



# **INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

UNIDAD "TICOMÁN"

## **SEMINARIO**

Ingeniería de Fluidos

"EFECTOS DE LA ALCALINIDAD EN DISPERSIONES COLOIDALES BASE ACUOSA DE NATURALEZA ARCILLOSA MONTMORILLONITICA"

## **TRABAJO FINAL**

PARA OBTENER EL TITULO DE:

Ingeniería Petrolera

PRESENTAN:

CARRANZA AVILA LEONEL

FLORES GONZALES JOSÉ ALEXIS

PARA OBTENER EL TITULO DE:

Ingeniería Geológica

PRESENTA:

HERNÁNDEZ RAMIREZ ROSALINDA

ASESOR

QUÍMICA HERNANDEZ ALVAREZ ROSA DE JESUS



Autorización de uso de obra

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

P r e s e n t e

Bajo protesta de decir la verdad los que suscriben **Carranza Avila Leonel, Flores González José Alexis, Hernández Ramírez Rosalinda** manifestamos ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada “**Efectos de la alcalinidad en dispersiones coloidales base acuosa de naturaleza arcillosa montmorillonítica**”, en adelante “TRABAJO ESCRITO”, y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento del artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho del autor, otorgo al Instituto Politécnico Nacional, en adelante IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en línea) del “Trabajo Escrito” por un periodo de un año contando a partir de la fecha del presente autorización, dicho periodo se renovara automáticamente en caso de no dar aviso expreso a “El IPN” de su terminación.

En virtud de lo anterior “El IPN” deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor del “Trabajo Escrito”.

Adicionalmente y en nuestra calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales del “Trabajo Escrito”, manifestamos que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto del “Trabajo Escrito”, por lo que deslindamos de toda responsabilidad al El IPN en caso de que el contenido del “Trabajo Escrito” o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumimos las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que pueda derivarse del caso.

Ciudad de México, a 24 marzo de 2020



Carranza Avila Leonel

Atentamente



Flores González José Alexis



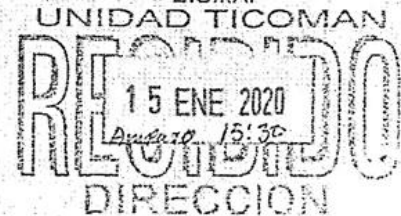
Hernández Ramírez Rosalinda



**Folio:** DES/0148/2020

**Asunto:** Impartición de Seminario

Ciudad de México, a 13 de enero de 2020  
E.S.I.A.



**DR. ARTURO ORTIZ UBILLA**  
**DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA**  
**Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN**  
**DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**P R E S E N T E**

Con fundamento en el Artículo 44, Fracción VII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio DET/2582/2019, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

**“INGENIERÍA DE FLUIDOS DE CONTROL”**

Folio de Autorización:	DES/ESIA-TIC/S/001-14/2011-2019
Vigencia del seminario:	11 de abril de 2018 al 11 de abril de 2020
Duración:	150 horas.
Período de impartición:	Del 28 de enero al 24 de marzo de 2020
Horario:	martes, miércoles y jueves de 09:00 a 15:00 horas.
Sede:	ESIA-TIC
Expositores:	Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez, Ing. Manuel Torres Hernández e Ing. Rubén Miranda Arias.

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.
- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.





- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de vigencia, como los datos de los participantes utilizados en la emisión de constancias, está sustentada en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificarla a detalle previamente a su trámite.

Sin más por el momento, le envío un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**

**"La Técnica al Servicio de la Patria"**

  
  
**ING. JUAN MANUEL VELAZQUEZ PETO**  
DIRECCIÓN DE EDUCACIÓN SUPERIOR  
**DIRECTOR**

c.c.p Dr. Jorge Toro González - Secretario Académico del IPN.  
Lic. Marisela Cabrera Rojas - Directora de Administración Escolar DAE.

T- 0393

JMVP/EGCV/ymvn

Página 2 de 2

## **AGRADECIMIENTOS**

***JOSÉ ALEXIS FLORES GONZÁLEZ***

A mi ma por todo el apoyo incondicional y por el amor que me has brindado,  
gracias por inspirarme a ser mejor persona cada día.

A mi pa por todos los consejos y enseñanzas, gracias por confiar en mí.

A mis hermanos por el amor y cariño.

Al glorioso Instituto Politécnico Nacional por darme una educación de calidad.

## **AGRADECIMIENTOS**

### ***LEONEL CARRANZA AVILA***

A mis padres Adrián y Patricia: por el apoyo, la confianza y el cariño que siempre me han brindado, ya que es gracias a sus consejos, educación, amor incondicional y orientación que me han llevado a este momento del cual forman parte importante. Gracias por tanto y perdón por tan poco.

A mis hermanos: gracias por llenar mis días de risas, por el cariño y por aguantarme, hay días en los que su compañía es la mejor medicina para ser felices.

A esta gran institución IPN que me ha permitido conocer a grandes amigos, buenos compañeros y excelentes profesores, los cuales me han orientado y han contribuido a culminar esta etapa en mi vida, he tenido la buena fortuna de conocerlos en este camino.

## **AGRADECIMIENTOS**

### **ROSALINDA HERNÁNDEZ RAMÍREZ**

A Dios que me ha bendecido tanto y me permitió llegar hasta este momento  
abriendo mi mente.

Gracias por ser mi mamá, Rosalinda Ramírez. La mejor madre. Quién siempre me  
levantó y le debo lo mejor de mí. Amor infinito e incondicional, me siento muy  
orgullosa de ser tu hija. Te amo.

A mi maravillosa familia, mi papá Eduardo que me mostró las virtudes de la vida y  
el trabajo, mis hermanas Sandy y Ely fieles consejeras y presentes en cada paso,  
mi tío Ernesto apoyándome con toda fe, y mi hermano Ernesto enseñándome la  
felicidad.

Mis profesores, grandes personalidades de las cuales aprendí mucho, más allá de  
del ámbito académico especialmente a los ingenieros René Téllez, Gabriel  
Baltierra, Jorge Diaz, Camilo, Campos Castán, Roberto Zúñiga, Armando Alatorre,  
Efraín Juárez.

A mis grandes amigos Angelica Escudero, Paola Gómez, Alberto Ríos, Axel  
Venegas, Daniel Alejandro Jiménez, Luis Almeida, Guillermo Sánchez, Uriel  
López, Eduardo Juárez, Pedro Moreno y mis compañeros Enrique Sedas, Israel  
Garduño, Raziel Chávez, José Tarek, Carlos Cuamatzi, Alexis Flores.

Y a cada una de las personas que me apoyaron en mi formación dándome  
experiencias únicas, desde el fabuloso equipo de orientación guiado por Gris que  
fueron una familia, a las diferentes asociaciones a las que pertencí y las  
personas que la conforman, a aquellos que ahora ya no están y quienes me  
brindaron las oportunidades para crecer como la maestra Mayelli Hernández.

## ÍNDICE

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	11
ÍNDICE DE TABLAS.....	12
ÍNDICE DE GRAFICAS.....	13
RESUMEN.....	14
ABSTRACT .....	15
OBJETIVO GENERAL .....	16
Objetivos Específicos.....	16
JUSTIFICACIÓN .....	17
INTRODUCCIÓN.....	18
Capítulo 1. Sistemas coloidales .....	19
1.1    Coloides.....	19
1.1.1    Propiedades.....	19
1.1.2    Formación y estabilidad de sistemas coloidales .....	19
1.2    Clasificación.....	20
1.2.1    Coloides Liofílicos .....	21
1.2.2    Coloides Liofóbicos.....	22
Capítulo 2. Fluido de perforación de pozos .....	23
2.1 Definición de fluidos de perforación.....	23
2.2 Funciones de un fluido de perforación .....	23
2.2.1 Mantener la estabilidad el agujero .....	24
2.2.2 Enfriar y lubricar la barrena .....	24
2.2.3 Asistir en la toma e interpretación de información .....	25
2.3 Propiedades de los fluidos de perforación.....	25
2.3.1 Densidad.....	25
2.3.2 Reología.....	26
2.3.3 Punto de cedencia.....	26
2.3.4 Esfuerzo gel .....	27
2.3.5 Esfuerzo de corte.....	27
2.3.6 Velocidad de corte .....	27
2.3.7 Viscosidad.....	28
2.4 Clasificación de los fluidos de perforación.....	28
2.4.1 Sistemas aireados.....	29



2.4.2 Sistemas base no acuosa (SBNA).....	29
2.4.3 Sistemas base agua (SBA).....	29
2.4.4 Fluido de perforación bentonítico .....	30
Capítulo 3. Influencia del pH en la estabilidad de materiales arcillosos hidratables (Montmorillonita) .....	31
3.1 Arcillas .....	31
3.1.1 Composición.....	32
3.1.2 Distribución de arcillas .....	33
3.1.2.1 Laminar.....	34
3.1.2.2 Dispersa.....	34
3.1.2.3 Estructural .....	35
3.2 Propiedades físico-químicas.....	35
3.2.1 Capacidad de Intercambio catiónico.....	36
3.2.2 Capacidad de absorción .....	37
3.2.3 Hidratación e hinchamiento.....	37
3.3 Bentonita.....	39
3.3.1 Clasificación.....	41
3.3.1.1 Bentonita Sódica .....	41
3.3.1.2 Bentonita Cálcica.....	41
3.4 Usos y aplicaciones industriales .....	44
3.4.1 Fluidos de perforación.....	45
3.4.2 Incendios .....	45
3.4.3 Insecticidas .....	45
3.5 Definición de alcalinidad .....	46
3.5.1 Métodos para evaluar la alcalinidad .....	48
3.5.1.1 Naranja de metilo .....	49
3.5.1.2 Fenolftaleína.....	49
3.5.1.3 Papel Indicador.....	50
3.5.1.4 pH metro .....	51
3.6 Tipos de alcalinizantes utilizados en la industria .....	51
3.6.1 Óxido de Magnesio MgO.....	52
3.6.2 Sosa caustica NaOH.....	52
3.6.3 Sosa Ash Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> .....	52
3.6.4 Trietanolamina C <sub>6</sub> H <sub>15</sub> NO <sub>3</sub> .....	53

3.7 Influencia de la alcalinidad en sistemas base acuosa de naturaleza montmorillonítica .....	53
Capítulo 4. Fase experimental para la evaluación del efecto de la alcalinidad en sistemas base acuosa de naturaleza arcillosa montmorillonítica .....	56
4.1 Materiales y equipos .....	56
4.1.1 Evaluación de pH .....	57
4.1.1.1 Procedimiento para determinar pH [20] .....	58
4.2 Pruebas de laboratorio .....	59
4.2.1 Densidad del fluido .....	60
4.2.1.1 Procedimiento para determinar densidad [20] .....	61
4.2.2 Evaluación de propiedades reológica y tixotrópicas del fluido mortmorillonítico .....	61
4.2.2.1 Procedimiento para determinar la reología [20] .....	63
4.2.2.2 Cálculo de viscosidad y esfuerzo de gel .....	63
4.3 Propiedades de lodo sin alcalinizar .....	65
4.4 Procedimiento para alcalinizar el lodo [20] .....	67
4.5 Estudio de índice de hidratación de arcillas debido a la alcalinización .....	70
4.6 Métodos y sus efectos .....	71
4.6.1 Sosa caustica .....	71
4.6.2 Potasa caustica .....	71
4.6.3 Ceniza de sosa .....	71
4.7 Análisis comparativo del comportamiento de bentonitas de buena calidad .....	72
4.7.1 Propiedades reológicas .....	72
4.7.2 Capacidad de absorción del agua .....	73
Capítulo 5. Análisis de resultados .....	75
5.1 pH .....	75
5.2 Densidad de lodo .....	76
5.3 Viscosidad Embudo Marsh .....	76
5.4 Comportamiento reológico-tixotrópico de los fluidos .....	78
5.5 Propiedades reológicas .....	79
CONCLUSIONES .....	83
RECOMENDACIONES .....	85
BIBLIOGRAFÍA .....	86

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1 .Grupos de minerales

Figura 2 . Partículas coloidales hidrofílicas.

Figura 3 .Partículas coloidales hidrófobas.

Figura 4. Clasificación de fluidos de control.

Figura 5. Distribución de lutita en sedimentos

Figura 6. Representación gráfica en el que el agua impregna la superficie de la arcilla.

Figura 7. Dispersión de arcilla.

Figura 8. (A) unidad octaédrica individual, (B) porción de una estructura de hoja octaédrica.

Figura 9. (A) tetraedro de sílice simple, (B) porción de una estructura de lámina tetraédrica de sílice.

Figura 10. Estructura de Bentonita.

Figura 11. Comparación de arcillas con distinto CEC.

Figura 12. Relación entre el pH y alcalinidad del agua (Tomada de Benítez Hernández, Garaicochea Petreirena y Reyes Álvarez, 1979).

Figura 13. Color de la fenolftaleína en soluciones de NaOH de 4 mol / L (izquierda), 2 mol / L (centro) y 1 mol / L (derecha). Tomado de Vladimir Petrusevski y Sts. Cyril, 2007.

Figura 14. Papel indicador pH.

Figura 15. pH metro.

Figura 16. Cambio en las propiedades del lodo con variación en pH.

Figura 17. Determinación de pH mediante papel indicador.

Figura 18. Balanza de lodos convencional.

Figura 19. Viscosímetro Fann 35.

Figura 20. Muestras de fluido de (a) lodo bentonítico no-tratado (b) lodo bentonítico tratado con 2% de NaOH.

Figura 21. Lodo bentonítico sin alcalinizar (Tomado de Abiola Salami, 2016).

Figura 22. Lodo bentonítico alcalinizado (Tomado de Abiola Salami, 2016).

Figura 23. Comparativa del comportamiento de Bentonita.

Figura 24. Separación de fases en un sistema con Bentonita de mala calidad.

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Grupos de minerales de Arcila.

Tabla 2. Bentonitas disponibles en México.

Tabla 3. Usos industriales de la Bentonita y sus usos.

Tabla 4. Composición de fluido base acuosa-bentonítico.

Tabla 5. Equipos utilizados para realizar pruebas de laboratorio

Tabla 6. pH de los sistemas base acuosa-bentonítico.

Tabla 7. Densidad de los sistemas base acuosa-bentonítico.

Tabla 8. Lectura del Viscosímetro Fan 35.

Tabla 9. Propiedades reológicas del lodo.

Tabla 10. Densidad y pH de fluido base acuosa-bentonítico tratados con 2% NaOH.

Tabla 11. Lectura del Viscosímetro Fan 35.

Tabla 12. Propiedades reológicas del lodo.

Tabla 13. Tabla especificaciones API de propiedades de suspensión de la Bentonita (API 13-A, 2010).

Tabla 14. Comparación de resultados de propiedades reológicas vs especificaciones API.

Tabla 15. Viscosidad Marsh y pH de fluido base acuosa-bentonítico tratados con 2% NaOH.

## ÍNDICE DE GRAFICAS

Gráfica 1. Propiedades reológicas de lodo sin alcalinizar.

Gráfica 2. Propiedades reológicas de lodo alcalinizado.

Gráfica 3. Cambio de pH de lodo bentonítico tratado con sosa NaOH.

Gráfica 4. Densidad de lodo bentonítico tratado con sosa NaOH.

Gráfica 5. Viscosidad de embudo Marsh en función de alcalinización de sistemas.

Gráfica 7. Comportamiento reológico-tixotrópico lodo sin alcalinizar .

Gráfica 8. Comportamiento reológico-tixotrópico lodo alcalinizado.

Gráfica 9. Vp, Pc y Va de lodo al 6%, 8% y 10% de Bentonita no-alcalinizado.

Gráfica 10. Vp, Pc y Va de lodo al 6%, 8% y 10% de Bentonita tratado con sosa NaOH.

Gráfica 11. Vp, Pc y Va de lodo al 6%, 8% y 10% de Bentonita tratado con sosa NaOH.

Gráfica 12. Esfuerzo de gel de lodo al 6%, 8% y 10% de Bentonita tratado con sosa NaOH.

## **RESUMEN**

Se plantea el desarrollo experimental de un fluido base acuosa de naturaleza arcillosa para determinar el efecto que tiene la alcalinidad en su comportamiento y propiedades.

Capítulo 1. Estructura y componentes de un sistema coloidal, y sus propiedades, tamaño de partícula, su comportamiento y estabilidad.

Capítulo 2. Generalidades y conceptos fundamentales de fluidos de perforación, y propiedades, para mantener la estabilidad e integridad del pozo.

Capítulo 3. Materiales utilizados en la formulación de lodos de perforación, el efecto que tienen las partículas arcillosas cuando entran en contacto con el agua y los beneficios de la alcalinidad.

Capítulo 4. Desarrollo experimental de una dispersión base acuosa de naturaleza arcillosa para diferentes concentraciones de Bentonita y Barita con el fin de evaluar el efecto de la alcalinidad en sus propiedades.

Capítulo 5. Análisis de las propiedades físicas y comportamiento reológicos de los sistemas elaborados, bajo distintas concentraciones de bentonita.

## **ABSTRACT**

The experimental development of an aqueous base fluid of clayey nature is proposed to determine the effect that alkalinity has on its behavior and properties.

Chapter 1. Structure and components of a colloidal system, and its properties, particle size, its behavior and stability.

Chapter 2. Generalities and fundamental concepts of drilling fluids, properties such as, density, viscosity, gelatinosity, etc., to maintain the stability and integrity of the well.

Chapter 3. Overview and fundamental concepts of drilling fluids, and properties, to maintain the stability and integrity of the well

Chapter 4. Experimental development of a clay-based aqueous dispersion for different concentrations of Bentonite and Barite in order to evaluate the effect of alkalinity on its properties.

Chapter 5. Analysis of the physical properties and rheological behavior of the elaborated systems, under different concentrations of Barite.

## **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar el efecto que tiene la alcalinidad en la hidratación e hinchamiento de lodos de perforación base acuosa de naturaleza arcillosa montmorillonítica aplicando las metodologías utilizadas en laboratorio, con el propósito de poder asegurar una limpieza eficiente y mantener la integridad de agujero durante la perforación de pozos evitando retrasos operativos.

### **Objetivos Específicos**

-Aplicar a los lodos de perforación formulados, cada una de las pruebas de laboratorio y validar cual es el sistema más confiable para minimizar los riesgos de pérdidas y de costos en el proceso de perforación.

-Estudiar las propiedades de los fluidos formulados: viscosidad, densidad, resistencia de gel, pH.

-Mejorar sus propiedades usando sosa caustica.



## **JUSTIFICACIÓN**

Los retos más comunes al perforar formaciones inestables como arenas no consolidadas (perdida de circulación, derrumbes), lutitas deleznable (reducción de espacio anular, atrapamiento de sarta), formaciones fracturadas, etc, tienen influencia en la selección del fluido de perforación e incrementan significativamente los costos del proyecto.

