículas constituyentes, por unidad de masa, esta se expresa en m²/g.


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

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

La partícula de la bentonita es como una hojuela de cereal de maíz, debido a su estructura cristalina de mica. Cuando entra en contacto con el medio continuo, el agua, lo primero que hará es absorber agua, esto es, el agua se introduce entre las partículas de bentonita y se extiende sobre toda la superficie de la partícula, al igual que en la mayoría de sus cavidades debido a su irregularidad superficial.

La bentonita puede ser sódica o cálcica, esto es, que este conformado por sodio o calcio y que tengan iones positivos libres de estos, el agua alcalinizada permitirá la adsorción ocurra, esto es que abra una atracción de los iones hidrogeno negativos que se atraerán con los iones libres positivos de sodio o calcio, equilibrándose.

Este último proceso se puede explicar de esta manera: imaginemos que nuestra hojuela de bentonita sea sódica o cálcica es un imán, y que el agua con iones libres de hidrogeno es una limadura de hierro, observamos que la limadura se adhiere al imán por su campo magnético, ósea, la bentonita absorberá y adsorberá agua. Cuando aumentamos el campo magnético de nuestro imán notaremos que se pegará más limadura de hierro, si

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	57/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

aumentamos la alcalinidad del agua agregando “sosa” o “cal” la bentonita adsorberá más agua.

Hidratación e Hinchamiento. Cuando la arcilla seca entra en contacto con agua dulce, el espacio entre capas se expande y la arcilla adsorbe una gran “envoltura” de agua. La lámina de arcilla está cargada negativamente y una nube de cationes está relacionada con esta. Los cationes monovalentes como Na^+ producen una fuerza de atracción más débil, permitiendo que más agua penetre entre las láminas. **Figura 6.2.**

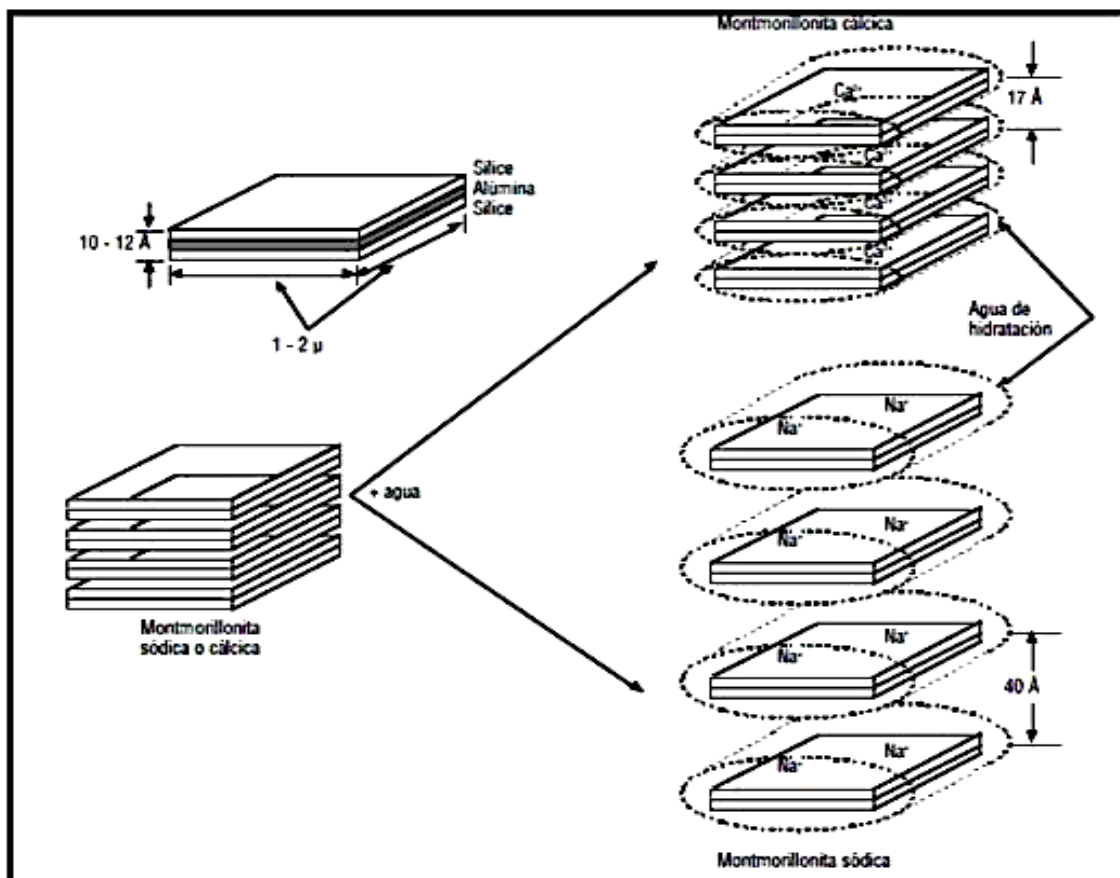



Figura 6.2. Comparación del hinchamiento para la montmorillonita cálcica y sódica.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	58/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Un medidor de pH es simplemente un dispositivo para medir un rango potencial de "comportamientos" de una sustancia. No necesitas realmente medir la composición química, sino más bien una condición. Si no estás tratando de ver lo que hace que el agua, la sustancia en pH o cómo interactúa con otros elementos que la rodean.

Un indicador de pH es una sustancia que permite medir el pH de un medio. Habitualmente, se utilizan como indicador de las sustancias químicas que cambian su color al cambiar el pH de la disolución. El cambio de color se debe a un cambio estructural inducido por la protonación o desprotonación de la especie. **Figura 6.3.**

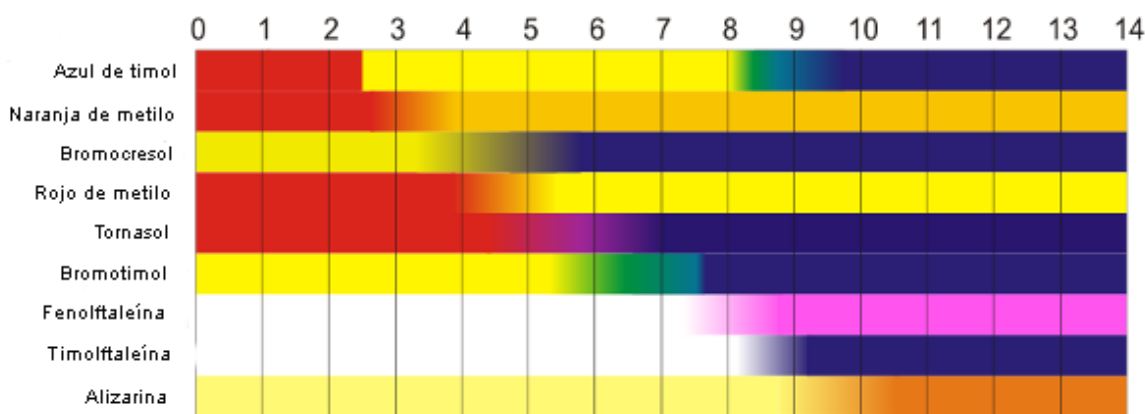



Figura 6.3. Indicadores y el color que adquieren debido a la reacción a diferentes niveles.

La **fenolftaleína** de fórmula $C_{20}H_{14}O_4$, es un indicador de pH que en disoluciones ácidas permanece incoloro, pero en presencia de disoluciones básicas toma un color rosado con un punto de viraje entre $pH=8,2$ incoloro, a $pH=10$ magenta o rosado.

El **papel indicador de pH** es aquel que está impregnado de algunas sustancias químicas que ayudan a medir ciertas concentraciones de sustancias. El papel pH es utilizado mayormente en los laboratorios. Las tiras de papel indicadoras de pH funcionan al sumergir en alguna disolución química para su examinación y en 10 o 15 segundos se podrá comparar el color que mide el pH, de esta manera se sabe el nivel de la acidez o alcalinidad de una solución.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	59/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Desarrollo de actividades.

Actividad 1

- I. Preparar dos lodos bentoníticos al 6% y 8% con 500 [ml] de agua, sin alcalinizar y utilizando el dispersor mecánico.
- II. Además, determine la densidad de estos lodos con ayuda del balance de materia.
- III. Nuevamente, con ayuda del pequeño embudo estimar un tiempo de escurrimiento con un cronómetro de acuerdo a la capacidad del embudo, vertiendo en otro frasco.

Actividad 2

- I. Alcalinizar los lodos de perforación con sosa, haciendo uso del dispersor.
- II. Medir el pH del lodo densificado con papel pH.
- III. Nuevamente, con ayuda del pequeño embudo estimar un tiempo de escurrimiento con un cronómetro de acuerdo a la capacidad del embudo, vertiendo en otro frasco.

Actividad 3

- I. Con ayuda del balance de materia llevar estos lodos a una densidad de 1.50[g/cc]
- II. Pesar la cantidad de barita calculada.
- III. Integrar la barita al sistema con ayuda de los dispersores.
- IV. Nuevamente medir el pH del lodo densificado con papel pH.
- V. Nuevamente, con ayuda del pequeño embudo estimar un tiempo de escurrimiento con un cronómetro de acuerdo a la capacidad del embudo, vertiendo en otro frasco.



	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	60/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Tabla 6.3. Lodo Bentonítico al 6%.


Equipos	Densidad (g/cc)	pH s/n alcalinizar	TE (seg)	pH alcalino	TE (seg)	Densidad densificada (g/cc)	pH	TE (seg)

Tabla 6.3. Lodo Bentonítico al 8%.

Equipos	Densidad (g/cc)	pH s/n alcalinizar	TE (seg)	pH alcalino	TE (seg)	Densidad densificada (g/cc)	pH	TE (seg)

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	61/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Observaciones y Conclusiones.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	62/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Evaluación y control de la viscosidad cinemática en función del tiempo Marsh.

