

**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN DE ARCILLA ORGANOFÍLICA GASTADA COMO ADITIVO  
REOLÓGICO DE LODO BASE ACEITE**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEOS  
OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL**

**DIEGO MANUEL MÉNDEZ CEVALLOS**

diego.mendez@epn.edu.ec

**DIRECTOR:**

**PABLO DANIEL BENALCÁZAR**

pablo.benalcazar@epn.edu.ec

**Quito, Noviembre 2018**

## **DECLARACIÓN**

Yo, Diego Manuel Méndez Cevallos, declaro bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo los derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

DIEGO MANUEL MÉNDEZ CEVALLOS

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Manuel Méndez Cevallos, bajo mi supervisión.

---

Msc. Pablo Benalcázar

## **AGRADECIMIENTOS**

*A Dios, por darme salud y fuerza hasta este día, ya que todas las cosas proceden de él, existen por él y para él.*

*A mi padre, Ángel y hermano Dickerson por confiar en mí, por ser siempre mi soporte y mi motivación de seguir adelante en cada nuevo día.*

*Doy gracias a la Escuela Politécnica Nacional y sus profesores; de manera especial al Ingeniero Pablo Benalcázar quien brindó su tiempo en los momentos más críticos en éste presente proyecto de titulación.*

*A todos mis amigos, quienes compartieron conmigo buenos y malos momentos, el compañerismo.*

**Diego Manuel**

## **DEDICATORIA**

Dedico con mucho amor, a las personas más importantes en mi vida, que con su ejemplo me enseñaron a esforzarme para cumplir mis objetivos y siempre estuvieron a mi lado apoyándome en los momentos felices y tristes de mi vida, mi padre Ángel, que con su gran ejemplo de motivación y superación me ha guiado siempre por el buen camino, mi hermano Dickerson, y en el cielo a mi madre por cubrirme con su bendición; espero algún día poder retribuir su gran esfuerzo.

Diego

## ÍNDICE

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN .....	II
AGRADECIMIENTOS .....	III
DEDICATORIA.....	IV
ÍNDICE .....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	X
INTRODUCCIÓN .....	1
JUSTIFICACIÓN .....	2
OBJETIVOS .....	3
OBJETIVO GENERAL .....	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
HIPÓTESIS.....	3
METODOLOGÍA .....	4
CAPITULO 1 .....	5
INTRODUCCIÓN .....	5
1.1. CONCEPTOS GENERALES.....	5
1.1.1. Arcilla organofilica.....	5
1.1.2. FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	5
1.1.2.1. Tipos de fluidos de Perforación .....	6
1.1.2.2. Aditivos de los fluidos de perforación .....	11
1.1.2.2.1. Aditivos utilizados en Fluidos de Perforación Base Agua .....	14
1.1.2.2.2. Aditivos utilizados en Fluidos de Perforación Base Aceite (OBM).....	16
1.1.2.3. Componentes arcillosos en los cortes de perforación.....	22
1.1.2.3.1. Estructura de las arcillas. ....	23
1.1.2.3.2. Minerales Arcillosos Individuales .....	26
1.1.2.3.3. Arcillas Presentes en la cuenca Ecuatoriana .....	27
1.1.2.4. Pruebas para Fluidos de perforación Base Aceite. ....	31
1.1.2.4.1. Viscosidad de Marsh .....	32
1.1.2.4.2. Viscosímetro Rotativo .....	33
1.1.2.4.3. Resistencia de gel – Tixotropía .....	36
1.1.2.4.4. Alta Presión – Alta Temperatura (APAT) .....	38
1.1.2.4.5. Estabilidad Eléctrica (ES) .....	43
1.1.2.4.6. Densidad .....	45

1.1.2.4.7.    Ensayo de Difracción por Rayos X .....	45
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>58</b>
<b>ANÁLISIS DE MUESTRAS DE FLUIDO PREPARADO .....</b>	<b>58</b>
<b>2.1.    MEDICIÓN DE VISCOSIDAD.....</b>	<b>58</b>
2.1.1.    Viscosidad de Marsh.....	58
2.1.2.    Viscosidad Viscosímetro Rotativo .....	59
2.1.3.    Resistencia de gel – Tixotropía.....	63
<b>2.2.    ALTA PRESIÓN – ALTA TEMPERATURA (APAT).....</b>	<b>63</b>
<b>2.3.    ESTABILIDAD ELÉCTRICA (ES).....</b>	<b>67</b>
<b>2.4.    DENSIDAD .....</b>	<b>67</b>
<b>2.5.    ENSAYO DE DIFRACCIÓN POR RAYOS X.....</b>	<b>68</b>
<b>CAPITULO 3 .....</b>	<b>73</b>
<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN SEGÚN NORMATIVA API.....</b>	<b>73</b>
<b>3.1. VISCOSIDAD DE MARSH (VISCOSIDAD DE EMBUDO) .....</b>	<b>73</b>
<b>3.2. VISCOSIDAD PLÁSTICA (PV) .....</b>	<b>74</b>
<b>3.3. PUNTO DE CEDENCIA (YP) .....</b>	<b>75</b>
<b>3.4. RESISTENCIA DE GEL – TIXOTROPIA .....</b>	<b>76</b>
<b>3.5. PRUEBA ALTA PRESIÓN ALTA TEMPERATURA (APAT) .....</b>	<b>77</b>
<b>3.6. ESTABILIDAD ELÉCTRICA.....</b>	<b>80</b>
<b>3.7. DENSIDAD .....</b>	<b>81</b>
<b>3.8. DIFRACCIÓN DE RAYOS X (XRD).....</b>	<b>82</b>
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>85</b>
<b>ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO .....</b>	<b>85</b>
<b>4.1 LIMITANTES PARA LA REUTILIZACIÓN .....</b>	<b>85</b>
<b>4.2 ESTADO DE LOS FLUIDOS A REUTILIZARSE .....</b>	<b>85</b>
4.2.1 Fluido en Base Aceite Vegetal .....	85
<b>4.3 EVALUACIÓN DE PROPIEDADES .....</b>	<b>86</b>
<b>4.4 CONSIDERACIONES DE LOS VOLÚMENES Y COSTOS PARA LAS PROPUESTAS PLANTEADAS.....</b>	<b>86</b>
<b>4.5 ANÁLISIS HISTÓRICO DE LA REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS A Y B. ....</b>	<b>86</b>
4.5.1 Reutilización realizada en Campo X del pozo A en el fluido B .....	86
4.5.1.1 Ahorro sección 8 ½.....	87
4.5.1.2 Ahorro total estimado.....	88
<b>4.6    PROPUESTAS PLANTEADAS .....</b>	<b>88</b>
4.6.1 PROPUESTA 1 - Pozos de corto tiempo de duración (3 - 5 días).....	88

4.6.1.1 Ahorro sección 8 ½.....	89
4.6.2 PROPUESTA 2 - Pozos de corto tiempo de duración (3 - 5 días).....	90
4.6.2.1 Ahorro sección 8 ½.....	90
<b>CAPÍTULO 5</b> .....	93
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	93
5.1. CONCLUSIONES .....	93
5.2. RECOMENDACIONES .....	94
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	96
<b>ANEXOS</b> .....	98
<b>CAPITULO 2</b> .....	98

## ÍNDICE DE FIGURAS

### CAPÍTULO I

Figura 1. 1: Difractograma obtenido del análisis de difracción de rayos X de la arcilla pura.....	22
Figura 1. 2: Estructura de capas.....	24
Figura 1. 3: Esquema general de capas tetraédricas y octaédricas.....	25
Figura 1. 4: Estructura de la clorita .....	26
Figura 1. 5: Representación diagramática de la clorita. ....	26
Figura 1. 6: Embudo y Jarro Marsh .....	32
Figura 1. 7: Viscosímetro rotativo marca Offite de 8 velocidades. ....	33
Figura 1. 8: Curva típica de caudales para un lodo de perforación. ....	34
Figura 1. 9: Viscosidad del fluido en relación a la velocidad de corte. ....	37
Figura 1. 10: Equipo Alta Presión – Alta Temperatura. ....	39
Figura 1. 11: Características del filtrado. ....	40
Figura 1. 12: Zona de Spurt Loss. ....	41
Figura 1. 13: Relación entre la pérdida de filtrado y la raíz cuadrada del tiempo. ....	42
Figura 1. 14: Equipo medición Estabilidad Eléctrica.....	44
Figura 1. 15: Difractor de Rayos X modelo Siemens D 5000. ....	46
Figura 1. 16: Esquema de la sección transversal de un tubo de rayos X. ....	46
Figura 1. 17: Ejemplo típico de espectro de esmectita. ....	47
Figura 1. 18: Caolinita y Fe-clorita. Posiciones de los picos en Å. ....	48
Figura 1. 19: Agregado orientado de clorita (ripidolita) sometido a varios tratamientos. ....	49
Figura 1. 20: Agregado orientado de caolinita sometido a varios tratamientos. ....	50
Figura 1. 21: Montmorillonita sometida a 2 tratamientos: secado al aire y solvatación con EG Posiciones de los picos en Å. ....	51
Figura 1. 22: Agregado orientado de montmorillonita sometido a varios tratamientos. ....	51
Figura 1. 23: Agregado orientado de nontronita sometido a varios tratamientos.....	51
Figura 1. 24: Difractogramas de 3 smectitas solvatadas con EG con diferentes cantidades de hierro en los 2 sitios octaédricos. Posiciones de los picos en Å.....	52
Figura 1. 25: Agregado orientado de illita sometido a varios tratamientos. ....	53
Figura 1. 26: Agregado orientado de vermiculita sometido a varios tratamientos. ....	54

### CAPÍTULO 2

Figura 2. 1: Gráfica arcilla organofílica sin previo uso.....	59
Figura 2. 2: Gráfica arcilla organofílica gastada Concentraciones arcilla organofílica gastada (20% - 25% - 30% - 35%).....	60
Figura 2. 3: Gráfica arcilla organofílica gastada Concentraciones arcilla organofílica gastada (20% - 25% - 30% - 35%).....	61
Figura 2. 4: Gráfica arcilla organofílica gastada Concentraciones arcilla organofílica gastada (20% - 25% - 30% - 35%).....	62
Figura 2. 5: Volumen de filtrado vs Tiempo (Salmuera NaCl 10%).....	64

Figura 2. 6: Volumen de filtrado vs raíz cuadrada del tiempo (Salmuera NaCl 10%) .....	64
Figura 2. 7: Volumen de filtrado vs Tiempo (Salmuera NaCl 15%) .....	65
Figura 2. 8 Volumen de filtrado vs raíz cuadrada del tiempo (Salmuera NaCl 15%) .....	65
Figura 2. 9: Volumen de filtrado vs Tiempo (Salmuera NaCl 20%) .....	66
Figura 2. 10: Volumen de filtrado vs raíz cuadrada del tiempo (Salmuera NaCl 20%).....	66
Figura 2. 11: Difractograma de los cuatro materiales compuestos obtenidos en la arcilla Organofílica gastada activada.....	70
Figura 2. 12: Arcilla Organofílica.....	72

### **CAPÍTULO 3**

Figura 3. 1: Lectura viscosidad de Marsh.....	73
Figura 3. 2: Salmuera NaCl 15% - Concentración Arcilla Organofílica 20% .....	88
Figura 3. 3: Difractograma representativo de la fracción arcilla sódica	
Figura 3.4: Difractograma representativo de la fracción de arcilla sódica calentada a 550 C	
Figura 3. 5: Difractograma proveniente del análisis de la arcilla organofílica gastada luego del proceso de activación (AA). .....	84

## ÍNDICE DE TABLAS

### CAPÍTULO I

Tabla 1. 1: Tipos de fluidos de perforación.....	7
Tabla 1.2: Clasificación de aditivos dentro de fluidos de perforación base agua y su función.....	12
Tabla 1. 3: Clasificación de aditivos dentro de fluidos de perforación base aceite y su función.....	13
Tabla 1. 4: Propiedades típicas de la arcilla de blanqueo pura .....	18
Tabla 1. 5: Resultados de la caracterización física de la arcilla pura y de la arcilla usada.....	20
Tabla 1. 6: Resultados del análisis químico realizado a la arcilla de blanqueo pura y a la arcilla de blanqueo usada.....	21
Tabla 1. 7: Difracción de rayos X realizada a la arcilla pura. ....	21
Tabla 1. 8: Cloritas más comunes. ....	27
Tabla 1. 9: Resultados del Análisis Físico y pH en las Formaciones. ....	27
Tabla 1. 10: Resultados del Análisis Químico en las Formaciones.....	28
Tabla 1. 11: Resultados del Análisis Mineralógico por XRD para las formaciones. ....	29
Tabla 1. 12: Parámetros y especificaciones de la arcilla organofílica. ....	55

### CAPÍTULO 2

Tabla 2. 1: Lecturas Viscosidad de Marsh (Salmuera NaCl 10%).....	58
Tabla 2. 2: Lecturas Viscosidad de Marsh (Salmuera NaCl 15%).....	58
Tabla 2. 3: Lecturas Viscosidad de Marsh (Salmuera NaCl 20%).....	58
Tabla 2. 4: Valores lecturas reológicas arcilla organofílica sin previo uso. ....	59
Tabla 2. 5: Valores lecturas reológicas arcilla organofílica sin previo uso.....	59
Tabla 2. 6: Valores lecturas reológicas arcilla organofílica gastada .....	60
Tabla 2. 7: Valores lecturas reológicas arcilla organofílica gastada .....	61
Tabla 2. 8: Valores lecturas reológicas arcilla organofílica gastada .....	62
Tabla 2. 9: Valores lecturas tixotropía arcilla organofílica gastada .....	63
Tabla 2. 10: Valores lecturas tixotropía arcilla organofílica gastada .....	63
Tabla 2. 11: Valores lecturas tixotropía arcilla organofílica gastada .....	63
Tabla 2. 12: Valores - Filtrado fluido OBM .....	64
Tabla 2. 13: Valores - Densidad fluido OBM.....	65
Tabla 2. 14: Valores - Densidad fluido OBM.....	66
Tabla 2. 15: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES) .....	67
Tabla 2. 16: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES) .....	67
Tabla 2. 17: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES) .....	67
Tabla 2. 18: Valores – Lecturas Densidad. ....	68
Tabla 2. 19: Ángulos de difracción de las muestras analizadas .....	69
Tabla 2. 20: Parámetros de la Arcilla Organofílica .....	71

### CAPÍTULO 3

Tabla 3. 1: Tabla de valores obtenidos para Viscosidad Plástica. ....	75
Tabla 3. 2: Valores Obtenidos para punto de Cedencia. ....	76

Tabla 3. 3: Arcilla Organofílica Nueva .....	76
Tabla 3. 4: Arcilla Organofílica Gastada - NaCl 10% .....	77
Tabla 3. 5: Arcilla Organofílica Gastada - NaCl 15% .....	77
Tabla 3. 6: Arcilla Organofílica Gastada - NaCl 20% .....	77
Tabla 3. 7 Lectura arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 10% .....	78
Tabla 3. 8 Lectura muestras arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 15%. 78	
Tabla 3. 9 Lectura muestras arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 20%. 78	
Tabla 3. 10: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES) .....	80
Tabla 3. 11: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES) .....	80
Tabla 3. 12: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES) .....	80

#### **CAPÍTULO 4**

Tabla 4. 1: Costos promedios de los volúmenes de fluido preparados .....	86
Tabla 4. 2: Costos de Acondicionamiento para fluido BASE ACEITE VEGETAL del pozo A.....	87
Tabla 4. 3: Costos de Mantenimiento para fluido drill in del pozo C .....	88
Tabla 4. 4: Detalle de las propiedades que necesitan ser acondicionadas con se respectivo tratamiento y costo. ....	89
Tabla 4. 5: Costos de Mantenimiento – Propuesta 1 .....	90
Tabla 4. 6: Costos de Mantenimiento – Propuesta 1 .....	91
Tabla 4. 7: Costos de Mantenimiento – Propuesta 2 .....	91

## GLOSARIO DE ABREVIATURAS

<b>Término</b>	<b>Significado</b>	<b>Dimensión</b>
lb/ft <sup>3</sup>	Libra por pie cúbico	M/L <sup>3</sup>
TVD	Profundidad Vertical Verdadera	L
ft	Pies	L
(lb/gal)	Libras por galón	M/L <sup>3</sup>
YP	Punto cedente	L/M <sup>2</sup>
Cp	centipoise	MLT <sup>-1</sup>
(lb/100 pie <sup>2</sup> )	Libras por cien pies cuadrados	M/L <sup>2</sup>
(mg/L)	Miligramos por litro	M/L <sup>3</sup>
Qw	Volumen filtrado	
API	Instituto Americano de Petróleo	
MBT	Ensayo con azul de metileno	
(lb/bbl equiv)	Libras por barril equivalente	
lpg	Libras por galón	M/L <sup>3</sup>
LGS	Gravedad Específica menor	
SG	Gravedad Específica	
pH	Potencial Hidrógeno	
cc	Centímetros cúbicos	L <sup>3</sup>
Sx	sacos	
μ	micras	L

## **INTRODUCCIÓN**

El petróleo permite satisfacer la demanda de energéticos y de petroquímicos básicos y contribuye al desarrollo industrial de nuestro país. Ha transformado la vida de las personas y la economía. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad y nuevos empleos.

Para obtener petróleo se requiere perforar hasta los reservorios a explotar. La perforación, evalúa y termina un pozo productor de petróleo, gas y agua. Esta operación requiere de la utilización de fluidos de perforación base agua o base aceite dependiendo de su profundidad, de la naturaleza química de las arcillas y presión de reservorio.

Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de una perforación satisfactoria. Hay que asegurarse que las propiedades del lodo sean las correctas para minimizar anticipadamente los problemas en el pozo y al entorno ambiental.

La preparación de un fluido de perforación requiere de aditivos, cuya calidad está sujeta a normas reguladas por la API. Los principales parámetros que deben controlarse en cuanto a aditivos son básicamente: propiedades reológicas bajo condiciones de presión y temperatura estándar, granulometría, capacidad de inhibición química, densidad, pureza, dureza, alcalinidad total, entre otras; dichas pruebas permiten comprobar la eficiencia de cada aditivo.

El presente trabajo se desarrollará con las normas API RP 13B-2, como base para la realización de las pruebas de laboratorio y mediante el equipo para análisis existente en el laboratorio de fluidos de perforación de pozos. Se pretende abarcar la importancia del control de calidad de aditivos, así como el comportamiento de éstos en el fluido y las ventajas y desventajas que proporcionan en la operación de perforación.

Después de realizar los procedimientos y análisis de todas las muestras de fluido de perforación base aceite preparadas, se realizó el análisis técnico económico, para lo cual se utilizó tablas de Excel las cuales manejan base de datos del Departamento de Perforación de Petroamazonas EP con las cuales evaluaremos la rentabilidad del presente proyecto.

## **JUSTIFICACIÓN**

Desde el inicio de esta era las corporaciones industriales han buscado mejorar su competitividad implantando programas y técnicas para el mejoramiento de la calidad de sus productos, servicios y la productividad de su operación. La calidad de los aditivos se mide por el grado de rendimiento, ante los ambientes de laboratorio y operacionales. Esto implica la definición de requerimientos del cliente o consumidor, los métodos de medición y estándares contra que comparar la calidad.

También se realizará una toma de decisiones de acuerdo a los resultados obtenidos que nos permitirá saber si el aditivo será aceptado o rechazado y las afectaciones que se tendrán en los costos; es decir, si se utilizará el aditivo o no y que repercusiones se tendrá en la economía de la compañía así como también el impacto ambiental.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

- Evaluar la arcilla organofílica gastada como aditivo dentro de un lodo base aceite para considerar su reutilización.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Recopilar información técnica de fuentes confiables que permita establecer los parámetros adecuados para el uso de la arcilla organofílica.
- Identificar todos los equipos y sistemas tradicionales aplicados en la industria petrolera para efectuar el análisis.
- Realizar el análisis a los aditivos, mediante pruebas de laboratorio.
- Realizar las pruebas y los ensayos necesarios para mejorar o mantener las propiedades adecuadas del fluido de perforación.
- Evaluar los aditivos para así llegar a las conclusiones pertinentes, de acuerdo a los resultados obtenidos.

## **HIPÓTESIS**

Es factible la reutilización de arcilla organofílica gastada como aditivo dentro de un fluido de perforación base aceite luego de realizarse un minucioso análisis de las propiedades y características físicas y químicas de éste aditivo.

## **METODOLOGÍA**

El presente trabajo busca instaurar un análisis acerca de la posibilidad de reutilización de un aditivo dentro de los fluidos de perforación base aceite para los pozos de perforación, con la finalidad de establecer la cantidad necesaria de aditivo para conservar las propiedades de los fluidos en el tiempo además de optimizar los costos de operación.

Para desarrollar el presente proyecto de titulación, se realizarán análisis en laboratorio, con muestras de fluidos de perforación base aceite previamente preparadas, para garantizar los resultados de las mismas, todos estos procedimientos se realizó en los laboratorios de la ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, la cual dispone de los equipos necesarios dentro del laboratorio para realizar las pruebas.

# CAPITULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. CONCEPTOS GENERALES

#### 1.1.1. Arcilla organofílica

La arcilla está constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratado, procedente de la descomposición de minerales de aluminio. Presenta diversas coloraciones según las impurezas que contiene, siendo blanca cuando es pura.