Las variables de condiciones de potencial hidroxilo serán recurrentes en la elaboración de lodos de perforación. Por lo antes dicho durante el periodo de pruebas de alcalinidad se obtienen los siguientes beneficios:

Capacidad de suspensión de partículas, mejora del acarreo y transporte de sólidos, correcta determinación de densidad del lodo para cada etapa de la perforación, con el objetivo del control de presión de formaciones, evitar filtraciones y pérdidas de lodo.

## INTRODUCCIÓN

Los ingenieros de diseño de lodos utilizan las propiedades de densidad, viscosidad, capacidad de intercambio catiónico, capacidad de absorción, hidratación e hinchamiento y plasticidad, de materiales como Bentonita para la adición de barita , densificante de los fluidos de perforación acorde al comportamiento de las formaciones.

Esta sería la rama de ingeniería de fluidos de control dedicada al estudio y modelado de fluidos en respuesta a las alteraciones por perforación como a cambios de presiones, flujo de fluidos, temperatura y profundidad.

En la actualidad, la exploración petrolera en México se ha ido incrementando debido a la reforma energética y muchos campos que se encuentran en desarrollo presentan problemas durante la perforación, asociados a la estabilidad y control de pozos. De ahí la importancia de poder evaluar el diseño y formulación de fluidos de perforación para poder aplicarlos bajo las condiciones que exige la formación.

En la industria petrolera es de vital importancia el uso de lodos de perforación, de los cuales es necesario seguir los parámetros adecuados empleando eficientemente los componentes alargando la vida útil del lodo con las cualidades específicas presentes. Uno de esos parámetros es la alcalinidad de un sistema coloidal; se verá afectado por diversas razones, propias de la naturaleza de las formaciones en que entre en contacto, siendo así que, durante las problemáticas de esta índole, el buscar alternativas de alto ingenio que permitan recuperar tiempo y condiciones de estabilidad durante la perforación.

Las pruebas ejecutadas a los lodos en el laboratorio de fluidos de control ofrecen un margen para poder solucionar las problemáticas mencionadas.

## **Capítulo 1. Sistemas coloidales**

### **1.1 Coloides**

Los coloides son un sistema de partículas lo suficientemente pequeñas como para que la fase dispersa se mantenga suspendida en una fase continua; a no ser que una fuerza externa provoque la separación de fases.

Son estables con el tiempo; aunque deben mostrar cierta estabilidad y no sedimentar casi de manera instantánea. En la condición de cinética se considera:

- Suspensión coloidal: El fluido tiene una condición estática.
- Dispersión coloidal: El fluido tiene una condición en movimiento.

#### **1.1.1 Propiedades**

Su comportamiento está determinado por sus propiedades cinéticas, eléctricas, ópticas y superficiales. De las cuales las más relevantes para el desarrollo de este proyecto se retomarán y explicarán a profundidad en el apartado 2.3, siendo viscosidad, gelatinosidad, densidad, permeabilidad, potencial Hidrógeno relativas a las necesidades de la perforación según se requiera.

#### **1.1.2 Formación y estabilidad de sistemas coloidales**

Se forma cuando una sustancia es insoluble en el medio y sus partículas o gotas son muy pequeñas y se dispersan en él.

El comportamiento de los coloides es determinado por la estabilidad de éstos. Considerándose la formación de sedimentos, aglomeración de células bacterianas y la dispersión y eliminación de contaminantes.

Los dos fenómenos principales que contribuyen a la estabilización de los coloides son la hidratación y la carga superficial.

La capa de agua en la superficie de partículas coloidales hidratadas evita el contacto entre ellas, lo que daría lugar a la formación de unidades mayores.

Una cierta carga superficial en la partícula coloidal puede evitar la agregación, dado que las partículas igualmente cargadas se repelen entre sí, La carga superficial frecuentemente depende del pH; a un pH de alrededor de 7, la mayoría de las partículas coloidales en las aguas naturales se encuentran cargadas negativamente.

La materia orgánica natural en el agua tiende a alzarse en con la superficie de las partículas coloidales y, debido a esto los grupos funcionales negativamente cargados característicos de esta materia, brinda las partículas coloidales en el agua predominantemente negativa.

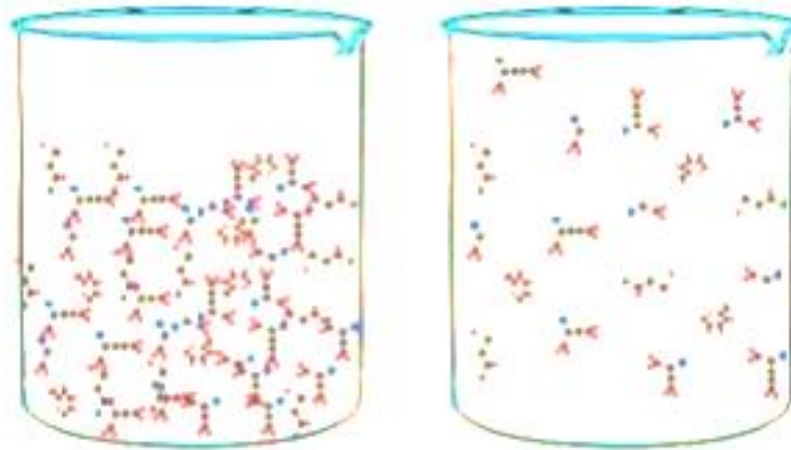
Una de las tres maneras en que una partícula puede adquirir una carga superficial es por reacción química en la superficie de la partícula, Este fenómeno, que frecuentemente involucra al ion hidrógenos y es dependiendo de pH, es típico de los hidróxidos y óxidos como el dióxido de manganeso,  $MnO_2$ .

La adsorción de iones es otra forma en que las partículas sólidas se cargan. La adhesión de iones a la superficie de la partícula coloidal por medios como los enlaces de hidrogeno y las fuerzas de Van der Waals.

Otra manera es la sustitución iónica para obtener una carga neta, como la sustitución de algunos Si (IV) por Al (III).

## **1.2 Clasificación**

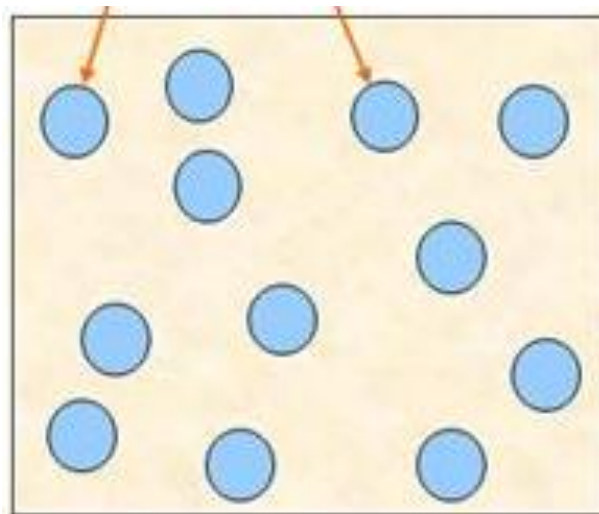
Se clasifican en relación con la dispersión del medio dividiéndose en coloides Liofílicos, coloides Liofóbicos. La figura 1 muestra la relación de cada caso siendo el vaso de la izquierda para los Liofílicos de aspecto semisólido o gelatinoso, ya que hay menos disolvente que solutos, que está más concentrada y el estado físico más viscoso y el vaso de la derecha en los Liofóbicos de aspecto líquido ya que hay mucho más disolvente que solutos y el estado físico es más fluido.



*Figura 1 .Grupos de minerales*

### **1.2.1 Coloides Liofílicos**

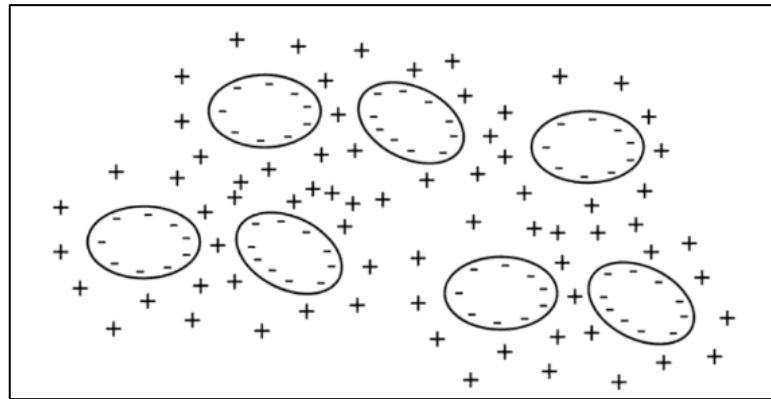
Consisten generalmente en macropartículas como las proteínas y polímeros sintéticos, que se caracterizan por su fuerte interacción con el agua, dando por resultado la formación espontánea de coloides. Son disoluciones de moléculas o iones muy grandes. Las suspensiones de colides hidrófilos son menos afectadas que las suspensiones de coloides hidrófobos.



*Figura 2 . Partículas coloidales hidrofílicas.*

### 1.2.2 Coloides Liofóbicos

Los coloides hidrófobos también llamados coloides de asociación interactúan en menor grado con el agua y son estables debido a sus cargas eléctricas positivas o negativas, tal como se muestra en la figura 3.



*Figura 3 .Partículas coloidales hidrófobas.*

La figura 3 se puede observar las partículas coloidales hidrófobas cargadas negativamente rodeadas en la solución por contraiones cargados positivamente, formando una doble capa eléctrica (las partículas coloidales suspendidas en el agua pueden tener carga negativa o positiva).

La superficie cargada de la partícula coloidal y los contraiones que las rodean forman una doble capa eléctrica que causa las partículas se repelan unas a otras.

Normalmente pueden causar sedimentación de los coloides hidrófobos de la suspensión mediante la adición de sales. Las partículas de arcilla, las gotitas de petróleo son ejemplo de coloides hidrófobos.

Los coloides de asociación consisten en agregados especiales de iones de moléculas llamados micelas.

## **Capítulo 2. Fluido de perforación de pozos**

### **2.1 Definición de fluidos de perforación**

Se denomina fluido o lodo de perforación a la mezcla de un fluido (agua, aceite o gas), con aditivos o productos, diseñado de tal manera que cumpla funciones específicas, de acuerdo con los requerimientos operativos y a las características de la formación a perforar. Los fluidos de perforación son una parte importante en las operaciones de perforación ya que la mayoría de los problemas que se generan a lo momento de realizar dicha actividad se relacionan con el diseño del fluido utilizado, cabe resaltar que el fluido no es la causa ni la solución de alguno de estos problemas, pero si es una herramienta que nos ayuda a, minimizar dichos efectos. El uso de los fluidos de perforación aumento después de que se logró perforar con éxito el primer pozo mediante el método rotatorio, antes de este suceso solo era un accesorio poco utilizado en la perforación por percusión.

La complejidad de los fluidos actuales y la gran diversidad de aditivos disponibles son una muestra del progreso que ha sufrido la industria de los lodos de perforación.

### **2.2 Funciones de un fluido de perforación**

En la época actual se pueden encontrar un amplio mercado de fluidos de perforación, ya que existen un gran número de marcas disponibles para todo tipo de condiciones y necesidades, pero la principal función de estos es la de perforar exitosamente un pozo

Para que se pueda cumplir la función mencionada anteriormente, el fluido de perforación debe de cumplir con un cierto número de características para garantizar una perforación exitosa, dichas características suelen depender de una o varias de las propiedades del fluido, las funciones más importantes que debe desempeñar un fluido de perforación son las siguientes.

### **2.2.1 Mantener la estabilidad el agujero**

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras.

La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando este mantiene su tamaño y forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas presiones anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.

### **2.2.2 Enfriar y lubricar la barrena**

El fluido de perforación debe de ser capaz de minimizar la temperatura que se genera por la fricción entre la formación y la barrena. Esta función es de gran importancia, especialmente cuando se perforan pozos muy profundos o altamente desviados donde la temperatura y el arrastre presentan altos valores.

#### **Suspensión de los recortes**

Cuando se deje de circular el fluido de perforación, este debe tener la capacidad de generar una estructura gel, para mantener suspendidos los recortes, evitando así el asentamiento de estos, y al recircular debe de regresar a su estado de fluidez.



### **2.2.3 Asistir en la toma e interpretación de información**

Además de cumplir con las funciones anteriormente mencionadas, para tener una correcta perforación es necesario que el fluido permita evaluar de una manera correcta las formaciones perforadas por la barrena, por lo tanto, dicho fluido debe generar un medio apropiado para la toma de información, que nos permita obtener muestras representativas y datos precisos de las formaciones atravesadas.

## **2.3 Propiedades de los fluidos de perforación**

Las propiedades físicas y químicas de un fluido de perforación juegan un papel importante en el éxito de las operaciones de perforación.

Las propiedades de los fluidos de perforación puede que sean la única variable del proceso entero de perforación que pueda ser cambiada rápidamente para mejorar la eficiencia del proceso. Estas propiedades deben ser muy bien estudiadas para diseñar correctamente al fluido de perforación, y de esta manera su desempeño sea excelente.

### **2.3.1 Densidad**

La densidad de los lodos está directamente relacionada con la cantidad y gravedad específica media de los sólidos en el sistema. El control de la densidad es crítico ya que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido es necesaria para contener las presiones de formación y para ayudar a mantener la apertura del pozo. La presión ejercida por la columna hidrostática ideal debería solo ser ligeramente más alta que la de la formación para asegurar la tasa de penetración máxima manteniendo un peligro mínimo de fluidos de la formación de entrar en el pozo.

Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a su remoción del pozo, en comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad pueden limpiar el agujero de manera adecuada, aun con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores.

El método más común para el control de la densidad de los fluidos de perforación es la balanza de lodo. Este instrumento consta de una base de apoyo, una copa, una tapa, un nivel de burbuja, y un brazo graduado que lleva un peso deslizante.

### **2.3.2 Reología**

Reología es la ciencia que estudia el flujo y la deformación de la materia. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido se comportara bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte. Esta propiedad se relaciona directamente con la correcta limpieza del pozo y con su estabilidad.

### **2.3.3 Punto de cedencia**

Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento. El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas y el control de presión, generalmente sufre un incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación. Un punto de cedencia alto incrementa la capacidad de acarreo del fluido y también incrementa las caídas de presión en el espacio anular al circular el fluido.

### **2.3.4 Esfuerzo gel**

Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas, y nos indica cual es el esfuerzo de corte necesario para iniciar el flujo de un fluido que se ha mantenido estático por un periodo de tiempo considerable.

Es causada por partículas eléctricamente cargadas que se unen para formar una estructura rígida en el líquido. La fuerza de la estructura formada está en función de la cantidad y tipo de sólidos en suspensión, el tiempo, la temperatura y la química del fluido ya que reduce la velocidad de asentamiento de los recortes cuando se interrumpe la circulación.

### **2.3.5 Esfuerzo de corte**

El esfuerzo de corte se define como el esfuerzo que es aplicado paralela o tangencialmente a la cara del material, este se opone a la fuerza normal, el cual está aplicado de manera perpendicular, matemáticamente se expresa:

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

### **2.3.6 Velocidad de corte**

La velocidad de corte es un gradiente de velocidad. Se podrá describir como la diferencia de velocidades entre dos líneas de flujo, de un perfil de flujo, divididas entre la distancia que las separa, la ecuación que representa este fenómeno es:

$$\gamma = \frac{dv}{d}$$

### 2.3.7 Viscosidad

La viscosidad se puede definir como la resistencia que opone una sustancia al flujo, este concepto también se puede definir como la relación que existe entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, como indica la siguiente formula:

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

Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad y son difíciles de circular fuera del pozo. En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.

### 2.4 Clasificación de los fluidos de perforación

En la figura 4 se muestra cómo se clasifican los fluidos de perforación de acuerdo con su base.

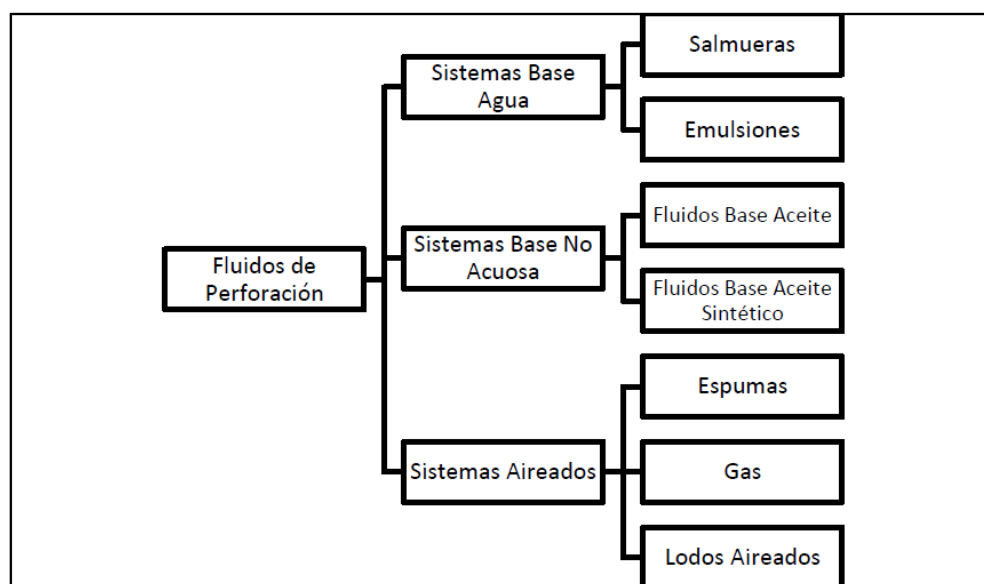


Figura 4. Clasificación de fluidos de control.

A continuación, se describe la clasificación; poniendo especial énfasis en los sistemas base acuosa.

#### **2.4.1 Sistemas aireados**

Los recortes son removidos mediante una corriente de aire o gas a una alta velocidad. Los sistemas aireados incluyen aire, gas, espumas o lodos aireados. Este tipo de fluidos se utilizan en zonas de presionadas, con gradientes de fractura muy bajos, y tienen una gran aplicación en la perforación bajo balance, ya que en este método de perforación se requiere una presión hidrostática que sea menor a la presión del yacimiento, y para lograr esto se le inyecta nitrógeno al lodo de perforación.

#### **2.4.2 Sistemas base no acuosa (SBNA)**

Se denominará así a aquellos fluidos cuyo medio portador o base está formado por un aceite, ya sea hidrocarburo o no hidrocarburo, que le da ciertas características a comparación de los sistemas acuosos. Este sistema se divide en 2 categorías, los fluidos base aceite, y los fluidos base aceite sintético.