N° de práctica: 7

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	63/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 7.1. Peligros y Riesgos.




	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa
3	Manejo de sustancias alcalinas	Irritación en la piel, ojos y boca


Objetivos de aprendizaje.




- a) **Objetivos generales:** Determinar cualitativamente la viscosidad de un fluido mediante el uso del embudo Marsh.
- b) **Objetivos específicos:** Hacer interpretaciones de la viscosidad del fluido para las operaciones de perforación.

Recursos a emplear.

Tabla 7.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Dispensor 	Embudo Marsh 	Lodo Bentonítico 

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	64/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


2	Cronometro 	Jarra de Embudo Marsh 	Lodo Densificado 
3		Probeta de 1000 (ml)	Agua
4			Diésel

Fundamento Teórico

Ley de Newton para la viscosidad. Un fluido se diferencia de un sólido por su comportamiento cuando éste se somete a una fuerza. La fuerza aplicada tangencialmente se denomina esfuerzo cortante. Cuando a un fluido se le aplica un esfuerzo cortante, el fluido exhibe una resistencia al movimiento, conforme continúa dicho el fluido tiende a deformarse. Posteriormente fluye y su velocidad aumenta conforme aumenta el esfuerzo crece.

La resistencia al movimiento relativo entre las capas adyacentes en el fluido es una de sus propiedades, es la viscosidad; se dice que se presenta un rozamiento entre capas de fluido. Las capas del fluido próximas a la placa sólida tienen velocidades más lentas que las alejadas debido a los procesos disipativos. Parte de la energía cinética que poseen las capas se transforma en calor.

Representando un fluido sea líquido o gas, que se encuentra contenido entre dos grandes láminas planas y paralelas, de área A , y que están separadas entre sí por una distancia pequeña Y . Supongamos que inicialmente el sistema se encuentra en reposo, $t < 0$, al aplicar la fuerza tangencial, al cabo del tiempo $t > 0$, la lámina inferior se pone en movimiento en dirección al eje X , con una velocidad constante v . **Figura 7.1.**

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	65/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

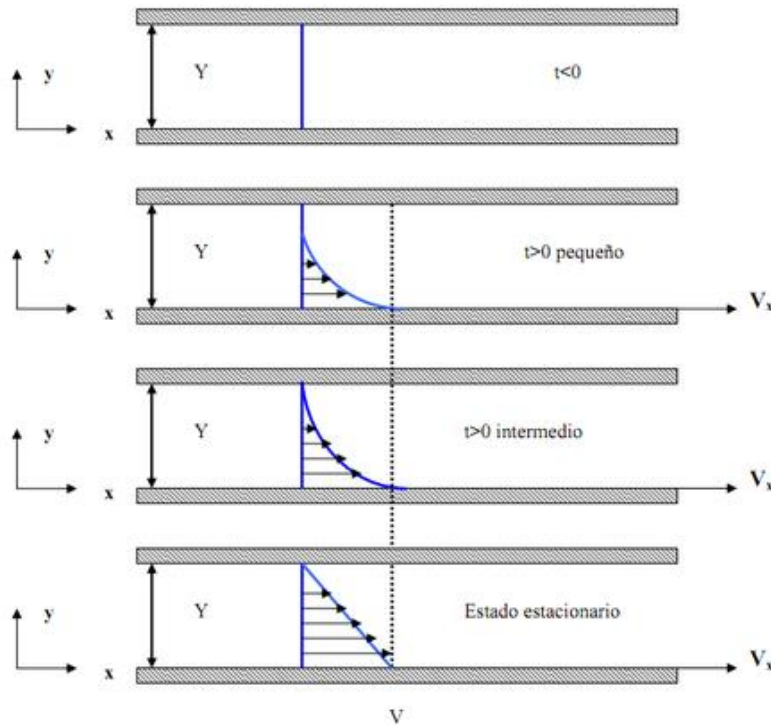


Figura 7.1.

Para muchos fluidos se ha determinado en forma experimental que la fuerza tangencial F (Newton) aplicada una placa de área A (m^2) es directamente proporcional a la velocidad u (m/s) e inversamente proporcional a la distancia Δy (m). **Figura 7.2.**

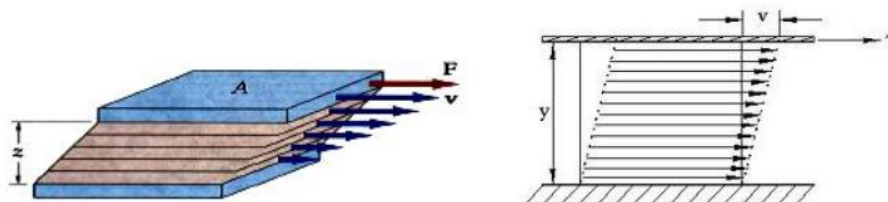



Figura 7.2. Deformación del fluido por el esfuerzo de corte.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	66/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

El **esfuerzo cortante** es: $F/A = \zeta$ (Newton/m²). El término **(-dv/dy)** se denomina velocidad de corte o de cizallamiento. El factor de proporcionalidad es la viscosidad:

μ

- **La ley de viscosidad de Newton** es:

$$\tau = \mu \frac{dv}{dy} \quad \text{Donde: } \tau \text{ es el esfuerzo de corte.}$$

Los fluidos que cumplen la expresión anterior se denominan Newtonianos. Para los fluidos Newtonianos **la viscosidad permanece constante a pesar de los cambios en el esfuerzo cortante**. Esto no implica que la viscosidad no varíe sino que la viscosidad depende de otros parámetros como la temperatura, la presión y la composición del fluido.

- Para los fluidos no newtonianos, la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de cizalla no es constante, por lo tanto la viscosidad (μ) no es constante.

Definición: La viscosidad es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales, la oposición se debe a las fuerzas de cohesión moleculares. Se le denomina viscosidad absoluta. Las unidades son: $[\mu]$: dina* s/m² o Poise


La viscosidad cinemática se define como el tiempo que demora en pasar el líquido de arriba hacia abajo debido a su propia masa. Se calcula mediante la ecuación: $\varphi = \mu / \rho$.

Las unidades son: $[\varphi] = \text{m}^2 / \text{s}; \text{cm}^2 / \text{s} = \text{Stokes}$

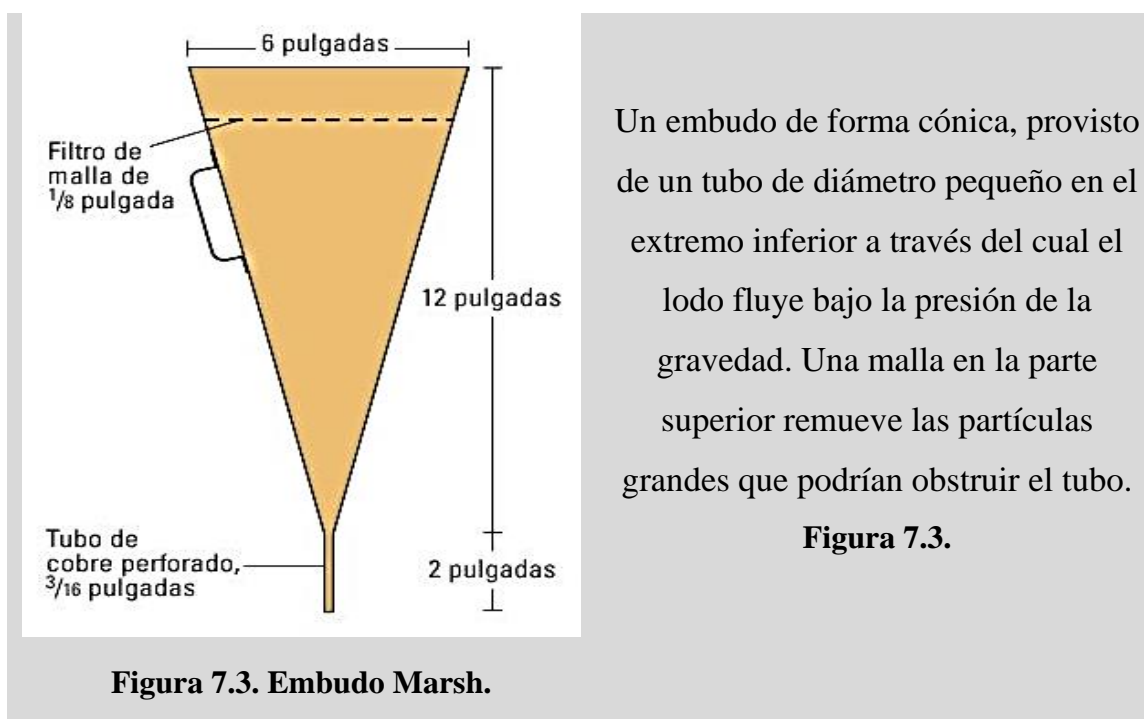
Viscosidad plástica: Un parámetro del modelo plástico de Bingham. PV es la pendiente de la línea de esfuerzo cortante/velocidad de corte arriba del umbral de fluencia plástica. Es la deformación que presenta un fluido antes de comenzar a fluir, es decir su punto de sedancia es alto.

Viscosidad efectiva: Es aquella viscosidad de un fluido Newtoniano que posee el mismo esfuerzo de corte a una misma tasa de corte.

La Velocidad de Corte: se define como la tasa de movimiento del fluido contenido entre dos superficies.


	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	67/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Viscosidad de embudo Marsh: El tiempo, en segundos, requerido para que un cuarto de galón de lodo fluya a través de un embudo de Marsh. No es la viscosidad verdadera, pero sirve como medida cualitativa de cuán espesa es la muestra de lodo. La viscosidad de embudo es útil sólo para comparaciones relativas.