Se utiliza como viscosificante en lodos base aceite. Es un tixotrópico idóneo para usarse en una amplia variedad de aceites y solventes. Además de proveer excelentes propiedades reológicas, la arcilla organofílica mejora la capacidad de acarreo y de limpieza del pozo. Con el uso de la arcilla organofílica, se incrementará la estabilidad térmica y de emulsión y el filtrado se reducirá notablemente. (NEXTBAR, 2017)

#### **Propiedades características de la arcilla organofílica**

Las propiedades de la arcilla organofílica se pueden enumerar de la siguiente manera:

- Color: Blanco-grisáceo
- Forma: Polvo libre de grumos
- Densidad a Granel: 26 lb/ft<sup>3</sup>
- Perdida por ignición a 1,000 C 37%
- Tamaño de partícula (-200 M) 85%

#### 1.1.2. Fluido de perforación

Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de una perforación satisfactoria. Hay que asegurarse que las propiedades del lodo sean las correctas para el ambiente de perforación específico y minimizar anticipadamente los problemas en el pozo. (SWACO, 2001)

Un fluido de perforación es una mezcla de una fase dispersa (agua/aceite) con aditivos o productos, que cumplen funciones físico-químicas específicas, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar. En el lenguaje de campo, también es llamado Barro o Lodo de Perforación, según la terminología más común en el lugar.

Funciones:

1. Refrigerar y lubricar la mecha y la sarta de perforación.
2. Limpieza del fondo del pozo.
3. Control de presiones del fondo.
4. Revestir las paredes del pozo con revoque.
5. Ayudar a soportar el peso de la sarta.
6. Transportar y remover los recortes perforados.
7. Transmitir energía hidráulica a la mecha.
8. Estabilidad del pozo.
9. Protección y evaluación de las formaciones.

Además debemos considerar a los aditivos a utilizarse dentro de los fluidos de perforación, los cuales deben reunir varios requisitos para la obtención de un fluido eficiente, para ello son necesarias pruebas de laboratorio que ayudan a determinar la calidad del aditivo. Los principales parámetros que deben controlarse en cuanto a aditivos son básicamente: propiedades reológicas bajo condiciones de presión y temperatura API, así como también humedad, granulometría, capacidad de intercambio catiónico, densidad, pureza, dureza, alcalinidad total, entre otras; dichas pruebas permiten comprobar la eficiencia de cada aditivo. (SWACO, 2001)

#### **1.1.2.1. Tipos de fluidos de Perforación**

El fluido o lodo de perforación que es fundamentalmente líquido. Es una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un medio dispersante.

El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como fase continua del líquido de control o lodo y las partículas sólidas o líquidos

suspendidos dentro de otro (glóbulos) constituyen la fase discontinua; cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema de fluido conocido como base del lodo; por ejemplo, en la siguiente tabla observamos (Lozano, 2011)

Tabla 1. 1: Tipos de fluidos de perforación.

<b>Fase continua (mayor volumen de Líquidos)</b>	<b>Fase discontinua (menor volumen de sólidos o Líquidos)</b>	<b>Tipo de fluido</b>
El agua integra del 60 al 90% del volumen, como base en la formulación de un sistema (tipo) de fluido.	Bentonita, barita, dispersantes y ciertos polímeros, integran del 7 al 27% de los sólidos y el 3% de lubricantes fluidos como volumen.	La fórmula de estos tipos de fluidos se conoce como base agua.
El aceite integra el 40 al 70% del volumen, como base en la formulación de un sistema (tipo) de fluido.	Las salmueras de diversas sales como calcio o sodio ocupan entre el 10 al 20% como volumen, los emulsificantes el 5% y de un 15% A 35 % los sólidos.	La fórmula de estos tipos de fluidos se conoce como base aceite.

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Básicamente los fluidos de perforación se preparan en base de agua, de aceite (vegetal o derivados del petróleo) mismos que pueden manifestarse en forma de emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales:

- La parte líquida.
- La parte sólida, compuesta por material soluble o dispersable que le otorga las características tixotrópicas y por material insoluble de baja o alta densidad.
- Materias químicas adicionales, que se añaden directamente al sistema para aportar a los sistemas inhibitorios u osmóticos del fluido de perforación.

Las características del fluido tienen relación con la naturaleza de estratos penetrados, ya sean por muestras de recortes tomadas en zarandas del taladro, núcleo de pared; registros de litología, de presión o de temperatura.

A continuación se presentan los principales tipos de fluidos de perforación:

- **Fluido de perforación base agua (WBM):**

El agua es el mejor sistema para preparar los fluidos poliméricos por su abundancia y bajo costo. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas que pueda tener como calcio, magnesio y cloruros tienden a disminuir las buenas propiedades requeridas. (SWACO, 2001)

Por esto es aconsejable disponer de análisis químicos de las aguas que se escojan para preparar el fluido de perforación. El fluido de perforación más común está compuesto de agua y sustancia coloidal. (SWACO, 2001)

Durante la perforación puede darse la oportunidad de que el contenido coloidal y arcilloso de ciertos estratos sirva para hacer el fluido pero hay estratos tan carentes de material coloidal que su contribución es nula. Por tanto es preferible utilizar bentonita preparada con fines comerciales como la mejor fuente del componente coloidal y mejorado reológico del fluido. (SWACO, 2001)

Los sistemas de fluidos base agua se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, los cuales se van transformando en su formulación debido a la incorporación de flujos como gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos excedidos y degradados. (SWACO, 2001)

- **Fluido de perforación base aceite (OBM):**

Anteriormente en el proceso de perforación y específicamente en lo que respecta a los fluidos de perforación, se empleaba una mezcla de agua con arcilla, no

obstante presentaba como desventaja que no se tenía control de ciertas propiedades, principalmente a grandes profundidades, donde se presentan presiones y temperaturas elevadas, y la presencia de arcillas activas que reaccionan con el agua hacían el hoyo más inestable. Es por ello, que a partir de los años 50 aproximadamente, se desarrollaron fluidos base aceite, que mejoran las propiedades físicas del fluido, no reaccionan con las arcillas y favorecen la tasa de penetración así como la efectividad del mismo. (Schlumberger., 2016)

- **Fluido 100% aceite:**

En los fluidos 100% aceite no hay contenido de agua y básicamente el aceite utilizado como fase continua puede ser el aceite mineral este tipo de aceite es un destilado de petróleo altamente refinado. Químicamente está compuesto de hidrocarburos alifáticos y aromáticos.

Los aceites minerales son estables a altas temperaturas, su naturaleza inhibitoria y no dispersante estabiliza las lutitas que son sensibles al agua, y difíciles de perforar, disminuyen los problemas asociados con pozos direccionales de alta inclinación ya que le proporcionan al fluido de perforación una buena capacidad de lubricidad. Este tipo de aceite es ideal para perforar zonas que contengan H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> ya que su alto contenido de cal, estabiliza y neutraliza el sistema contra la acción de estos gases ácidos. (Schlumberger., 2016)

- **Fluidos de perforación en base de Hidrocarburos**

En ciertos casos durante la perforación de pozos de petróleo, terminación o reacondicionamiento de pozos se utilizan fluidos de perforación a base de petróleo o de derivados del petróleo. En ciertas ocasiones se usa crudo liviano, pero la gran parte de las veces se emplea diesel u otro tipo de destilado pesado al cual hay que agregarle asfalto para proporcionarle consistencia y poder mantener en suspensión el material pesante y controlar otras características. (Schlumberger., 2016)

Generalmente, este tipo de fluido contiene un pequeño porcentaje de agua que forma parte de la emulsión, que se mantiene con la adición de sosa cáustica, cal viva y otro ácido orgánico. La composición del fluido puede controlarse para mantener sus características, así sea básicamente petróleo o emulsión, petróleo/agua o agua/petróleo. (Schlumberger., 2016)

Estos tipos de fluidos requieren un manejo cuidadoso, tanto por el costo, el aseo del taladro, el mantenimiento de sus propiedades físicas y el peligro de incendio. Estos fluidos se diseñan con aditivos químicos que proporcionan propiedades fisicoquímicas satisfactorias a las condiciones operativas y a las características de la formación. El sistema con una cantidad mínima de agua es por ende el más estable, ya que la distancia entre una gotita y la otra es mayor y se reduce así la oportunidad de que estas coalezcan. (Schlumberger., 2016)

### **Emulsiones inversas**

Los sistemas de emulsión inversa es otro tipo de fluido de perforación usado en la industria petrolera, estos sistemas están basados en una emulsión donde el agua es la fase dispersa y el aceite es la fase dispersante, como el agua y el aceite son inmiscibles, en una emulsión es necesario que el agua se encuentre en forma de pequeñas gotitas y estén suspendidas dentro del aceite. (Schlumberger., 2016)

Una emulsión es creada, cuando se forma una mezcla microscópicamente heterogénea de dos líquidos que son inmiscibles (agua y aceite), en forma de pequeñas gotitas cuyos diámetros se encuentran en el rango de  $0,01\mu$  a  $50\mu$  ( $1\mu = 10^{-6} \text{ m}$ ).

Al estar el agua dispersa en pequeñas gotitas estas tienden a actuar como un sólido, por lo que sí se aumenta la cantidad de agua emulsionada, también aumentara la viscosidad del fluido. El agua al actuar como un sólido también actuará como un medio para controlar las pérdidas de fluido. Por tanto al aumentar la concentración de aceite, un lodo inverso se hace menos viscoso. (Prieto, 2007)

La principal influencia en el comportamiento de una emulsión inversa es su relación aceite/agua, el tiempo y la intensidad de la agitación y el tipo de emulsificante usado. Durante la agitación las gotas de agua se hacen más pequeñas y son dispersadas en la fase continua. Si las gotitas de agua formada son lo suficientemente pequeñas y se encuentran bien dispersas entonces la emulsión es fuerte, mayor es el área superficial y mayor el área de contacto aceite/agua. La estabilidad de una emulsión se refiere a la ausencia de un cambio durante un periodo de tiempo.

Los sistemas inversos pueden tener hasta un 40% de agua que este dispersa en forma de pequeñas gotitas en la fase continua del lodo, ahora mientras mayor sea el porcentaje de agua presente en la emulsión mayor será la tendencia a que las gotitas coalezcan o se junten. (Prieto, 2007)

#### **1.1.2.2. Aditivos de los fluidos de perforación**

Un aditivo es una sustancia que se le agrega al lodo para mejorar sus propiedades fisicoquímicas, en busca de mejorar la perforación, para prevenir o corregir problemas durante la misma o para ofrecer protección a los equipos y herramientas utilizados en la operación. (Lozano, 2011)

En perforación, aunque la base es un lodo bentonítico puro formado por una suspensión de arcilla en agua, se adicionan ciertos productos para conseguir unas características y propiedades del lodo que se aproximen a las consideradas experimentalmente como más óptimas. (Lozano, 2011)

A continuación en la tabla se mencionan algunos aditivos con la clasificación más importante y utilizada para la preparación de un fluido de perforación y su función que se utilizan para controlar la presión de los fluidos de la formación previniendo disparos. La característica de importancia de los materiales densificantes es su gravedad específica, debido a que a una mayor gravedad específica se tiene una menor concentración de sólidos en el lodo. (Lozano, 2011)

Tabla 1.2: Clasificación de aditivos dentro de fluidos de perforación base agua y su función.

Clasificación de los aditivos de perforación según sus funciones			
	Definición	Aditivo	Función
Densificantes	Controlar presión y prevenir reventones	Barita	Aumentar la densidad
		Carbonato de Calcio	Densificante
		Hematita	Densificante
Viscosificantes	Aumentar viscosidad de los fluidos y ayuda a la suspensión de recortes de formación	Bentonita	Control de Viscosidad y pérdida de filtrado
		Atapulguita	Aumentar la viscosidad
		Goma Xantana	Aumentar la viscosidad
		Sepiolita	Aumentar la viscosidad
		Fosfatos	Reductor de Viscosidad
		Geltone 11/V	Viscosificador
Dispersantes y defloculantes	Evita formación de láminas y paquetes más gruesos de las partículas	Lignitos	Dispersantes
Controladores de alcalinidad y Ph		Cal	Fuente de alcalinidad
Emulsificantes		Arcillas especiales	Emulsionante principal
Antiespumantes y espumantes		Estearato de aluminio	Antiespumígeno
		Quebracho	Proporciona dilución y control del filtrado
Controladores de filtrado	Controlar la pérdida relativa del fluido a través de membranas o formaciones permeables	Resinas	Control de filtrado
		CMC	Control de pérdida de filtrado
		Grafito	Reducir el arrastre y la torsión
		Duratone HT (polímeros)	Agente de control de pérdida de fluido
Inhibidores de corrosión	Previene reacción química o corrosión	Aminas catiónicas	Inhibidor de corrosión
		Secuestrantes de oxígeno	Inhibidor de corrosión
Material para pérdida de circulación	Controlar pérdida de circulación	Cáscara de nuez triturada	Controlar pérdida de circulación
		Escamas de celofán	Controlar pérdida de circulación
Floculantes	Producen el espesamiento de la consistencia del fluido	Baroid Barodense ó Baracarb	Agente densificador
Lubricantes	Lubricar contacto entre sarta y paredes del pozo	Agua	Fase discontinua
		Aceite	Fase continua
		Diesel	Fase continua

Fuente: Schlumberger. Departamento de Fluidos de Perforación. (2016).

Realizado por: Diego Méndez

Tabla 1. 3: Clasificación de aditivos dentro de fluidos de perforación base aceite y su función.

Clasificación de los aditivos de perforación según sus funciones	Definición	Aditivo	Función
Aceites	Fase a la cual se mejorará sus propiedades para ser utilizado como fluido de perforación	Gas Oil	Preparación de emulsiones inversas
		Aceites Minerales	Obtener bajas viscosidades y altas tasas de penetración
		Petróleo	Contenido de asfaltenos influye en el rendimiento de preparación de emulsiones inversas
Viscosificantes	Aumentar viscosidad de los fluidos y ayuda a la suspensión de recortes de formación	Arcilla Organofílica (Geltone II)	Aporta viscosidad y propiedades de suspensión.
Emulsificantes	Permite la mezcla heterogénea , básicamente permanente, de dos líquidos que no se disuelven el uno en el otro	Ácido graso refinado de tall oil (EZ-CORE)	Utilizado como emulsificante en lodo 1005 aceite para extracción de núcleos.
Densificantes	Controlar presión y prevenir reventones	Carbonato de Calcio	Utilizada a veces como material densificante en algunos fluidos de perforación especializados.
	Activador polar no inflamable, biodegradable y no tóxico	Baractive	Diseñado para catalizar la actividad de la arcilla organofílica
Material para pérdida de circulación	Controlar pérdida de circulación	Leonardita Organofílica (Duratone HT)	Controlar la velocidad de filtración de lodos de perforación.

Fuente: Schlumberger. Departamento de Fluidos de Perforación. (2016).

Realizado por: Diego Méndez

#### **1.1.2.2.1. Aditivos utilizados en Fluidos de Perforación Base Agua**

Los aditivos más importantes utilizados para realizar el control de calidad para fluidos base agua son los siguientes:

##### **Bentonita**

La bentonita es una arcilla que se utiliza en cerámica de grano muy fino del tipo de la montmorilinita que contiene bases y hierro, este nombre deriva a partir de un yacimiento que se encuentra en Fort Benton, Estados Unidos. El tamaño de grano de las partículas tiene un valor inferior a un 0,03% al del grano medio de la caolinita. (Jimenez, 2013)

La formación estructural de estos compuestos da origen a muchas propiedades coloidales de las mismas, que consiste en un alto grado de dispersión, desarrollo de cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas, extrema movilidad de las mismas, intercambio de iones y tixotropía. Las propiedades mencionadas son de gran importancia para controlar las condiciones de los fluidos de perforación.

La bentonita es insoluble en agua pero se dispersa por hidratación, mediante fuerza de corte como la molienda, y efectos de velocidad (agitación), en particular extremadamente pequeñas del rango de 2-100 micras, esta propiedad coloidal es la que determina la mayor parte de sus propiedades características.

La propiedad más importante de esta arcilla como reactivo en un fluido de perforación es la viscosidad relacionada con la tixotropía; o sea, la propiedad que tienen de formar estructuras gelatinosas cuando están en reposo, y volverse fluidos nuevamente al ser agitados, les da estas suspensiones una importancia capital en los fluidos de perforación permitiéndoles suspender los recortes y los materiales densificantes al sacar la tubería y estar el lodo en reposo por periodos de tiempos variables.

El tipo más normal es la cálcica. La sódica se hincha cuando toma agua. El hierro que contiene siempre le da color, aunque existe también una bentonita blanca.

Este tipo dará un mejor color en reducción que en la oxidación cuando se emplea en cuerpos de porcelana. Existen diversos tipos de bentonita que varían tanto en la plasticidad como en la dureza. Existen unas pocas, como la tierra de batán, que carecen totalmente de plasticidad.

Es una arcilla muy pegajosa con un alto grado de encogimiento (los enlaces entre las capas unitarias permiten la entrada de una cantidad superior de agua que en la caolinita) y tiene tendencia a fracturarse durante la cocción y el enfriado. Por ese motivo no conviene trabajarla sola o como materia predominante de una masa. Su gran plasticidad puede servir de gran ayuda a cuerpos del tipo porcelana. También ayuda a la suspensión del barniz. (Jimenez, 2013)

La bentonita es un material de origen volcánico, compuesto de sílice y alúmina pulverizada y debidamente acondicionada, se hincha al mojarse y su volumen se multiplica. El fluido bentonítico resultante es muy favorable para la formación del revoque sobre la pared del hoyo.

Sin embargo, a este tipo de fluido hay que agregarle un material pesado, como la baritina (preparada del sulfato de bario), para que la presión que ejerza contra los estratos domine las presiones subterráneas que se estiman encontrar durante la perforación. Para mantener las características deseadas de este tipo de fluido como son: viscosidad, gelatinización inicial y final, pérdida por filtración, pH y contenido de sólidos, se recurre a la utilización de sustancias químicas como quebracho, sosa cáustica, silicatos y arseniatos.

### **Goma Xantana**

La goma xantana, o xantano es un polisacárido extracelular producido por la bacteria *Xanthomonas campestris*. El aspecto físico de la goma xantana es el de un polvo color crema que se disuelve en agua caliente o fría produciendo soluciones de viscosidad relativamente alta a concentraciones bajas. La viscosidad es alta en un amplio intervalo de concentraciones y las soluciones son estables en un amplio rango de pH, concentración de sales y temperaturas.

Estas características son muy favorables para la economía de operaciones donde se la usa como espesante. (Jimenez, 2013)

#### **1.1.2.2. Aditivos utilizados en Fluidos de Perforación Base Aceite (OBM)**

Los aditivos más importantes utilizados para realizar el control de calidad para fluidos base aceite son los siguientes:

##### **Barita**

La barita es un mineral no metálico cuya fórmula química es  $BaSO_4$ , es conocida también como baritina o espato pesado, siendo unas de sus principales características el ser un material inerte, no tóxico y que tiene un alto peso específico, llegando a ser de hasta  $4.5 \text{ g/cm}^3$ , siendo ésta última característica de donde proviene su nombre que es de la palabra griega *baros* que significa Pesado. (Taylor, 2005)

El sulfato de bario comúnmente conocido como barita, es un sólido que se adiciona a los fluidos de perforación para incrementar la densidad, con objeto de conferir la habilidad de evitar que el gas, aceite o agua, presentes en las formaciones permeables, invadan el agujero perforado; previniendo además el derrumbe de las paredes mediante el control de la presión hidrostática de las columnas del fluido, que depende de la densidad de la barita adicionada y de la longitud de la columna hidrostática. (Taylor, 2005)

El color va de transparente al blanco, pasando por rosa pálido, azul, amarillo y rojo amarillento, dependiendo de las impurezas que contenga. Muy comúnmente forma una solución sólida, en diferentes proporciones, con la celestita con lo que la fórmula más común es  $(BaSr) SO_4$  y, dependiendo de la combinación es la densidad del producto, disminuyendo a mayor cantidad de estroncio.

La elevación de la densidad arriba de 1.20 g/cm<sup>3</sup> a base de bentonita, no es conveniente ya que podemos subirla hasta 1.26 g/cm<sup>3</sup>, pero la viscosidad llega a alcanzar valores de 100 centipoises, esto registra la experiencia.

Esto sería sin la adición de reactivos, porque en esta forma podríamos tener fluidos de perforación con densidades de 1.32 g/cm<sup>3</sup> con buenas condiciones reológicas. Sin embargo con la adición de barita se puede incrementar la densidad hasta 2.30 g/cm<sup>3</sup>. Fácilmente controlables, manteniendo la concentración de sólidos ligeros en valores razonables. El control de calidad de este material densificante estipula que debe estar libre de sustancias contaminantes, con el fin de que sea lo más inerte posible para no provocar, condiciones desfavorables en los fluidos de perforación.

El sulfato de bario al precipitarse se le ve como un polvo blanco más o menos cristalino, su solubilidad en el agua es mínima 0.000023 por ciento, por lo que se le considera prácticamente insoluble en dicho disolvente; también es insoluble en los ácidos diluidos. (Taylor, 2005)

### **Cloruro de Sodio (NaCl)**

El cloruro de sodio, es un mineral, es un compuesto químico con la fórmula NaCl, es una de las sales responsable de la salinidad del océano y del fluido extracelular de muchos organismos. También es el mayor componente de la sal comestible, es comúnmente usada como condimento y conservante de comida.