#### **2.4.3 Sistemas base agua (SBA)**

Estos fluidos están formados por partículas muy finas, que se encuentran dispersas en agua, que les sirve como medio portador, estos sólidos proveen de todas las propiedades necesarias para generar una correcta perforación.

Este tipo de fluido es el más utilizado en la industria petrolera, el total de los pozos perforados a profundidades menores a 3000 metros y cerca del 85% de los pozos que han alcanzado profundidades superiores a los 3000 metros han sido perforados utilizando fluidos base agua.

#### **2.4.4 Fluido de perforación bentonítico**

La Bentonita es una arcilla muy fina del tipo montmorillonita, que posee gran capacidad de absorción de agua manteniendo su consistencia. La mezcla de bentonita y agua forma un fluido llamado Lodo bentonítico. Este lodo es usado en perforación debido a su elevada tixotropía, ya que adquiere una consistencia líquida cuando está en movimiento, y consistencia gel cuando está en reposo.

Pueden añadirse diversos aditivos al lodo bentonítico para mejorar sus propiedades.

Es importante destacar que los aditivos de perforación, a pesar de poseer un uso específico, son productos polifuncionales que pueden modificar en mayor o menor medida otros aspectos físicos del lodo bentonítico (tixotropía, densidad, fluidez, etc.)

La bentonita interactúa químicamente con el agua y se hincha a medida que absorbe el agua como resultado.

La bentonita reacciona químicamente con varios materiales orgánicos y compuestos de forma que se utilizan principalmente como agentes gelificantes.

La resistencia del gel es importante para transportar los cortes perforados en caso de que no circule lodo.

La bentonita sódica se usa en el lodo de perforación, es altamente dispersiva y tiene una gran capacidad de hinchazón. La bentonita de calcio es otro tipo de bentonita, pero no es apropiada para usarse como perforación ya que tiene una pequeña capacidad de hinchamiento y afecta gravemente la reología del lodo.

La bentonita cruda se extrae y procesa a través de muchas operaciones de purificación para que sea adecuada para utilizarla con los fluidos de perforación. Se realizan procesos mecánicos y químicos como tamizar o agregar productos químicos para separar la bentonita pura de las impurezas. La calidad de la bentonita afecta las propiedades reológicas del lodo, ya que proporciona la viscosidad esencial y pérdida de filtración.

### **Capítulo 3. Influencia del pH en la estabilidad de materiales arcillosos hidratables (Montmorillonita)**

Las arcillas son partículas muy finas que tienen una gran superficie y que son capaces de acumular fracciones de agua en su superficie. El agua contribuye a que la roca sea eléctricamente más conductora pero no hidráulicamente. La mayor parte de nuestra discusión de estabilidad incluirá a la lutita, entonces, es útil una breve explicación de los diferentes tipos de lutita y cómo se forman.

#### **3.1 Arcillas**

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

Las Smectitas son arcillas que se hinchan en presencia de agua. La unión entre las capas de láminas cristalinas es más débil que cualquier otro tipo de arcilla. El agua puede penetrar fácilmente entre estas láminas forzándolas a apartarse. A medida que las láminas de arcilla se expanden se dice que la arcilla se hincha. Las capas individuales de arcilla hidratada pueden continuar expandiéndose en tal grado que no se asocian unas con otras. Este grado de expansión se conoce como dispersión.

La Montmorillonita Sódica es el miembro más común y problemático del grupo de las Smectitas. Es más conocida como bentonita. La Bentonita y otras Smectitas son frecuentemente encontradas cerca de la superficie en formaciones de depositación de arcillas jóvenes y recientes.

Las Smectitas tienden a ser arcillas suaves y esponjosas fáciles de perforar pero que se estrechan y reducen el diámetro del agujero. El alargamiento del agujero también ocurre en las Smectitas debido a la dispersión y al derrumbe.

### 3.1.1 Composición

La arcilla está compuesta de minerales de arcilla cristalinos, principalmente de silicatos de aluminio hidratados, cuya fórmula general es  $X(\text{Al}_2\text{O}_3)$ ,  $Y(\text{SiO}_2)$  y  $Z(\text{OH})$ . Contiene pequeñas cantidades de otros elementos como magnesio, potasio, fierro y titanio. La arcilla de naturaleza detrítica es producto del intemperismo de la roca, su composición es muy variada, depende del ambiente y las condiciones de temperatura, humedad y acidez.

Las partículas de arcilla tienen una estructura de plaquetas en forma de capa. Las plaquetas son muy delgadas, 5 a 10  $\mu\text{m}$ , pero llegan a tener una extensión de 10,000  $\mu\text{m}$  a lo largo y ancho. Estas se colocan una sobre otra con separaciones de 20 a 100  $\mu\text{m}$ . Son de 10 a 100 veces menores que el promedio de los granos de arena más pequeños (alrededor de 2 micrones, 10-4  $\mu\text{m}$ ).

Los minerales arcillosos que se clasifican en grupos específicos de acuerdo con las rocas sedimentarias son montmorillonita, illita, caolinita y clorita.

Tipo de arcilla	CEC meq/gr	$\phi\text{CNL}$	$\rho$ (prom.) $\text{g/cm}^3$	Elementos menores	Componentes del registro espectral		
					K %	U ppm	Th ppm
montmorillonita	0.8 -1.5	0.24	2.45	Ca, Mg, Fe	0.16	2-5	14-24
illita	0.1 -0.4	0.24	2.65	K, Mg, Fe, Ti	4.5	1.5	2
clorita	0 -0.1	0.51	2.80	Mg, Fe	-	-	-
caolinita	0.03-0.06	0.36	2.65		0.42	1.5-3	6-19

Tabla 1. Grupos de minerales de Arcilla.

La tabla 1 lista las propiedades de estos grupos de arcillas que son de importancia en la evaluación de formaciones.

La segunda columna da un parámetro muy importante, la capacidad de intercambio catiónico (CEC) que se comentará más adelante. Nótese que la montmorillonita e illita tienen un valor mayor que la clorita y caolinita.



La tercera columna presenta los valores de porosidad que el registro de neutrón compensado leería en una roca con arcilla 100% seca. El hidrógeno presente en la arcilla es parte de la estructura cristalina y no contribuye a la conductividad. La montmorillonita e illita tienen valores más pequeños que la clorita y caolinita.

La siguiente columna lista la densidad promedio de la arcilla seca. Esta varía con la concentración de hidrógeno y con el contenido de minerales pesados como el hierro. Hay un rango del orden de  $\pm 10\%$  tanto en  $\phi$  CNL como en  $\rho$ , por lo que las arcillas variarán ampliamente en una composición detallada.

Las tres últimas columnas presentan el promedio de concentración de los componentes radiactivos naturales en la arcilla. Resalta la alta concentración de potasio en la illita y el alto contenido de torio en la montmorillonita.

La montmorillonita se hincha al contacto con el agua, sufre diagénesis a illita a altas temperaturas. Esto ocasiona eliminación de agua y contribuye a aumentar la presión de las arenas adyacentes.

### 3.1.2 Distribución de arcillas

La arcilla o lutita puede estar depositada en la arena de tres maneras: laminar, dispersa y estructural.

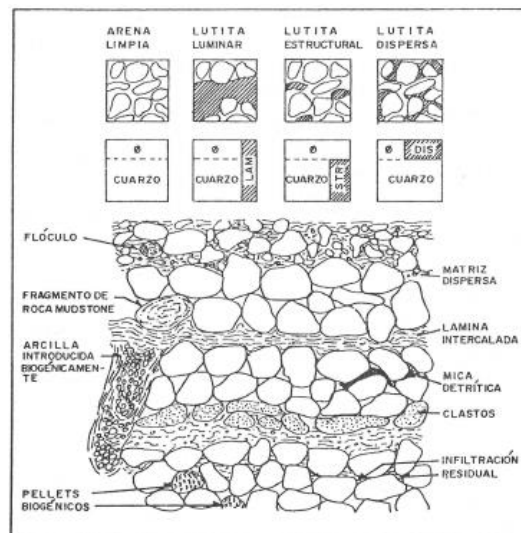


Figura 5. Distribución de lutita en sedimentos.

### **3.1.2.1 Laminar**

En esta forma se presenta en láminas de algunos centímetros de espesor, está intercalada con arena limpia.

La porosidad efectiva y la permeabilidad de las lutitas son nulas. Por ejemplo: una arena con 40% de lutita teóricamente reduce los valores de la porosidad efectiva y permeabilidad hasta un 60%.

La arcilla en una lutita laminar es de origen detrítico. La arcilla se obtiene de diversos tipos de rocas y arenas, generalmente tiene dos o más minerales de arcilla.

Siguiendo la depositación, las laminaciones de lutita y arena tienden a ser homogéneas por el trabajo de los organismos y la infiltración de partículas de arcilla dentro de la arena por el movimiento del agua.

### **3.1.2.2 Dispersa**

En esta forma la arcilla, no la lutita, está diseminada en el espacio poroso de la arena, reemplaza al fluido. Este tipo de distribución es muy dañina porque una pequeña cantidad de arcilla cierra los poros, reduce su porosidad efectiva y la permeabilidad. El máximo contenido de arcilla en la arena es de alrededor del 40%, que representa el 15% del volumen.

Mucha de esta arcilla es de origen autógeno. La arcilla autógena se desarrolla en el lugar después de la depositación de la arena, como resultado de interacciones químicas entre el fluido del poro y los constituyentes menores de la arena, tales como los feldespatos.

### **3.1.2.3 Estructural**

Este tipo de arcilla ocurre menos. En esta forma los granos arcillosos toman el lugar de los granos de arena. No afecta a los registros. Sin embargo, la disposición particular de la arcilla afecta fuertemente la productividad de la formación. La arcilla dispersa es más dañina que la lutita laminar.

## **3.2 Propiedades físico-químicas**

Las propiedades físicas y químicas de las arcillas se deben principalmente a tres aspectos generales como son:

- Su extremadamente pequeño tamaño de partícula (inferior a 2  $\mu\text{m}$ ).
- Su morfología laminar (filosilicatos)
- Las sustituciones isomórficas, que dan lugar a la aparición de carga en las láminas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar.

Como consecuencia de estos factores, estos minerales presentan un valor elevado de área superficial y una gran cantidad de superficie activa derivada de los enlaces no saturados. Esto ocasiona que la interacción con diversas sustancias sea muy fácil, en especial con compuestos polares, lo que permite que mezclas de arcilla-agua generen un comportamiento plástico y en algunos casos la fase acuosa desarrolle propiedades reológicas.

La capacidad de adsorber agua, la capacidad de la arcilla de intercambiar cationes y la superficie específica de la arcilla son atributos muy relacionados entre sí, y son conocidas como propiedades coligativas de la arcilla. Estas propiedades coligativas son básicamente medidas de la reactividad de la arcilla.

### 3.2.1 Capacidad de Intercambio catiónico

Es la propiedad más importante en la evaluación de arenas arcillosas. Es la fuente del exceso de conductividad. Las plaquetas de arcilla cristalina están cargadas negativamente como resultado de las sustituciones de los iones y de la ruptura de la adhesión en los bordes en la estructura. La carga de balance de los cationes,  $\text{Na}^+$ , está en la superficie de la arcilla seca. Cuando la arcilla está en contacto con una solución salina, los cationes  $\text{Na}^+$  están en suspensión cerrada a la superficie de la arcilla y como resultado repelen a los aniones  $\text{Cl}^-$  en la solución, a partir de la superficie de la arcilla.

La figura 6 muestra un cuadro donde el ion  $\text{Na}^+$  y la molécula  $\text{H}_2\text{O}$  están cercanos a la superficie de la arcilla, en la que hay una capa de agua y luego  $\text{Na}^+$  para compensar la carga. La concentración de cationes de sodio se mide por medios químicos y se denomina CEC. La capacidad de intercambio catiónico se llama así porque los cationes de  $\text{Na}^+$  son intercambiados por cationes de  $\text{Ba}^{++}$ . El CEC se expresa en miliequivalente por 20 gramo de arcilla seca ( $1 \text{ meq} = 6 \times 10^6$  átomos).

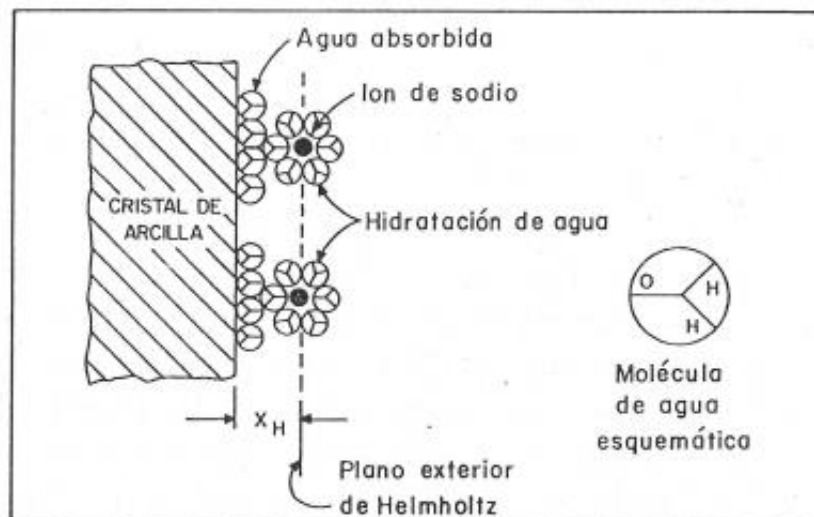


Figura 6. Representación gráfica en el que el agua impregna la superficie de la arcilla.

La tabla 2 muestra que el CEC es alto para montmorillonita, intermedio para illita, y bajo para clorita y caolinita. El valor alto para cada arcilla probablemente se aplique a arcilla laminar y el valor bajo a arcilla dispersa, porque en los mecanismos formadores hay esfuerzos mecánicos durante la compactación que originan rompimiento en la adherencia.

### **3.2.2 Capacidad de absorción**

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate.

La absorción de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso.

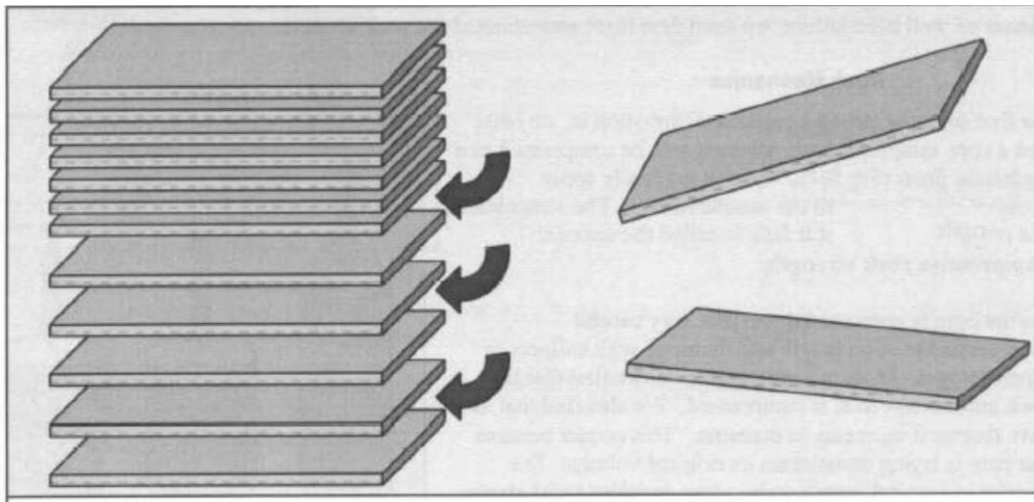
### **3.2.3 Hidratación e hinchamiento**

Una arcilla hinchada es capaz de absorber una gran cantidad de agua, lo que incrementa su volumen considerablemente. En una suspensión, el agua puede presentarse de 4 maneras principalmente:

- En grupos de hidroxilos los cuales pertenecen a la estructura del mineral.
- En posiciones de intercapa en el mineral.
- Adsorbida en la superficie del mineral.
- En el espacio entre los poros del mineral de arcilla.

Para el caso de las arcillas con alta capacidad de hinchamiento, las partículas incorporan el agua en su intercapa produciendo el aumento de volumen de la partícula. El agua puede penetrar fácilmente entre estas láminas forzándolas a apartarse. A medida que las láminas de arcilla se expanden se dice que la arcilla se hincha. Las capas individuales de arcilla hidratada pueden continuar expandiéndose en tal grado que no se asocian unas con otras. Este grado de expansión se conoce como dispersión. Figura 7.

Este hinchamiento afecta la reología, haciéndola más viscosa y aumentando el esfuerzo de fluencia producto del cambio en el volumen efectivo de las partículas en el líquido. La montmorillonita es un ejemplo de arcilla altamente hinchada, y la caolinita es el ejemplo contrario.



*Figura 7. Dispersión de arcilla.*

Además, se puede apreciar que el efecto de hinchamiento es mayor en agua dulce, esto debido a que a medida que la salinidad aumenta, el potencial de la arcilla disminuye producto de que los cationes ocupan la posición entre las capas de las partículas evitando que el agua entre en esa zona.

La preferencia de la arcilla sobre un catión para que ocupe un espacio en la intercapa depende principalmente de la carga y la cantidad disponible en la suspensión.

### 3.3 Bentonita

El término bentonita fue definido por primera vez por Knight en 1898 como una arcilla compuesta esencialmente por minerales del grupo de las Smectitas, con independencia de su génesis y modo de aparición [6]. Está constituida de 70-90 % de montmorillonita sódica. Además, presenta una alta capacidad de hinchamiento debido a la montmorillonita en su composición, lo que lleva a un incremento significativo en el volumen, incluso puede expandir hasta 10 o más veces su volumen seco en agua (Murray, 1991) [7].

Las suspensiones de bentonita son altamente tixotrópicas y muestran alta viscosidad a concentraciones diluidas de bajo porcentaje de sólido e independiente de su fuente, alcanzan un alto esfuerzo de fluencia a bajas concentraciones.

Earl V. Shannon et al. (1926) describieron el origen de la bentonita como rocas metamórficas derivadas de cenizas vítreas volcánicas, compuestas de minerales de montmorillonita. Las rocas volcánicas o piroclásticas están compuestas principalmente de Montmorillonita del grupo Esméctica [8].

La bentonita, además de la montmorillonita, contiene una pequeña porción de otros minerales, generalmente cuarzo, feldespato, vidrio volcánico, materia orgánica, yeso o pirita. Químicamente, la montmorillonita se describe como un silicato de aluminio hidratado que contiene pequeñas cantidades de metales alcalinos. Estructuralmente, la montmorillonita está hecha de dos bloques, la lámina octaédrica de aluminio y la lámina tetraédrica de sílice (Figuras. 8 y 9).