En el ensayo normalizado por el API para evaluar lodos a base de agua y a base de aceite, la medida de la viscosidad de embudo es el tiempo (en segundos) requerido para que un cuarto de lodo fluya fuera del embudo de Marsh hacia un vaso graduado. La viscosidad de embudo se expresa en segundos (para un cuarto de galón).

El agua sale del embudo en aproximadamente 26 segundos. El ensayo fue una de las primeras mediciones de lodos para uso en el campo; simple, rápido e infalible. Si las mediciones del embudo superan los 100 [s] la prueba podría indeterminar se por el asentamiento de las partículas.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	68/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Hallan N. Marsh de los Ángeles California, EUA, publicó el diseño y uso de su viscosímetro de embudo en 1931.


Desarrollo de actividades.

Actividad 1:


- I. Coloque el embudo de forma vertical y tape el orificio con un dedo
- II. A través de la malla coladora vierta la muestra de fluido hasta el ras de la malla, (esto evitara que pasen recortes a su interior y puedan obstruir la salida)
- III. Coloque la probeta graduada de 1000 [ml] abajo del embudo, (en campo se usa la jarrilla), a una distancia aproximada de 4[in] uno del otro, retire el dedo
- IV. Con el cronometro verifique los segundos que tarda en llenarse la probeta hasta el valor de 1000 [ml], desde que se retiró el dedo.
- V. Reporte en [s] el tiempo que tarda en escurrir 1000 [ml] de fluido
- VI. Repita los pasos del uno al cinco más de 3 veces, según su criterio, para obtener un tiempo promedio de escurrimiento del fluido
- VII. Repita los pasos del uno al seis para el agua dulce, diésel, lodo densificado y lodo Bentonítico, se hace la prueba a todos estos fluidos para realizar una comparación cualitativa. **Tabla 7.3.**

Tabla 7.3. Comparativa del tiempo de escurrimiento en segundos Marsh.

Equipo	Tiempo Marsh (s)			%	Lodo densificado		Lodo bentonítico	
	Agua (s)	Agua de mar (s)	Diésel (S)		Bentonita	s/n alcalinizar (s)	Alcalino (s)	s/n alcalinizar (s)
				6				
				7				
				8				
				8				
				10				

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	69/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Observaciones y Conclusiones.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	70/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Evaluación y control del comportamiento reológico tixotrópico y su importancia en la limpieza de pozos, mediante el uso de un viscosímetro rotacional Fann 35.

N° de práctica: 8

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	71/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 8.1. Peligros y Riesgos.

	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.




- a) **Objetivos generales:** Observar los parámetros Reológicos y Tixotrópicos de un lodo de perforación mediante el uso del viscosímetro FANN.
- b) **Objetivos específicos:** Determinar un reograma y los parámetros de gelificación.

Recursos a emplear.

Tabla 8.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Dispensor 	Termómetro 	Lodo Bentonítico 

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	72/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

2	Viscosímetro FANN 35	Cronometro	Lodo Densificado
			

Fundamento Teórico.


Tixotropía: La palabra “tixotropía” deriva del griego “*thixis*” que significa cambio, y se emplea para describir el fenómeno mediante el cual las partículas coloidales en estado de reposo forman geles, y cuando estos geles se someten a agitaciones enérgicas, se destruyen y forman fluidos viscosos. Una sustancia presenta el fenómeno de la tixotropía, cuando la aplicación de un esfuerzo deformante reduce el grado de resistencia que ofrece la mezcla a fluir o a deslizarse.

Reología: Parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir. La Reología de un fluido de perforación la podemos utilizar para:

1. Calcular las pérdidas de presión por fricción.
2. Analizar la contaminación del fluido de perforación.
3. Determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje.

Esta propiedad, junto con la tixotropía, determina el tipo de flujo a emplear para que los fluidos de perforación realicen las siguientes funciones:

1. Transporte
2. Remoción
3. Suspensión

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	73/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

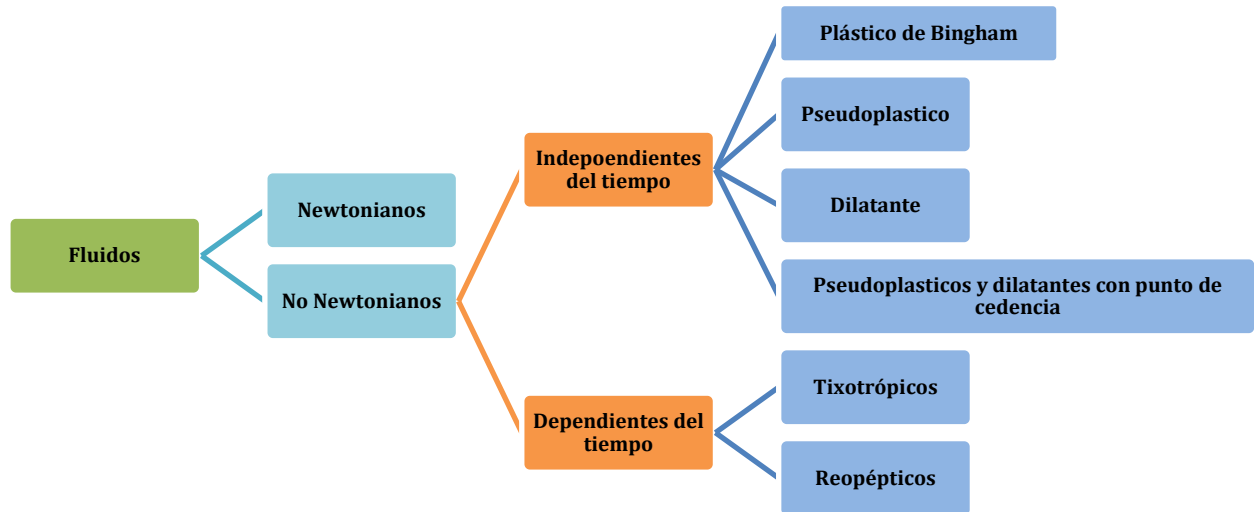


Figura 8.1. Modelos de fluidos debido a su viscosidad.


Los Newtonianos: Se caracterizan por tener una relación de equilibrio lineal entre su tensión y su gradiente de velocidad cero a cero.

Los no Newtonianos: En estos su gradiente de velocidad dependerá de la viscosidad de dicho líquido, lo cual quiere decir que el líquido sufrirá una más alta o baja presión de acuerdo a su velocidad y viscosidad.

Comportamiento independiente del tiempo: El esfuerzo de corte sólo depende de la velocidad de corte γ .

Fluidos visco-plásticos: estas sustancias presentan un comportamiento sólido mientras el esfuerzo de corte no supere un valor de fluencia τ_0 , una vez superado este valor pueden adoptar un comportamiento newtoniano, Plástico de Bingham o que sigue la ley de la potencia Herschel- Bulkley.

Estas características pueden ser deseables en ciertos fluidos, un caso típico es la pasta dental que se pretende que permanezca en reposo cuando está aplicada sobre el cepillo pero que fluya con el cepillado, otro ejemplo son las cremas que fluyen de los pomos a partir de un cierto esfuerzo aplicado.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	74/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Comportamiento dependiente del tiempo.

En algunas situaciones prácticas, la viscosidad aparente depende también del tiempo durante el cual el fluido es sometido a esfuerzo, dicha respuesta se divide en:

- **Tixotropía:** la viscosidad aparente disminuye con el tiempo, que corresponde a una suspensión de arcillas. Algunas otras sustancias que exhiben este comportamiento son las suspensiones concentradas, las soluciones de proteínas y ciertos alimentos. Esta dependencia de la viscosidad con el tiempo se suma a las otras características del material, que bien puede ser visco-plástico presentando un valor de fluencia.
- **Reopexia:** es el fenómeno inverso a la tixotropía, que se manifiesta en un aumento de la viscosidad aparente con el aumento de la velocidad de corte. Ejemplos: poliéster.

Ambos tipos de comportamientos presentan el fenómeno de histéresis cuando se realiza la curva τ vs. Γ . **Figura 8.2.**

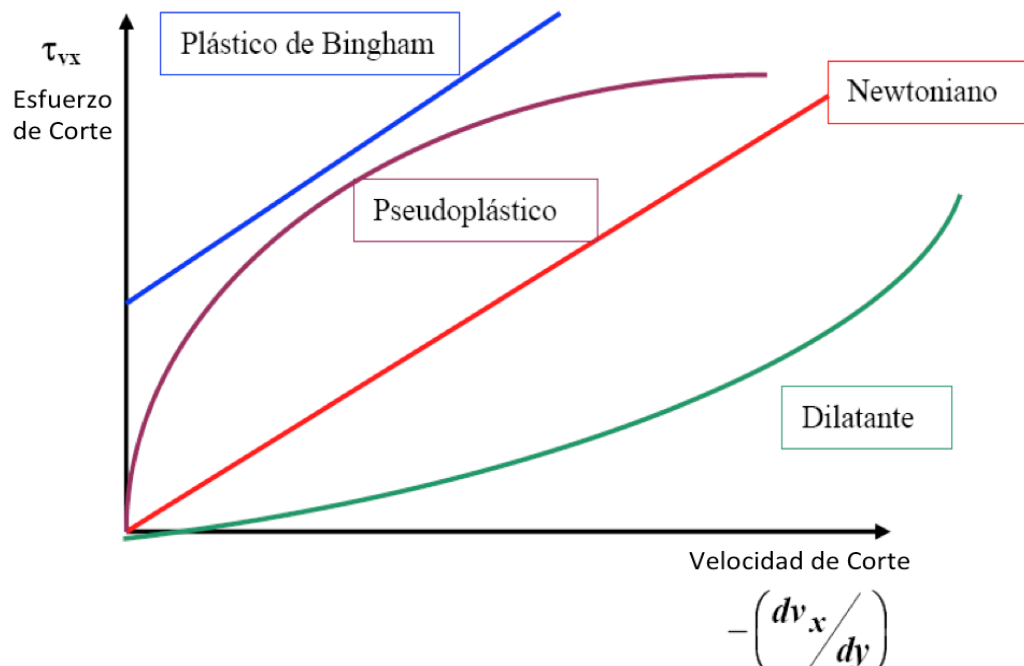



Figura 8.2. Comportamiento de los modelos de flujo de viscosidad.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	75/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Viscosímetro Rotacional Fann 35


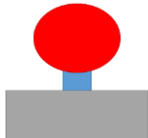
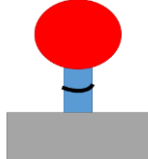


Instrumento utilizado para medir la viscosidad y la resistencia de gel de un lodo de perforación. **Figura 8.3.** Con este viscosímetro se pueden tomar seis lecturas a diferentes revoluciones por minuto (rpm) de la muestra de fluido que se desea determinar.