La propiedad que origina esta sal; en los fluidos de perforación es la conductividad térmica. Al mezclarse con los demás reactivos químicos en el sistema de circulación del fluido las cargas originadas por este aditivo, son de gran importancia; ya que de ellas dependen los registros eléctricos tomados cuando se acaba cada etapa. Estos registros eléctricos es la clave si se han descubierto zonas en la estructura perforada que contengan mantos ricos en gas y crudo. El grado de concentración de esta sal en los fluidos de perforación depende del área que se va a perforar. (Taylor, 2005)

## Arcilla Organofílica

En la perforación de pozos petroleros se emplean fluidos emulsionantes, cuya fase continua o fase orgánica está constituida por aceite y donde la fase dispersa es el agua; estos fluidos denominados emulsiones inversas, incluyen en su formulación una arcilla cuya función es semejante a la de la bentonita en el agua, debe ser capaz de formar geles y facilitar el control de las propiedades reológicas variando su concentración. La arcilla organofílica se utiliza como viscosificante en lodos base aceite. Es un tixotrópico idóneo para usarse en una amplia variedad de aceites y solventes. Además de proveer excelentes propiedades reológicas, la arcilla organofílica mejora la capacidad de acarreo y de limpieza del pozo. Con el uso de la arcilla organofílica, se incrementará la estabilidad térmica y de emulsión y el filtrado se reducirá notablemente. (Taylor, 2005)

- **Caracterización física, química y mineralógica de muestras de arcilla de pura y de arcilla usada**

La caracterización física, química y mineralógica de la arcilla usada, a partir de lo cual se determinó las condiciones iniciales y se estableció los procesos de recuperación de este desecho. Por otro lado, también se caracterizó la arcilla pura.

### Propiedades típicas de la arcilla pura

Las propiedades típicas de la arcilla pura que se encuentran en la ficha técnica de este producto se presentan a continuación en la tabla.

Tabla 1. 4: Propiedades típicas de la arcilla de blanqueo pura

Producto	Arcilla natural
Humedad libre (% en peso a 105°C)	15,50
Ph (5% de sólidos en agua destilada)	7,2
Densidad aparente	0,6880 g/mL
Porcentaje inferior a 45 µm (Malla 325: <45 µm en % en peso)	83,00%

Fuente: Oil Dri, 2011

Realizado por: Diego Méndez

Se puede apreciar en la tabla 1.4 que la arcilla pura es un producto que no ha sido activado con ácido, ya que su pH es neutro. Se observa en la tabla anterior que el 83,00% del material tiene un tamaño de partícula inferior a 45  $\mu\text{m}$ .

Se encontró en bibliografía (Taylor, 2 005) que con tamaños pequeños de granos se aumenta la superficie específica de la arcilla pero se retiene más aceite, es por esto que se debe mantener una relación entre estos dos parámetros para evitar pérdidas de aceite en la industria.

La humedad libre de la arcilla pura (15,50%) de algún modo mejora positivamente la eficiencia en el proceso de decoloración de aceite con respecto a una arcilla que no la posea.

### **Caracterización física de muestras de arcilla pura y de arcilla usada**

Para la caracterización física se determina la humedad, material volátil, cenizas, carbón fijo, densidad aparente, aceite retenido y pH. Los resultados obtenidos se ilustran en la tabla 1.5

Las arcillas poseen valores elevados de superficie específica y porosidad, propiedades que le confieren una gran capacidad de adsorción; debido a esto, en la tabla 1.5 se puede apreciar que la tierra decolorante usada contiene 48,86% de material volátil que está compuesto en gran cantidad de aceite retenido (38,13%) e impurezas adsorbidas del aceite que corresponden al 10,73% restante.

Si se realiza una correcta operación de filtrado de la suspensión arcilla/aceite en la industria, la cantidad de aceite retenido no debería exceder del 25-35%.

Para el caso de la arcilla pura se determinó 8,98% de volátiles que podrían ser compuestos orgánicos adheridos a la tierra. (Taylor, 2005)

Tabla 1. 5: Resultados de la caracterización física de la arcilla pura y de la arcilla usada.

ANÁLISIS REALIZADO	VALOR OBTENIDO	
	Arcilla Usada	Arcilla Pura
<b>Humedad</b>	10,22%	11,93%
<b>Material volátil*</b>	48,86%	8,98%
<b>Cenizas</b>	40,48%	78,73%
<b>Carbón Fijo</b>	0,44%	0,36%
Total	100%	
<b>Densidad aparente</b>	0,7368 g/ml	0,5116 g/ml
<b>Aceite retenido*</b>	38,13%	No aplica
<b>pH</b>	4,6	7,1

Fuente: (Haro 2012)

Realizado por: Diego Méndez

La humedad que contiene este desecho es del 10,22% y la humedad determinada en la arcilla pura es del 11,93%. El alto porcentaje de cenizas (78,73%) de la arcilla pura se debe a que este material sólo contiene un 8,98% de volátiles. Por otro lado, a consecuencia del 48,86% de material volátil de arcilla usada el porcentaje de cenizas es menor (40,48%), ya que a 950°C se volatiliza toda la materia orgánica adsorbida por parte de la arcilla usada.

Por el lado del pH, se obtuvieron medidas de 4,6 y 7,1, para la arcilla usada y para la arcilla pura respectivamente. Debido a la presencia de aceite retenido en la tierra usada el pH es ácido (4,6), mientras que en la arcilla pura el pH es neutro puesto que este adsorbente es natural. (Suarez, 2011)

Finalmente, se puede apreciar en la tabla 1.5 que la densidad de la arcilla aumenta de 0,5116 g/mL (para la arcilla pura) a 0,7368 g/mL (para la arcilla usada), por motivo de la adsorción de impurezas y aceite retenido en el proceso de blanqueo de aceite de palma.

### **Caracterización química de muestras de arcilla pura y de arcilla usada**

En la tabla 1.6 se presentan los resultados obtenidos del análisis químico realizado a la arcilla de blanqueo pura y a la arcilla usada.

Tabla 1. 6: Resultados del análisis químico realizado a la arcilla de blanqueo pura y a la arcilla usada.

ELEMENTO	VALOR OBTENIDO	
	Arcilla usada	Arcilla nueva
C	63,27	<0,01
Si	12,68	35,59
Al	3,97	10,52
Fe	2,47	6,53
K	<0,01	1,43
Mg	1,78	4,39
Na	0,40	0,12
Ca	0,69	0,86

Fuente: (Haro 2012)

Realizado por: Diego Méndez

Existe una alta concentración de carbono en la arcilla usada (63,27%) que podría deberse a la gran cantidad de aceite retenido e impurezas del aceite como los fosfolípidos. En los resultados de la tabla 1.6 se puede apreciar que la arcilla de blanqueo es rica en Al, Fe, Mg, K y Ca, con concentraciones de 10,52%, 6,53%, 4,39%, 1,43% y 0,86% respectivamente. La alta concentración de aluminio se debe a que este catión conforma la estructura octaédrica de la montmorillonita, así como también el hierro y el magnesio. Los iones metálicos alcalinos (Na y K) y alcalino térreos (Mg y Ca) están en el espacio interlaminaar de estas arcillas de blanqueo (Suarez, 2011)

### Caracterización mineralógica de la arcilla pura

A continuación se muestra la composición química de arcillas minerales cristalinas que la conforman. Los resultados obtenidos se presentan a continuación en la tabla 1.7:

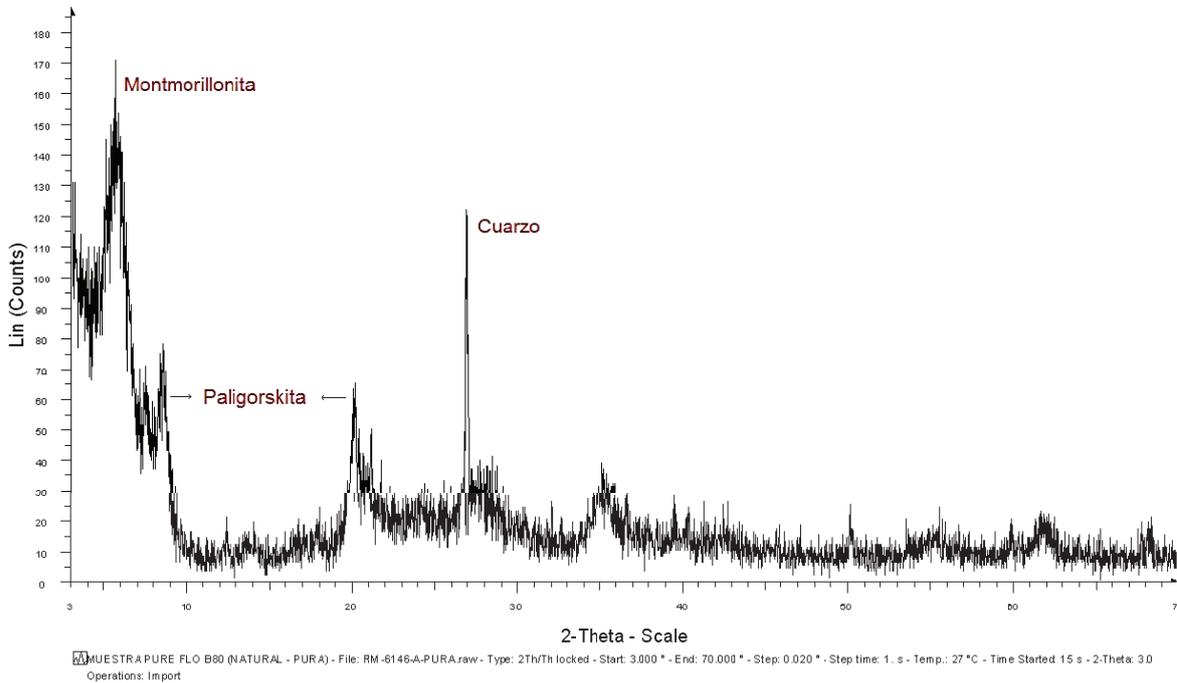
Tabla 1. 7: Difracción de rayos X realizada a la arcilla pura.

MINERAL DE ARCILLA	CONTENIDO	FÓRMULA
<b>Montmorillonita</b> (Grupo esmectita)	(Al,Mg,Na)(OH)2Si4O10.4H2O	37
<b>Paligorskita</b>	(Mg,Al)2OHSi4O10.4H2O	26
<b>Cuarzo</b>	SiO2	10
<b>Dickita</b>	Al2(Si2O5)(OH)4	9
<b>Muscovita</b>	KAl2(AlSi3O10)(OH)2	9
<b>Grupo plagioclasa</b> (Albita, andesita, anortita)	(Na,Ca)Al(Si,Al)Si2O8	4
<b>Clorita</b>	(Mg,Fe)5Al(Si,Al)4O10(OH)8	3
<b>Caolinita</b>	Al2(Si2O5)(OH)4	3

Realizado por: Diego Méndez

Se destaca que 2 arcillas minerales están presentes en concentraciones elevadas, estas son: montmorillonita (37%) y paligorskita (26%). Con esta información es posible confirmar lo que se indica en la ficha técnica de esta arcilla que usa la industria (Oil Dri, 2 011), en donde se estipula que la arcilla Pure Flo B80 natural es una mezcla de minerales de hormita (montmorillonita y paligorskita) y esmectita (montmorillonita). (Suarez, 2011)

Figura 1. 1: Difractograma obtenido del análisis de difracción de rayos X de la arcilla pura.



Fuente: (Haro 2012)

### 1.1.2.3. Componentes arcillosos en los cortes de perforación.

#### Arcillas

La arcilla es la fracción más pequeña. Mientras que la arena y el limo provienen del fraccionamiento físico de la roca, la arcilla proviene de la alteración química del material original. Por lo tanto, se diferencia mineralógicamente de las anteriores fracciones por estar compuesta por minerales originados por la meteorización, que no se encuentran en las rocas sin meteorizar. Las partículas de arcilla tienen capacidad de agregación y no se comportan como granos

individuales en el suelo. Su tamaño es inferior a 2 micrones y poseen unas propiedades físicas y químicas especiales. Su relación superficie/volumen es superior a  $3000 \text{ m}^{-1}$ .

Los suelos arcillosos son muy activos desde el punto de vista químico. Las propiedades químicas de la arcilla, como ya se ha discutido con anterioridad, vienen determinadas por su carácter coloidal y por su elevada superficie específica.

- Las arcillas poseen capacidad de agregación entre sí, de modo que los suelos arcillosos poseen una estructura más desarrollada que en el caso de los suelos arenosos o limosos. En la agregación de las partículas de arcilla interviene también la eliminación, así como cationes presentes en la solución del suelo.
- Desde un punto de vista químico, las arcillas constituyen la principal fuente de intercambio catiónico de origen mineral, funcionan como reserva de nutrientes del suelo junto a la materia orgánica, y poseen una gran capacidad de regulación del pH.
- La arcilla puede retener una fina capa de moléculas de agua en su superficie, lo que eleva el punto de marchitez de los suelos arcillosos.
- Los suelos arcillosos presentan una elevada capacidad de retención de agua y están bien estructurados, pero su baja porosidad puede hacerlos impermeables y asfixiantes.
- El material es muy plástico.
- Algunas arcillas (como las esmectitas) poseen capacidad de hinchamiento y contracción según el grado de humedad del suelo.

#### **1.1.2.3.1. Estructura de las arcillas.**

Todos los silicatos están constituidos por una unidad estructural común, un tetraedro de coordinación Si-O. El silicio situado en el centro del tetraedro de coordinación y rodeado de 4 oxígenos situados en los vértices. Este grupo tetraédrico se encuentra descompensado eléctricamente  $(\text{SiO}_4)^{4-}$ , por lo que los oxígenos se coordinan a otros cationes para compensar sus cargas. Dependiendo del número de oxígenos que se coordinen a otros silicios se

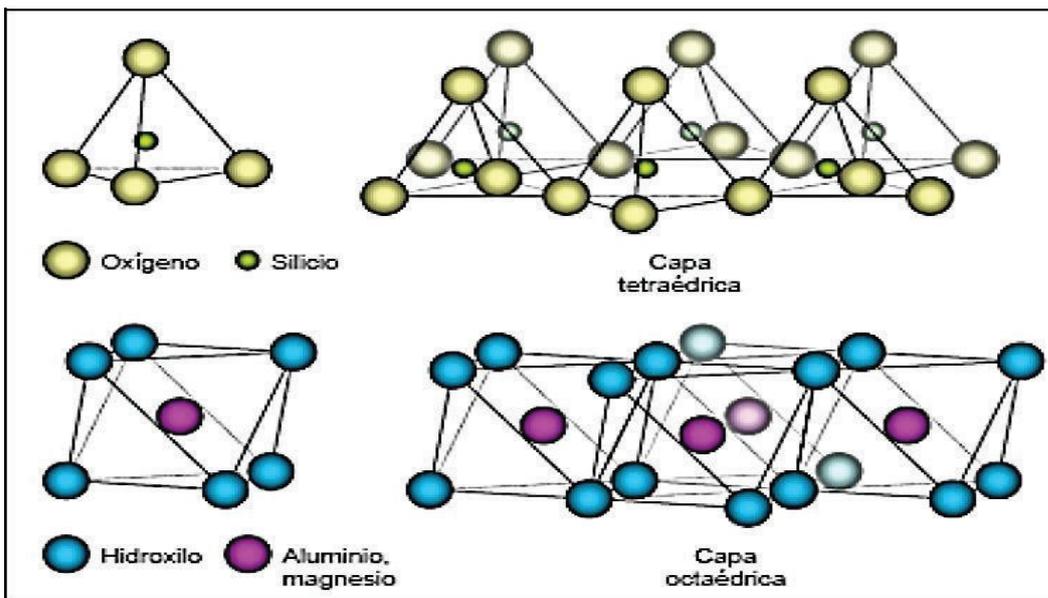
originan los grandes grupos de silicatos. La fórmula general de las arcillas podría ser la siguiente:  $(Si_2O_4)^{n2n-}$ .

Según sea la coordinación de los otros oxígenos que se unen a otros cationes distintos del silicio se forman los diferentes minerales dentro de cada gran grupo de silicatos. La estructura de estos minerales se origina por repetición de una celdilla unidad constituida por la asociación de tetraedros (aislados, o parejas, etc.) y por los cationes que se sitúan entre los grupos tetraédricos.

Desde el punto de vista edáfico el gran grupo de los filosilicatos es la clase más importante, ya que a este grupo pertenecen la mayoría de los minerales de la fracción arcilla.

Los filosilicatos están constituidos por el agrupamiento de los tetraedros compartiendo entre sí tres vértices (los tres del plano basal) formando planos [Fig. 1.2] el cuarto vértice (el vértice superior) se une a un catión de coordinación octaédrica. Generalmente el catión octaédrico es Mg (capa llamada trioctaédrica) o Al (capa dioctaédrica).

Figura 1. 2: Estructura de capas.



**Fuente:** Darley H.C.H, Gray, George R. Chapter 4 “Clay Mineralogy and Colloid Chemistry of Drilling Fluids” pg.144

De esta manera la estructura de estos minerales está formada por un apilamiento de capas de tetraedros y octaedros, formando estructuras laminares [Fig. 1.3] Las capas se unen mediante oxígenos compartidos. Se trata, por lo tanto de capas íntimamente unidas y difíciles de separar.

Según el modelo de repetición se forman dos tipos de láminas con diferentes estructuras:

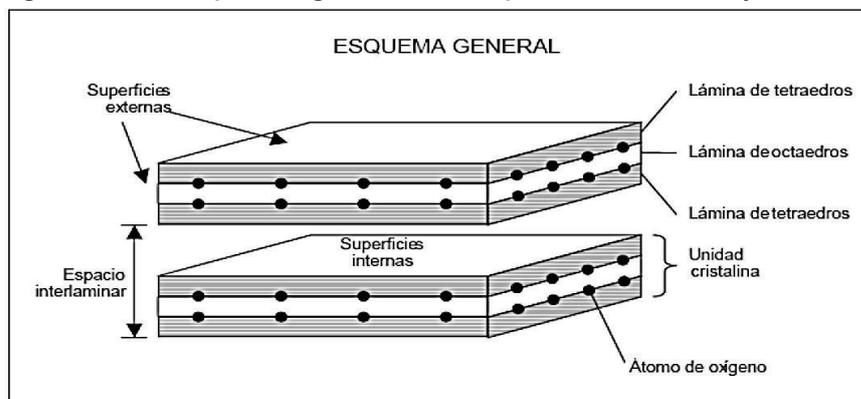
1:1 con una capa de tetraedros y otra de octaedros, y

2:1 con dos capas de tetraedros que engloban a una de octaedros. Las capas de tetraedros y octaedros no están aisladas sino que comparten planos comunes en los que los oxígenos están unidos simultáneamente a un Si tetraédrico y a un Mg o Al octaédricos.

En las capas tetraédricas y octaédricas se producen sustituciones entre cationes que cuando son de distinta valencia crean déficit de carga y para compensarlos son atraídos otros cationes que se introducen entre las láminas, son los llamados cationes interlaminares.

Dependiendo del déficit que se origine, de donde se produzca (capa tetraedrica u octaédrica) y de los cationes interlaminares atraídos, aparecen las distintas especies minerales: caolinitas, serpentinas, micas (moscovita, biotita, illita), esmectitas (montmorillonita), vermiculita, clorita, sepiolita y vermiculita, principalmente.

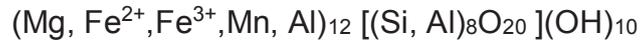
Figura 1. 3: Esquema general de capas tetraédricas y octaédricas.



**Fuente:** Darley H.C.H, Gray, George R. Chapter 4 “Clay Mineralogy and Colloid Chemistry of Drilling Fluids” pg.148.

### 1.1.2.3.2. Minerales Arcillosos Individuales

#### Cloritas

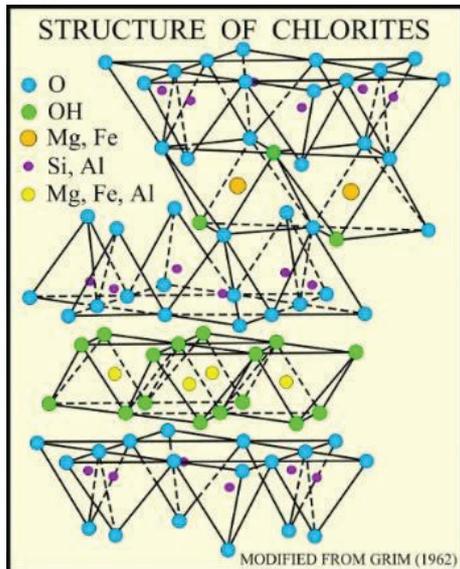


La estructura básica de las cloritas consiste en capas de mica negativamente cargadas (2:1) alternadas regularmente con hojas octaédricas de brucita cargadas positivamente como se observa en la [Fig. 1.4]

En la [Fig. 1.5] se resaltan las cargas positivas en las hojas de brucita (brucite layer) que alternan con las capas negativas de la mica.

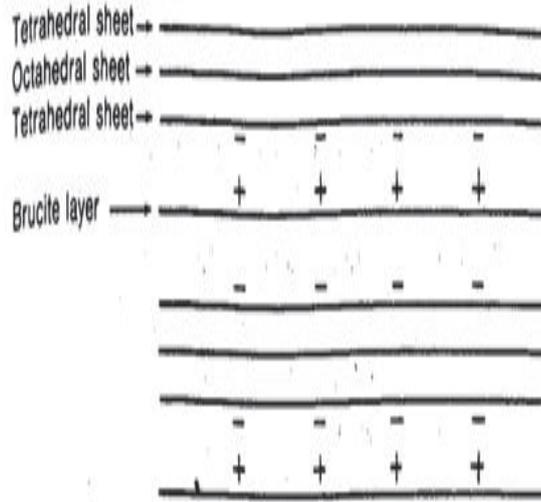
Se dan algunas sustituciones de  $Al^{+3}$  por  $Mg^{+2}$  en la capa de la brucita dándole a la clorita una carga positiva la cual es balanceada por una carga negativa en la capa de 3 hojas, por lo tanto la carga neta es muy baja, esto hace que las cloritas se consideren minerales no expandibles (no se produce hinchamiento en su estructura). La carga negativa se deriva de la sustitución de  $Al^{+3}$  por  $Si^{+4}$  en la hoja tetraédrica.