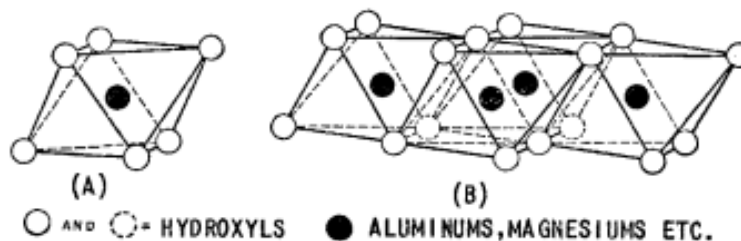


Figura 8. (A) unidad octaédrica individual, (B) porción de una estructura de hoja octaédrica.

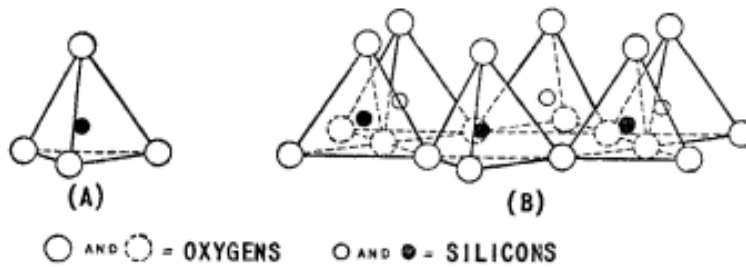


Figura 9. (A) tetraedro de sílice simple, (B) porción de una estructura de lámina tetraédrica de sílice.

Una sola celda unitaria de montmorillonita consta de dos láminas tetraédricas de sílice, entre las cuales se encuentra una lámina octaédrica de aluminio (Figura 10). La red de montmorillonita tiene una carga negativa, debido principalmente a los reemplazos isomorfos de iones dentro de la estructura. Este carácter negativo está equilibrado por cationes que se mantienen en la superficie de los copos. De esta manera los cationes de la arcilla pueden intercambiarse fácilmente.

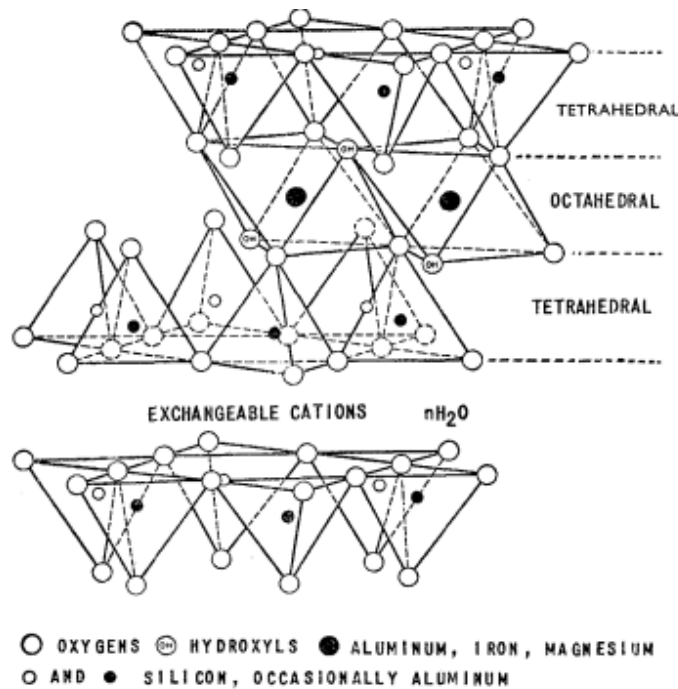


Figura 10. Estructura de Bentonita.



### **3.3.1 Clasificación**

Existen dos tipos de bentonitas en función de su importancia económica [9]:

- Bentonita sódica
- Bentonita cálcica

#### **3.3.1.1 Bentonita Sódica**

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

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

#### **3.3.1.2 Bentonita Cálcica**

La bentonita de calcio se caracteriza por una baja capacidad de hinchamiento, contrario a la bentonita sódica. El valor comercial y de utilización de la bentonita se mide en función de su capacidad para absorber agua. Existe un fuerte enlace químico entre el ión de calcio y las plaquetas de arcilla en la bentonita de calcio. Además, el calcio es una molécula grande que crea un gran espacio entre las capas de arcilla, lo que permite que haya más capas de agua, pero menos energía para romper el enlace entre las capas de iones de calcio y arcilla.

La bentonita está compuesta por celdas unitarias u hojas y cada una de las hojas está compuesta por una capa de alúmina octaédrica ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) y dos capas de sílice tetraédrica ( $\text{SiO}_2$ ) que se unen por fuerzas electroquímicas para formar un agregado. La superficie de la bentonita está cargada negativamente y estos aniones están equilibrados por cationes como el ión calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), el ion magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ) o el ion sodio ( $\text{Na}^+$ ), que se colocan entre las láminas estructurales. La carga superficial negativa se deriva de la sustitución de iones de aluminio ( $\text{Al}^{3+}$ ) por  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  o  $\text{Na}^+$  en la estructura octaédrica. Por lo tanto, cuando la superficie de montmorillonita está dominada por  $\text{Na}^+$ , se clasifica como bentonita sódica.

En otras palabras, la bentonita sódica se forma como resultado del intercambio de iones  $\text{Na}^+$  con las cargas superficiales de la arcilla. Por el contrario, cuando los iones de calcio  $\text{Ca}^{2+}$  participan predominantemente en el intercambio con la superficie de la arcilla, se conoce como bentonita de calcio.

Existen diferentes tipos de bentonita en México, las cuales se muestran en la Tabla 2.

Marca	Bentonita en %	Viscosidad Marsh (s)	Sedimentación(24 horas)
Lodbent	10	35	Mínima
Ferragel	10	27	Menos de una hora
Bentonita cálcica	10	29	Casi inmediata
Perfobent	10	110	Casi nula
Bentonita sódica	10	40	Mínima
Volvent	10	26	Menos de una hora
Bentonita M	10	37	Ocho horas
Bentonita 50/50	10	46	Ocho horas
Bentonita sin aditivo	10	40	Ocho horas

*Tabla 2. Bentonitas disponibles en México.*

Debido a su alta capacidad de intercambio iónico, pueden presentar cationes hidratados como  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Na}^{+}$ ,  $\text{K}^{+}$ , etc. en su intercapa los cuales son fácilmente intercambiados por los metales pesados u otros iones (Figura 11).

La capacidad de intercambio catiónico para bentonita cálcica y sódica son 80 y 150 meq/100 gr, respectivamente.

Además, la bentonita presenta una gran área superficial por unidad de peso, lo que está relacionada a una alta área activa para reaccionar con un fluido.

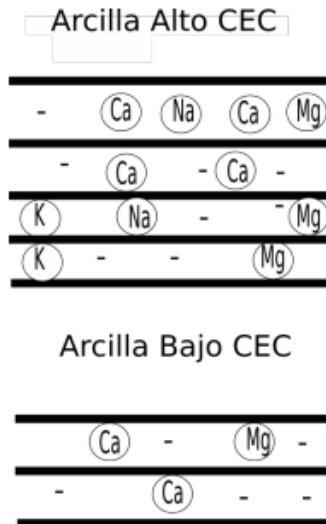


Figura 11. Comparación de arcillas con distinto CEC.

### 3.4 Usos y aplicaciones industriales

La bentonita tiene un alto valor comercial debido a su gran aplicación en la industria, ya que cubre diferentes campos como la construcción, salud, ingeniería civil, agricultura, química y petróleo y medio ambiente [10].

Algunas de las aplicaciones industriales se basan en la viscosidad y capacidad de suspensión e hinchamiento. Del mismo modo, la dispersión de bentonitas en suspensión coloidal es responsable de una gran superficie por unidad de peso de arcilla y esta es la razón por la cual las bentonitas son portadores muy eficientes de otros productos químicos.

### **3.4.1 Fluidos de perforación**

La bentonita se usa en fluidos de perforación para aumentar la viscosidad y reducir las pérdidas de filtración. Cuando la bentonita interactúa con el agua, se hincha porque es hidrofílica y adsorbe agua. La viscosidad de un fluido base agua aumenta significativamente cuando se agrega bentonita en cantidades en su mayoría inferiores al 10% en peso de la fase continua y mejora el filtrado de lodo.

El fluido de perforación se utiliza para realizar las siguientes funciones: extracción de corte del pozo; control de la presión de formación; enfriar y lubricar la barrena; evitando que los recortes se asienten cuando no hay circulación y manteniendo la estabilidad del pozo [11].

### **3.4.2 Incendios**

Una aplicación más reciente de suspensiones de bentonita es como material retardante de fuego, particularmente en la lucha contra incendios forestales. Cuando una corriente de agua se dirige a la vegetación, como un árbol, gran parte del agua rebota y se pierde debido a su alta fluidez. Cuando la viscosidad de la corriente de agua aumenta con la bentonita, se retiene una mayor proporción de líquido en la vegetación. Debido a la consistencia más gruesa, las suspensiones pueden dejarse caer desde los aviones para ayudar a la lucha contra incendios, las ventajas son una mayor cobertura en un período de tiempo más corto y acceso a prácticamente todas las ubicaciones.

### **3.4.3 Insecticidas**

Los materiales portadores de productos químicos, como los insecticidas, son ejemplos de esta aplicación. Cuando el material portador proporciona un área de superficie adecuada para la adsorción del insecticida, la aplicación de la mezcla del portador del insecticida tiene varias ventajas que incluyen una distribución más

uniforme del insecticida cuando se dispersa en un área más grande, mayor durabilidad o vida útil del insecticida.

Según la estadística minera de 2003-2005, la demanda de bentonita por usos es la siguiente: Petróleo: 53%; Fundición: 23%; Alimentos balanceados: 7%; Bentonita activada: 5,4%; Paletizaciones: 5,2%; Clarificantes: 2,4%; Cerámica: 2%; Obras públicas: 1%; Otros: 1% (Hevia 2007) [12].

Industria	Bentonita natural Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	Bentonita natural Na <sup>+</sup>	Bentonita activada (alcalina)	Bentonita activada (ácida)	Bentonita organofílica
Fundición		Componentes en arenas para moldeo			
Petrolera		Agente tixotrópico			Tixotrópico (fluidos no iónicos)
Alimenticia	Refinación de azúcar, clarificación de jugos y vinos				
Química	Carga para caucho/plástico			Catalizadores, carga para caucho/plástico	
Cerámica	Pastas	Esmaltes			
Construcción	Plastificante en concretos, sellador, lubricante				
Farmacéutica	Materia prima para tierras medicinales, ungüentos y cosméticos				
Minera	Peletización de minerales				
Aceite/grasa comestible	Refinación, decoloración, purificación			Refinación, decoloración, purificación	
Limpieza	Aditivo en jabones				
Brea/alquitrán					Estabilizador de suspensiones de alquitrán
Pintura					Estabilizador y extendedor

Tabla 3. Usos industriales de la Bentonita y sus usos.

### 3.5 Definición de alcalinidad

El valor de pH se usa para determinar la acidez o basicidad de las soluciones. Se define como el algoritmo negativo en las concentraciones de iones de hidrogeno.

Valores bajos de pH corresponden a una acidez y valores altos corresponden a una alta basicidad. Un cambio de unidad de pH corresponde a un aumento en de 10 veces la concentración de iones de hidrogeno.

El pH de un fluido de perforación es importante para controlar la corrosión y el desarrollo de bacterias que pueden consumir aditivos de polímeros y producir gas H<sub>2</sub>S. También afecta la eficiencia de los aditivos como los viscosificantes y puede influir en la lubricidad del fluido [13].

En la figura 12, se puede observar la relación que existe entre el pH y la alcalinidad presentes en el agua y de la gran variación que se tiene cuando el pH es neutro (7) y cuando está en (14).

<b>pH</b>	<b>NaOH (lb/bbl)</b>	<b>Pf (cc 0,02N H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>)</b>	<b>OH<sup>-</sup> (ppm)</b>
7	0,0000014	0,000005	0,0017
8	0,000014	0,00005	0,017
9	0,00014	0,0005	0,17
10	0,0014	0,005	1,7
11	0,014	0,05	17
12	0,14	0,5	170
13	1,4	5	1.700
14	14	50	17.000

*Figura 12. Relación entre el pH y alcalinidad del agua . Tomada de Benítez Hernández, Garaicochea Petirena y Reyes Álvarez, 1979).*

La alcalinidad de una solución se define como la concentración que presentan los iones solubles en agua y que neutralizan a los ácidos. En otras palabras, cualquier ion que proporciona un protón, H<sup>+</sup>, al lodo actuará como un ácido. Cualquier ion que se combina con un protón es un contribuyente a la alcalinidad.

Los lodos base agua cuentan con 3 iones que contribuyen a la alcalinidad:

-Iones hidroxilo ( $\text{OH}^-$ )

-Iones de bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ )

-Iones de carbonatos ( $\text{CO}_3^-$ ) midiendo la cantidad de ácido requerido para reducir el pH.

En estas reacciones, el protón se combina con cada uno de los iones, de esta manera cada ion contribuye a la alcalinidad. Los boratos, silicatos, fosfatos, sulfatos y ácidos orgánicos (como lignito) también pueden entrar en los cálculos de tratamiento, con base en los valores de alcalinidad.

El conocimiento adecuado de la química de los fluidos de perforación es fundamental a la hora de seleccionar el tipo de aditivos a agregar, ya que su rendimiento se podrá ver afectado (como en el caso de algunos defloculantes que requieren un ambiente alcalino para su correcto funcionamiento).

En general los fluidos de perforación deben ser alcalinos con valores de pH que oscilen entre 8 y 13 para prevenir la corrosión en la tubería, preservar y activar los aditivos del lodo y mantener las propiedades reológicas.

### **3.5.1 Métodos para evaluar la alcalinidad**

Actualmente, se utilizan varios métodos para medir la alcalinidad de los lodos base agua, los cuales determinan la cantidad de una solución estándar que requiere para neutralizar la alcalinidad presente.

La API recomienda 2 métodos para la determinación del pH. El método colorimétrico, mediante papeles indicadores. Tiene una precisión limitada a 0.5 unidades, las condiciones de humedad y temperatura afectan el papel, las concentraciones de más de 10,000 ppm de cloruros afectan las lecturas. Los filtrados oscuros afectan la lectura.



El método electrométrico, se puede medir con un electrodo. Presenta una precisión de 0,02 Se puede calibrar mediante soluciones de pH que sean conocidos. Por lo general, es muy inexacto en las soluciones saturadas de NaCl y KCl (Benítez Hernández, Garaicoechea Petrirena y Reyes Álvarez, 1979) [13].

Para los sistemas simples de lodo base bentonita, no conteniendo dispersantes orgánicos, la fenolftaleína y el naranjo de metilo pueden ser usadas como una guía para determinar la presencia de la contaminación de carbonato/bicarbonato y el tratamiento necesario para aminorar el problema.

#### **3.5.1.1 Naranjo de metilo**

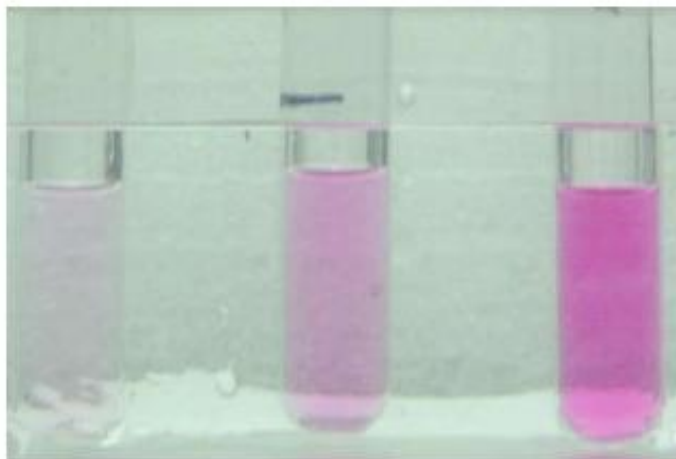
Es un colorante azoderivado, con varios cambios de color rojo a naranja-amarillo. Presenta un pH de 3.1 a 4.4. La mayoría de las veces presenta un punto final cuando su potencial de hidrógeno (pH) es de 8.3, por ende, el cambio de color que presenta mostrará el punto final de la titulación, dicho proceso se lleva a cabo de la misma manera que con la fenolftaleína, ya que se realiza el mismo procedimiento con la utilización del ácido [14].

El anaranjado de metilo presenta un color amarillo un poco arriba del potencial de hidrógeno de 4.3, el cual cambia a color rosado en su punto final de pH de 4.3; este método de titulación se puede abreviar con Mf y Mm (que representan al lodo, y al filtrado respectivamente).

#### **3.5.1.2 Fenolftaleína**

La fenolftaleína es un miembro bien conocido en la familia de los indicadores ácido-base. Podría sintetizarse mediante una reacción de condensación a partir de fenol y anhídrido ftálico. Como indicador ácido-base, es usado con mucha frecuencia. En soluciones acuosas donde el valor de pH inferior a 8.3, es incoloro,  $\text{pH} \approx 9$ , su color es púrpura o rosado.

Sin embargo, en un medio altamente básico ( $\text{pH} \geq 14$ ) el indicador vuelve a ser incoloro, como consecuencia de su transformación en carbinol [15].



*Figura 13. Color de la fenolftaleína en soluciones de NaOH de 4 mol / L (izquierda), 2 mol / L (centro) y 1 mol / L (derecha). Tomado de Vladimir Petrushevski y Sts. Cyril, 2007.*

### 3.5.1.3 Papel Indicador

Se trata de sumergir un papel indicador o tornasol en la solución durante varios segundos y éste cambiará de color según sea el caso, ácida o alcalina.

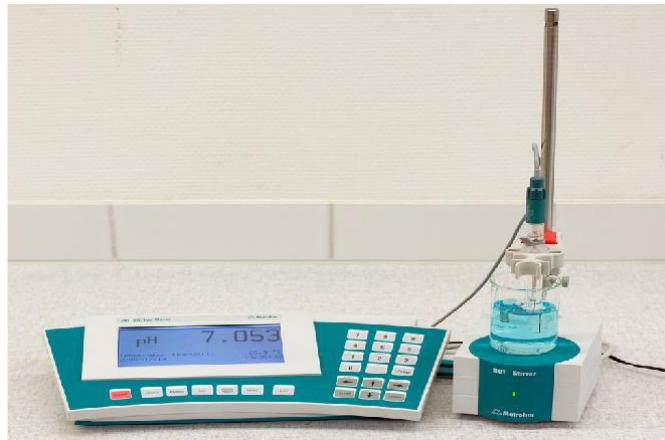
Este método no es tan preciso como otros, pues indica ambiguamente qué tan ácida o qué tan alcalina es la sustancia, pese a la evolución que han experimentado los papeles en cuanto a su exactitud. Otra desventaja que presentan los papeles tornasol es que no pueden ser utilizados para ciertas sustancias, como por ejemplo aquellas que son muy coloreadas o turbias.