Básicamente consta de dos velocidades: Alta (High) y Baja (Low), las cuales accionando un embrague y por medio de un mecanismo de engranes permiten seleccionar la velocidad de lectura que se requiere, como se indica en la siguiente tabla. **Tabla 8.3.**


Figura 8.3. Viscosímetro de flujo Couette, Fann 35.

Tabla 8.3. Velocidades del Viscosímetro Fann 35.

Posición			
Low / Baja (rpm)	300	3	100
High /Alta (rpm)	600	6	200

Viscosidad aparente, V_a . Es la resistencia al flujo de un fluido, causada por las fuerzas de atracción de sus partículas y en menor grado por la fricción creada entre ellas a una determinada velocidad de corte. L600 es la lectura que se toma del viscosímetro FANN 35 a 600 [rpm], se obtiene con la siguiente formula:

$$V_a = \frac{L_{600}}{2}$$

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	76/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Viscosidad plástica, V_p . Es la resistencia al flujo originada por la fracción mecánica, generada por el rozamiento y concentración de los sólidos entre sí y la viscosidad de la fase líquida que los rodea. L_{300} es la lectura que se toma del viscosímetro FANN 35 a 300 [rpm], se obtiene con la siguiente formula:

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

Punto de Cedencia, P_c . Valor de la resistencia al flujo, debida a las fuerzas de atracción que existen entre las partículas o sólidos en suspensión. Es una condición dinámica. Se obtiene con la siguiente formula:

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

Fuerza de Gelatinosidad, E_g . Medida de la fuerza de atracción de las partículas del fluido cuando está en reposo. Se obtiene con la siguiente formula:


- Gel 5s' = gel a 5 seg. Lectura tomada en L_3 a los 5 segundos de espera
- Gel 5min' = gel a 5 min. Lectura tomada en L_3 a los 5 minutos de espera

$$E_g = \frac{L_3 \text{ a los 5 s}}{L_3 \text{ a los 5 min}}$$

Estas dos propiedades reológicas están en función de la fuerza de atracción de las partículas. Al disminuir el punto cedente, también se disminuye la gelatinosidad; sin embargo, un valor bajo de punto de cedencia no será indicativo de que la gelatinosidad sea cero.

Desarrollo de actividades

- I. Tomar una muestra del fluido de control del sistema de circulación (presa de asentamiento o descarga del pozo en la línea de flujo) ANOTE EL ORIGEN DE LA MUESTRA.
- II. Vaciarlo a través de una maya (podría usarse después del embudo Marsh) para eliminar los sólidos indeseables.
- III. Tomar y anotar la temperatura y agitar con el dispersor.
- IV. Verter la muestra en el vaso metálico hasta la marca interna.
- V. Coloque la camisa en el soporte giratorio, esto nos permitirá tomar la lectura.
- VI. Coloque el vaso en la base elevadora del visco y suba hasta que el fluido llegue a la marca en la camisa.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	77/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

- VII. Teniendo en cuenta la tabla de la descripción de la perilla de velocidades (esta tabla se localiza en la descripción del equipo, paginas atrás). Coloque la perilla a **600 rpm** y el interruptor en alta (**High**).
- VIII. Tome la lectura en la mirilla frente a la perilla de velocidades, tome la lectura cuando esta sea estable, (si tiene problemas con esto consulte al laboratorista).
- IX. Teniendo en cuenta la tabla de la descripción de la perilla de velocidades (esta tabla se localiza en la descripción del equipo, paginas atrás). Coloque la perilla a **300 rpm** y el interruptor en alta (**Low**).
- X. Tome la lectura en la mirilla frente a la perilla de velocidades, tome la lectura cuando esta sea estable, (si tiene problemas con esto consulte al laboratorista).
- XI. Teniendo en cuenta los procedimientos anteriores, coloque la perilla a **200 rpm** y el interruptor en alta (**High**).
- XII. Tome la lectura cuando esta sea estable.
- XIII. Teniendo en cuenta los procedimientos anteriores, coloque la perilla a **100 rpm** y el interruptor en alta (**Low**).
- XIV. Tome la lectura cuando esta sea estable.
- XV. Teniendo en cuenta los procedimientos anteriores, coloque la perilla a **6 rpm** y el interruptor en alta (**High**).
- XVI. Tome la lectura cuando esta sea estable.
- XVII. Teniendo en cuenta los procedimientos anteriores, coloque la perilla a **3 rpm** y el interruptor en alta (**Low**).
- XVIII. Tome la lectura cuando esta sea estable.
- XIX. De las ecuaciones descritas en el capítulo para la viscosidad plástica, viscosidad aparente y punto de cadencia, realice los cálculos para completar la tabla.
- XX. Para el cálculo del esfuerzo gel tome en cuenta los procedimientos anteriores, coloque la perilla a **3 rpm** y el interruptor en alta (**Low**), apáguelo y espere 5 segundo y prenda inmediatamente.
- XXI. Tome la lectura cuando esta sea estable.
- XXII. Para el cálculo del esfuerzo gel tome en cuenta los procedimientos anteriores, coloque la perilla a **3 rpm** y el interruptor en alta (**Low**), apáguelo y espere 5 minutos y prenda inmediatamente.
- XXIII. Tome la lectura cuando esta sea estable.
- XXIV. Realice el cálculo de la relación.
- XXV. Graficar en las abscisas las rpm L3, L6, L100, L200, L300 y L600; en las ordenadas pondrá las lecturas obtenidas.



	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	78/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Tabla 8.4. Lecturas de lodo Densificado.

Lodo Densificado													
Densidad del lodo (g/cm ³)	L600	L300	L200	L100	L6	L3	L3 5 [s]	L3 5 [min]	Vp	Va	PC	Eg	


Observaciones y Conclusiones.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	79/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Cuantificación de pérdida de la fase líquida de los fluidos de perforación y sus consecuencias.

N° de práctica: 9

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	80/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 9.1. Peligros y Riesgos.

	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.




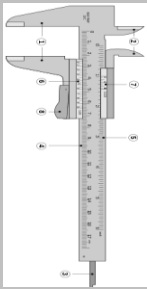



- a) **Objetivos generales:** Conocer un medio físico que permita cuantificar la pérdida de líquido en un fluido de perforación y su interacción con la formación y los problemas operativos que estos generan.
- b) **Objetivos específicos:** Medir cuánta agua sale del lodo sometido a una presión de 100 lb/in².

Recursos a emplear.

Tabla 9.2. Equipos y materiales.


	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Dispensador 	Espátula 	Lodo Bentonítico 

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	81/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

2	Filtro Prensa	Cronómetro	Lodo Densificado
			
3	Red de gas de baja presión	Vernier	Gas Nitrógeno
			
4		Papel filtro	Carboximetilcelulosa, CMC
			

Fundamento Teórico.

Porosidad. Es el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. **Figura 9.1.** La porosidad puede generarse a través del desarrollo de fracturas, en cuyo caso se denomina porosidad de fractura. La porosidad efectiva es el

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	82/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

volumen de poros interconectados, presentes en una roca, que contribuye al flujo de fluidos en un yacimiento. Excluye los poros aislados.

La porosidad total es el espacio poroso total presente en la roca, sin importar si contribuye o no al flujo de fluidos.

Por consiguiente, la porosidad efectiva normalmente es menor que la porosidad total.



Figura 9.1. Roca porosa.


Permeabilidad. Es la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró el flujo de fluidos en medios porosos.

Las formaciones permeables tienen muchos poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables tienen granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados. **Figura 9.2.**



Figura 9.2. Conectividad de poros.

Daño a la formación por el fluido de perforación, produce una reducción en la capacidad natural de un yacimiento para producir sus fluidos. Disminuyendo la Porosidad y la Permeabilidad.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	83/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

El daño es causado por varios mecanismos. **Figura 9.3.**

1. El taponamiento físico de los poros por los sólidos en el lodo
2. La precipitación de materiales insolubles en los espacios porosos
3. El hinchamiento de las arcillas en los espacios porosos

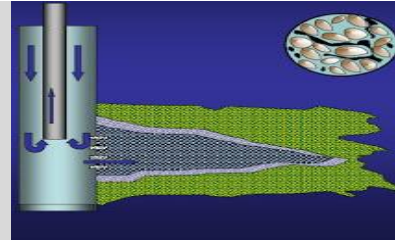


Figura 9.3. Daño a la formación.