Figura 1. 4: Estructura de la clorita



Fuente: <http://pubs.usgs.gov/of/of01-4/htmldocs/clays/chlor.htm>, (Oct. 2001)

Figura 1. 5: Representación diagramática de la clorita.



Fuente: Darley H.C.H, Gray, George R. Chapter 4 "Clay Mineralogy and Colloid Chemistry" pg.153.

Uniones internas mediante enlaces O–O, hidróxidos de Mg y Al. Espacio interlaminar amplio, pero difícil expansión de la red. Entrada limitada de agua y de cationes en el espacio interlaminar.

Los minerales de este grupo son componentes comunes de rocas metamórficas, ígneas y rocas arcillosas sedimentarias. En muchos sedimentos el grupo de las cloritas está presente como componente de estratos mixtos.

Los miembros del grupo de las cloritas difieren en la cantidad y tipo de átomos sustituidos en las dos capas, y en la orientación y apilamiento de las mismas. Las cloritas más comunes se incluyen en la [Tabla 1.8].

Tabla 1. 8: Cloritas más comunes.

Mineral	Cation octahédrico divalente dominante*
Chamosita (clorita)	Fe
Clinocloro	Mg
Pennantite	Mn
Nimite	Ni

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Catión correspondiente a los sitios octaédricos en la hoja de brucita de las cloritas. Los metales pesados contenidos en las cloritas son: Co, Cr, Fe, Mn, y Ni, el Fe es el más frecuente. Las cloritas con  $Cr^{3+}$ ,  $Li^{1+}$  (Cokeita) no se encuentran frecuentemente.

### 1.1.2.3.3. Arcillas Presentes en la cuenca Ecuatoriana

En la Tabla 1.9 se presentan los resultados de la caracterización físico-química de las formaciones.

Tabla 1. 9: Resultados del Análisis Físico y pH en las Formaciones.

Formación	Densidad	pH 19°C
	(g/cm <sup>3</sup> ) 20°C	
<b>Chalcana</b>	2,557	8,65
<b>Orteguaza</b>	2,626	8,89
<b>Tituyacu</b>	2,738	6,35
<b>Tena</b>	2,705	8,82

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

La densidad de las 4 formaciones es similar, con un valor promedio de 2.657 g/cm<sup>3</sup> a 20°C. Este valor se tomará como base para próximos estudios con las formaciones.

Los valores de pH en las formaciones Chalcana, Orteguzza y Tena son similares, con un valor alcalino promedio de 8.79. La formación Tiyuyacu tiene un pH ligeramente ácido (6.35), por lo cual, esta formación requerirá mayor contenido de aditivos inhibitorios que regulen este valor en un rango comprendido entre 10.5 – 11.5 respecto a las demás formaciones, ya que el rango de pH mencionado es empleado para un óptimo desempeño de los aditivos inhibitorios empleados. (MOORE, 1997)

Los resultados del análisis químico de las formaciones se muestran en la 1.10.

Tabla 1. 10: Resultados del Análisis Químico en las Formaciones.

Formación	Si	Na	K	Al	Mg	Fe	Ca	Ba
	%	%	%	%	%	%	%	%
Chalcana	47,61	11,12	4,35	3,99	0,29	3,48	0,30	0,84
Tiyuyacu	41,60	11,07	2,02	3,22	0,30	4,05	0,17	0,06
Orteguzza	31,50	7,55	3,49	4,25	0,18	3,73	0,03	0,51
Tena	39,38	8,15	3,86	2,00	0,30	3,60	0,27	0,02

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

En las formaciones analizadas, los elementos Cu, Cr, Pb, Ni, Mn, y Zn. se encuentran en valores menores al 0.12%. El elemento que se encuentra en mayor porcentaje en las cuatro formaciones es el Si con un valor comprendido entre el 30% y 48% .La formación que tiene el mayor contenido de este elemento es Chalcana, seguida de Orteguzza, Tena y finalmente Tiyuyacu. Este resultado sugiere la presencia de silicatos y minerales arcillosos.

El Na se encuentra en porcentajes que varían del 7-11%. La formación que tiene el mayor contenido de este elemento es Chalcana, seguida por Orteguzza, luego se encuentra Tena y por último Tiyuyacu. Este elemento podría ser constituyente de arcillas, principalmente de esmectitas, las cuales tienen este elemento en su estructura, así como de carbonatos.

Tanto el Al, K y Fe se encuentran en porcentajes menores del 5% en todas las formaciones. El Al es constituyente de minerales arcillosos, el K, sugiere la presencia de illitas, las cuales tienen este elemento en su estructura. El Fe podría

ser constituyente de arcillas así como de óxidos y feldespatos: de éstos en conjunto con el K.

En la Tabla 1.11 se presentan los resultados del análisis mineralógico por XRD para las formaciones Chalcana, Orteguaza, Tiyuyacu y Tena. (MOORE, 1997)

Tabla 1. 11: Resultados del Análisis Mineralógico por XRD para las formaciones.

Grupo de minerales	Grupo de minerales	Chalcana	Orteguaza	Tiyuyacu
		%	%	%
<b>Clorita</b>	Clorita, clorita dioctaédrica	0,0	3,1	0,0
<b>Caolinita</b>	Caolinita, Dickita, Nacrita, Halloysita	27,4	35,2	47,7
<b>Esmectita</b>	Montmorillonita	18,5	26,4	14,3
<b>Illita</b>	Illita, Muscovita	2,2	2,3	2,3

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

La montmorillonita, mineral perteneciente al grupo de las esmectitas, está presente en las cuatro formaciones. Al ser éste un mineral expandible, las formaciones presentarán problemas de hinchamiento y dispersión, por lo tanto, se requerirán aditivos inhibitorios para disminuir estos efectos. El grupo de las esmectitas (considerado principal generador de problemas de inestabilidad del hoyo), se encuentra principalmente en Orteguaza y Tena, seguida de las formaciones Chalcana (18.5%) y Tiyuyacu (14.3%).

El grupo de las caolinitas se encuentra presente en todas las formaciones estudiadas, por lo tanto, el fluido de perforación requerirá al igual que para las esmectitas aditivos inhibitorios (la halloysita, integrante de las caolinitas, es un mineral expandible, aunque en menor proporción que las esmectitas). La formación Tiyuyacu tiene el porcentaje más elevado de caolinitas, seguida por las formaciones Orteguaza, Tena y Chalcana. Las caolinitas generan problemas de inestabilidad del hoyo, aunque en menor proporción a las esmectitas. En las 4 formaciones están presentes caolinitas en mayor porcentaje respecto a las esmectitas, especialmente en la formación Tiyuyacu. Los problemas de hinchamiento y dispersión estarían dados por lo tanto como consecuencia de la presencia de esmectitas (considerable porcentaje y gran expandibilidad) y

caolinitas (menor expandibilidad respecto a las esmectitas pero mayor porcentaje).

El grupo de las cloritas presenta un bajo grado de expandibilidad respecto a las esmectitas, y caolinitas, por lo tanto, la influencia sobre los efectos de hinchamiento y dispersión globales en las formaciones en las que está presente no sería muy alta por parte de este grupo de minerales. El grupo arcilloso de las cloritas no se encuentra en cantidades significativas en ninguna formación, el mayor porcentaje de cloritas corresponde a la formación Orteguaza, siendo apenas del 3.1%, seguido del 1.7% que pertenece a la formación Tena. Las formaciones Chalcana y Tiyuyacu no contienen este mineral. (MOORE, 1997)

Al igual que en el caso de las cloritas, en las 4 formaciones no se encuentran cantidades significativas de illitas. Las illitas constituyen minerales arcillosos prácticamente no expandibles, por lo tanto, al considerar las concentraciones de aditivos inhibitorios necesarios en el lodo de perforación, la influencia de este mineral es de menor importancia respecto a las esmectitas, vermiculita y caolinitas.

Los resultados experimentales de identificación de los principales minerales arcillosos interlaminares, dieron como resultado que en las 4 formaciones no se encuentran los minerales Clorita / Esmectita, Caolinita / Esmectita, Illita / Esmectita, Clorita / Vermiculita e Illita / Vermiculita con porcentajes mayores del 10%, que es la referencia bibliográfica consultada para la estimación del porcentaje molar en la composición de minerales mixtos (MOORE, 1997)

Se ha observado que la comparación de los cambios observables entre los difractogramas de las formaciones secadas al aire y solvatadas con EG es definitiva para la determinación de los minerales interlaminares. Adicionalmente, en base al análisis de las posiciones donde deberían aparecer los picos característicos que definen a cada mineral, es posible una fácil identificación de este tipo de arcillas. Los porcentajes de minerales arcillosos presentes en las cuatro formaciones (obtenidos por XRD) explican los resultados obtenidos en el ensayo de dispersión, así, por ejemplo: la formación Orteguaza la cual contiene mayor contenido de minerales del grupo esmectita (mineral arcillosos más

expandible) respecto a las demás formaciones, obtuvo el menor porcentaje de recuperación en el ensayo de dispersión.

Para el caso de la formación Tiyuyacu la influencia del grupo mineral caolinita es mayor respecto a las esmectitas en el ensayo de dispersión, esto se evidencia en el bajo porcentaje de recuperación obtenido en dicho ensayo siendo únicamente mayor respecto a la formación Ortegua.

Como se observó en los resultados obtenidos por XRD, el grupo de caolinitas se encontró en mayor porcentaje en la formación Tiyuyacu. Al analizar los resultados obtenidos en el ensayo de dispersión, se determina que la influencia de este grupo de minerales en esta formación fue determinante en los bajos valores de porcentaje de recuperación obtenidos. Este comportamiento fue similar en las formaciones Tena y Chalcana. (MOORE, 1997)

#### **1.1.2.4. Pruebas para Fluidos de perforación Base Aceite.**

Para identificar las propiedades típicas de un fluido de perforación, fue necesario hacer los ensayos estándar para fluidos de perforación según la normativa API RP B13-2, así evaluamos el comportamiento reológico y las propiedades fisicoquímicas del fluido. En este proyecto se planteó el desarrollo y análisis de las propiedades reológicas, características físicas y químicas de la arcilla organofílica gastada. Para cumplir con este objetivo, inicialmente se realizó la síntesis arcilla bentonítica previamente activada (AA), en suspensión oleofílica.

Posteriormente, se efectuó la caracterización química, física y mineralógica tanto de los materiales de partida: arcilla natural tipo bentonita, como también de los materiales compuestos obtenidos. Para esto, se emplearon las técnicas de Densidad, Viscosidad de Marsh, Reologías, Tixotropía, Salinidad, Estabilidad Eléctrica, Alta Presión Alta Temperatura (APAT), Difracción de Rayos X. El API (Instituto Americano del Petróleo) recomienda técnicas estándar para la realización de evaluaciones de campo y laboratorio de los fluidos de perforación, dichos procedimientos detallados pueden ser consultados en la publicación de API titulada "Recommended Practice: Standard Procedure for Field Testing Water-Based (Oil-Based) Drilling Fluids" Práctica Recomendada: Procedimiento

Estándar para la Prueba de Campo de los Fluidos de Perforación Base Aceite.  
(13B, 2017)

## Medición de Viscosidad

### 1.1.2.4.1. Viscosidad de Marsh

El viscosímetro de Marsh es usado para la medición de la viscosidad del lodo de perforación, especialmente en lo que se refiere a las características de gel del lodo.

Figura 1. 6: Embudo y Jarro Marsh



#### Procedimiento

1. Mantener el embudo en posición vertical, tapar el orificio con un dedo y verter la muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro de un embudo limpio, hasta que el nivel del fluido llegue a la parte inferior de la malla (1.500 ml).
2. Retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta el nivel de 1-qt indicado en el vaso.
3. Ajustar el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh.

#### 1.1.2.4.2. Viscosímetro Rotativo

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela.

Figura 1. 7: Viscosímetro rotativo marca Offite de 8 velocidades.



El fluido de perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o cilindro rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM – revoluciones por minuto) constante. La rotación del cilindro rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al cilindro interior. Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades de 600 y 300 RPM.

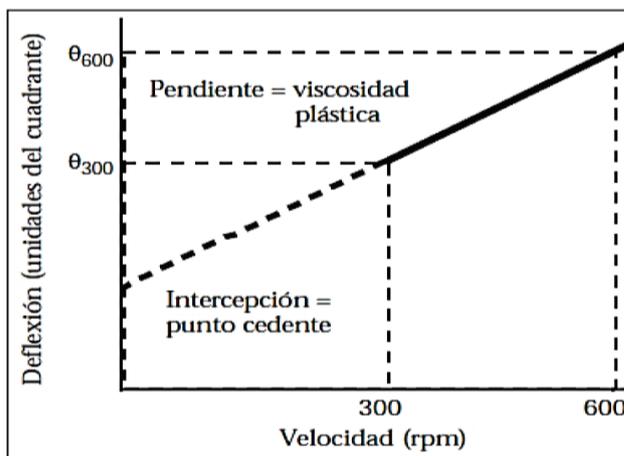
#### **Procedimiento para la determinación de la viscosidad aparente, viscosidad plástica y punto cedente.**

1. Colocar la muestra previamente agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el rotor.
2. La muestra debe tener una temperatura de hasta 120°F (50°C).
3. Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja.

Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.

4. Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
5. Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM [Fig. 1.8].
6. Punto Cedente en lb/100 pies<sup>2</sup> = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.
7. Viscosidad aparente en centipoise = indicación a 600 RPM dividida por 2.

Figura 1. 8: Curva típica de caudales para un lodo de perforación.



Fuente: PDVSA – Fluidos de Perforación (Venezuela-2002).

### Viscosidad Plástica (PV)

La viscosidad plástica (PV) se define como “la resistencia al flujo” debido a fricciones mecánicas entre las partículas sólidas suspendidas en el fluido. La PV depende principalmente del contenido de sólidos y de la forma y el tamaño de estos sólidos.

Las partículas sólidas tales como la Bentonita y la Barita, etc., son requeridas para lograr que el fluido de perforación se desempeñe satisfactoriamente, pero un exceso de sólidos perforados, no es deseable; su presencia es la causa

principal de cualquier incremento en la Viscosidad Plástica (PV) o en el Punto de Cedencia (YP). Si se permite que los sólidos perforados se mantengan en el lodo ellos serán gradualmente remolidos y convertidos en partículas más pequeñas por medio de la acción cortante de la barrena y de las bombas con un incremento consiguiente en la PV al generar mayor área de contacto entre las nuevas partículas.

La concentración de sólidos en el lodo se debe reducir para así disminuir la PV. Esto se puede lograr fácilmente por alguno de los siguientes métodos: Con el uso de equipos de control de sólidos eficientes (muy a menudo la opción preferida) ó, por dilución de volumen total de lodo con la adición de fluido base. Bajo algunas circunstancias, se puede utilizar el tratamiento químico para reducir la PV, es decir, floculación para remover la contaminación de sólidos. Sin embargo, esto no es comúnmente aplicable a la mayoría de los fluidos de perforación de uso común, ya sea por razones técnicas o económicas.

### **Punto de Cedencia (YP)**

El punto de cedencia (YP) es la “resistencia al flujo” causada más por fuerzas electroquímicas que por fricción mecánica. Estas fuerzas son el resultado de la atracción entre las cargas negativas y positivas localizadas en la superficie de las partículas. De esta forma, el punto de cedencia es una medida de estas fuerzas de atracción bajo condiciones de flujo. En fluidos de perforación no densificados el YP se mantiene al nivel requerido para una limpieza adecuada de pozo. En fluidos densificados se requiere un YP moderadamente alto para mantener en suspensión las partículas del agente densificante.

Ocurre de forma “natural” cuando se presenta la floculación, después de la introducción de contaminantes solubles específicos como por ejemplo la sal, la anhídrita y el yeso encontrados durante la perforación.

También ocurre de forma natural a través de la contaminación de sólidos. Un incremento en la concentración de sólidos perforados inmediatamente creará un

incremento de atracciones entre las partículas. Mediante tratamiento químico: adiciones de viscosificadores químicos (como polímeros y arcillas), efectuadas con frecuencia para mantener las especificaciones del YP.

El punto de cedencia puede ser reducido ya sea por medio de un tratamiento químico o mecánico:

Tratamiento químico: La dispersión, la de floculación o el adelgazamiento, neutralizarán las fuerzas de atracción

Tratamiento mecánico: El uso de suficiente equipo de control de sólidos es el método preferido. También podría lograrse por dilución pero ésta puede afectar al resto de las propiedades del fluido a menos que la concentración de sólidos sea alta.

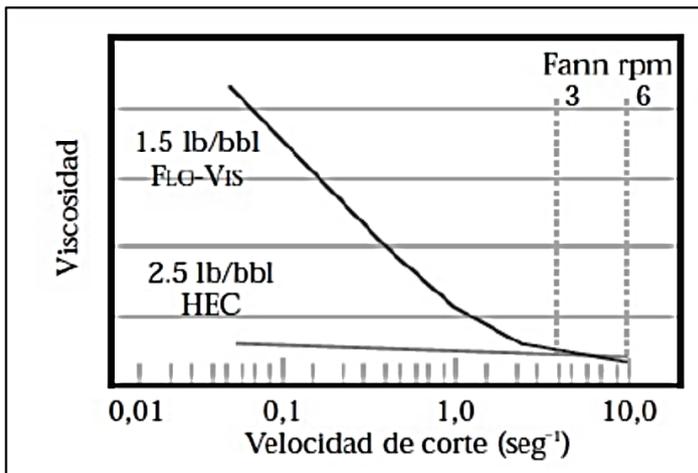
#### **1.1.2.4.3. Resistencia de gel – Tixotropía**

La resistencia de gel es una medida de la atracción física y electroquímica de las partículas bajo condiciones estáticas. Es la fuerza necesaria para empezar el flujo desde la condición estacionaria, ya que existe una tendencia del fluido de perforación a gelatinarse en los tanques y en el hoyo cuando no está en movimiento.

Algunos fluidos de perforación son tixotrópicos, formando estructuras gelificadas cuando están estancados y fluidificándose cuando son sometidos a cizalladura. Los fluidos de perforación con geles progresivos tienen resistencias de gel de 10 segundos y de 10 minutos disímiles, aumentando la resistencia de gel y siendo menos bombeables mientras están estáticos.

Algunos geles y coloides se consideran materiales tixotrópicos, pues muestran una forma estable en reposo y se tornan fluidos al ser agitados. La resistencia de gel específica de un fluido de perforación se describe como plana baja (la más deseable), progresiva o plana alta (ambas indeseables), de acuerdo con su resistencia de gel medida versus el tiempo, como se muestra en esta gráfica.

Figura 1. 9: Viscosidad del fluido en relación a la velocidad de corte.



Fuente: <https://www.pt-mexico.com/columnas/lineamientos-no-estrictos-para-un-proceso-de-moldeo-estable>

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

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

### Lectura de Gel

Estando el lodo homogenizado se controlan 10 segundos que el lodo esté quieto. Con la perilla del viscosímetro se procede a darle la velocidad de 3rpm. En el dial se observará un incremento de la lectura, hasta que la aguja llega a un valor máximo, el cual se procede a tomar como valor de lectura de esfuerzo de gel inicial a los 10 segundos.

Se procede de la misma manera para tomar valores de esfuerzo de gel para los 10 y 30 minutos, el gel da una idea de la energía necesaria para iniciar el movimiento del fluido.

#### **1.1.2.4.4. Alta Presión – Alta Temperatura (APAT)**

Las temperaturas y presiones elevadas de los pozos plantean desafíos de diseño para los ingenieros que desarrollan fluidos de perforación en base aceite. Un fluido de perforación en base aceite (OBM) requiere una alta capacidad para operar. Las soluciones tradicionales para luchar contra la temperatura y la presión son puestas a prueba dentro del fluido de perforación realizando un análisis mediante una prueba APAT. Las innovaciones recientes posibilitan la obtención de muestras y mediciones de presión en el fondo del pozo y la ejecución de pruebas extendidas de pozos en condiciones extremas.