*Figura 14. Papel indicador pH.*

#### 3.5.1.4 pH metro

La manera más exacta para la medición del pH es utilizando un pHmetro y dos electrodos, uno de referencia y otro de cristal. El pHmetro es un voltímetro que, junto con los electrodos al ser sumergidos en una sustancia, generan una corriente eléctrica. Esta corriente eléctrica dependerá de la concentración de iones de hidrógeno que presente la solución. El pHmetro mide la diferencia de potencial entre el electrodo de referencia (plata) y el de cristal que es sensible a los iones de hidrógeno. Para obtener con exactitud el pH de una sustancia, se debe calibrar el pH con soluciones de valores de pH llamadas buffer que resisten los cambios experimentados por el pH y tiene un valor de pH específico.



*Figura 15. pH metro.*

#### 3.6 Tipos de alcalinizantes utilizados en la industria

La bentonita cruda en forma natural sin tratamiento puede no calificarse como aditivos para fluidos de perforación, incluso cuando es rica en montmorillonita o con buena calidad de sodio no cumple las funciones requeridas, como el control de la viscosidad y la filtración.

### **3.6.1 Óxido de Magnesio MgO**

Se utiliza para proporcionar alcalinidad a los fluidos base agua. Es compatible con agua dulce, salmueras y sistemas de polímeros. Se disuelve en el agua y aumenta el pH hasta 10, donde, al llegar a ese valor de pH, ya no se disolverá más.

El producto no disuelto restante, se disolverá si el pH comienza a caer y, por lo tanto, actúa como una barrera. Es más seguro de manipular que la Sosa Cáustica.

### **3.6.2 Sosa caustica NaOH**

Este producto es utilizado para control del pH en fluidos de perforación base agua. De esta manera obtiene el ambiente alcalino necesario para la dispersión de las arcillas y la completa disociación iónica de los dispersantes y algunos polímeros. Al mantener un alto pH se ayuda a controlar la corrosión y reduce la contaminación por calcio y magnesio al precipitarlo de la solución.

Su forma de presentación es sólido blanco o en bolitas, es inodoro. La sosa caustica es un material corrosivo que debe ser manipulado con mucha precaución.

### **3.6.3 Sosa Ash Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>**

El rendimiento y las propiedades de la bentonita se pueden mejorar mediante la aplicación de diferentes métodos de tratamiento, como los aditivos inorgánicos. La adición de carbonato de sodio Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> es un proceso bien conocido para aumentar la calidad de la bentonita.

Solo del 2 al 4% en peso puede mejorar significativamente las propiedades de la bentonita, y se ha utilizado en la industria durante décadas.

La relación Na/Ca afecta las propiedades físicas de la bentonita, (Foster 1953).

Al-Homadhi (2004) indicó que la viscosidad de la suspensión de bentonita se puede mejorar con la adición de carbonato de sodio (sosa ash).

El autor señaló la capacidad del carbonato de sodio para mejorar la acumulación de viscosidad en la suspensión de bentonita [16][17].

### **3.6.4 Trietanolamina $C_6H_{15}NO_3$**

Conocida también como nitrilotrietanol, o trihidroxietilamina y frecuentemente abreviada como TEA, en el mercado de productos químicos. Característicamente, o tratada como trieta es un compuesto químico orgánico del cual es tanto una amina terciaria como un tri-alcohol.

Como tioalcohol es una molécula con tres grupos hidróxilos, teniendo la fórmula química  $C_6H_{15}NO_3$ . Como otras aminas, la trietanolamina actúa como una base química débil debido al par solitario de electrones en el átomo de nitrógeno.

Frecuentemente se presenta como un líquido viscoso (sin embargo, cuando es impuro puede presentarse como un sólido, dependiendo de la temperatura), límpido, de color amarillo pálido, poco higroscópico y volátil, totalmente soluble en agua y miscible con la mayoría de los solventes orgánicos oxigenados. Posee un olor amoniacal suave. La trietanolamina, la cal y el óxido de magnesio son productos químicos usados para amortiguar los sistemas de lodo sensibles al pH.

### **3.7 Influencia de la alcalinidad en sistemas base acuosa de naturaleza montmorillonítica**

Cuando se prepara un fluido de perforación base agua, el conjunto de sustancias que se mezclan para lograr las propiedades de la densidad, viscosidad y gelatinosidad que se requiere, producen reacciones químicas cuyo resultado es un fluido ácido o alcalino.

En ocasiones se procede a someter a las bentonitas a procesos físicos y químicos que tienen por objeto potenciar algunas de sus propiedades (en la resistencia del gel, en el control de la corrosión, en el rendimiento de las arcillas, en las pérdidas de filtrado, etc).

Desde el punto de vista industrial tienen gran importancia los procesos destinados a modificar las propiedades de superficie del mineral mediante tratamientos de distinta naturaleza o bien a modificar el espacio interlaminar.

El tratamiento de alcalinización ocurre debido al quiebre de enlaces en los bordes, sustitución en la estructura o enrejado (entre-capas), y por el hidrógeno de superficies hidrolizadas que pueden ser intercambiados (Ma & Eggleton, 1999) [18].

Las variaciones en el tipo de arcilla (granulometría y mineralogía) y en el tipo y grado de alcalinización (tipo de base, temperatura, tiempo de contacto, proporción de arcilla, etc.) darán lugar a diferentes productos con diversas propiedades por lo que un cambio en el pH también afectaría la dinámica del intercambio iónico.

Para que un fluido de perforación incremente su capacidad de hidratación es necesario alcalinarlo, además de neutralizar de forma deficiente los gases divalentes provenientes de la formación por ser de naturaleza monovalente, deben tener un pH que oscile entre 9 y 11, esto debido a que, si el pH es mayor, se pueden presentar incrustaciones de carbonato de sodio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) o de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) en las tuberías.

En este estudio, se evaluará ampliamente el efecto de cambiar el pH del lodo base de agua de naturaleza Bentonítica en las propiedades de densidad y reología.

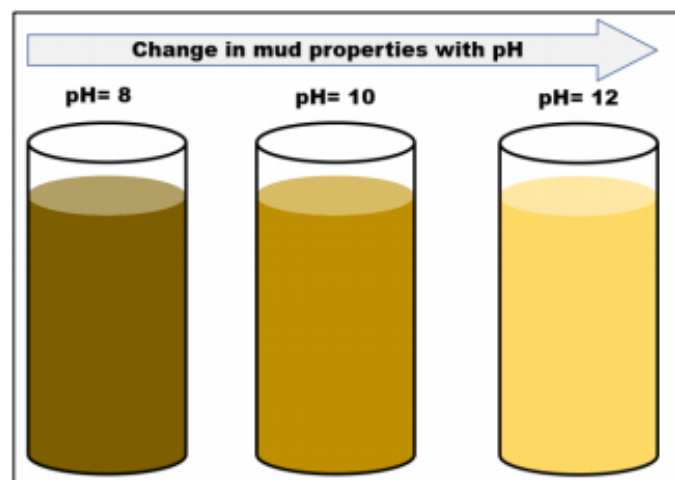


Figura 16. Cambio en las propiedades del lodo con variación en pH.

La Figura 16 ilustra un bosquejo que muestra el cambio en las propiedades del lodo con el cambio del valor de pH. Se proporcionará una recomendación del rango óptimo de pH para este tipo de fluido en función de los resultados obtenidos. Mantener las propiedades reológicas del fluido de perforación mientras se perfora es muy importante, lo que ayudará al personal a realizar la perforación el pozo más rápido y reducirá el costo total de la operación.

## Capítulo 4. Fase experimental para la evaluación del efecto de la alcalinidad en sistemas base acuosa de naturaleza arcillosa montmorillonítica

Los objetivos principales de este estudio son abordar el efecto sobre la alcalinización y los cambios de pH en las propiedades del fluido de perforación base acuosa-bentonítico y proporcionar un rango de pH recomendado para una operación de perforación segura y de alto rendimiento.

Se prepararon diferentes muestras del fluido de perforación variando la cantidad de Bentonita sódica, y se midieron las propiedades tales como densidad, viscosidad plástica, punto de cedencia y resistencia del gel antes y después de alcalinizar.

### 4.1 Materiales y equipos

Tres sistemas de fluido de perforación base acuosa-Bentonítico fueron realizados. La Tabla 4 muestra la composición de los sistemas utilizados en este estudio. El lodo compuesto de agua representa el fluido base, la Bentonita como viscosificante, sosa cáustica para controlar la actividad de ésta en el sistema. La fórmula utilizada representa el caso base para el estudio y realización de otros escenarios, para cambiar el efecto de pH. El cambio del pH se realizó aumentando la cantidad de hidróxido de sodio (NaOH) al lodo para alcanzar el valor de pH deseado.

	<b>SISTEMA 6%</b>	<b>SISTEMA 8%</b>	<b>SISTEMA 10%</b>	
<b>MATERIAL</b>	<b>Cantidad gr</b>	<b>Cantidad gr</b>	<b>Cantidad gr</b>	<b>Función</b>
Agua	2000	2000	2000	Fase continua
Bentonita sódica	120	160	200	Viscosificante
Sosa Caustica	12	14	16	Activación de los sistemas

Tabla 4. Composición de fluido base acuosa-bentonítico.



La Bentonita utilizada para el caso de estudio fue suministrada por QR MINERALES, especialistas en control granulométrico y minerales no metálicos tales como: barita, bentonitas de perforación, carbonato de calcio, vidrio en polvo, etc; para la industria general. Su composición consiste principalmente en minerales de arcilla tipo montmorillonítica.

El tratamiento químico para el cambio de pH y activación de la bentonita de lodo de perforación base acuoso fue hidróxido de sodio (NaOH) conocido como sosa caustica, aproximadamente 0.1 mol/l.

El equipo utilizado para la elaboración de las muestras de fluido y pruebas de laboratorio se muestran en la tabla 5.

<b>EQUIPO</b>	<b>Función</b>
Balanza de lodos	Densidad
Viscosímetro Fann 35	Viscosidad y resistencia de gel
Dispensor	Mezclar , disolver y dispersar
Embudo Marsh	Viscosidad relativa
Balanza	Determinación de cantidades

*Tabla 5. Equipos utilizados para realizar pruebas de laboratorio.*

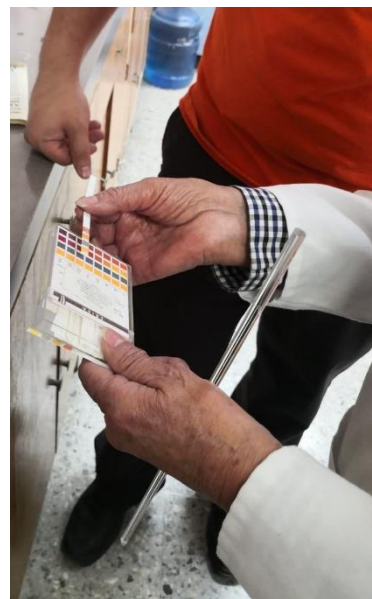
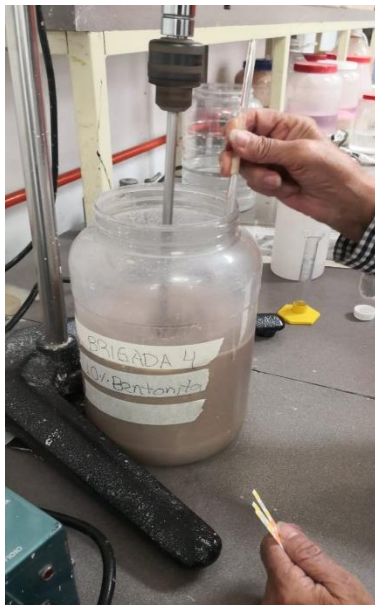
#### **4.1.1 Evaluación de pH**

La medición de campo del pH del fluido de perforación o filtrado y los ajustes al pH son fundamentales para el control del fluido de perforación. Las interacciones con la arcilla, la hidratación y dispersión de los componentes, y la efectividad de los aditivos dependen del pH, al igual que el control de los procesos ácidos y corrosión por sulfuro. La mejor manera de medir el pH es usando un medidor de electrodo de vidrio o pHmetro por su alta precisión (+/- 0.1).

Para determinar la variación de pH de las muestras realizadas se utilizó papel indicador por ser un método confiable en fluidos de perforación base agua, su sencillez, menor costo y facilidad de medición en campo.

#### 4.1.1.1 Procedimiento para determinar pH [20]

- Obtenga una muestra de fluido para analizar. Permita que alcance  $24\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- Sumergir una tira de papel indicadora de pH, en la muestra seleccionada.
- Dejar la tira sumergida durante un tiempo aproximado de 10-15 segundos.
- Retirar de la muestra y retirar el exceso de fluido.
- Comparar el color obtenido con la escala de colores, determinando el valor del pH.



*Figura 17. Determinación de pH mediante papel indicador.*

A continuación, se muestran los valores de pH obtenidos para los tres sistemas realizados:

<b>SISTEMA</b>	<b>[NA] BENTONITA %</b>	<b>PH [ADM]</b>	<b>SOLUCIÓN</b>
Sistema 1	6	8	Alcalina
Sistema 2	8	7	Neutra
Sistema 3	10	9	Alcalina

*Tabla 6. pH de los sistemas base acuosa-bentonítico.*

Está claro que este indicador nos ayuda a determinar el grado de pH (básica, neutra o alcalina) y como veremos más adelante, un incremento en pH a través de aditivos nos ayuda a mejorar las propiedades reológicas del fluido.

#### **4.2 Pruebas de laboratorio**

La bentonita de grado de perforación debe cumplir con los requisitos de las normas internacionales. Se realizaron algunas pruebas llamadas pruebas de control de calidad o pruebas de laboratorio. La arcilla de montmorillonita en fluidos de perforación forma una estructura similar a un gel con bajo contenido de sólidos 4-5% en peso (Rosi et al. 199). El porcentaje de montmorillonita se prefiere > 80%.

La formulación de fluidos de perforación de la Tabla 4 fue usada para preparar muestras y pruebas de lodo de la siguiente manera:

1. Se mezclaron diferentes muestras de lodo base agua para diferentes concentraciones de Bentonita.
2. Se midió la densidad bajo condiciones ambientales para cada muestra.
3. Las mediciones de las propiedades reológicas tales como la viscosidad plástica ( $\mu_p$ ), punto de cedencia ( $\gamma_p$ ) y resistencia de gel ( $E_g$ ) se obtuvieron utilizando el viscosímetro Fann 35 a presión atmosférica.

El pH del fluido de perforación se midió usando papel indicador con una precisión de  $\pm 0.4$ , la densidad del lodo se midió usando la balanza de lodos con una precisión de  $\pm 0.1$ , mientras que las propiedades reológicas se obtuvieron utilizando el viscosímetro Fann 35 con una precisión de  $\pm 0.05$ .

#### 4.2.1 Densidad del fluido

La densidad del lodo se mide utilizando la balanza de lodos convencional. La balanza es un equipo diseñado para sostener un volumen llena de lodo y se equilibra usando un peso deslizante a lo largo de la viga graduada. Se utiliza una burbuja de nivel para alinear horizontalmente el equilibrio para una lectura precisa. La balanza de lodos se debe calibrar con frecuencia con agua dulce para obtener una lectura de  $1,00 \text{ gr/cm}^3$  o  $62.35 \text{ lb/ft}^3$ .



*Figura 18. Balanza de lodos convencional.*

#### **4.2.1.1 Procedimiento para determinar densidad [20]**

-Coloque el instrumento en una superficie plana y nivelada.

-Asegúrese de que el recipiente esté limpio y seco, llénelo con la muestra y coloque la tapa encima, sostenga y gire la tapa encima de la taza hasta que quede firmemente asentada. Asegúrese de que parte del fluido de perforación se expulse a través del orificio en la tapa para liberar el aire o el gas atrapado.

-Sostenga el instrumento de la viga y limpie el exterior de la copa hasta que esté limpio y seco, mientras cubre el orificio de la tapa para evitar alterar la muestra.

-Coloque la viga en el soporte de la base y equilibre moviendo el medidor a lo largo de la escala graduada. El equilibrio se logra cuando la burbuja está debajo del centro línea.

-Lea la densidad del fluido de perforación de una de las cuatro escalas calibradas en el lado de la flecha del peso deslizante.

La densidad se puede leer directamente en unidades de  $\text{gr/cm}^3$ ,  $\text{lb/gal}$  y  $\text{lb/ft}^3$  o como un gradiente de fluido de perforación en  $\text{psi/1000 ft}$ .

#### **4.2.2 Evaluación de propiedades reológica y tixotrópicas del fluido mortmorillonítico**

Se usó el viscosímetro Fann Modelo 35 para determinar las propiedades reológicas y tixotrópicas de las suspensiones de bentonita sódica tratadas y no tratadas, ver Figura 18. El viscosímetro está diseñado para medir características de flujo del fluido de perforación en función de la velocidad de corte y el esfuerzo de corte. Puede medir las propiedades reológicas del fluido de perforación a seis velocidades diferentes de la siguiente manera: 3 rpm (velocidad de gel), 6 rpm, 100 rpm, 200 rpm, 300 rpm y 600 rpm. Las seis velocidades se pueden seleccionar o cambiar con una perilla de control.

La copa del viscosímetro se llenó con aproximadamente 350 ml de suspensión de bentonita, y la muestra se sometió a un esfuerzo de corte entre el cilindro interno y el cilindro externo a una velocidad seleccionada hasta que la lectura del dial se estabilizó.



*Figura 19. Viscosímetro Fann 35.*

Se analizaron tres muestras de cada combinación de tratamiento y se tomó el valor promedio para garantizar la confianza en el resultado. También fue necesario evitar los efectos de la dependencia del tiempo en la suspensión de bentonita.

Cuando la arcilla se expone a un esfuerzo cortante, la red estructural se rompe y puede pasar algún tiempo antes de que se restablezca la estructura de la red. Por lo tanto, fue necesario repetir las medidas de la muestra para asegurar una preparación uniforme de la muestra y una comparación satisfactoria de los resultados.

#### 4.2.2.1 Procedimiento para determinar la reología [20]

-Agite la muestra de lodo y viértala adecuadamente en la taza hasta que alcance la línea indicada.

-Coloque el recipiente y sumerja el manguito del rotor exactamente en la línea trazada, la muestra estará en el espacio anular entre los dos cilindros concéntricos.

-Ejécútelo a 600 rpm y espere a que la lectura del dial del viscosímetro se estabilice su valor y registre su lectura.