La filtración de la fase líquida de un fluido de perforación hacia el medio poroso ocurre, **Tabla 9.3.** en tres etapas:

1. Debajo de la mecha de perforación
2. Filtración dinámica durante la circulación del fluido
3. Filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Debe entenderse que la filtración depende en gran manera de la capacidad del fluido de formar un revoque consistente e impermeable contra la cara del medio poroso, para controlar el filtrado. **Figura 9.4.**

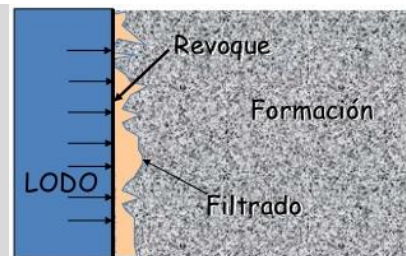



Figura 9.4. Generación del enjarre o revoque.

Tabla 9.3. Pérdidas de fluido en medios porosos.

Tipo de pérdida	Severidad de la pérdida
Filtración	Menos de 1.5 (m ³)/h [10 bbl/h]
Perdidas de retorno parciales	Más de 10 bbl/h, pero con cierto retorno de fluidos
Perdida de circulación total	No retorna ningún fluido del espacio anular

Para impedir la pérdida de fluidos por filtración, se hace uso de los Reductores de Filtrado. Son compuesto polimérico de origen natural o sintético, soluble en agua, cuya función es controlar la pérdida de filtrado hacia la formación durante las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. **Figura 9.5.**

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	84/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Estabilidad térmica alta	150 °C, durante un periodo de 18 hrs.	
Estabilidad térmica baja	120 °C, durante un periodo de 18 hrs.	

Figura 9.5. Polímeros reductores de filtrado.

- **CMC:** Fabricado mediante la reacción de la celulosa natural con ácido monocloroacético e hidróxido de sodio [NaOH] para formar la sal sódica de CMC.
- **Goma Xanthan:** Muchas veces proviene de la fermentación del maíz, por eso tenga cuidado si tiene algún tipo de intolerancia al maíz.
- **Dextrinas:** Son un grupo de oligosacáridos de poco peso molecular producidas por la hidrólisis del almidón.

Estos aditivos son como las perlas de hidrogel, ya que su objetivo es reducir la pérdida de líquido; en la industria de la perforación se utiliza en estado sólido pulverizado (polvo), y siendo este una pequeña partícula absorberá y adsorberá líquidos internamente generándose una pequeña redcilla que atraparé las moléculas de los líquidos, esta integración al sistema se hace demasiado rápido, por lo que la agregación de este debe de ser en pequeñas cantidades muy lentamente de lo contrario se hará una pasta grumosa flotante y no servirá de nada. **Figura 9.6.**

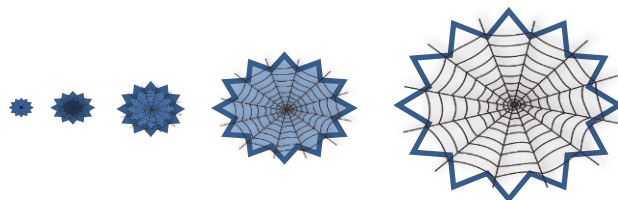



Figura 9.6. Floculación de los polímeros reductores de filtrado.

Filtro Prensa. Para evitar daños a la formación, es necesario conocer la capacidad de filtrado y el tipo de enjarre. El instrumento consta de un cuerpo cilíndrico o celda, con alta resistencia a soluciones alcalinas, regulador de presión, manómetro, probeta graduada, y un brazo de soporte telescópico. La celda se acopla al regulador, se cierra la tapa inferior

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	85/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

por medio de un yugo y tornillo, presando una hoja de papel filtro (Whatman número 50) contra una malla (cedazo) y un empaque de hule. **Figura 9.7.**

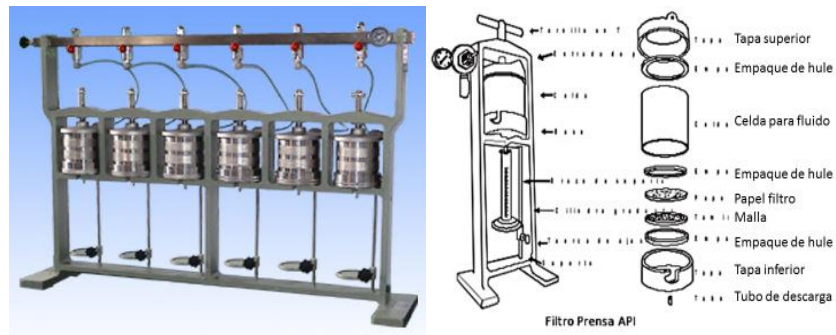


Figura 9.7. Filtro Prensa.

La prueba con este equipo se realiza durante 30 minutos, pero esto no estrictamente necesario ya que experimentalmente se comprobó que la prueba puede hacerse en menor tiempo. Si graficamos el volumen desplazado por el tiempo total de la prueba queda de la siguiente manera **Figura 9.8.**, lo que hacemos es dividir el volumen filtrado, y a una muestra de misma procedencia se le hace la prueba hasta llegara a un medio del volumen desplazado a 30 minutos, comprobando así que a 7:30 minutos se puede realizar la prueba y solo se debe multiplicar por 2 el volumen que se obtuvo (esta prueba se realizó más de 7 veces).

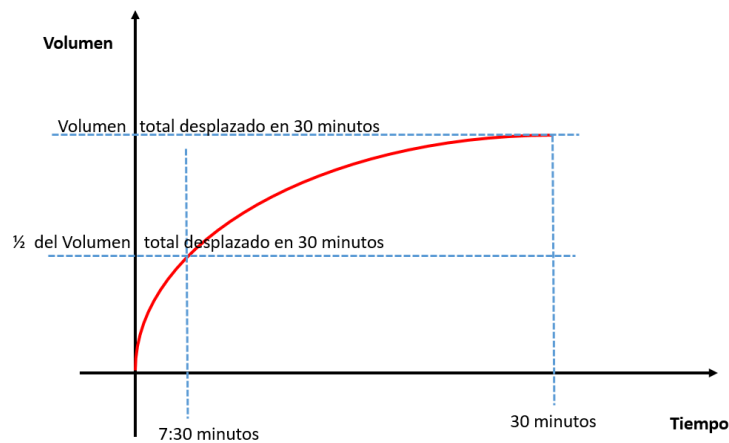




Figura 9.8. Grafica de filtrado en función del tiempo.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	86/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Desarrollo de actividades.

Actividad 1:

- I. Armar la celda en la forma siguiente: colocar en la tapa de fondo un empaque de hule, malla metálica, papel filtro whatman (papel filtro común), empaque de hule y cuerpo de la celda, debiendo encontrarse todo seco.
- II. Tomar una muestra de fluido de control recién agitada, llenar la celda hasta 1[cm] del bore superior, colocar la celda en el pedestal, poner la tapa superior y apretar el tornillo T. instalar una probeta graduada en la base del pedestal inmediatamente abajo del tubo de carga de la celda, para recibir el filtrado.
- III. Previamente tener conectado el tanque de gas nitrógeno con el sistema del filtro-prensa y aplicar una presión de 100 [lb/in²] apretando el tornillo T del regulador.
- IV. La prueba debe durar 30 minutos a partir del momento que se aplicó la presión (esta prueba se puede hacer a 7:30 minutos, solo debe multiplicar el volumen desplazado a este tiempo por dos) con ayuda de la aplicación de cronometro de su teléfono celular realice esta medición.
- V. Una vez transcurrido este tiempo cerrar el paso de presión y abrir la válvula de alivio.
- VI. Retirar la probeta de la base, medir el volumen filtrado y reportarlo en centímetros cúbicos (cc) a 100 [psi].
- VII. Aflojar el tornillo T del pedestal y quitar la tapa superior, retirar la celda y eliminar la muestra del fluido utilizado.
- VIII. Desacoplar la tapa inferior y sacar la malla con papel filtro, lavado suavemente con agua limpia el enjarre depositado en él.
- IX. Medir el espesor del enjarre en milímetros (mm), con ayuda del vernier, registrando la consistencia como: duro, blando, suave, firme o resistente; considerando su plasticidad y elasticidad.
- X. Terminada la prueba, lavar perfectamente todos los componentes del filtro-prensa para evitar su deterioro.
- XI. Medir 3 gramos de CMC con ayuda de la balanza.
- XII. Llevar el frasco del fluido de perforación a agitación y agregar muy lentamente estos 3 gramos de CMC.
- XIII. Repetir los pasos del uno al diez con el lodo que contiene el nuevo aditivo.


	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	87/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

- XIV. Realizar observaciones de las comparaciones de estas dos muestras de filtrado y enjarre. **Tabla 9.4.**

Tabla 9.4. Evaluación del filtrado.

Equipo	Densidad del lodo (g/cm ³)	% de Bentonita	Barita (g)	Volumen del filtrado (ml) s/CMC	Enjarre (mm) s/CMC	Volumen del filtrado (ml) c/CMC	Enjarre (mm) c/CMC


Observaciones y Conclusiones.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	88/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Efectos de la arena y su cuantificación en el sistema circulatorio.

N° de práctica: 10

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	89/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 10.1. Peligros y Riesgos.

	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.

- a) **Objetivos generales:** Conocer, analizar y determinar el porcentaje de sílice presente en el fluido de perforación mediante el uso del Elutiometro y los problemas operativos que se generan a partir de un porcentaje alto.
- b) **Objetivos específicos:** La cantidad de sílice en las arcillas que usamos en el lodo y las que se agregan durante la perforación.

Recursos a emplear.

Tabla 10.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Dispensor 	Espátula 	Lodo Bentonítico 


	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	90/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

2		Elutiómetro 	Lodo Densificado 
3			Agua 

Fundamento Teórico.