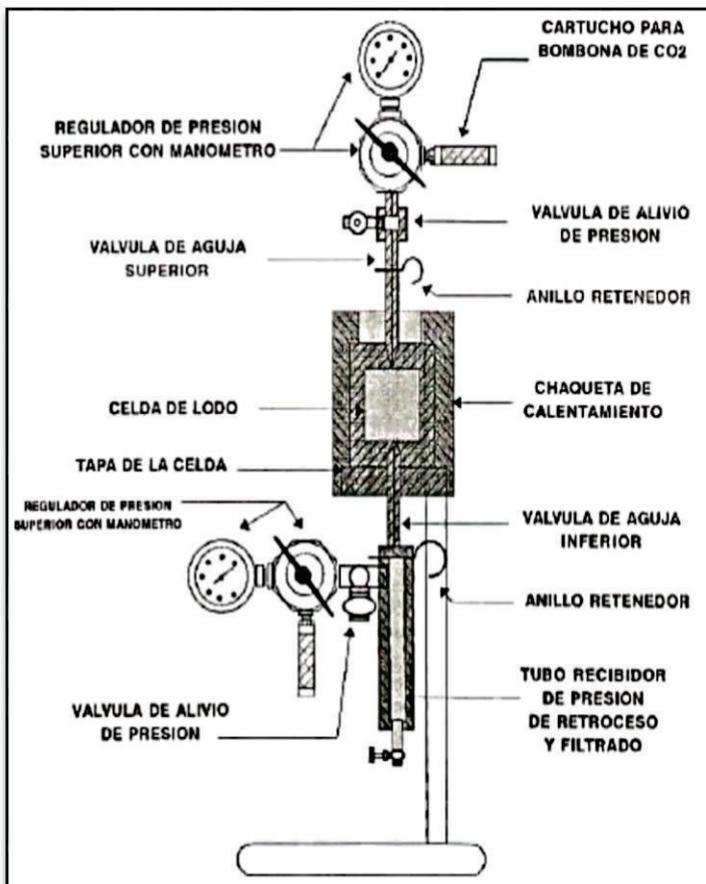
Las condiciones APAT amplifican los riesgos que existen en los pozos convencionales. En los pozos APAT, el margen de error se reduce considerablemente y las consecuencias de las fallas pueden ser más costosas y de mayor envergadura. Por consiguiente, antes de la aplicación en el campo, los nuevos productos y servicios diseñados para ambientes hostiles deben ser rigurosamente probados y calificados para tolerar las condiciones de fondo de pozo más adversas. Esta calificación incluye las pruebas de degradación acelerada destinadas a estimar la vida de servicio final sin efectuar varios años de pruebas. Para satisfacer esta necesidad, la cantidad de fluido que pasa del lodo hacia la formación es muy importante en cuanto a la cantidad del filtrado. Se efectúa con el instrumento llamado FILTRO PRENSA API, el cual determina el volumen de líquido que pasa a través de un filtro en un tiempo determinado, cuando está sometido en el sistema a una cierta presión de trabajo.

Un ensayo para medir el comportamiento de filtración estática de un lodo a base de agua o un lodo a base de aceite a temperatura elevada, hasta aproximadamente 380°F [193°C] máxima (450°F [227°C] máxima si se utiliza una celda especial), normalmente de acuerdo con las especificaciones API.

Aunque el ensayo puede simular las condiciones de temperatura en el fondo de pozo no simula la presión en el fondo de pozo. La presión total en una celda no debe exceder de 700 psi [4900 kPa] y la presión diferencial a través del medio filtrante está especificada en 500 psi [3500 kPa].

Debido a que estas celdas tienen la mitad de tamaño del área de filtración ambiente, los volúmenes de filtrado a alta presión y alta temperatura se duplican después de 30 minutos.

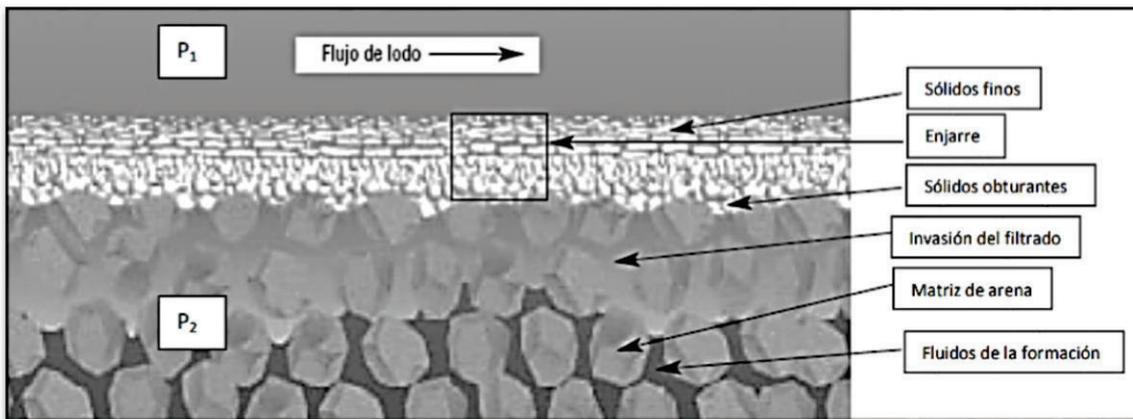
Figura 1. 10: Equipo Alta Presión – Alta Temperatura.



Fuente: <http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo03.pdf>

Los fluidos de perforación deben estar diseñados para sellar las zonas permeables de la formación lo más rápido posible formando enjarres lisos y delgados para evitar que se genere un filtrado hacia la formación. Este fenómeno ocurre bajo condiciones estáticas y dinámicas las cuales son el objetivo de este capítulo donde se discutirán sus principios y la forma de correlacionarlos.

Figura 1. 11: Características del filtrado.



Fuente: <http://www.actiweb.es/marcus/archivo7.pdf>

### **Pérdida Instantánea de Filtrado (SPURT LOSS)**

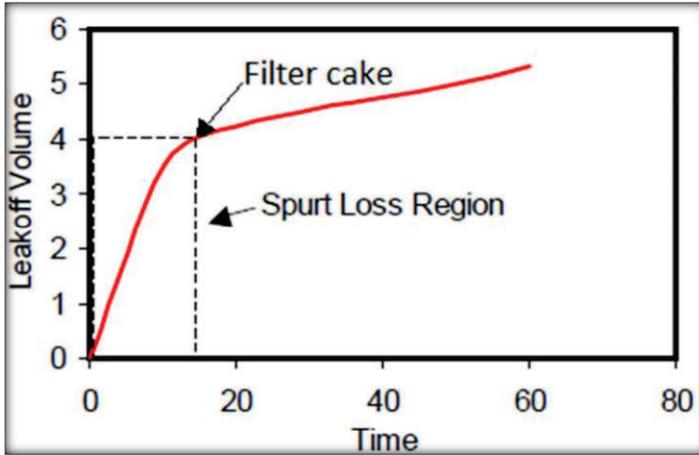
Uno de los fenómenos más importantes cuando estudia el fenómeno de filtrado es el error constante o también conocido como pérdida instantánea (spurt loss), que es definido como el volumen de filtrado que de manera instantánea invade a la formación cuando se realiza la operación de perforación. Por esta razón, es muy importante conocer la tendencia del volumen de fluido que se filtrará en el medio permeable hasta que este logre obturar el medio permeable por medio de la generación de una costra.

Este fenómeno es en gran parte causado por la tendencia de las partículas finas del lodo que pasan a través del medio poroso de la formación, dichas partículas se van acumulando en las gargantas de los poros hasta que logran formar el enjarre que reduce de manera considerable el filtrado hacia la formación formando un sello en la pared del pozo, los diferentes tamaños y formas de las partículas contenidas en el fluido estarán definiendo la permeabilidad del enjarre además de otras variables que estudiaremos más adelante en este mismo capítulo.

En la figura 1.12 se observa la tendencia que se presenta cuando se estudia el fenómeno de filtrado. En la primera etapa, podemos observar la zona del spurt loss que es la zona en donde el volumen de filtrado se encuentra incrementándose de manera significativa, es la etapa en la que las partículas

contenidas en el lodo se van acumulando para dar paso a la generación del enjarre. Posteriormente se logra apreciar una declinación en el volumen de filtrado, esto a causa de la formación y consolidación del enjarre.

Figura 1. 12: Zona de Spurt Loss.



Fuente: [https://www.researchgate.net/scientifi-contributions/2109510653\\_John\\_F\\_Jone](https://www.researchgate.net/scientifi-contributions/2109510653_John_F_Jone)

La acumulación de las partículas bajo condiciones dinámicas es mucho más selectiva que bajo condiciones estáticas, es debido a que los espacios vacíos que deben ser obturados deben de ser del tamaño ideal para que la corriente del lodo no lo erosione. Por esta razón el enjarre que se forma bajo condiciones dinámicas es de más baja permeabilidad y porosidad que el que se generaría bajo condiciones estáticas.

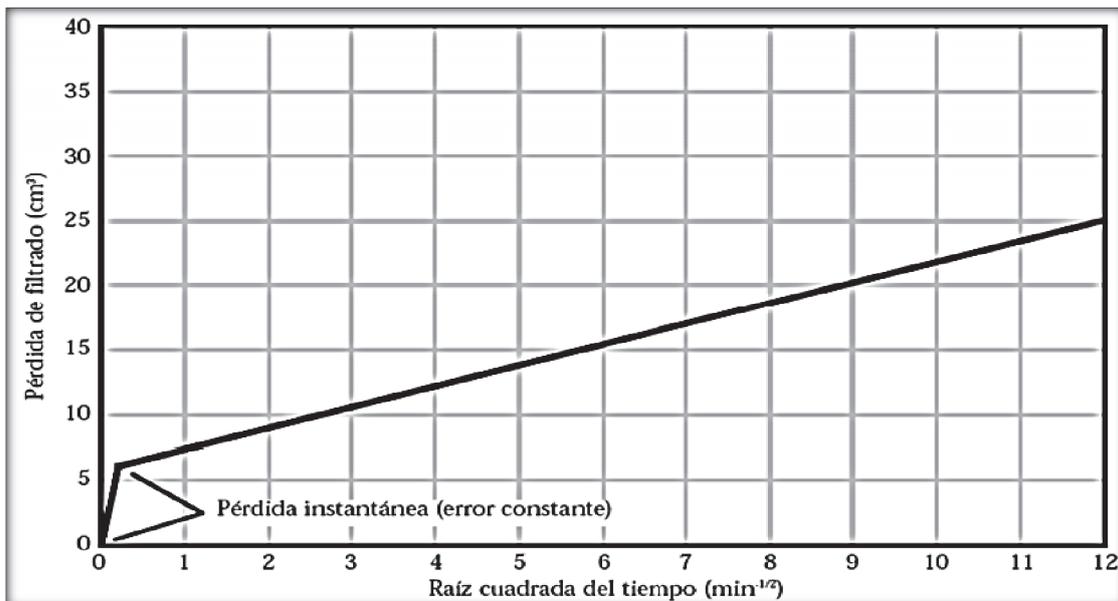
Se han realizado diversos estudios para el filtrado estático y dinámico respectivamente, en los cuales, se ha llegado a la conclusión de que no existe manera de poder correlacionarlos debido a que el filtrado bajo condiciones dinámicas es afectado por la velocidad de corte, esta velocidad, altera la viscosidad del fluido de perforación y provoca que el enjarre a su vez sea erosionado. Estos parámetros son de gran influencia en el filtrado y por consiguiente serán explicados a mayor profundidad en este mismo capítulo. Dependiendo del fluido de control empleado, dependerá el tiempo en el cuál sean alcanzadas las condiciones de equilibrio. Esto se refiere que tanto la velocidad de generación del enjarre como la velocidad de erosión del mismo sean similares.

## Relación entre el tiempo y el volumen de filtrado

Larsen encontró que si un lodo es filtrado a través de un medio poroso bajo condiciones de presión, temperatura, superficie, viscosidad y permeabilidad constantes,  $Q_w$  (el volumen de filtrado) es proporcional a  $\sqrt{t}$ .

Aunque este hallazgo no es estrictamente cierto para todos los lodos, pero si se encuentra suficientemente cerca para fines prácticos. La figura 1.13 muestra una gráfica típica del volumen acumulado de filtrado contra la raíz cuadrada del tiempo. La intersección con el eje “y” marca lo que se conoce como el error constante.

Figura 1. 13: Relación entre la pérdida de filtrado y la raíz cuadrada del tiempo.



Fuente: <https://edoc.site/1-informe-de-laboratorio-de-perforacion-ii-20sept-pdf-free.html>

Una pérdida instantánea alta hará que la línea tenga una intersección positiva en el eje de la pérdida de filtrado “y”. Por lo tanto la intersección positiva indica simplemente que un chorro de filtrado pasó a través del medio poroso antes de que se formara el enjarre. Una baja pérdida de filtrado y una celda seca con un gran volumen retenido, causará una intersección negativa en el eje vertical.

Un experimento realizado por Larsen mostró que para una determinada presión, la ecuación (1.1) podía ser reescrita como:

$$Q_w - q_o = A\sqrt{(C * t)} \quad (1.1)$$

Donde  $q_o$  es el error constante, y  $C$  es una constante dada por:

$$C = \frac{2Kp}{u} * \frac{Q_w}{Q_c} \quad (1.2)$$

Así, las propiedades de filtrado para diversos lodos pueden ser evaluadas por la medición del volumen de filtrado acumulado en un tiempo estándar y bajo condiciones estándar. Las condiciones estándar recomendadas por el API son:

Tiempo: 30 [min]

Presión: 100[psi] (6.8 atmósferas, 7[kg/cm<sup>2</sup>])

Área del enjarre: aproximadamente 7[in<sup>2</sup>] (45[cm<sup>2</sup>])

El volumen de filtrado que se acumula en 30 minutos, puede ser predicho del volumen  $Q_w$  observado al tiempo  $t_1$  de la ecuación:

$$Q_{w30} - q_o = Q_{w1} - q_o \frac{\sqrt{t_{30}}}{\sqrt{t_1}} \quad (1.3)$$

#### 1.1.2.4.5. Estabilidad Eléctrica (ES)

La Estabilidad Eléctrica (ES) es una de las propiedades vitales para el lodo base aceite. Nos muestra el voltaje de la corriente que fluye en el lodo. El número *ES* representa la estabilidad de la emulsión del lodo. Cuanto más *ES* es; mayor será la estabilidad de la emulsión.

El fluido a base de aceite es un material no conductor. Por lo tanto, el fluido base no transferirá ninguna corriente. Sólo la fase de agua en el lodo conducirá la electricidad. Si el lodo tiene buena emulsión, tendrá altas cifras de *ES*. Por otro lado, si la emulsión del lodo es mala, tendrá un bajo valor *ES*. La Estabilidad Eléctrica (ES) se obtiene a partir de un kit de comprobación de estabilidad eléctrica que se muestra a continuación.

Figura 1. 14: Equipo medición Estabilidad Eléctrica



Si *ES* es inferior a una especificación de lodo normal, indica que hay algo inusual en el lodo, como agua o sales, lo que hará que la emulsión del lodo base aceite esté en mal estado. Además, la *ES* puede utilizarse para determinar una interfaz entre el agua y el lodo base aceite mientras se desplaza el agua con un fluido a base de aceite.

Para buenas prácticas de perforación, se requiere supervisar frecuentemente el nivel de *ES* y observar cualquier cambio inusual. Los cambios en el *ES* se pueden ver mientras se perfora en cemento verde o al añadir cualquier material conductor como se indicó anteriormente. Estos factores conocidos que afectan a la *ES* deben ser observados con el fin de evitar cualquier confusión al interpretar la propiedad del lodo.

El ensayo se realiza insertando la sonda de estabilidad eléctrica en un vaso de lodo a 120°F [48,9°C] y pulsando un botón de prueba. El medidor de estabilidad eléctrica (*ES*) aplica automáticamente una tensión cada vez mayor (de 0 a 2000 voltios) a través de una separación de los electrodos de la sonda. La tensión máxima que el lodo puede soportar a través del espacio antes de conducir corriente se muestra como la tensión *ES*.

El medidor de *ES* moderno tiene circuitos de onda sinusoidal, mientras que los medidores más antiguos utilizan circuitos de onda cuadrada. (Las unidades más antiguas no deben ser utilizadas porque no aplican correctamente la teoría descrita en la referencia anterior.) El diseño de la onda sinusoidal de *ES* y el

significado de las lecturas de ES fueron estudiados y se halló que están relacionados con la capacidad mojante del petróleo que tiene un lodo a base de aceite y con la estabilidad de las gotículas de la emulsión en una manera compleja que todavía no se entiende. Referencia: Growcock FB, Ellis CF y Schmidt DD: "Electrical Stability, Emulsion Stability, and Wettability of Invert Oil-Based Muds", *SPE Drilling & Completion* 9, no. 1 (marzo de 1994): 39-46.

#### **1.1.2.4.6. Densidad**

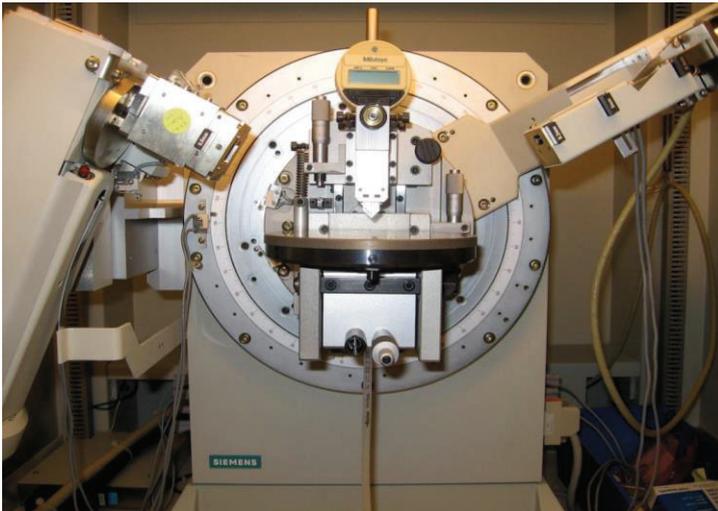
Es la masa de un material en relación al volumen que ocupa. Conocer la densidad del fluido es probablemente una de las propiedades más importantes, ya que gracias a su correcto manejo se logra el manejo, el control de un pozo y manteniendo la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión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

- Un volumen de fluido densificado pesa más que el mismo volumen de agua, ya que el fluido densificado contiene otras partículas que lo hacen más pesado, como la barita. Algunas partículas se añaden precisamente para hacerlo más denso y por esto se llaman: material densificante.
- Por otra parte, el avance tecnológico en la construcción de estructuras civiles (edificios y puentes y la necesidad de que estos sean ligeros y resistentes), han aportado nuevos materiales posiblemente útiles en la fabricación de lodos, que en lugar de subir la densidad, la bajan, pesando menos que el mismo volumen de agua.

#### **1.1.2.4.7. Ensayo de Difracción por Rayos X**

Los rayos X son ondas electromagnéticas producidas en el tubo de rayos X que consta en forma general de una fuente de electrones llamada cátodo generalmente de tungsteno, y cerca de él un blanco denominado ánodo (Target), generalmente de cobre, hierro, molibdeno, etc. Como podemos observar en la figura 1.15 tenemos un modelo de Difractor.

Figura 1. 15: Difractor de Rayos X modelo Siemens D 5000.

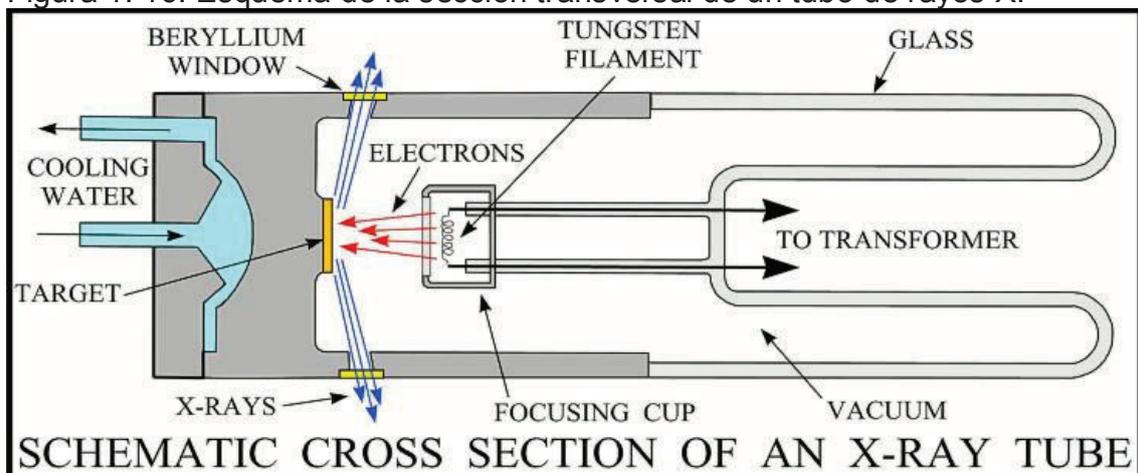


Fuente: <http://pubs.usgs.gov/of/of01-041/htmldocs/xrpd.htm> , (Oct. 2004)

La difracción de rayos X (XRD) es la instrumentación más comúnmente usada en el estudio de minerales del tamaño de las arcillas (<2 $\mu$ m). Sin embargo no es el único método disponible, existen métodos recientemente establecidos, para el análisis de partículas de este rango de tamaño que pueden resumirse en cuatro categorías:

- 1) Microscopía
- 2) Espectroscopia y análisis
- 3) difracción e imagen; y
- 4) métodos térmicos.

Figura 1. 16: Esquema de la sección transversal de un tubo de rayos X.



Fuente: <http://pubs.usgs.gov/of/of01-041/htmldocs/xrpd.htm> , (Oct. 2004)

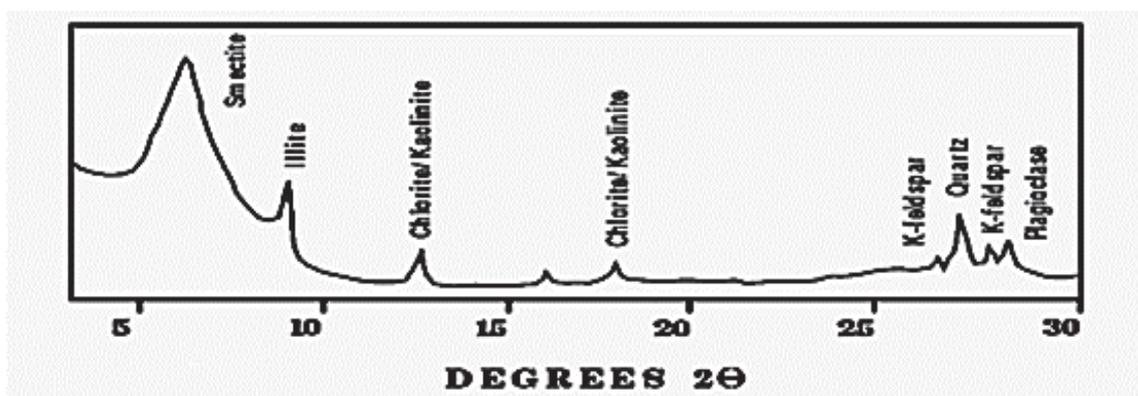
XRD es una herramienta importante en el análisis de la mineralogía de muestras policristalinas y en la identificación de minerales pertenecientes a un mismo grupo, por ejemplo, la identificación del mineral caolinita dentro del grupo de las caolinitas es posible únicamente por XRD. Se puede usar un análisis de difracción por rayos X para determinar la mineralogía de recortes y núcleos de una muestra relativamente pequeña. Se bombardean con rayos X muestras finamente molidas y se miden las reflexiones resultantes. Esto proporciona un análisis semicuantitativo de los componentes minerales de la muestra.