-Reduzca la velocidad del rotor a 300 rpm y cuando esté estabilizado, registre la lectura del dial.

-Medir los valores adicionales de lectura del dial a 200 rpm, 100 rpm, 6 rpm y 3 rpm.

**Nota:** La medición de las lecturas del dial debe realizarse paso a paso desde la velocidad de rpm más alta a la más baja.

- A velocidad de 3 rpm detenga el rotor y permita que la muestra de fluido de perforación permanezca intacta durante 5 segundos. Registre la lectura máxima como esfuerzo de gel inicial o resistencia de gel ( $\text{lb}_f/100\cdot\text{ft}^2$ ).

- Vuelva a agitar la muestra de fluido de perforación a 3 rpm hasta que se alcance un valor estable, pare el motor y luego deje que el fluido de perforación permanezca intacto durante 5 minutos. Registre la lectura máxima como esfuerzo de gel a 5 min ( $\text{lb}_f/100\cdot\text{ft}^2$ ).

#### 4.2.2.2 Cálculo de viscosidad y esfuerzo de gel

El cálculo de la viscosidad plástica ( $V_p$ ), expresada en milipascales•segundos (centipoises), se da con la ecuación 1:

$$V_p = R_{600} - R_{300} \quad (1)$$

*Donde:*

$V_p$ = Viscosidad plástica, expresada en milipascales•segundos (centipoises);

$R_{600}$ = Es la lectura del dial a 600 revoluciones por minuto;

$R_{300}$ = Es la lectura del dial a 300 revoluciones por minuto.

**Nota:** La viscosidad plástica es comúnmente conocida en la industria como PV.

El punto de cedencia ( $P_c$ ), expresado en libras-fuerza •cien pies cuadrados, se determina de la siguiente manera:

$$P_c = R_{300} - V_p \quad (2)$$

*Donde:*

$P_c$ = Punto de cedencia, expresado en libras-fuerza •cien pies cuadrados;

$R_{300}$ = Es la lectura del dial a 300 revoluciones por minuto;

$V_p$ = Viscosidad plástica, expresada en milipascales•segundos (centipoises).

**Nota:** El punto de cedencia es comúnmente conocida en la industria como YP.

El cálculo de la viscosidad aparente ( $V_a$ ), expresada en milipascales•segundos (centipoises), es dado por la siguiente ecuación:

$$V_a = \frac{R_{600}}{2} \quad (3)$$

*Donde:*

$R_{600}$ = Es la lectura del dial a 600 revoluciones por minuto.



### 4.3 Propiedades de lodo sin alcalinizar

La Tabla 7 muestra los resultados de densidad de los tres sistemas utilizados en este caso de estudio sin alcalinizar.

<b>SISTEMA</b>	<b>[Na] Bentonita %</b>	<b>Bentonita [gr]</b>	<b>Densidad [g/cm<sup>3</sup>]</b>
Sistema 1	6	120	1.035
Sistema 2	8	160	1.040
Sistema 3	10	200	1.040

*Tabla 7. Densidad de los sistemas base acuosa-bentonitico.*

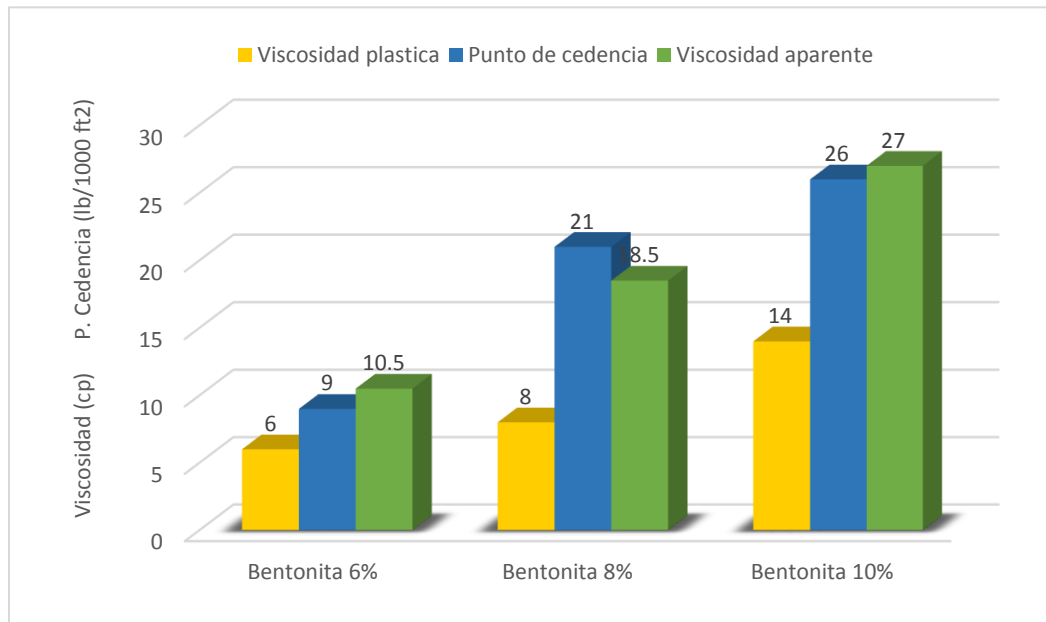
De igual forma en la Tabla 8 y 9 se muestran las lecturas obtenidas del viscosímetro Fann y las propiedades reológicas de cada sistema.

<b>LECTURA DIAL [rpm]</b>	<b>[NA] BENTONITA 6%</b>	<b>[NA] BENTONITA 8%</b>	<b>[NA] BENTONITA 10%</b>
600	21	37	54
300	15	29	40
200	13	25	35
100	11	19	30
6	7	16	20
3	7	16	19
3 [5 seg]	7	16	12
3 [5 min]	8	16	24

*Tabla 8. Lectura del Viscosímetro Fan 35.*

<b>SISTEMA</b>	VISCOSIDAD APARENTE [cP]	VISCOSIDAD PLÁSTICA [cP]	PUNTO DE CEDENCIA [lb/100ft <sup>2</sup> ]	ESFUERZO DE GEL [lb/100 ft <sup>2</sup> ]
SISTEMA 6%	10.5	6	9	7/8
SISTEMA 8%	18.5	8	21	16/16
SISTEMA 10%	27	14	26	12/24

Tabla 9. Propiedades reológicas del lodo.



Gráfica 1. Propiedades reológicas de lodo sin alcalinizar.

El tratamiento con sosa cáustica se realizó tomando 12, 14 y 18 ml para preparar 2 lt de lodo, la concentración de la suspensión es del 6%, 8% y 10% en Bentonita.

En la primera prueba se añadió al agua y Bentonita agitando en un mezclador de alta velocidad durante 15 minutos. Se tomaron muestras de suspensión de bentonita en un viscosímetro Fann para medir los parámetros reológicos.

#### 4.4 Procedimiento para alcalinizar el lodo [20]

- Tome una muestra de fluido de perforación y diluya en un recipiente aforado.
- Agite el fluido de perforación y agregue de 4 a 5 gotas de solución indicadora de fenolftaleína y si el indicador se vuelve rosado, mientras se agita, mida rápidamente con papel indicador el valor de pH.
- Si no se puede ver el cambio de color, agregue sosa caustica para alcalinizar el sistema y aumentar el pH. Repita el paso 2 hasta lograr un color rosado y pH deseado.



**(a) Bentonita [Na] no-tratada**



**(b) Bentonita [Na] tratada con 2% NaOH**

*Figura 20. Muestras de fluido de (a) lodo bentonítico no-tratado (b) lodo bentonítico tratado con 2% de NaOH.*

La Tabla 10 muestra los resultados de densidad de los sistemas mejorados al 2% NaOH.

SISTEMA	[Na]	No alcalinizado	Alcalinizado	pH
	Bentonita %	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	[adm]
Sistema 1	6	1.035	1.040	11
Sistema 2	8	1.040	1.045	9
Sistema 3	10	1.040	1.050	10

Tabla 10. Densidad y pH de fluido base acuosa-bentonitico tratados con 2% NaOH.

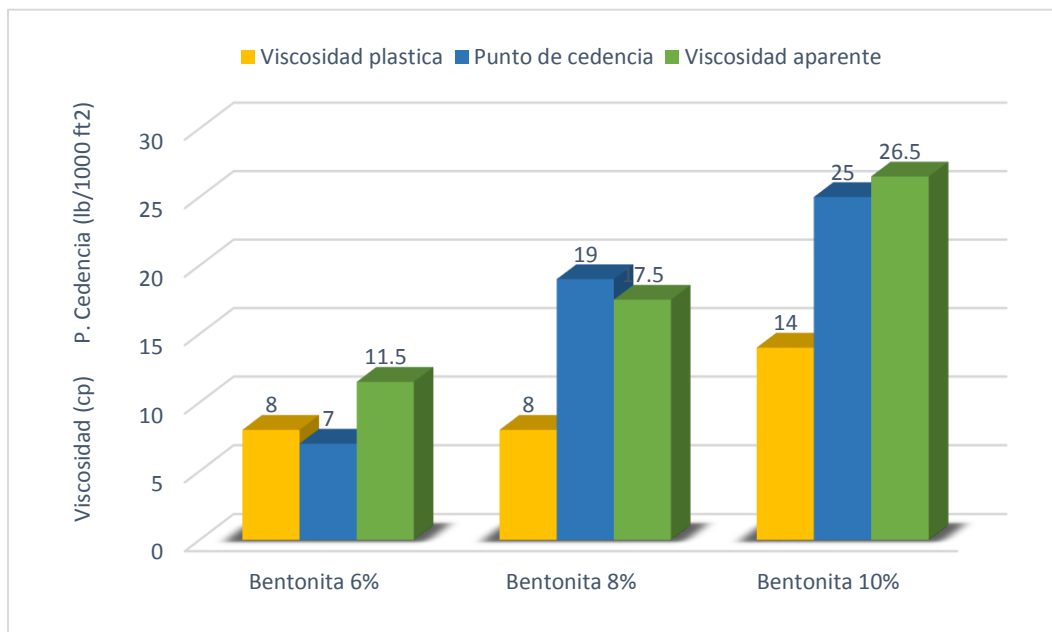
Los resultados de las lecturas del viscosímetro Fann y propiedades reológicas de los sistemas mejorados al 2% NaOH se muestran en la Tabla 11 y 12.

LECTURA DIAL	[NA]	[NA]	[NA]
[rpm]	BENTONITA 6%	BENTONITA 8%	BENTONITA 10%
600	23	35	53
300	15	27	39
200	12	23	30
100	8	23	24
6	6	13	14
3	7	14	11
3 [5 seg]	6	14	14
3 [5 min]	7	14	19

Tabla 11. Lectura del Viscosímetro Fan 35.

SISTEMA	VISCOSIDAD APARENTE	VISCOSIDAD PLÁSTICA	PUNTO DE CEDENCIA	ESFUERZO DE GEL
	[cP]	[cP]	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	[lb/100 ft <sup>2</sup> ]
SISTEMA 6%	11.5	8	7	6/7
SISTEMA 8%	17.5	8	19	14/14
SISTEMA 10%	26.5	14	25	14/19

Tabla 12. Propiedades reológicas del lodo.



Gráfica 2. Propiedades reológicas de lodo alcalinizado.

#### 4.5 Estudio de índice de hidratación de arcillas debido a la alcalinización

Esta prueba se realiza para determinar el potencial de hinchamiento de las muestras de los sistemas elaborados que proporciona información importante sobre la posible aplicación de la bentonita sódica para fluidos de perforación. El índice de hinchamiento de la bentonita tratada con aditivos se mide para evaluar el cambio en el potencial de la hidratación de la bentonita.

Los resultados obtenidos para la bentonita sódica tratada son comparados con los resultados de la bentonita no tratada que tiene un alto potencial de hinchazón.

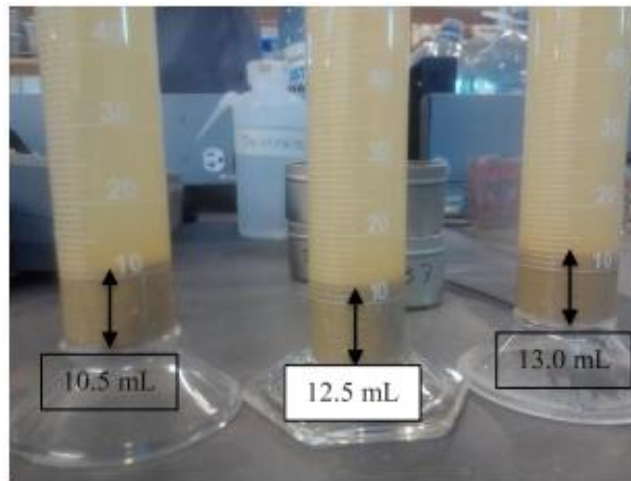


Figura 21. Lodo bentonítico sin alcalinizar (Tomado de Abiola Salami, 2016).

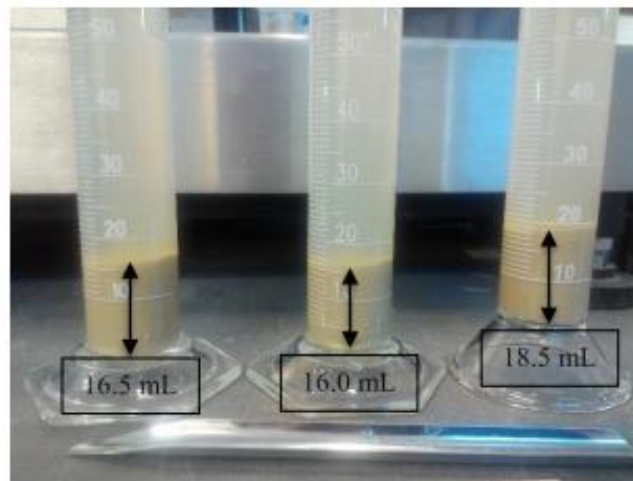


Figura 22. Lodo bentonítico alcalinizado (Tomado de Abiola Salami, 2016).

## **4.6 Métodos y sus efectos**

El análisis químico del lodo de perforación debe hacerse como rutina para determinar la presencia y concentración de varios iones. Dichas pruebas son necesarias para detectar el nivel de electrolitos que afectan los sólidos reactivos (Bentonita) en el fluido y también en las propiedades del fluido.

Con objeto de evitar daños a la formación, hidratación de alguna lutita, es importante formular y controlar la composición de los filtrados de lodo para la compatibilidad o inhibición de las formaciones que se van perforando [13].

### **4.6.1 Sosa caustica**

La sosa caustica o hidróxido de sodio (NaOH) es el reactivo comúnmente usado para el control del pH en el fluido de perforación. La potasa caustica o hidróxido de potasio (KOH) puede ser directamente sustituido por NaOH en todos los sistemas de lodo base agua, especialmente en áreas donde hay problemas de calizas inestables.

### **4.6.2 Potasa caustica**

La potasa cáustica o hidróxido de potasio (KOH) se utiliza en lodos base de agua con potasio para aumentar el pH y la alcalinidad y mantener la concentración de iones K<sup>+</sup>. Como su nombre indica es muy cáustica y emite calor cuando se disuelve en agua. La potasa cáustica es peligrosa de usar sin el entrenamiento y el equipo adecuados.

### **4.6.3 Ceniza de sosa**

En el equipo de perforación se la llama ceniza de sosa y se utiliza para tratar la mayoría de los tipos de contaminación por el ion calcio en lodos a base de agua dulce y agua de mar. Los iones calcio del yeso de perforación o anhidrita, CaSO<sub>4</sub>, causan la floculación de la arcilla y la precipitación de los polímeros y bajan el pH. El tratamiento con ceniza de sosa es apropiado para la contaminación de yeso porque no se necesita sosa cáustica, NaOH, para subir el pH. En general sucede lo mismo con las afluencias de agua dura a los lodos a base de agua.

#### 4.7 Análisis comparativo del comportamiento de bentonitas de buena calidad

Una de las principales consideraciones que se debe tener en cuenta para la utilización de un fluido de perforación es la evaluación del grado y calidad de la bentonita y posteriormente evaluar el comportamiento reológico y pérdida de líquidos de la suspensión de bentonita mediante el tratamiento con sosa caustica u otros productos químicos para mejorar el rendimiento de la de suspensión [22].

##### 4.7.1 Propiedades reológicas

Las pruebas en los sistemas elaborados nos proporcionaron información sobre la calidad y posible aplicación de la bentonita en los fluidos de perforación [24].

PROPIEDAD DE SUSPENSIÓN	ESPECIFICACIÓN API
Lectura dial del viscosímetro a 600 rpm	Mínimo 30
Punto de cedencia/Viscosidad plástica	Máximo 6
Volumen filtrado	Máximo 16 ml
Residuo de diámetro superior a 75 µm	Máximo 2.5 %

Tabla 13. Tabla especificaciones API de propiedades de suspensión de la Bentonita (API 13-A, 2010).



A continuación, se muestran los resultados obtenidos (propiedades reológicas) y las especificaciones API.

<b>PROPIEDAD DE SUSPENSIÓN</b>	Especificación API	BENTONITA 6%	BENTONITA 8%	BENTONITA 10%
Lectura dial del viscosímetro a 600 rpm	Mínimo 30	23	33	53
Punto de cedencia/Viscosidad plástica	Máximo 6	1.16	1.3	1.78

*Tabla 14. Comparación de resultados de propiedades reológicas vs especificaciones API.*

Podemos observar que los valores se encuentran dentro de los rangos mínimos establecidos por la API.

#### **4.7.2 Capacidad de absorción del agua**

Este método determina la capacidad de absorción de agua de la muestra. La determinación de la absorción de agua es una prueba rápida y simple para los fluidos de perforación, tanto en trabajos de diseño para evaluar las características físicas y calidad de materiales finos del suelo (arcilla, bentonita, limo) [24].

Se compararon 2 distintas muestras de Bentonita con el objetivo de determinar el comportamiento de propiedades reológicas básicas al fluido y la calidad del material, para esto se mezclaron 50 gr de esta arcilla en 500 ml de agua, respectivamente, se dejaron reposar las muestras durante 24 horas y los resultados se muestran a continuación en la figura 23.



**(a) Bentonita I**



**(b) Bentonita II**

*Figura 23. Comparativa del comportamiento de Bentonita.*

Se observa que la Bentonita I tiene una capacidad de hidratación y dispersión bajas, siendo que la mayor parte del material se encuentra en el fondo, mientras que la Bentonita II tiene una hidratación eficiente. Tener un material de mala calidad no proporcionará las propiedades reológicas-tixotrópicas necesarias. En la figura 24 se muestra el comportamiento de un material de mala calidad.