Las Arcillas. Son una gran familia de minerales complejos que contienen los elementos magnesio, aluminio, silicio y oxígeno (silicatos de magnesio y aluminio) combinados en una estructura similar a la de una lámina. Básicamente son rocas blandas que se hacen plásticas al contacto con el agua, siendo frágiles en seco, y con gran capacidad de absorción.

Las arcillas, tal como se hallan en la naturaleza, están constituidas por ciertos minerales de origen primario, como rocas ígneas, y por otros de origen secundario. aquellos que se han formado por las diversas acciones de los agentes químicos y físicos sobre algunos minerales

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	91/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

La textura de un suelo es la proporción de cada elemento en el suelo, representada por el porcentaje de arena (Ar), arcilla (Ac), y limo (L). **Figura 10.1.**

La textura del suelo depende de la naturaleza de la roca madre y de los procesos de evolución del suelo, siendo el resultado de la acción e intensidad de los factores de formación de suelo.

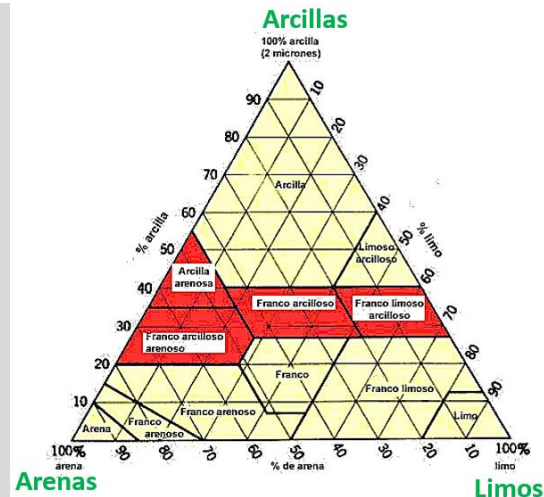



Figura 10.1. Textura de la bentonita.

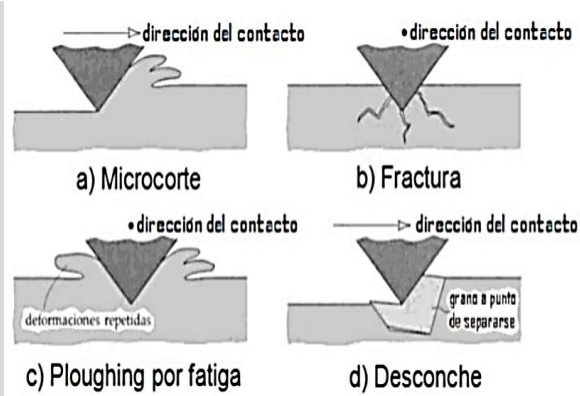
Fracciones arena y limo. Las partículas de arena son casi siempre fragmentos de roca, sobre todo de cuarzo, existiendo además cantidades variables de otros minerales primarios. El limo está constituido por materiales heredados o transformados pero no tienen carácter coloidal. Es una fracción donde las transformaciones son mayores y su composición mineralógica se parece a la de las arcillas.

Sílice, SiO_2 . La sílice es un material muy duro que se encuentra en casi todas las rocas, debido a que es un compuesto de silicio y oxígeno. Los silicatos son el grupo de minerales de mayor abundancia, pues constituyen más del 95% de la corteza terrestre, es por ello que se encuentra en la mayoría de las rocas.

Se tiene que tener un cuidado especial para que no exista una gran cantidad de este en los lodos de perforación, debido a que la sílice es el componente principal de la arena, arenisca, cuarcita, granito, etc. Ya que puede llegar a dañar las tuberías y las camisas de las bombas por donde circula el fluido de perforación, así como cambiar las propiedades del lodo. La roca será ácida cuando contenga grandes cantidades de Sílice y será alcalina cuando contenga pocas cantidades de este.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	92/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

El desgaste abrasivo o abrasión. Es la pérdida de masa resultante de la interacción entre partículas o asperezas duras que son forzadas contra una superficie y se mueven a lo largo de ella. En la perdida de material pueden intervenir cuatro mecanismos de desgaste. **Figura 10.2.**



- a) Punta delgada de alta dureza corta una aspereza de menor dureza.
- b) Cuando el material desgastado es frágil, puede ocurrir una fractura en su superficie.
- c) Cuando el material ductil el microcorte es improbable y su superficie se deforma rápidamente.
- d) Grano de gran tamaño que se remueve del material.


Figura 10.2. Desgaste abrasivo.

Elutriómetro. Figura 10.3. Recuerde que la arena, es un sólido indeseable y el fluido no puede tolerar más de cierta proporción sin contaminarse. La arena, es un peligro en grandes cantidades en el lodo de perforación, debido que puede causar abrasión y cambios en las propiedades del lodo, pero también afecta la formación del enjarre y en el acarreo de recortes. Esta prueba se realiza con un medidor llamado Elutriómetro.

El medidor consta de un juego de cedazo que tiene una malla No. 200, un embudo que embona al cedazo y un recipiente de vidrio **Figura 10.3.**, calibrado de 0 hasta 20%



Figura 10.4. Kit de Elutriómetro.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	93/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

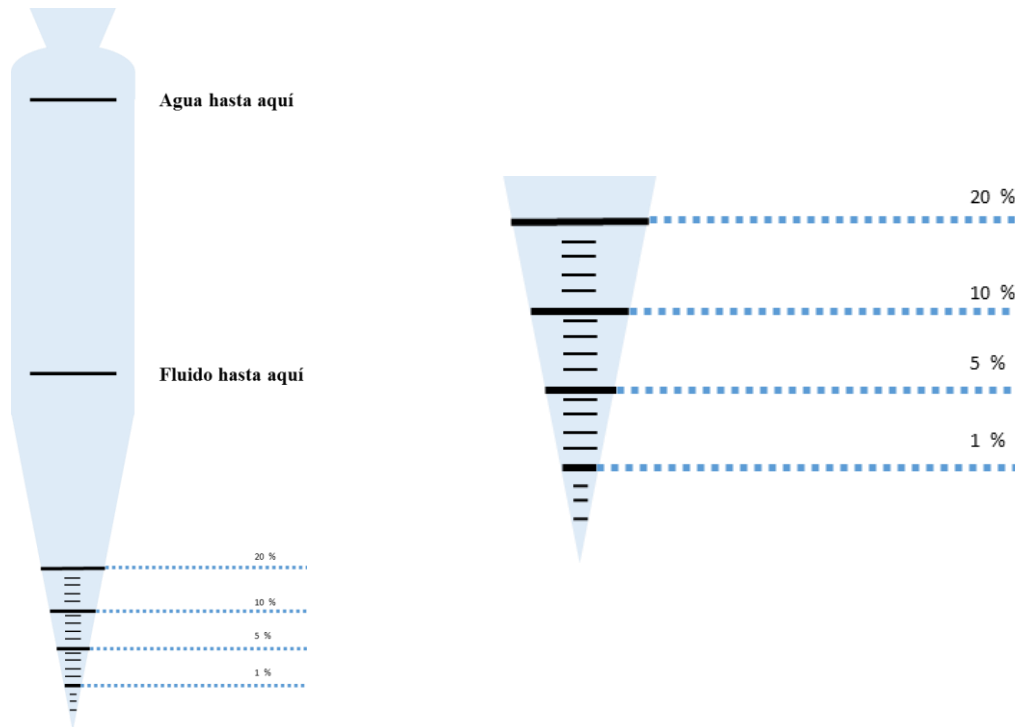



Figura 10.4. Elutriómetro.

Las marcas que representan el porcentaje de arenas presentes en el lodo de perforación, la forma de la graduación es debido a la forma de cono que se tiene. El contenido de arena en la muestra de la presa de succión, debe ser casi nulo, de lo contrario estos solidos volverán a la circulación y alcanzarán tamaños y desgastes no deseados.

Observación: Al efectuar la prueba de un fluido de perforación de base aceite; utilice en lugar de agua dulce, un combustible ligero (petróleo diáfano o diésel).

Nota: la prueba con este dispositivo es manipulable, debido a que buscamos lavar la arena presente en el lodo, por lo que si hacemos muchas repeticiones no tendremos un porcentaje verdadero de sílice.


	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	94/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Desarrollo de actividades.


- I. Tome una muestra del fluido de perforación, previamente agitada.
- II. Llene el recipiente de vidrio hasta donde señale la marca: “fluido hasta aquí” (ver la siguiente imagen).
- III. Agregue agua hasta la marca: “Agua hasta aquí”
- IV. Cubra la boca del recipiente con el dedo pulgar y sacúdala vigorosamente.
- V. Vacíe la mezcla sobre la malla del cedazo, añadiendo más agua al recipiente.
- VI. Agite y vierta nuevamente la mezcla sobre la malla
- VII. Repita este paso hasta que el agua se vea clara
- VIII. Coloque el embudo hacia abajo sobre el extremo superior del cedazo y con precaución viértalo
- IX. Introduzca la parte inferior del embudo en la boca del recipiente de vidrio y lave la arena rociando agua sobre la malla.
- X. Permita que la arena se precipite
- XI. Registre el porcentaje de arena en volumen, tomando la lectura directamente del recipiente graduado.
- XII. Anote el lugar de donde se tomó la muestra.
- XIII. Realice los procedimientos del uno al doce para el lodo bentonítico y lodo densificado y llene la **Tabla 9.3**.

Tabla 10.3. Contenido de porcentaje de arena.

Equipo	ρ (g/cc)		%	Barita (gr)		% de Arena	
	Lodo bentonítico	Lodo densificado		Bentonita	Lodo bentonítico	Lodo densificado	Lodo bentonítico
			6				
			7				
			8				
			8				
			10				

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	95/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Observaciones y Conclusiones.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	96/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Cuantificación de fases sólidas y líquidas que integran los fluidos de perforación.