El ensayo de difracción de rayos X (XRD) tiene las siguientes ventajas:

- Determina fases cristalinas, no elementos químicos.
- Ofrece ventajas cuando se realizan largas series para obtener resultados rápidos.
- Mide pequeñas cantidades de muestra pulverizada, desde 0.5 gr.
- Es especialmente útil para muestras disgregadas de pequeño tamaño como las arcillas.
- El tiempo de medición es de 15 minutos y de interpretación de entre 2 y 4 horas.
- Los resultados pueden estar casi de inmediato.

Los resultados del ensayo se pueden usar para evaluar la reactividad de una formación, especialmente una formación de tipo arcilloso. Estos resultados se dan generalmente en porcentaje por peso y dictan el grado de inhibición requerido para la estabilidad del pozo.

Figura 1. 17: Ejemplo típico de espectro de esmectita.



Fuente: Duane M. and Robert C. Reynolds, Jr. (1997).

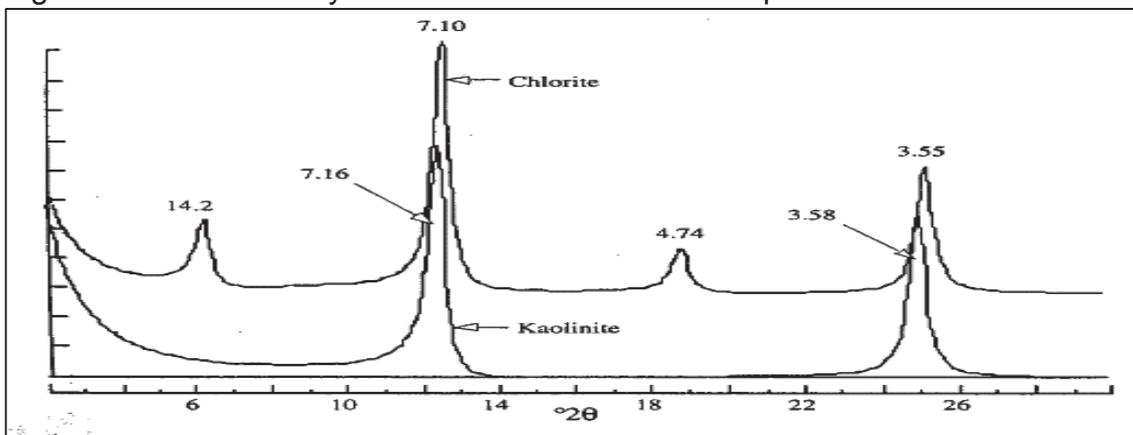
Para la caracterización de la muestra aplicando XRD se utilizó un Difractómetro para muestras policristalinas marca SIEMENS, modelo D5000, que trabaja con una potencia de 40KV y 30mA con radiación  $K\alpha$  del Cobre de longitud de onda igual a 1,5406 Å, geometría Bragg-Brentano y detector desentellero con rendija fija utilizada de 1 mm. El rango de medición utilizado fue entre 1 y 40 ( $2\theta$ ) con un tiempo de 1 seg. La muestra se dispuso en portamuestras especiales y se dejó secar por 12 hrs, para su lectura en el equipo.

#### 1.1.2.4.7.1. Patrones de Difracción para análisis de Arcillas Individuales por XRD

##### Patrones de Difracción de las Cloritas

Las cloritas tienen sus picos  $d(001)$  en 14-14.4Å, como se observa en 1.18, dependiendo de las especies individuales. Las posiciones de los picos no cambian por saturación de iones, solvatación con EG, o calentamiento. Sin embargo, tratamientos superiores a 500°C alteran las intensidades de los picos ya que se provoca dehidroxilación de la hoja hidroxilo. Como consecuencia la intensidad del pico [001] se incrementa drásticamente y cambia a alrededor de 6.3-6.4° $2\theta$  (ángulos de barrido del goniómetro) y las reflexiones [002], [003] y [004] disminuyen considerablemente (pero no se eliminan). A estas temperaturas la caolinita se transforma en un amorfo para XRD y su patrón de difracción desaparece.

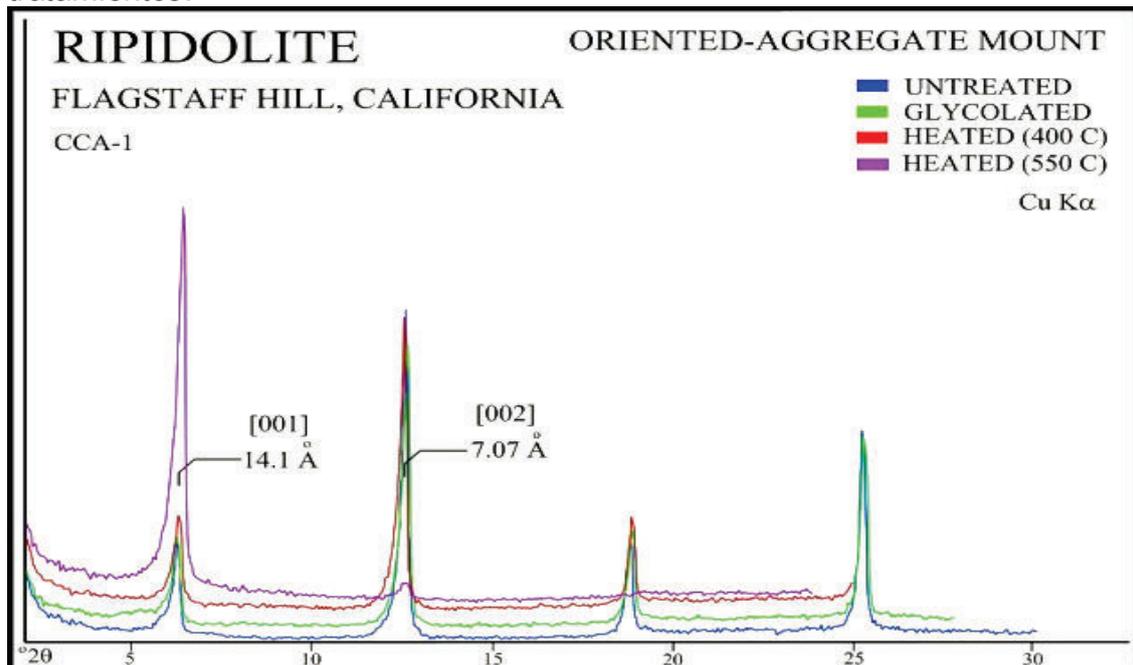
Figura 1. 18: Caolinita y Fe-clorita. Posiciones de los picos en Å.



Fuente: Moore, Duane M. and Robert C. Reynolds, Jr. (1997). Chapter 7 "Identification of Clay minerals and Associated Minerals" pg. 235

En muestras polyminerales, las cloritas pueden ser distinguidas de las caolinitas generalmente por la comparación del pico  $d=3.58\text{\AA}$  de la caolinita respecto al pico  $d=3.54\text{-}3.55\text{\AA}$  de las cloritas. Se diferencia de las esmectitas por la expansión y contracción del pico [001] de éstas luego de la saturación con EG y calentamiento a  $500^{\circ}\text{C}$  y de la vermiculita por el colapso del pico [001] de la vermiculita durante el tratamiento calórico.

Figura 1. 19: Agregado orientado de clorita (ripidolita) sometido a varios tratamientos.



Fuente: <http://pubs.usgs.gov/of/of01-04/html/docs/clays/chlor.htm>, (October 2001)

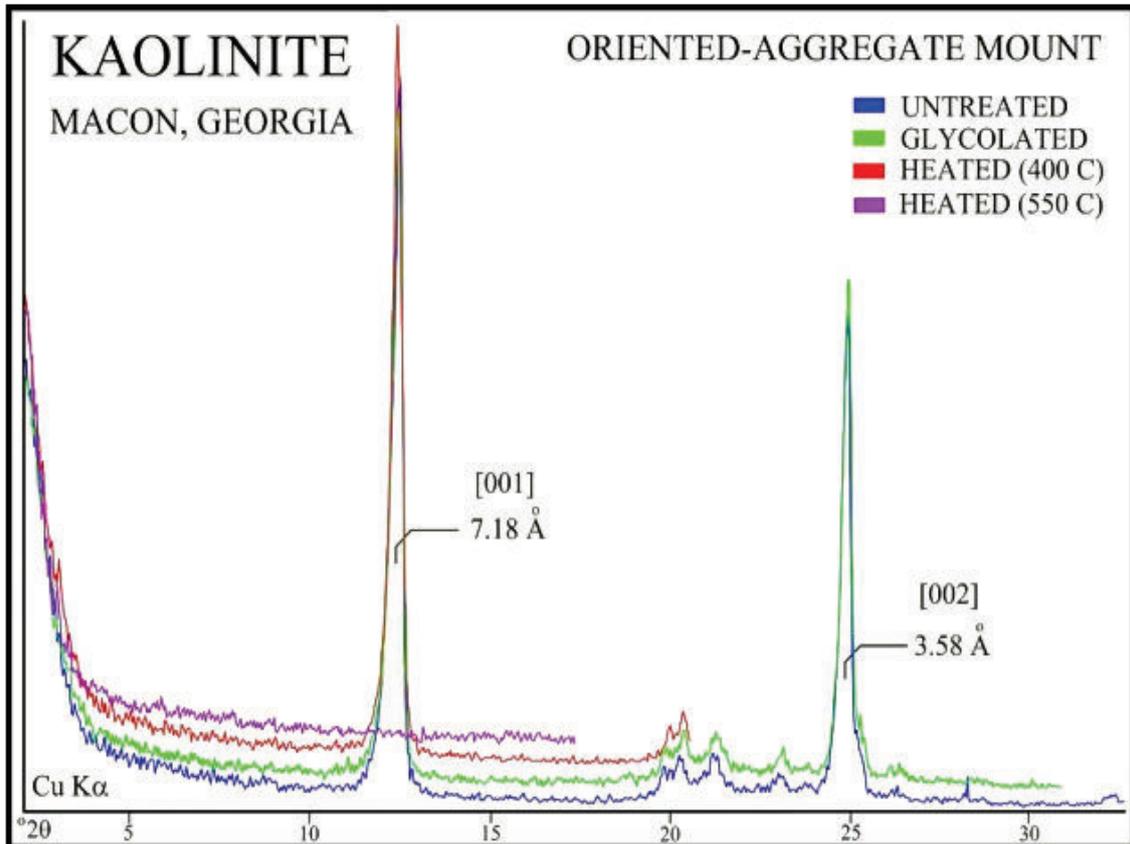
Un tratamiento adicional para distinguir clorita de caolinita es mediante digestión ácida con HCl: una alícuota de la muestra es mezclada con HCl 1N durante 2h. , este paso disuelve la mayoría de cloritas, por lo tanto cualquier pico residual a  $12.5$  y  $25^{\circ}2\theta$  indicaría la presencia de caolinita. Las cloritas ricas en Mg podrían no ser afectadas por este tratamiento, sin embargo no son comunes en rocas sedimentarias aun cuando su posible presencia crea ciertas dudas acerca de los resultados.

### Patrones de Difracción de las Caolinitas

Debido a su naturaleza no expandible, sus reflexiones basales (reflexiones en los planos [001]) permanecen inalteradas por tratamientos con EG, glicerol

mientras que al someterse a tratamiento calórico la estructura de este grupo se vuelve amorfa como consecuencia de la pérdida del grupo (OH), por lo tanto desaparecen sus picos característicos bajo lectura por XRD, como se observa en la Caolinita, dickita, nacrita y halloysita puede diferenciarse del grupo clorita por la comparación del pico de 3.58Å respecto al pico de 3.54Å de la clorita. (MOORE, 1997)

Figura 1. 20: Agregado orientado de caolinita sometido a varios tratamientos.



Fuente: <http://pubs.usgs.gov/of/of01-04/htmldocs/clays/kaogr.htm> , (October 2001)

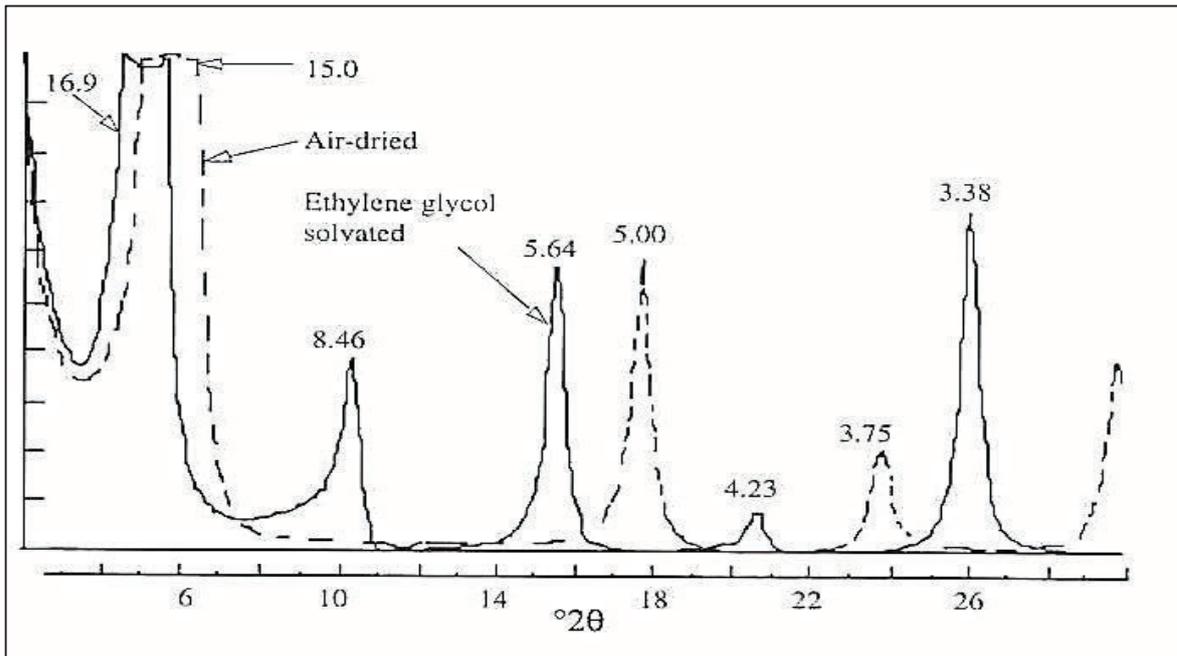
Para diferenciar halloysita de caolinita se emplea el tratamiento con formamida, compuesto orgánico que forma un complejo con enlaces de hidrógeno fuertes, el cual produce que la halloysita se expanda a alrededor de 10.4 Å mientras que la caolinita no se expande más allá de 7.2Å.

En una muestra que contiene adicionalmente illita será necesario un tratamiento calórico a 110 °C por 30 min de la muestra con formamida, este tratamiento no afecta la reflexión basal de la illita, pero causa que la halloysita en complejo con la formamida colapse alrededor de 7Å.

## Patrones de Difracción de las Esmectitas

Los patrones de difracción de las esmectitas se caracterizan por reflexiones [001] que varían con la humedad, exposición a ciertas moléculas orgánicas, tratamientos calóricos y cationes intercambiables. Al ser saturadas con EG la reflexión d(001) se expande a alrededor de 17Å.

Figura 1. 21: Montmorillonita sometida a 2 tratamientos: secado al aire y solvatación con EG Posiciones de los picos en Å.



Fuente: Moore, Duane M. and Robert C. Reynolds, Jr. Chapter 7 "Identification of Clay minerals and Associated Minerals" pg.242

Figura 1. 22: Agregado orientado de montmorillonita sometido a varios tratamientos.

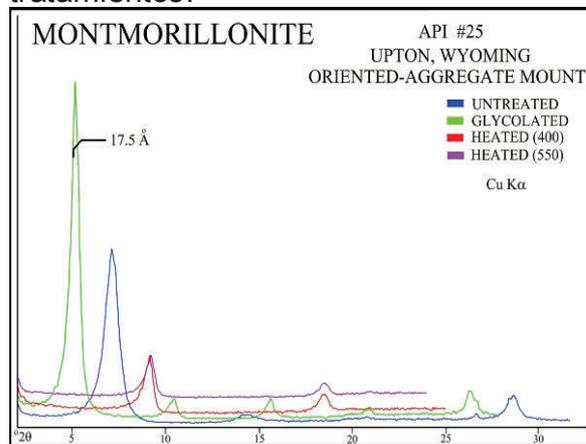
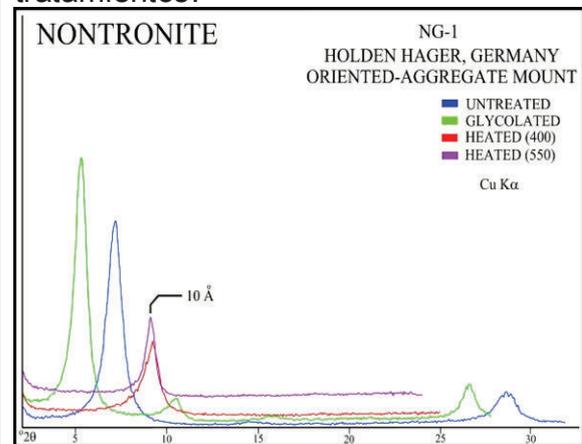


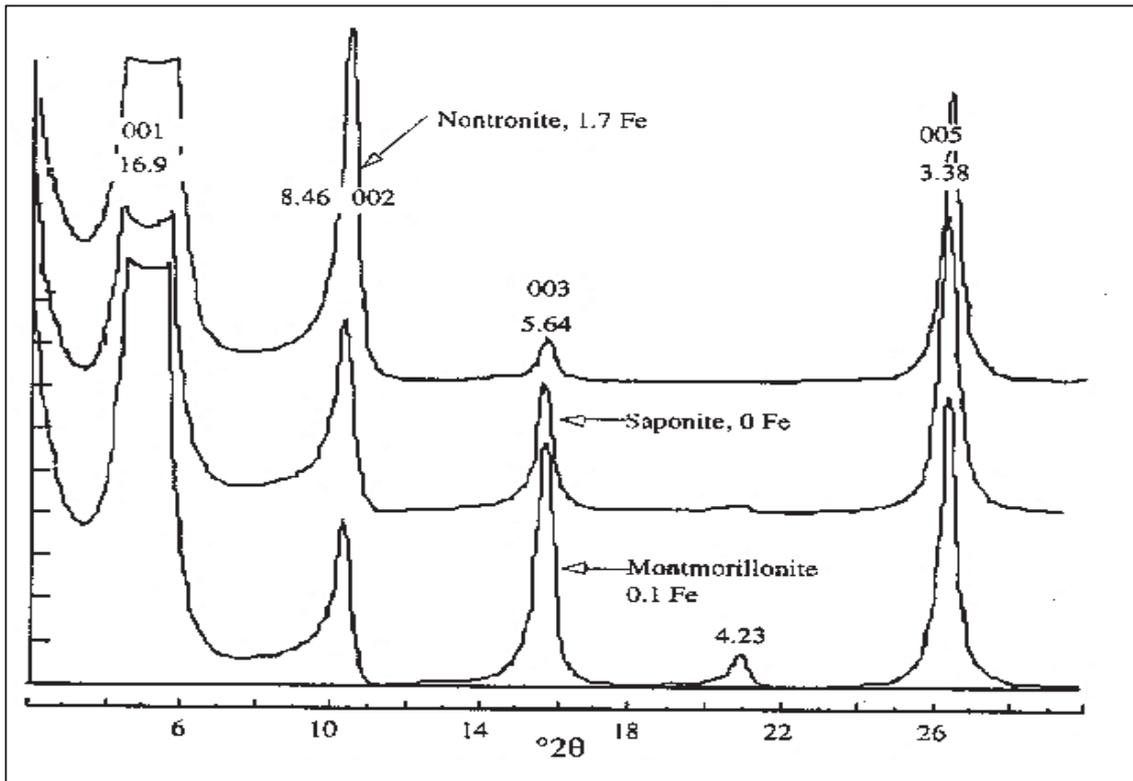
Figura 1. 23: Agregado orientado de nontronita sometido a varios tratamientos.



Fuente: <http://pubs.usgs.gov/of/of01-04/html/docs/clays/smc.htm>, (October 2001)

La diferenciación de especies individuales de esmectitas es posible algunas veces mediante la comparación de picos de orden mayor [003], [004], [006], etc., por ejemplo, como se observa en la figura 1.24, la nontronita es fácilmente diferenciada de la montmorillonita y saponita al comparar las intensidades del pico [003].

Figura 1. 24: Difractogramas de 3 smectitas solvatadas con EG con diferentes cantidades de hierro en los 2 sitios octahédricos. Posiciones de los picos en Å.