} Separación de fases, hidratación no eficiente

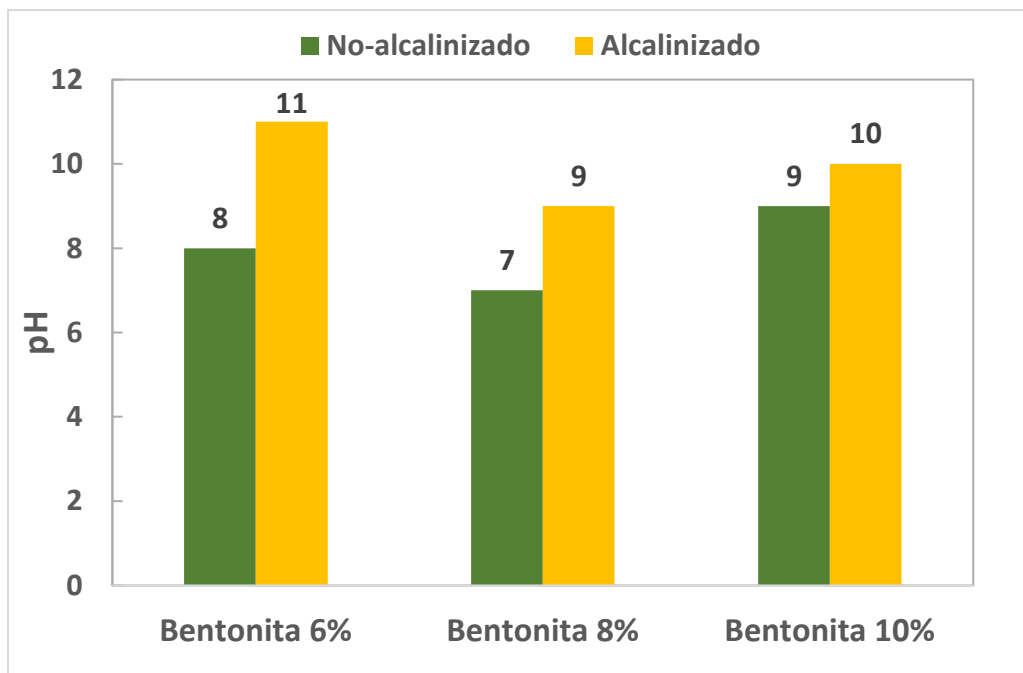
*Figura 24. Separación de fases en un sistema con Bentonita de mala calidad.*

## Capítulo 5. Análisis de resultados

Se presentan los resultados de pruebas de laboratorio de las propiedades reológicas-tixotrópicas y se realiza un análisis comparativo del comportamiento y efecto de la alcalinización en los sistemas. Los análisis experimentales se llevaron a cabo inicialmente a los fluidos sin alcalinizar y posteriormente sistemas tratados con sosa NaOH al 2% .

### 5.1 pH

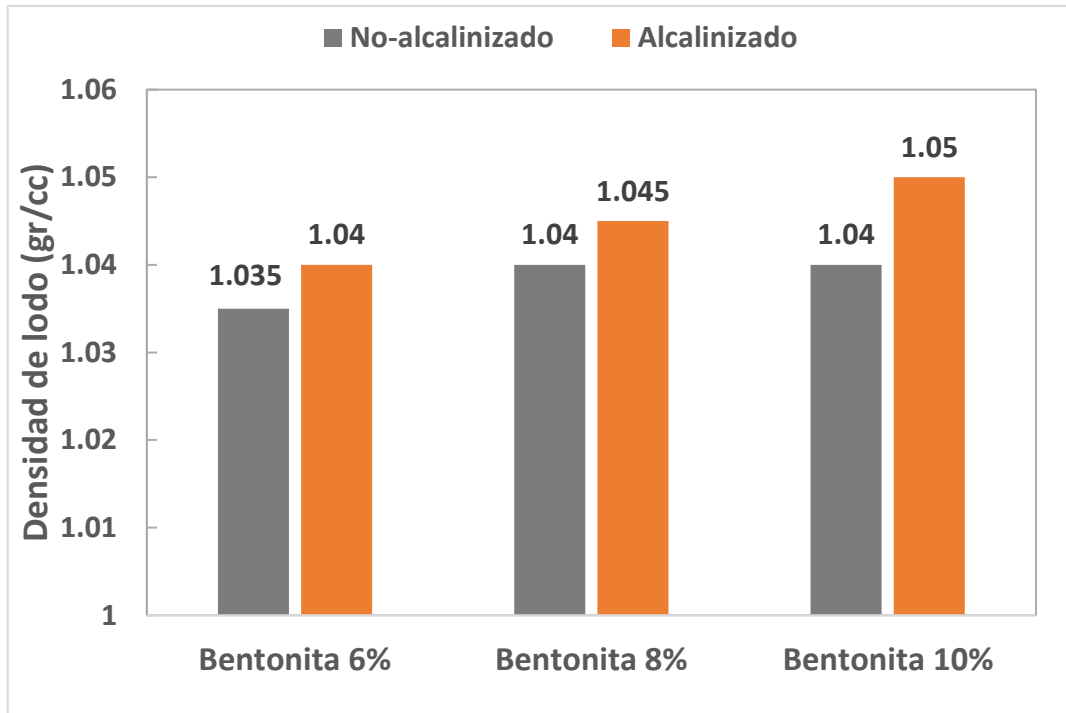
Después de tratar los tres sistemas de lodo base Bentonita con sosa NaOH, se puede observar un cambio de pH de 7 a 11, ver gráfica 3. Esto indica que a un pH mayor se mejora la suspensión de la Bentonita y afecta directamente la reología y tixotropía del lodo, como veremos más adelante.



Gráfica 3. Cambio de pH de lodo bentonítico tratado con sosa NaOH.

## 5.2 Densidad de lodo

Después de mezclar y preparar el lodo base Bentonita a diferentes concentraciones 6%, 8%,10%, se midió la densidad del lodo. La Figura 4 muestra un cambio promedio en la densidad alrededor de 0.06 g/cm<sup>3</sup>.



Gráfica 4. Densidad de lodo bentonítico tratado con sosa NaOH.

## 5.3 Viscosidad Embudo Marsh

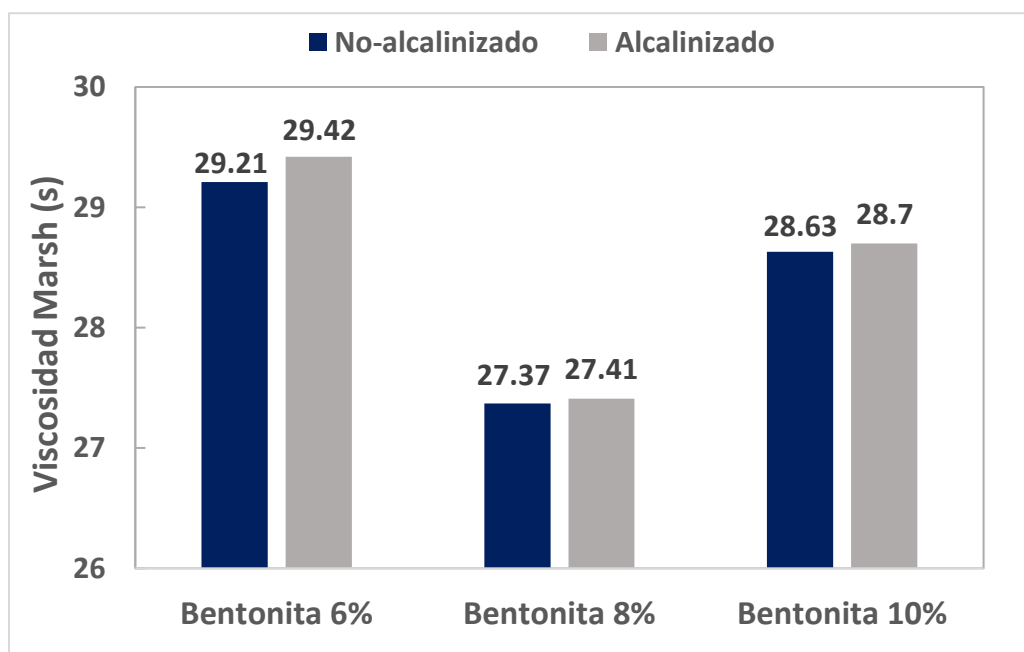
El método del embudo Marsh es una prueba rápida, sencilla y menos costosa que se utiliza para determinar la mejora relativa de la viscosidad. Nos permite proporcionar información útil sobre los efectos de los aditivos químicos en los fluidos de perforación como la alcalinización con sosa.

Esta prueba se usó para medir la viscosidad relativa de acuerdo con el procedimiento establecido con especificaciones API. Los resultados de la viscosidad del embudo Marsh se muestran en la tabla 15.

SISTEMA	[Na] Bentonita %	No alcalinizado	Alcalinizado
		Viscosidad Marsh [seg]	Viscosidad Marsh [seg]
Sistema 1	6	29.21	29.42
Sistema 2	8	27.37	27.41
Sistema 3	10	28.63	28.70

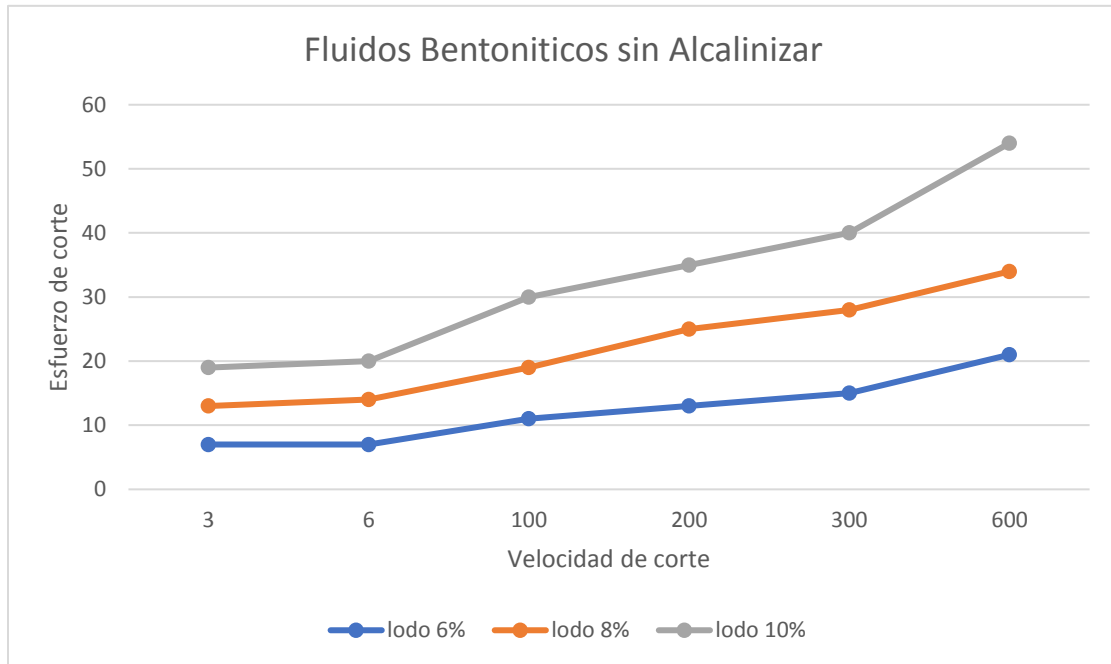
Tabla 15. Viscosidad Marsh de fluidos base acuosa-bentonitico tratados con 2% NaOH.

Como se puede observar, la adición de sosa NaOH al 2% produce un aumento de viscosidad. Esto nos indica que cambiando el pH se modifican las propiedades reológicas del lodo perforación. Sin embargo, la viscosidad obtenida de la prueba solo puede proporcionar información sobre una velocidad de corte y no se puede usar para determinar la viscosidad plástica y el punto de cedencia.

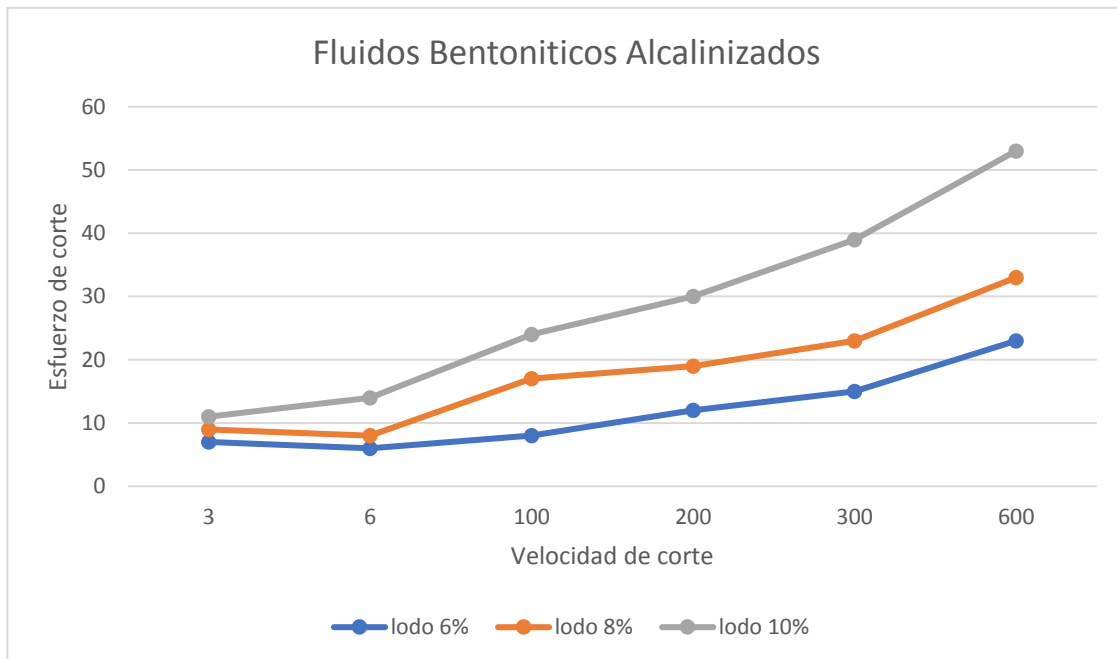


Gráfica 5. Viscosidad de embudo Marsh en función de alcalinización de sistemas.

## 5.4 Comportamiento reológico-tixotrópico de los fluidos



Gráfica 7. Comportamiento reológico-tixotrópico lodo sin alcalinizar.

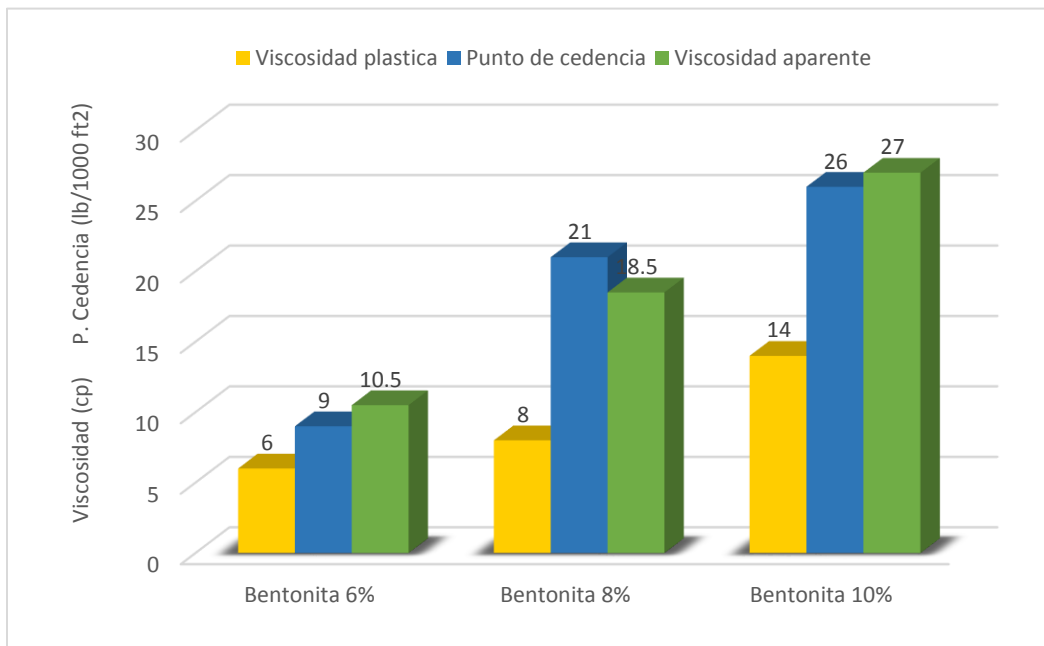


Gráfica 8. Comportamiento reológico-tixotrópico lodo alcalinizado.

## 5.5 Propiedades reológicas

Los valores del punto de cedencia ( $P_c$ ) representan un papel clave para la eficiencia de la limpieza del pozo. Se desea un lodo de perforación con valores altos de límite elástico ( $P_c$ ) para las operaciones de limpieza del pozo ya que tiene un alto nivel de capacidad de acarreo de partículas sólidas de lodo y los recortes perforados.

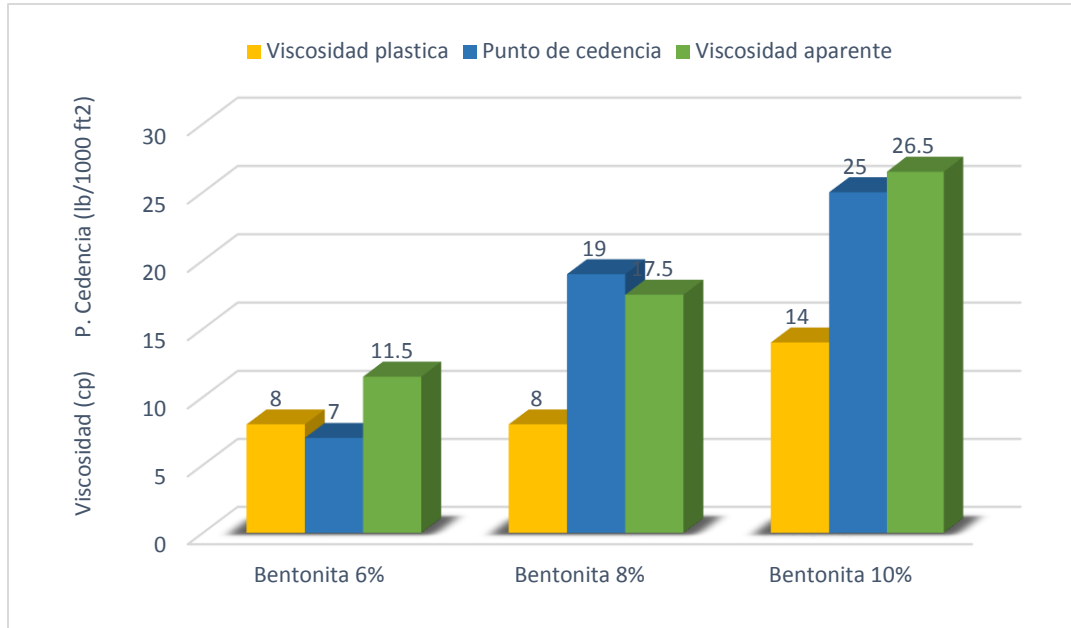
Las gráficas 9 y 10 muestran los cambios en la viscosidad plástica, punto de cedencia y viscosidad aparente para 3 diferentes muestras de lodo a diferentes concentraciones de Bentonita con la adición de sosa (NaOH) al 2%.