N° de práctica: 11

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	97/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 11.1. Peligros y Riesgos.




	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.

- a) **Objetivos generales:** Determinar la cantidad de fase sólida y líquida presente en un lodo de perforación mediante el uso de la retorta, y sus efectos en las propiedades del lodo.
- b) **Objetivos específicos:** Medidas del manejo de las fases para una buena eficiencia.

Recursos a emplear.

Tabla 11.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Dispensador 	Espátula 	Lodo Densificado 

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	98/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

2	Retorta	Balanza	
			

Fundamento Teórico.

Cuando se desean separar los componentes de una mezcla, es necesario conocer el tipo de mezcla que se va a separar. **Figura 11.1.**


- Mezcla de sólidos
- Mezcla de sólido con líquido
- Mezcla de líquidos



Figura 11.1. Tipos de Mezclas.

En la naturaleza, las sustancias se encuentran formando mezclas y compuestos que es necesario separar y purificar, para estudiar sus propiedades tanto físicas como químicas. Los procedimientos físicos por los cuales se separan las mezclas se denominan métodos de separación importantes para la el área de fluidos de control, son los siguientes:

Filtración: Es un tipo de separación mecánica, que sirve para separar sólidos insolubles de grano fino de un líquido en el cual se encuentran mezclados; este método consiste en verter la mezcla a través de un medio poroso que deje pasar el líquido y retenga el sólido. Los aparatos usados se llaman filtros; el más común es el de porcelana porosa, usado en los hogares para purificar el agua.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	99/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Evaporación: Es la separación de un sólido disuelto en un líquido, por calentamiento, hasta que hierve y se transforma en vapor. Como no todas las sustancias se evaporan con la misma rapidez, el sólido disuelto se obtiene en forma pura. **Figura 11.2.**




Figura 11.2. Separación de mezclas por evaporación.

Destilación: Es el proceso mediante el cual se efectúa la separación de dos o más fases y consiste en una evaporación y condensación sucesivas, aprovechando los diferentes puntos de ebullición de cada uno de los líquidos, también se emplea para purificar un líquido eliminando sus impurezas.

Un fluido de control o de perforación es una mezcla compuesta por una fase continua y una fase dispersa. Es importante conocer el valor de cada una de estas fases, ya que nos permite controlar las propiedades y comportamiento de un fluido de perforación, debido al contenido de sólidos y líquidos, y será posible modificar las fases para conservar las propiedades como densidad, viscosidad, Gelatinosidad e impermeabilidad, conforme se requiera para el pozo. Utilizando varios de los métodos de separación mencionados anteriormente como filtración y destilación, es como definiremos el siguiente equipo:

Retorta. Figura 11.3. Este instrumento es indispensable cuando se maneja lodos bentoníticos, fluidos cromolignosulfonatos emulsionados (CLSE) y emulsiones inversas para controlar la relación agua-aceite. Se utiliza para determinar la cantidad de líquidos y sólidos en un fluido de perforación. El conocimiento de aceite, agua, y el contenido sólido es fundamental para el control adecuado de las propiedades del lodo.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	100/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

La Retorta se compone de:

- a. Cámara de calentamiento
- b. Condensador
- c. Recipiente de fluido
- d. Lana de acero numero 00
- e. Probeta graduada
- f. Espátula
- g. Solución de agente humectante
- h. Cepillo lima probetas
- i. Temporizador automático que apaga el equipo después de 15 minutos
- j. Saca corchos o tirabuzón
- k. Cable extensión




Figura 11.3. Kit Retorta.

Esta prueba consiste en colocar el fluido por analizar en el recipiente y calentarlo vaporizando los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de una unidad condensadora y el líquido es recolectado en la probeta que esta graduada en tanto por ciento (%); de esta forma se mide el volumen de líquidos. La diferencia de este con el del fluido analizado, será la medida del volumen de los sólidos.

Los sólidos serán extraídos de la unidad de calentamiento al igual que de la lana metálica, esto con ayuda de un imán y obtener su masa, como ya conocemos su volumen y la masa podemos determinar la densidad de los sólidos, esto se compara con los sólidos usados en la preparación del fluido, y así relacionar los sólidos y líquidos agregados por la operación en el que se utilizó.

Desarrollo de actividades.

- I. Desarme la Retorta y verifique que el recipiente de fluido este limpio y seco antes de utilizarlo.
- II. Pese la cámara de calentamiento conformado por 3 piezas

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	101/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

- III. Ponga lana de acero en la sección superior del recipiente.
- IV. Nuevamente pese la cámara de calentamiento ahora con la lana metálica.
- V. Tome una muestra del fluido de perforación recién agitada y cerciórese que no contenga aire ni gas.
- VI. Llene el recipiente con fluido, coloque la tapa permitiendo que salga el exceso por los orificios.
- VII. Limpie por fuera el recipiente.
- VIII. Limpie las roscas, seque perfectamente y lubrique con la grasa que se le proporcione.
- IX. Nuevamente pese la cámara de calentamiento con la lana metálica y la muestra de lodo.
- X. Arme la retorta atornillando el condensador en la misma y colóquela en la cámara de calentamiento.
- XI. Coloque la probeta graduada bajo la salida del condensador.
- XII. Conecte la retorta a un tomacorriente de 127 volts.
- XIII. Advertencia: si se observa humedad fuera de la cámara de calentamiento, la retorta puede tener fugas y proporcionara resultados erróneos.
Nota: Cada retora tiene una etiqueta de tiempo de uso para no quemar la muestra, siga esas instrucciones.
- XIV. Al terminar la destilación retire la probeta del condensador.
- XV. Lea el tanto por ciento de agua (en caso de manejar emulsiones el porcentaje de aceite), la diferencia del volumen total será la cantidad de sólidos.
- XVI. Deje enfriar la retorta.
- XVII. Desarme todo el conjunto
- XVIII. Finalmente pese nuevamente la cámara de calentamiento con la lana metálica y la muestra de lodo.
- XIX. Limpie perfectamente todas las piezas. Para limpiar el orificio de la espiga del condensador use un limpia pipetas, arme la retorta nuevamente y guárdela en un lugar seco.
- XX. Al limpiar el recipiente del fluido y la lana metálica asegúrese de recuperar todos los sólidos.
- XXI. Realice los procedimientos del uno al quince para el lodo bentonítico y lodo densificado, y llene las tablas. **Tabla 10.3. Tabla 10.4.**




	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	102/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Tabla 11.3. Cuantificación de fases en lodos Densificados.

Equipo	1	2	3	4	5
% Bentonita					
ρ lodo (g/cc)					
camara de calentamiento (g)					
lana metalica (g)					
Masa lodo (g)					
Volumen lodo (ml)					
Volumen agua (ml)					
Masa de agua (g)					
Volumen de sólido (ml)					
Masa de sólido(g)					
ρ sólido g/cc					
% volumen fase líquida					
% volumen fase sólida					

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	103/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


Observaciones y Conclusiones

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	104/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Cuantificación de pérdida de la fase líquida de los fluidos de perforación y sus consecuencias. Mediante el empleo del Filtro Prensa, descripción y fundamentos del equipo.

N° de práctica: 12

Nombre completo de los integrantes de equipo		Firma
1.-		
2.-		
3.-		
5.-		
6.-		
N° Brigada:	Fecha:	Grupo
Profesor:		Calificación:

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	105/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Seguridad en la ejecución.

Tabla 12.1. Peligros y Riesgos.

	Peligro	Riesgo asociado
1	Manejo de herramienta	Lesión de manos, cabello
2	Manejo de líquidos	Humedad y manchas en la ropa


Objetivos de aprendizaje.

- c) **Objetivos generales:** Evaluar los efectos de la contaminación por sal en el filtrado.
- d) **Objetivos específicos:** Medir cuánta agua sale filtrada del lodo, a diferentes saturaciones de sal.


Recursos a emplear.

Tabla 12.2. Equipos y materiales.

	Equipos	Herramientas	Materiales
1	Dispensador 	Espátula 	Frascos practica 6 

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	106/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

2	Filtro Prensa	Cronómetro	Sal
			
3	Balanza	Papel filtro	Solución de nitrato de plata
			
4	Red de gas de baja presión	Vernier	Gas Nitrógeno
			

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	107/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Fundamento Teórico.


Salinidad.

La salinidad es una propiedad importante de aguas usadas industriales y de cuerpos de agua naturales. Originalmente este parámetro se concibió como una medida de la cantidad total de sales disueltas en un volumen determinado de agua. Dado que la determinación del contenido total de sales requiere de análisis químicos que consumen mucho tiempo, se utilizan en substitución métodos indirectos para estimar la salinidad. Se puede determinar la salinidad de un cuerpo de agua a base de determinaciones de conductividad, densidad, índice de refracción ó velocidad del sonido en agua entre otros.

La **Tabla 12.3.** nos presenta la abundancia relativa de los iones más comunes en cuerpos de agua dulce y en aguas oceánicas. Los iones y los elementos presentes en cuerpos de agua naturales se originan de procesos de mineralización y desgaste de las rocas que forman la corteza terrestre y de emanaciones del manto terrestre, a través de la actividad volcánica. El agua de mar está compuesta en promedio de un 96.52% de agua y un 3.49% de sustancias disueltas (mayormente sales). La abundancia relativa de los iones es constante en aguas oceánicas bien mezcladas.

Tabla 12.3. Composición de iones para cuerpos de agua dulce y agua salada.

Iones	Agua dulce (mg/L)	Agua dulce (mg/L)
Aniones:		
$CO_3^{=}$	58.4	140
$SO_4^{=}$	12.2	271
Cl^{-}	7.8	19 440.0
Total	77.4	22 290.0
Cationes:		
Ca^{++}	15.0	410.0
Mg^{++}	4.1	1 300.0
Na^{+}	6.3	10 810.0
K^{+}	2.3	390.0
Total	27.7	12 10.0

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	108/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Tipos de sales.