Fuente: Moore, Duane M. and Robert C. Reynolds, Jr. Chapter 7 "Identification of Clay minerals and Associated Minerals" pg.243.

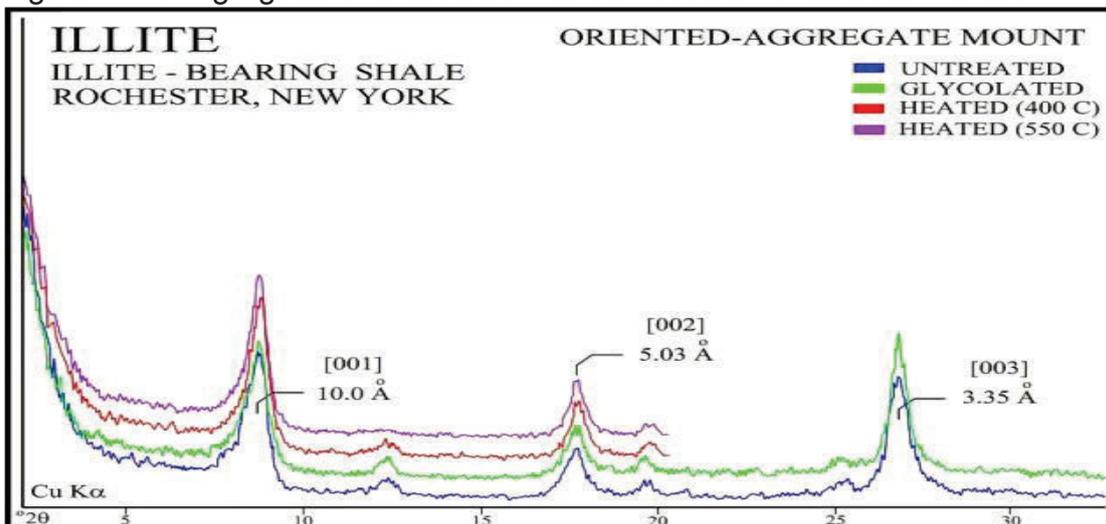
Otra forma de diferenciar especies individuales es mediante saturación de cationes, por ejemplo las esmectitas dioctahédricas tienen  $d(060)$  reflexiones en 1.50-1.52Å mientras que las esmectitas trioctahédricas tienen  $d(060)$  reflexiones en 1.53-1.54Å y la saturación con Li permite diferenciar montmorillonita de beidellita. En las esmectitas el espacio  $d(001)$  se expande alrededor de 12Å al saturarse con iones  $K^+$  o  $NH_4^+$ , y alrededor de 15Å por saturación con iones  $Ca^{++}$  o  $Mg^{++}$ . La nontronita y saponita se descomponen por tratamiento ácido mientras que la montmorillonita y beidellita son más resistentes.

## Patrones de Difracción de las Illitas

Los miembros del grupo illita se caracterizan por picos intensos  $d(001)$  de  $10\text{\AA}$  y  $d(003)$   $3.3\text{\AA}$  los cuales permanecen inalterados por tratamientos con EG o glicerol, saturación con iones potasio y calentamiento a  $550^{\circ}\text{C}$  debido a que las illitas (sensu stricto) contiene muy poca o ninguna cantidad de agua interlaminar, este comportamiento se observa en la figura 1.25.

Una illita no contaminada con esmectita, vermiculita o halloysita, debería no presentar características de hinchamiento al ser tratada con glicol. Una illita cuyo valor de  $d(001)$  sea ligeramente mayor que el normal se identifica rutinariamente como una illita rica en smectita (I/S).

Figura 1. 25: Agregado orientado de illita sometido a varios tratamientos.



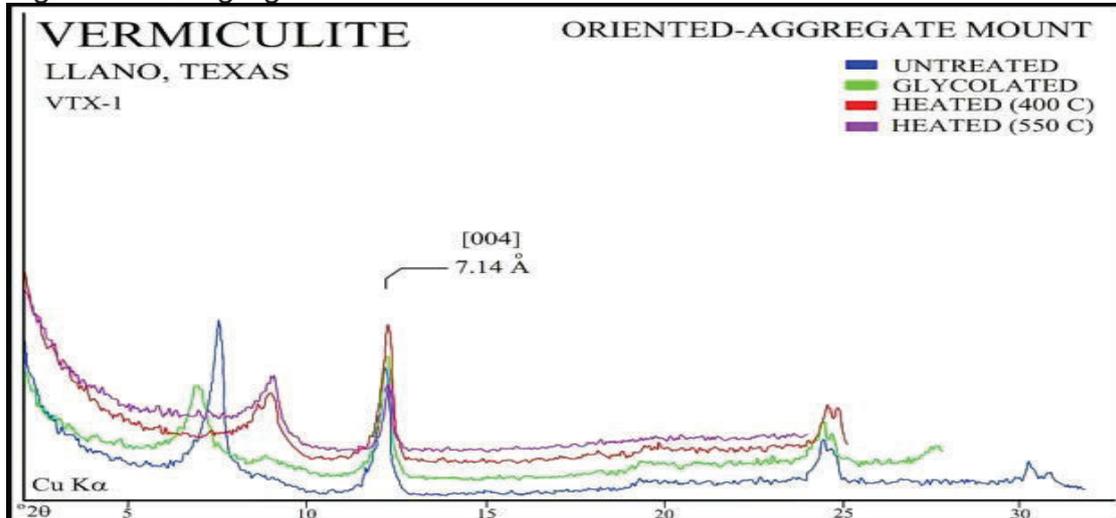
Fuente: <http://pubs.usgs.gov/of/of01-04/html/docs/clays/illite>, (October 2001)

## Patrones de Difracción de la Vermiculita

La mayoría de vermiculitas saturadas con Mg e hidratadas responden a un pico intenso  $d(001)$  de  $14\text{\AA}$  el cual no se expande con solvatación con EG mientras que las esmectitas se hinchan a  $17\text{\AA}$ . El pico  $d(001)$  de las vermiculitas dioctahédricas colapsa a alrededor de  $12\text{\AA}$  después de un calentamiento a  $400^{\circ}\text{C}$  y a alrededor de  $11\text{\AA}$  luego de un calentamiento de  $550^{\circ}\text{C}$ , esto se observa en la figura 1.26. El pico  $d(001)$  de las vermiculitas trioctahédricas colapsa a alrededor de  $10\text{\AA}$  después de un calentamiento a  $400^{\circ}\text{C}$  pero no cambian o tal vez colapsan muy ligeramente luego de tratarse a  $T=550^{\circ}\text{C}$ . Las vermiculitas dioctahédricas y

trioctahédricas pueden ser diferenciadas en sus picos d(060) cuyos valores corresponden a 1.50Å y 1.52-1.54Å respectivamente. Algunas vermiculitas tienen 2 diferentes cargas en las láminas, basadas en la apariencia de los picos, éstas representan valores de 14Å y 18Å para el mismo mineral.

Figura 1. 26: Agregado orientado de vermiculita sometido a varios tratamientos.



Fuente: <http://pubs.usgs.gov/of/of01-04/htmldocs/clays/verm.htm> , (October 2001)

### Caracterización física, química y mineralógica de la arcilla

La caracterización de la arcilla, consiste en la identificación de grupos funcionales, la determinación de la estructura cristalina, el tamaño de partícula, la morfología, la pérdida de peso en función de la temperatura y la determinación de la capacidad de intercambio catiónico. Para determinar la estructura cristalina y los grupos funcionales de cada uno de los materiales se realizaron análisis de difracción de rayos X (DRX), Para cada análisis se utilizaron aproximadamente 2g de cada muestra. En el caso del análisis por difracción de rayos X, las muestras arcillosas se analizaron en un ángulo de barrido  $2\theta$ , comprendido entre 5 y 100°. El análisis DRX se realizó en el difractómetro Empyrean de Panalytical y para el FT-IR se empleó un espectrofotómetro PerkinElmer Spectrum Spotlight 200.

### Parámetros a evaluar

Norma API RP B13.2 para Arcilla Organofílica empleada en fluidos de perforación, terminación y mantenimiento de pozos petroleros - especificaciones y métodos de prueba.

Tabla 1. 12: Parámetros y especificaciones de la arcilla organofílica.

Parámetros	Especificaciones
Humedad (%)	3,5 máximo
Retenido en malla 200 (%) (abertura $75 \pm 1\mu\text{m}$ )	10,0 máximo
<b>Capacidad emulsionante:</b> <b>a)</b> Separación de fases: En salmuera de NaCl (% vol)	5,0 máximo
<b>b)</b> Reología 30°C: L600 en salmuera de NaCl (Pa)	12,7 mínimo
<b>Resistencia térmica:</b> <b>a)</b> Incremento de separación de fases: En salmuera de NaCl (%vol)	3,0 máximo
<b>b)</b> Reducción de la lectura a 600 rpm L600 en salmuera de NaCl (Pa)	1,0 máximo

Fuente: Fuente: Duane M. and Robert C. Reynolds, Jr. (1997). (MARIBEL A. ALOMOTO NARVÁEZ 2005)

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

## Métodos de prueba

### Humedad

Es la cantidad de agua libre o cualquier otro material volátil que puede eliminarse de una muestra de arcilla organofílica secada hasta masa constante, mediante la aplicación de una temperatura ligeramente superior a la ebullición de agua.

- Determine la masa de  $4\text{g} \pm 0,0001\text{g}$ . De arcilla organofílica en el pesafiltro o recipiente apropiado.
- Seque en la estufa durante dos y media horas a  $105^\circ\text{C} \pm 3^\circ\text{C}$ . Enfríe la muestra en el desecador y determine la masa con exactitud de  $\pm 0,0001\text{g}$ .

### Retenido en malla 200

Uno de los procedimientos para determinar el tamaño de partícula lo constituye el cribado del material a través de mallas con dimensiones estándar. Con ello se controla un tamaño de partículas adecuado.

- a) Determine la masa de  $25\text{g} \pm 0,1\text{g}$ . de la muestra; transfírela a la malla 200, a la que previamente se le acomodó la charola receptora, colóquela con su tapa en el vibrador mecánico y cribe durante 40 minutos.
- b) Determine la masa del residuo retenido en la malla con exactitud de  $\pm 0,1\text{g}$ .

### **Capacidad emulsionante**

Las arcillas organofílicas son empleadas como material coloidal en emulsiones de agua en aceite con el propósito de impartirles una gelatinosidad que evite el asentamiento del material densificante y los recortes de roca generados durante la perforación.

La óptima dispersión de la arcilla asegura su funcionalidad en la preparación de las emulsiones inversas, por lo que la medición de su reología y por ciento de separación de fases es un indicativo de la estabilidad de la emulsión.

### **Salmuera de NaCl**

- a) Vacíe  $725\text{ mL} \pm 1\text{mL}$  de aceite diésel tratado en el recipiente adecuado y colóquela en el mezclador, mientras se agite adicione  $15\text{g} \pm 0,1\text{g}$ . De la arcilla organofílica; continúe la agitación 20 minutos y al término de este tiempo, agregue  $275\text{mL} \pm 1\text{mL}$  de la salmuera de cloruro de sodio saturada, continúe la agitación durante 5 minutos más.
- b) Transfiera la suspensión a la copa térmica, previamente calentada a  $30^\circ\text{C}$ . Determine la lectura a 600rpm en el viscosímetro rotacional a  $30^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ ; anote y recupere la emulsión para pruebas posteriores.
- c) Vierta 250 mL de esta emulsión a la probeta y déjela en reposo a temperatura ambiente durante 24 horas. Mida y anote el volumen de diésel separado, registre como V1.

## Resistencia térmica

Los materiales empleados en los fluidos de perforación de pozos petroleros deben tener cierta resistencia a la temperatura, por lo que mediante esta prueba se determina la capacidad de las arcillas organofílicas a seguir manteniendo sus cualidades después de someterlas a un añejamiento térmico.

- a) Agite 5 minutos en el mezclador tanto la emulsión aceite vegetal-NaCl. Transfiera las muestras por separado a cada celda de rolar, llenándolas hasta 1cm por debajo de su borde, se cierran y presurizan a 1380 kPa.
- b) Las celdas se somete a un añejamiento térmico en el horno, previamente calentado a  $175^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ , permaneciendo 4 horas a esa temperatura. Al término del tiempo retírelas del horno y enfríe a temperatura ambiente.
- c) Verifique que las celdas estén presurizadas, de lo contrario repita la evaluación.

Nota: No acelere con agua el proceso de enfriamiento de celdas.

- d) Posteriormente vacíe a los vasos metálicos y agite durante 5 minutos en el mezclador tipo multimixer, determine las lecturas de las dos emulsiones en el viscosímetro a 600 rpm a  $30^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ , anote la lectura para la salmuera de NaCl.
- e) Mida el volumen del diésel separado en cada una de las emulsiones; anote el por ciento (%) de separación en la salmuera de NaCl.

## CAPÍTULO 2

### ANÁLISIS DE MUESTRAS DE FLUIDO PREPARADO

#### 2.1. MEDICIÓN DE VISCOSIDAD

##### 2.1.1. Viscosidad de Marsh

En las Tablas 2.1, 2.2, 2.3 se muestran los valores de lecturas reológicas más representativas tomadas en relación a viscosidad de Marsh de Arcilla Organofílica. Estos valores obtenidos en segundos (s) representan los valores en los que se encuentran los valores de viscosidad a diferentes concentraciones de Arcilla Organofílica usada dentro de cada una de las muestras de NaCl.

Tabla 2. 1: Lecturas Viscosidad de Marsh (Salmuera NaCl 10%)

Contenido Arcilla Organofílica gastada (%)	Lectura (s)
20%	76
25%	95
30%	118
35%	125

Realizado por: Diego Méndez

Tabla 2. 2: Lecturas Viscosidad de Marsh (Salmuera NaCl 15%)

Contenido Arcilla Organofílica gastada (%)	Lectura (s)
20%	85
25%	109
30%	126
35%	133

Realizado por: Diego Méndez

Tabla 2. 3: Lecturas Viscosidad de Marsh (Salmuera NaCl 20%)

Contenido Arcilla Organofílica gastada (%)	Lectura (s)
20%	98
25%	110
30%	127
35%	145

Realizado por: Diego Méndez

### 2.1.2. Viscosidad Viscosímetro Rotativo

En la Tabla 2.4 se muestran los valores de lecturas reológicas más representativas de los viscosímetro de arcilla organofílica. Estos valores representan los valores en los que se encuentran los valores de viscosidad a diferentes concentraciones de arcilla organofílica usada dentro de cada una de las muestras de NaCl.

Tabla 2. 4: Valores lecturas reológicas arcilla organofílica sin previo uso.

RPM	20%	25%	30%	35%
	(cp)	(cp)	(cp)	(cp)
600	246	260	285	310
300	128	136	151	165
200	78	95	101	122
100	38	48	57	68
60	23	37	41	55
30	12	16	23	29
6	3	4	6,1	12
3	2,5	4	5	7
<b>LECTURA DE GEL</b>				
10"	3	3	3,5	4
10MIN	3,5	4	4	4,5
30MIN	3,5	4	3,5	4

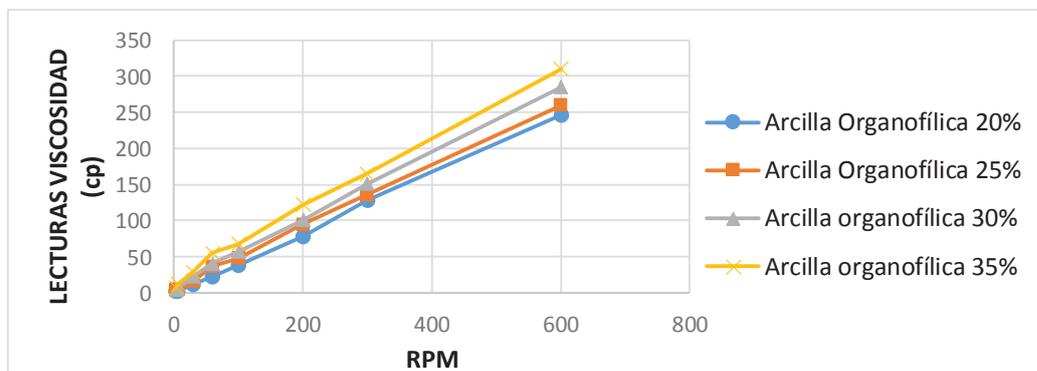
Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Tabla 2. 5: Valores lecturas arcilla organofílica sin previo uso

	(cp)	(cp)	(cp)	(cp)
<b>Viscosidad Plástica</b>	118	124	134	145
<b>Punto Cedente</b>	10	12	17	20
<b>Viscosidad Aparente</b>	123	130	142,5	155

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Figura 2. 1: Gráfica arcilla organofílica sin previo uso



Realizado por: Diego Méndez Cevallos

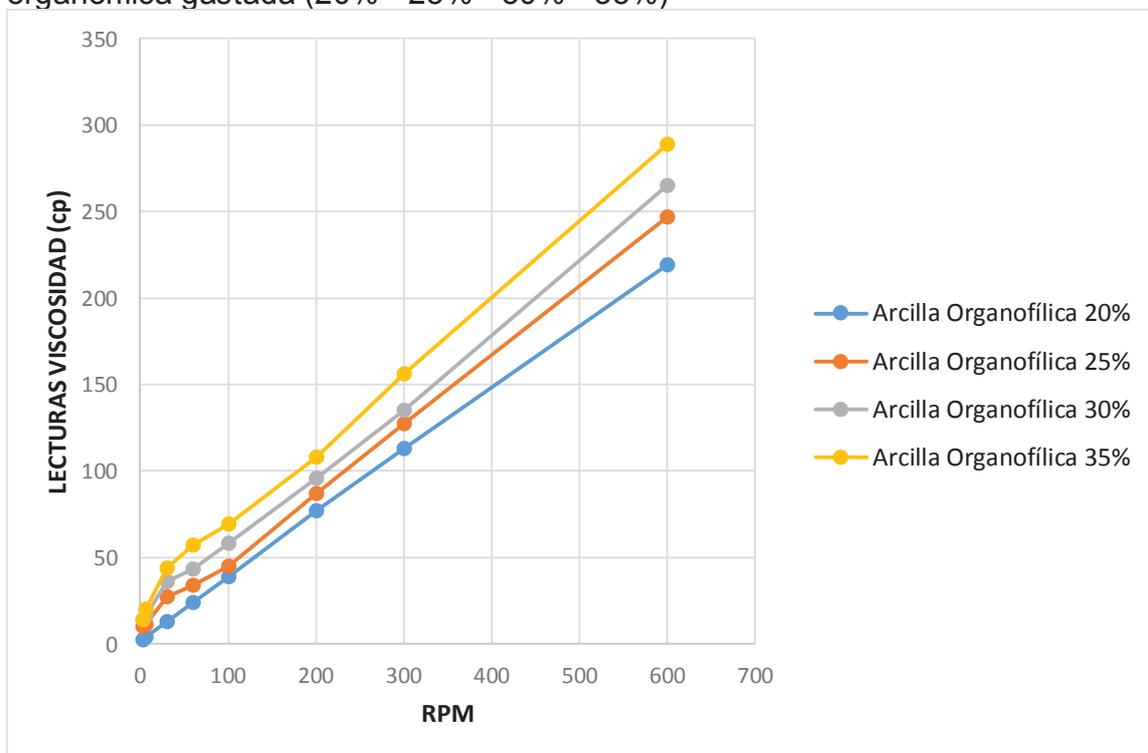
## Lectura muestras arcilla organofílica gastada – Salmuera 10%

Tabla 2. 6: Valores lecturas reológicas arcilla organofílica gastada

PORCENTAJE ARCILLA ORGANOFÍLICA				
RPM	20%	25%	30%	35%
	(cp)	(cp)	(cp)	(cp)
600	219	247	265	289
300	113	127	135	156
200	77	87	96	108
100	39	45	58	69
60	24	34	43	57
30	13	27	36	44
6	4	11	16	20
3	2	10	14	14
Viscosidad Plástica	106	120	130	133
Punto Cedente	7	7	5	23
Viscosidad Aparente	109,5	123,5	132,5	144,5

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Figura 2. 2: Gráfica arcilla organofílica gastada Concentraciones arcilla organofílica gastada (20% - 25% - 30% - 35%)