Gráfica 9.  $V_p$ ,  $P_c$  y  $V_a$  de lodo al 6%, 8% y 10% de Bentonita no-alcalinizado.

Podemos observar que al alcalinizar el lodo resultó en un aumento promedio en la viscosidad plástica del 20%, incremento del 40% en el punto de cedencia y un ligero decremento del 4% en la viscosidad aparente.

Se ha informado que la viscosidad plástica (Vp) depende en gran medida de las propiedades de las partículas suspendidas y que valores bajos de Vp son deseables para una tasa de penetración más eficiente.



Gráfica 10. Vp, Pc y Va de lodo al 6%, 8% y 10% de Bentonita tratado con sosa NaOH.

La relación (Pc/Vp) del punto de cedencia y viscosidad plástica para el lodo de perforación es muy importante, ya que es un indicador usado para la evaluación de las condiciones de operación durante la perforación de pozos y la capacidad de suspensión de la Bentonita en el fluido. El Flujo turbulento es preferible en pozos de gran ángulo para mantener su estabilidad y limpieza. Sin embargo, para garantizar una resistencia de gel es menos importante, ya que el acarreo y transporte de recortes no se ve afectada por la reología del lodo. En caso de que no se pueda mantener el flujo turbulento o el pozo sufra un ensanchamiento, la relación Pc/Vp debe mantenerse lo más alta posible.

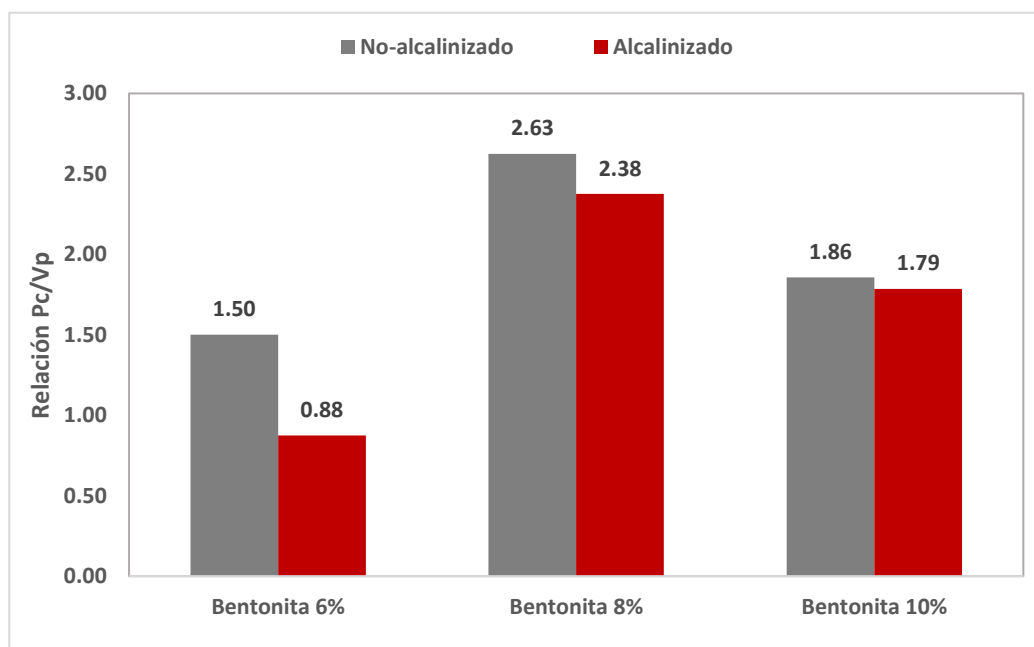
En flujo laminar, la capacidad de acarreo se ve afectada por las propiedades reológicas del lodo. Por lo tanto, cuando aumenta dicha relación Pc/Vp, es de esperarse que aumente la capacidad de acarreo.



La tabla 16 muestra los cambios en la relación Pc/Vp de los tres sistemas realizados a diferentes concentraciones de Bentonita y alcalinizados con sosa NaOH al 2%.

SISTEMA	[Na]	No alcalinizado	Alcalinizado
	Bentonita %	Pc/Vp	Pc/Vp
Sistema 1	6	1.50	0.88
Sistema 2	8	2.63	2.38
Sistema 3	10	1.86	1.79

Tabla 16. Relación Pc/Vp de lodo al 6%, 8% y 10% de Bentonita tratado con sosa NaOH.



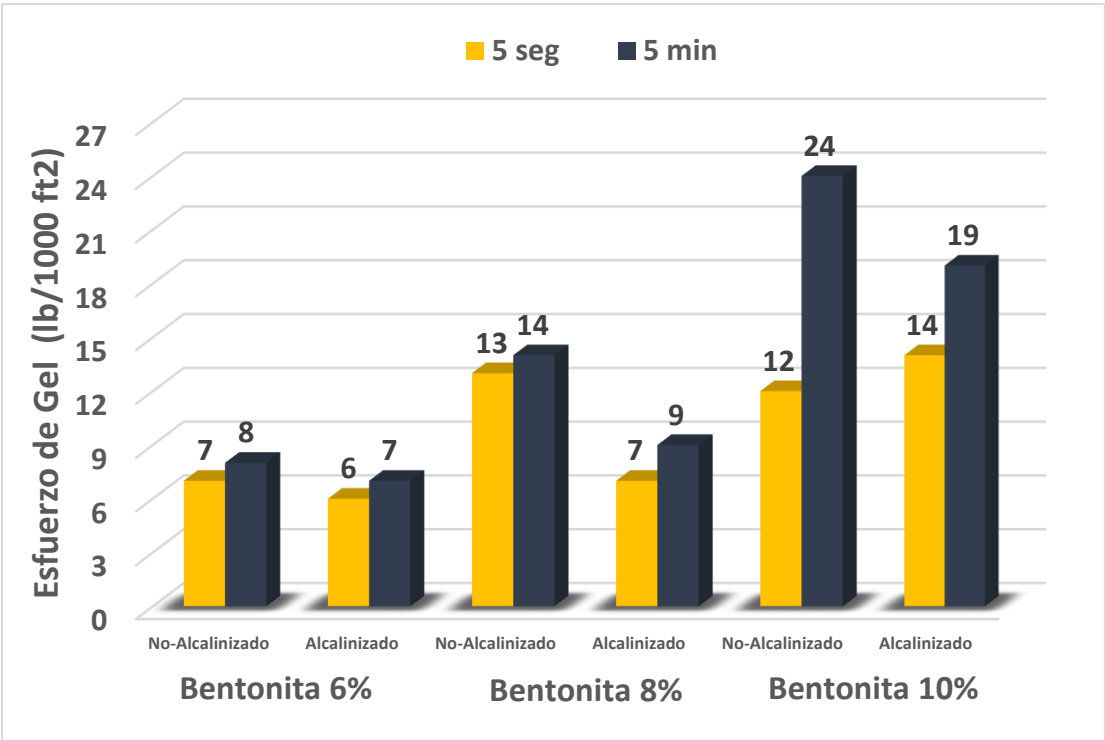
Gráfica 11. Relación Pc/Vp de lodo al 6%, 8% y 10% de Bentonita tratado con sosa NaOH.

El valor más alto de los 3 lodos estudiados sin alcalinizar fue de 2.63 al 8% de Bentonita, 1.86 para lodo al 10% y 1.50 al 6%. Los resultados para la relación Pc/Vp muestran que al alcalinizar el lodo con sosa NaOH e incrementando su pH, existe un decremento ~20% en la proporción de Pc/Vp, por lo tanto, el valor más alto corresponde a 2.38 al 8% de concentración y 0.88 el valor más bajo al 6% de Bentonita.

La resistencia del gel del fluido de perforación representa la capacidad que tiene lodo para suspender los recortes y para formar una estructura capaz de mantener los recortes cuando se detiene la circulación.

La gráfica 12 muestra los cambios en las medidas del esfuerzo de gel resultado de la adición de sosa NaOH para los tres sistemas formulados.

El alcalinizar el lodo disminuyó los valores de resistencia del gel. Los valores para lecturas a 5 segundos disminuyeron de 7 a 6 lb/100 ft<sup>2</sup> al 6 % de Bentonita y de 13 a 7 para el sistema al 8%. Por otro lado, los valores del esfuerzo de gel para lecturas de 5 minutos mostraron un comportamiento decreciente más significativo de 8 a 7 lb / 100 ft<sup>2</sup> al 6%, de 14 a 9 para el sistema al 8% y una disminución del 24 al 19 para el sistema al 10% de Bentonita.



Gráfica 12. Esfuerzo de gel de lodo al 6%, 8% y 10% de Bentonita tratado con sosa NaOH.

## CONCLUSIONES

En este caso de estudio se evaluó el efecto que tiene el cambio de pH y la alcalinización de los lodos de perforación base acuoso de naturaleza arcillosa en sus propiedades reológicas-tixotrópicas aplicando las metodologías utilizadas en laboratorio. De acuerdo con los resultados obtenidos, se tienen las siguientes conclusiones:

- Se logró estabilidad y suspensión de todos los sistemas, sin embargo, alcalinizando con sosa NaOH la bentonita no mostró precipitación y las partículas permanecieron en estado de dispersión. Esto se da con bentonita de buena calidad.
- La viscosidad relativa del embudo Marsh fue mayor después de alcalinizar los sistemas con sosa NaOH e incrementado el valor del pH 2 unidades.
- Está claro que alcalinizar los sistemas resulta en un incremento del 20% en la viscosidad plástica y disminución del 40% en el punto de cedencia, también se tuvo un decremento aproximado del 5% en la viscosidad aparente. Siendo el sistema al 10% de Bentonita el que tuvo los valores más altos.
- Se obtuvo un decremento promedio del 20% en la relación  $P_c/V_p$  para los sistemas al 6%, 8% y 10% alcalinizados con sosa NaOH siendo el valor más alto 2.38, por lo tanto, es de esperarse que la capacidad de acarreo del lodo sea menor.

- Al alcalinizar los lodos con sosa NaOH se obtuvo una disminución en el esfuerzo de gel  $EG_{5 \text{ seg}}$  de 1 lb/100 ft<sup>2</sup> para el sistema al 6 % y de 6 lb/100 ft<sup>2</sup> al 8%, para los valores de  $EG_{5 \text{ min}}$  se tuvo un decremento de 1 lb/100 ft<sup>2</sup> al 6% y disminución de 5 lb/100 ft<sup>2</sup> para los sistemas del 8% y 10%. Resultando en un menor esfuerzo al momento de recircular el lodo de perforación.
- Un incremento en los valores del pH afecta directamente el comportamiento reológico del fluido de perforación y suspensión de la Bentonita.
- Es evidente que disminuyendo la viscosidad del fluido ayudará a un mayor ritmo de penetración y disminución de presión de bombas en superficie.
- Los resultados de reología ( $P_c$  y relación  $P_c/V_p$ ) de la suspensión de bentonita y capacidad de acarreo muestran que la concentración del 10% en peso puede soportar más peso de bentonita, lo que resultó en un aumento de la viscosidad.

## RECOMENDACIONES

De acuerdo con el caso de estudio analizado, las siguientes recomendaciones son sugeridas:

- Es recomendable realizar la mayor cantidad de pruebas de calidad de Bentonita tales como; índice de hinchamiento, capacidad de absorción, tamaño de partícula, especificadas por la API, con el fin de obtener las propiedades reológicas y tixotrópicas adecuadas.
- Basados en los resultados del caso de estudio se recomienda un pH entre 8-11.
- Se recomiendan concentraciones de peso del 8% y 10% de Bentonita debido al mejor acarreo de recortes y suspensión.
- Después de analizar los resultados los lodos al 8% y 10% cumplen con características apropiadas para usarse en la perforación de pozos, con la recomendación de usar el lodo del 8 %:
- 10% en perforaciones poco profundas, recomendando su uso para perforación de pozos de agua con presencia de formaciones arenosas poco consolidadas
- 8% en perforaciones de pozos .
- Esta recomendación parte de que al perforar a mayor profundidad el peso de la columna hidrostática juega también un papel importante en el comportamiento del lodo y en el lodo de 10% podría ser contraproducente usarlo a profundidades mayores.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Título Introducción a la química ambiental

Autor Stanley E. Manahan

Editor Reverte, 2006

ISBN 8429179070, 9788429179071

N.º de páginas 760 pág. Pp.79-83

<https://www.arvensis.com/blog/aclaracion-de-conceptos-coloide-suspension-flow-y-gel/>

2. Título Apuntes del Seminario de fluidos de control

Autor Rosalinda Hernández Ramírez

Editor IPN ESIA Ticomán, 2020

3. ALEJANDRO Iván. Análisis teórico y práctico del comportamiento hidráulico de sistemas de emulsión inversa (Tesis que para obtener el título de ingeniero petrolero): Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. Año 2012. 110 pp

4. MELLÍN de la O José Eduardo. Estudio experimental para la evaluación de hundimiento de barita y acreción en sistemas base no acuosa empleados en la perforación de aguas profundas (Tesis que para obtener el grado de ingeniero petrolero): Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. Año 2012. 63 pp

5. ALMANZA Rivero Daniela, MARTÍNEZ Martínez María Fernanda, RUIZ Carrera Raúl Mariano. Análisis de la influencia de la barita en lodos bentonítico base acuosa de naturaleza arcillosa modificados con agua de mar (Tesina que para obtener el título de ingeniero petrolero): Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura unidad Ticomán. Año 2018. 141 pp

6. W C Knight. (1898). *A New Clay*, Engineering and Mining Journal, LXVI.

7. Murray, H.H. (2000). *Traditional and new applications for Kaolin, smectite, and palygorskite; a general overview*, Applied Clay Science. Volume 17, Issues 5–6.
8. Ross C. S. and E. V. Shannon. (1926). *The Minerals of Bentonite and related Clays and Their Physical Properties*, Journal of the American Ceramic Society, Vol. 9.
9. Joel., O.F, Nwokoye, C.U. (2010). *Performance evaluation of local bentonite with imported grade for utilization in oil field operations in Nigeria*, Society of Petroleum Engineers, SPE 136957, 1-6.
10. Garrido-Ramírez E.G. (2010). *Clays and oxide minerals as catalysts and nanocatalysts in Fenton-like reactions — A review*, Applied Clay Science. Volume 47, Issues 5–6.
11. Clem, A.G, Doehler R.W. (1961). *Industrial applications of bentonite*, Clays and Clay Mineral, Illinois.
12. Hevia, R. (2007). *Bentonitas, propiedades y usos industriales*, Servicio Geológico Minero, SEGEMAR. Buenos Aires
13. Benítez H. M. A, Garaicochea P. F. y Reyes A. C. (1979). *Apuntes de Fluidos de Perforación*, Unidad de difusión de la Facultad de Ingeniería, UNAM, México D.F (1<sup>a</sup>.ed).
14. Mazlan B. (2010). *Degradation of methyl orange using ultrasonic irradiation: Enhanced with adsorption using newspaper*, Universiti Malaysia Pahang. Malaysia.
15. P. Vladimir, R. Keti, Sts. Cyril and Methodius University. (2007). *Behavior of Phenolphthalein in Strongly Basic Media*, Chemistry, Vol 16, Issue 4.
16. Al-Homadh E. S. (2007). *Improving Local Bentonite Performance for Drilling Fluids Applications*. SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium, SPE-110951.
17. Lebedenko F. and D. Plée. (1988). *Some considerations on the ageing of Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> activated bentonites*, Applied Clay Science, Vol. 3(1).
18. Ma, C., Eggleton, R.A. (1999). *Cation Exchange Capacity of Kaolinite*. Clays Clay Miner. 47, 174–180.
19. M. I. Abdou and H. EL-SAYED Ahmed. (2011). *Effect of Particle Size of Bentonite on Rheological Behavior of the Drilling Mud*.
20. American Petroleum Institute. (2017). *Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids*, API/ANSI 13B-1, Fifth Edition.
21. American Petroleum Institute. (2003). *Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids 13 B-1*, 3rd Ed.

22. Ahonen L, Korkeakoski P, Tiljander M, Kivikoski H, Laaksonen R. (2008). *Quality Assurance of the Bentonite Material*, Posiva. Finland.
23. American Petroleum Institute. (2004). *Specification for Drilling–Fluid Materials, API Specification 13A*, sixteenth Edition.
24. American Petroleum Institute. (2010). *Specification for Drilling Fluids- Specification and Testing, API 13A*, 18th Edition.
25. A. Rajesh, Preethi, S. Majid, M. Ahmed Khan, R. Mohammed. (2017). *Determination of Effect Bentonite and Additives on Drilling Fluids*, International Refereed Journal of Engineering and Science (IRJES)
26. Ahmed S. Mohammed. (2018). *Electrical resistivity and rheological properties of sensing bentonite drilling muds modified with lightweight polymer*, Egyptian Journal of Petroleum.
27. T. Emeline, W. Emenike, W. Emenike, N. Godwin, C.J. (2019). *Effect of Local Clays Substitution on Rheological Properties of Formulated Water Base Mud*, International Journal of Scientific & Engineering Research Volume 10, Issue 3.
28. Hernández. J.G. (2015). *Condiciones para el empleo de bentonita en un fluido de perforación base agua de mar en función del comportamiento hidráulico*, Universidad Nacional Autónoma de México. México.
29. Rubí. R. (2017). *La Química de los lodos de perforación ejemplos y aplicaciones en Ciencias de la Tierra*, Universidad Nacional Autónoma de México. México.
30. Moreira R.J. (2016) . *Propiedades de una bentonita industrial nacional y su caracterización estructural basada en absorción y difracción de rayos X (XANES y DRX)*, Universidad Nacional de la Plata. Buenos Aires.
31. García A. M, Manjarres F. I. (2017). *Evaluación técnica de un fluido de perforación base agua utilizando como aditivo nano-partículas de óxido de grafeno a escala de laboratorio para la inhibición de lutitas en los campos castilla y chichimene de Ecopetrol s.a.*, Fundación Universidad de América. Colombia.