No obstante, hay variaciones en el contenido total de sales entre aguas oceánicas de latitudes altas y bajas. Al mismo tiempo, hay diferencias en la salinidad a lo largo del perfil de profundidad. El contenido de los iones de Cl^- , SO_4^{2-} , Ca^{++} , Mg^{++} , Na^+ , y K^+ representa más del 99% del total de sales en el océano. El ión de sodio es el catión más abundante en agua de mar, aproximadamente 30.4%, mientras que el ión cloruro es el anión principal, aproximadamente 55.2%.

Los constituyentes menores del agua de mar están indicados en la Tabla 12.4 Es conveniente aclarar que la composición iónica de los lagos salados, originados por la evaporación de agua dulce, es muy diferente a la del océano. En agua de mar el cloruro de sodio es la sal dominante, mientras que en los lagos salados predominan las sales de calcio, magnesio, sulfatos y carbonatos.

Tabla 12.4 Constituyentes inorgánicos menores del agua de mar.


Elemento	Concentración en ppm
Br	65
C	28
Sr	8
B	4.6
Si	3
F	1
Elemento traza	< 1 ppm
N2, Li, Rb, P, I, Fe, Zn, Mo	

Concentración de sal en ppm.

Para expresar la concentración de sal en el agua, se puede usar porcentajes %, o en partes por millón, ppm, o gramos por tonelada (g/t). Todas estas medidas son razones entre sustancia analizada entre la muestra total. Es decir, el fluido total será 100 en el caso de porcentajes, o 1 000 000.0 en el caso de ppm o tonelada. Además, se puede expresar la cantidad en una fracción por peso o por volumen.

Por ejemplo, el agua de mar promedio tiene 35 000.0 ppm de sal, si tomamos en cuenta que el 1% de concentración es igual a 10 000.0 ppm, por lo tanto, la concentración de sal de agua de mar por unidad de litro es 350 gramos de sal.

Ejemplo de concentración **Figura 12.1**

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	109/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

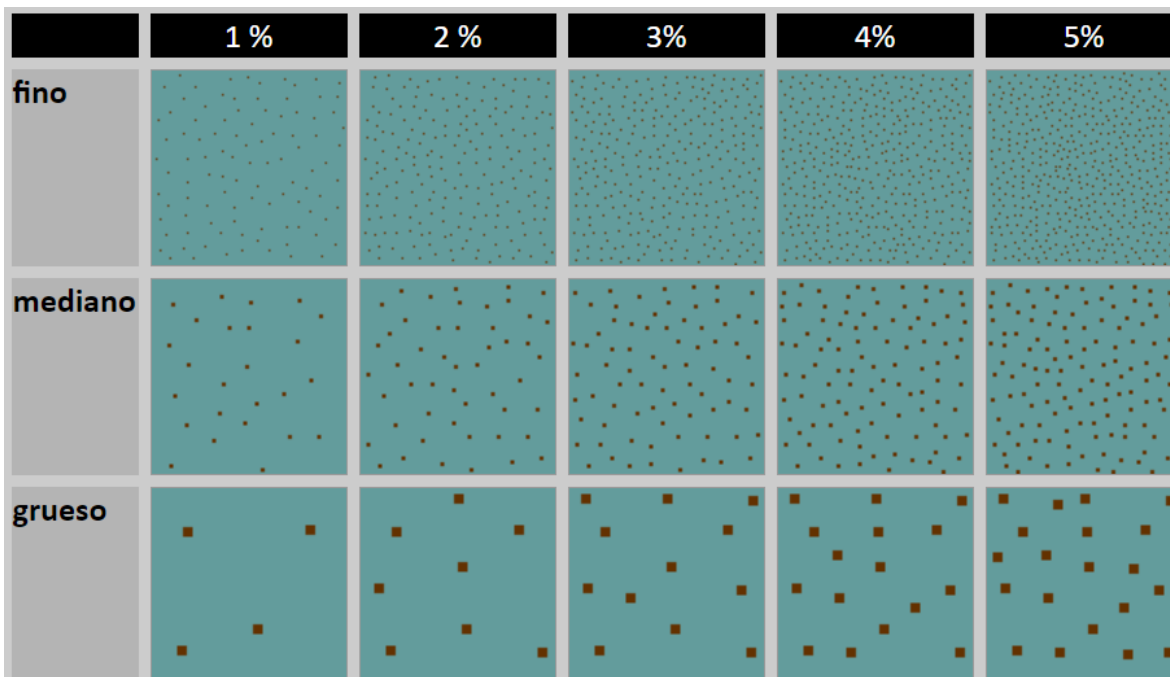



Figura 12.1. Ejemplo de concentración.

Contaminación de los lodos de perforación con sales de formación.

Existen varios términos descriptivos para los fluidos acuosos profundos en cuencas sedimentarias: salmueras petroleras, salmueras de cuenca, aguas de cuenca y aguas de formación. Esta variación existe debido a que el agua puede ser clasificada de acuerdo con su salinidad, origen, comportamiento isotópico, concentración y origen de los constituyentes disueltos.

Durante la perforación de un pozo, el lodo puede sufrir contaminaciones con fluidos provenientes de la formación, modificando con esto sus características reológicas principales. Un contaminante es cualquier tipo de material (sólido, líquido o gas) que tiene un efecto perjudicial sobre las características físicas o químicas de un fluido de perforación.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	110/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

La contaminación con sal se da por su contenido de iones de magnesio y iones de calcio, ambos perjudiciales para los lodos base agua. Existen tres tipos de sales de roca naturales encontradas durante la perforación de:

1. Domos salinos, siendo la halita (NaCl sal común),
2. Los otros tipos de sales menos comunes son la silvita (KCl) y
3. la carnalita (KMgCl₃•6H₂O).

El flujo de agua salada puede ser mucho más perjudicial en las propiedades de lodo que en la perforación de domos salinos porque las sales contenidas están solubilizadas y reaccionan más rápidamente con las arcillas.


La base de estas sales está directamente relacionada con su origen en sedimentos marinos depositados en agua salada que, al ser expulsada de los sedimentos durante el proceso de compactación, su concentración de sales se vuelve considerablemente alta.

Su efecto inicial sobre el lodo de perforación es la floculación de las arcillas causadas por la acción del ion sodio. En general, la contaminación de sal en un lodo a base agua causa un incremento en la viscosidad Marsh, viscosidad plástica y aparente, punto cedente, fuerzas de gel, filtrado, alcalinidad y contenido de cloruros; también ocasiona una disminución de la densidad y del pH.

Desarrollo de actividades.

Actividad 1:


- I. Se emplearán los lodos de la practica 6, de tal forma que cada lodo lo saturara con 1 000.00 y 50 000.00 ppm respectivamente, haciendo uso de la balanza para pesar la cantidad necesaria de sal.
- II. Dispersar el lodo e integrar la sal.
- III. Armar la celda en la forma que se realizó en la práctica 9.
- IV. Previamente tener conectado el tanque de gas nitrógeno aplicando una presión de 100 [lb/in²] apretando el tornillo T del regulador.

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	111/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			


- V. La prueba debe durar 7:30 minutos, recordando multiplicar el volumen desplazado a este tiempo por dos. Una vez transcurrido este tiempo cerrar el paso de presión y abrir la válvula de alivio.
- VI. Retirar la probeta de la base, medir el volumen filtrado y reportarlo en centímetros cúbicos (cc) a 100 [psi].
- VII. Aflojar el tornillo T del pedestal y quitar la tapa superior, retirar la celda y eliminar la muestra del fluido utilizado. Desacoplar la tapa inferior y sacar la malla con papel filtro, lavado suavemente con agua limpia el enjarre depositado en él.
- VIII. Medir el espesor del enjarre en milímetros (mm), con ayuda del vernier, registrando la consistencia como: duro, blando, suave, firme o resistente; considerando su plasticidad y elasticidad.
- IX. Terminada la prueba, lavar perfectamente todos los componentes del filtro-prensa para evitar su deterioro.
- X. Al filtrado obtenido se le agregaran unas gotas se la solución de nitrato de plata
- XI. Llenara la **Tabla 12.4.** y describa lo que obserbo.

Tabla 12.4. efecto de la contaminación por sal.

Equipo	Densidad del lodo (g/cm ³)	% de Bentonita	Barita (g)	Volumen del filtrado (ml) sin contaminar	Enjarre (mm) Sin contaminar	Volumen del filtrado (ml) contaminado	Enjarre (mm) contaminado

	Manual teórico práctico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	112/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Observaciones y Conclusiones.

	Manual teórico practico del Laboratorio de Fluidos de Perforación	Código:	MADO-##
		Versión:	01
		Página	113/113
		Sección ISO	8.3
		Fecha de emisión	20 de enero de 2017
Facultad de Ingeniería		Área/Departamento: Departamento de Ingeniería Petrolera	
La impresión de este documento es una copia no controlada			

Bibliografía

PERERA, R., HERNÁNDEZ, C.

Fluidos de control nivel 2

México

Sistema Nacional de Capacitación Técnico – Practico

PEMEX, IMP

PERERA, R., HERNÁNDEZ, C.

Fluidos de control nivel 3

México

Sistema Nacional de Capacitación Técnico – Practico

Segunda edición 1990

PEMEX, IMP

BENITEZ, M., GARAICOCHA, F., REYES, C.

Apuntes de Fluidos de perforación

DICT, FI, UNAM

1979

UNAM, PEMEX, IMP y el CIPM

Sistema de Circulación

Unidad 1, Lección 8

1984

Instituto Mexicano del Petróleo