Realizado por: Diego Méndez Cevallos

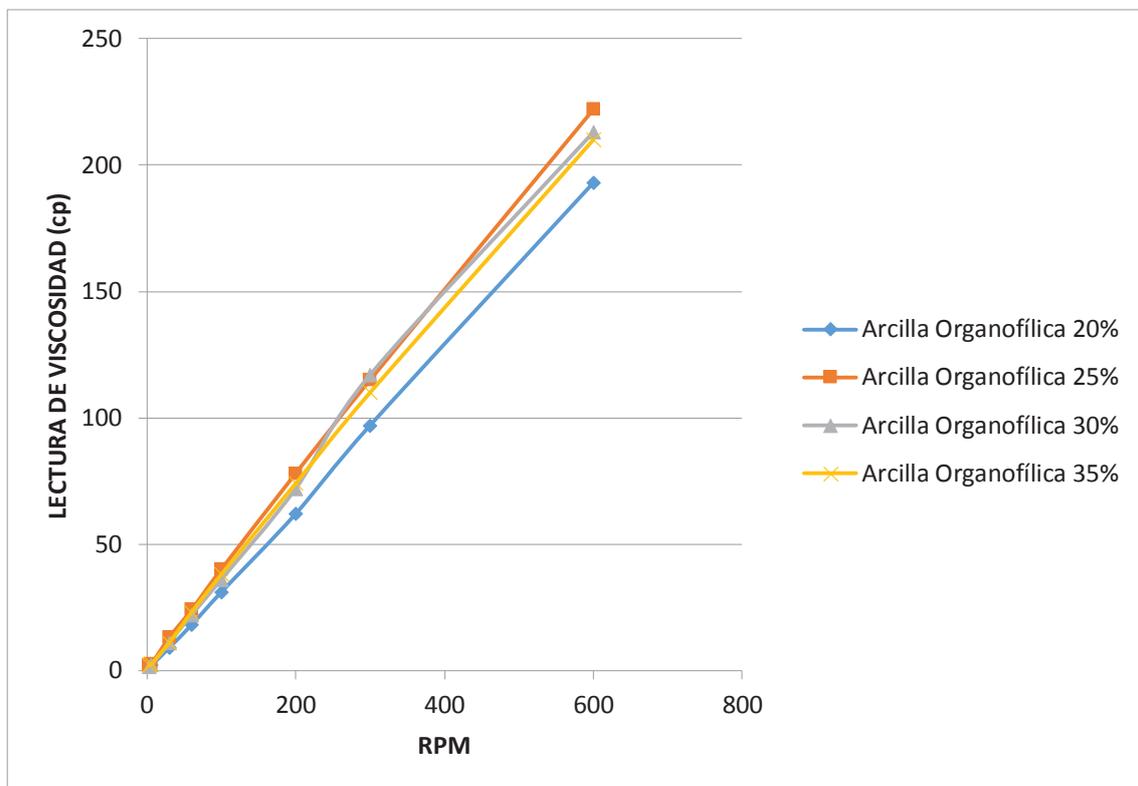
## Lectura muestras arcilla organofílica gastada – Salmuera 15%

Tabla 2. 7: Valores lecturas reológicas arcilla organofílica gastada

PORCENTAJE ARCILLA ORGANOFÍLICA				
RPM	20%	25%	30%	35%
	(cp)	(cp)	(cp)	(cp)
600	193	222	213	210
300	97	115	117	110
200	62	78	72	74
100	31	40	36	38
60	18	24	22	23
30	9	13	11	11
6	2	2,5	2	2,5
3	2	2	1,5	2
Viscosidad Plástica	96	107	96	100
Punto Cedente	1	8	21	10
Viscosidad Aparente	96,5	111	106,5	105

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Figura 2. 3: Gráfica arcilla organofílica gastada Concentraciones arcilla organofílica gastada (20% - 25% - 30% - 35%)



Realizado por: Diego Méndez Cevallos

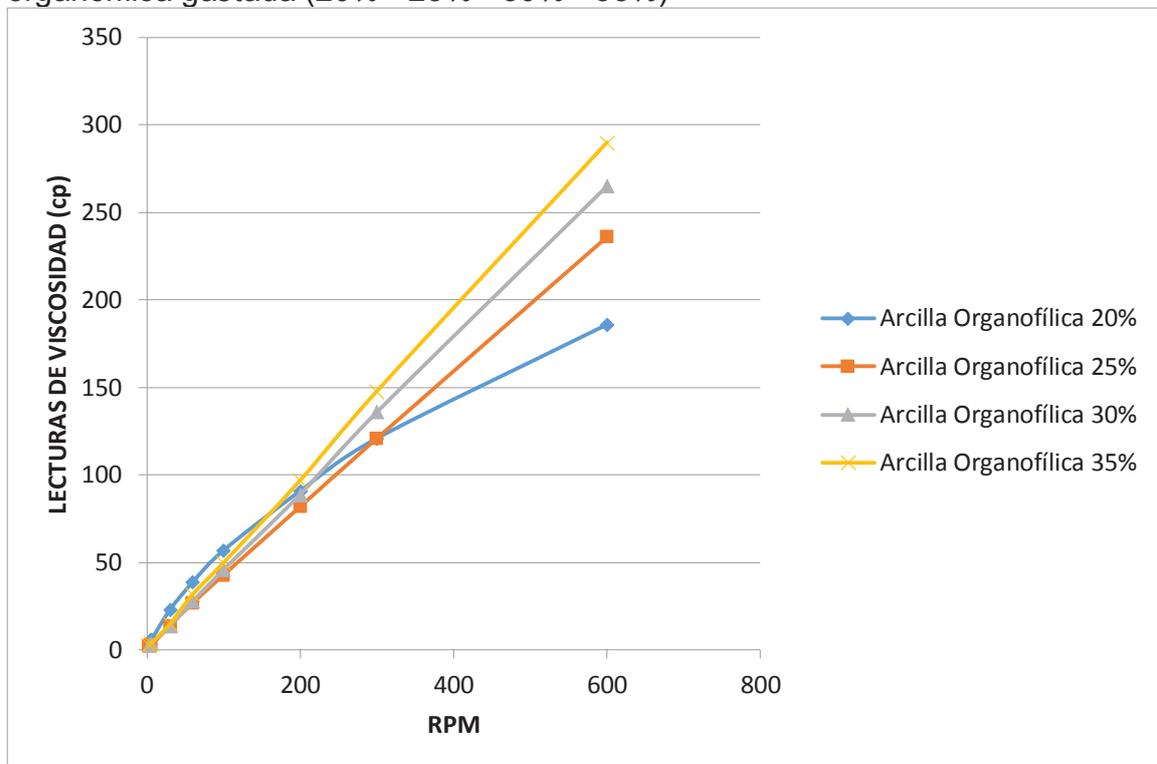
## Lectura muestras arcilla organofílica gastada – Salmuera 20%

Tabla 2. 8: Valores lecturas reológicas arcilla organofílica gastada

PORCENTAJE ARCILLA ORGANOFÍLICA				
RPM	20%	25%	30%	35%
	(cp)	(cp)	(cp)	(cp)
600	186	236	265	290
300	121	121	136	148
200	91	82	89	97
100	57	43	46	50
60	39	27	28	32
30	23	14	14	15
6	6	3	4	4
3	4	2,5	3	3
Viscosidad Plástica	65	115	129	142
Punto Cedente	56	6	7	6
Viscosidad Aparente	93	118	132,5	145

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Figura 2. 4: Gráfica arcilla organofílica gastada Concentraciones arcilla organofílica gastada (20% - 25% - 30% - 35%)



Realizado por: Diego Méndez Cevallos

### 2.1.3. Resistencia de gel – Tixotropía

#### Lectura muestras arcilla organofílica gastada – Salmuera 10%

Tabla 2. 9: Valores lecturas tixotropía arcilla organofílica gastada

LECTURA	PORCENTAJE ARCILLA ORGANOFÍLICA (%)				Unidades
	20	25	30	35	
GEL					(cp)
10"	2	2,5	1,5	2	(cp)
10MIN	3	2	1,5	2	(cp)
30MIN	2	2	1,5	2,5	(cp)

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

#### Lectura muestras arcilla organofílica gastada – Salmuera 15%

Tabla 2. 10: Valores lecturas tixotropía arcilla organofílica gastada

LECTURA	PORCENTAJE ARCILLA ORGANOFÍLICA (%)				Unidades
	20	25	30	35	
GEL					(cp)
10"	2	2,5	1,5	2	(cp)
10MIN	3	2	1,5	2	(cp)
30MIN	2	2	1,5	2,5	(cp)

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

#### Lectura muestras arcilla organofílica gastada – Salmuera 20%

Tabla 2. 11: Valores lecturas tixotropía arcilla organofílica gastada

LECTURA	PORCENTAJE ARCILLA ORGANOFÍLICA (%)				Unidades
	20	25	30	35	
GEL					(cp)
10"	4	2	3	3	(cp)
10MIN	3	1	2,5	2	(cp)
30MIN	2	1	3	2	(cp)

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

## 2.2. ALTA PRESIÓN – ALTA TEMPERATURA (APAT)

En la Tabla 2.12 se muestran los valores de lecturas de la prueba Alta Presión – Alta Temperatura (APAT) más representativas de la arcilla organofílica gastada.

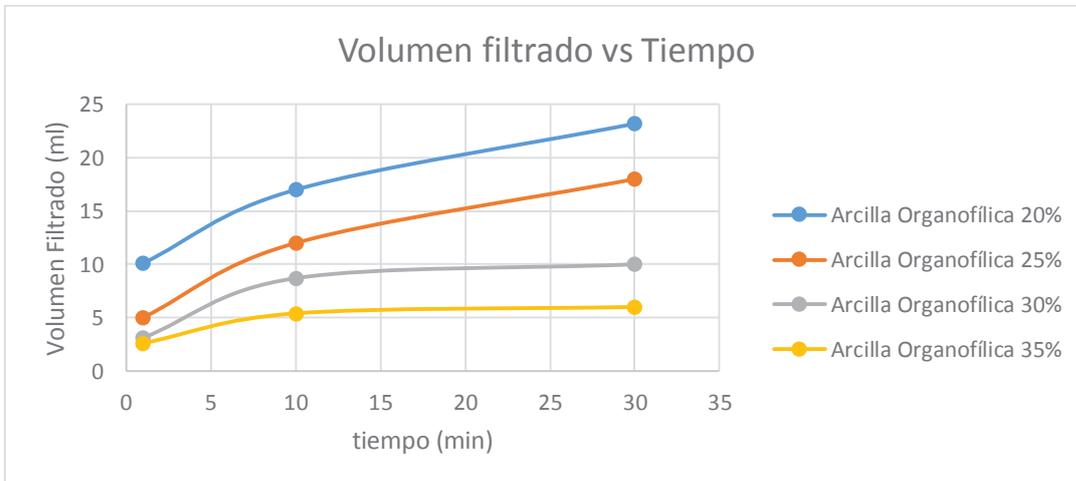
Estos valores representan los valores en los que se encuentran los valores de viscosidad a diferentes concentraciones de arcilla organofílica usada dentro de cada una de las muestras de salmuera de NaCl.

Tabla 2. 12: Valores - Filtrado fluido OBM

Lectura arcilla organofílica gastada				
Salmuera NaCl 10%				
Tiempos	ARCILLA ORGANOFÍLICA (%)			
	20%	25%	30%	35%
LECTURAS (ml)				
1 MIN	10.1	5.0	3.1	2.6
10 MIN	17	12.0	8.7	5.4
30 MIN	23.2	18.0	10	6

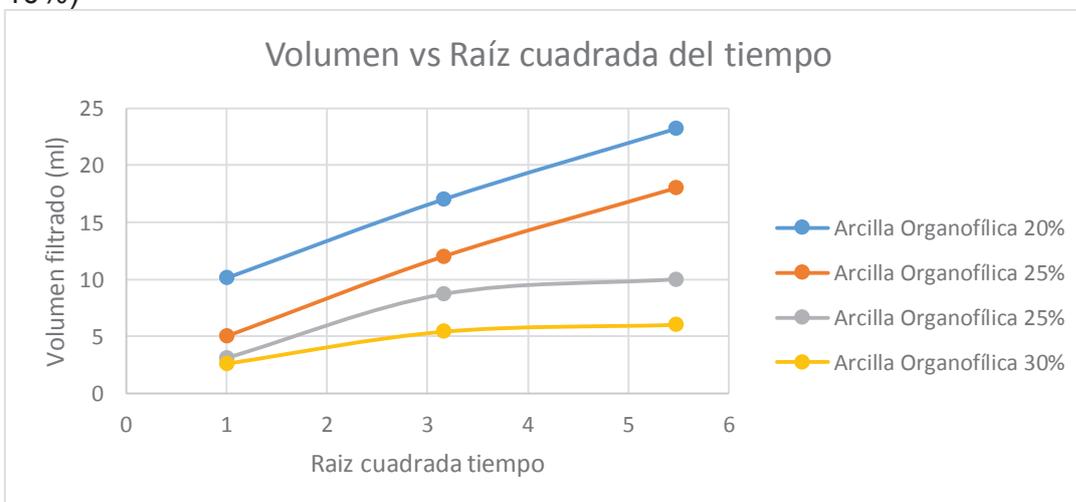
Realizado por: Diego Méndez

Figura 2. 5: Volumen de filtrado vs Tiempo (Salmuera NaCl 10%)



Realizado por: Diego Méndez

Figura 2. 6: Volumen de filtrado vs raíz cuadrada del tiempo (Salmuera NaCl 10%)



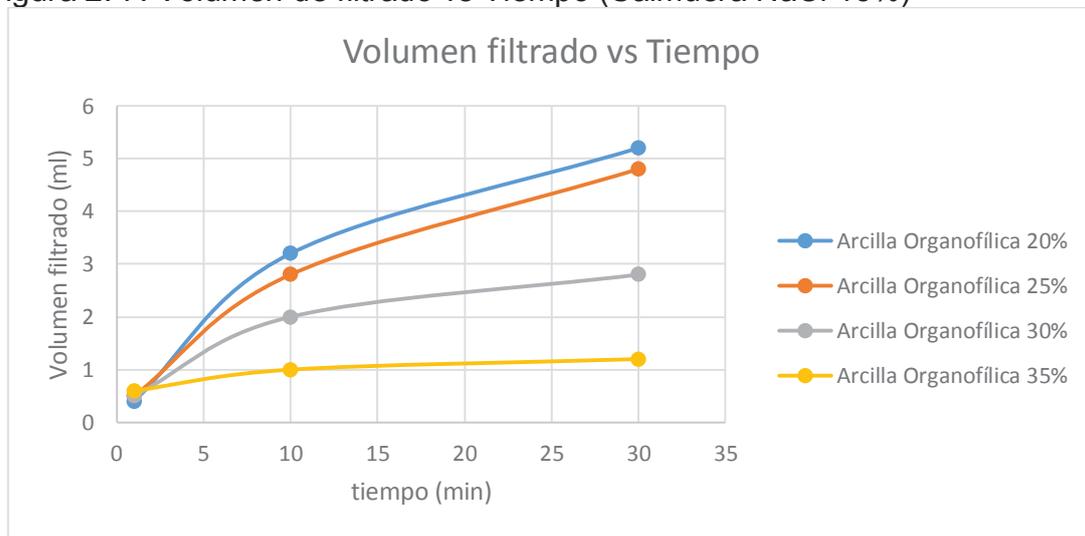
Realizado por: Diego Méndez

Tabla 2. 13: Valores - Densidad fluido OBM

Lectura muestras arcilla organofílica gastada				
Salmuera NaCl 15%				
Tiempos	ARCILLA ORGANOFÍLICA (%)			
	20%	25%	30%	35%
LECTURAS (ml)				
1 MIN	0,4	0.5	0.5	0,6
10 MIN	3,2	2.8	2.0	1
30 MIN	5,2	4.8	2.8	1,2

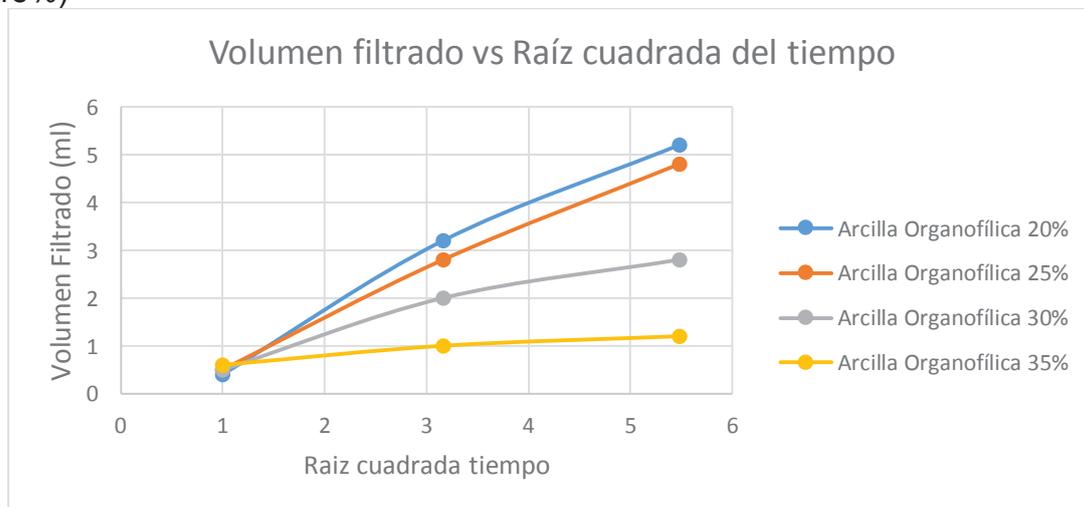
Realizado por: Diego Méndez

Figura 2. 7: Volumen de filtrado vs Tiempo (Salmuera NaCl 15%)



Realizado por: Diego Méndez

Figura 2. 8 Volumen de filtrado vs raíz cuadrada del tiempo (Salmuera NaCl 15%)



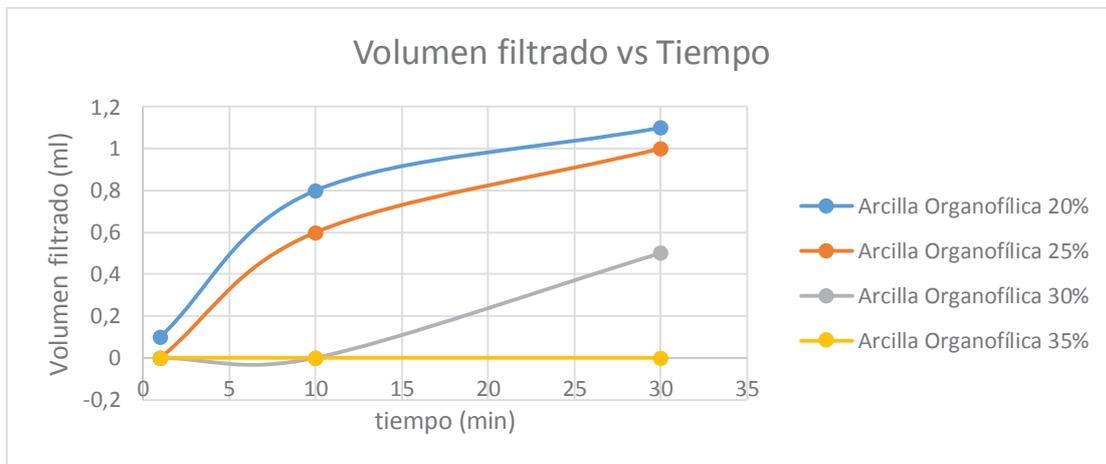
Realizador por: Diego Méndez

Tabla 2. 14: Valores - Densidad fluido OBM

Lectura muestras arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 20%				
Tiempos	ARCILLA ORGANOFÍLICA (%)			
	20%	25%	30%	35%
LECTURAS (ml)				
1 MIN	0.1	0	0	0
10 MIN	0.8	0.6	0	0
30 MIN	1.1	1	0.5	0

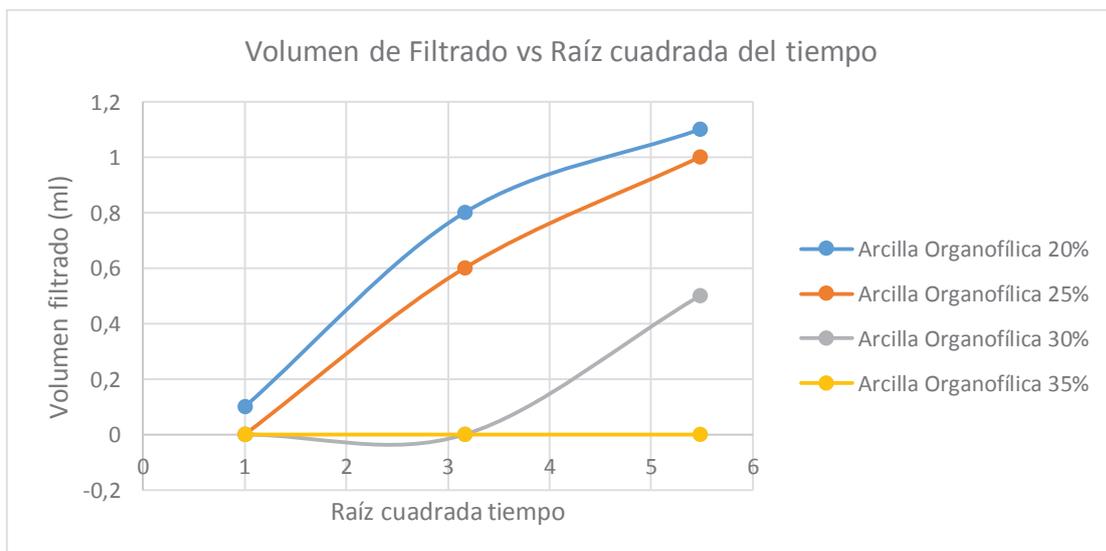
Realizado por: Diego Méndez

Figura 2. 9: Volumen de filtrado vs Tiempo (Salmuera NaCl 20%)



Realizado por: Diego Méndez

Figura 2. 10: Volumen de filtrado vs raíz cuadrada del tiempo (Salmuera NaCl 20%)



Realizado por: Diego Méndez

### 2.3. ESTABILIDAD ELÉCTRICA (ES)

En la siguientes tablas se muestran los valores de lecturas de la prueba Estabilidad Eléctrica (ES), más representativas de la arcilla organofílica gastada. Estos valores representan los valores en los que se encuentran los valores de viscosidad a diferentes concentraciones de arcilla organofílica usada dentro de cada una de las muestras de salmuera de NaCl.

#### Salmuera NaCl 10%

Tabla 2. 15: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES)

Tiempos	ARCILLA ORGANOFILICA (%)			
	20%	25%	30%	35%
	LECTURAS (V)			
1 MIN	687	683	705	872
2 MIN	661	681	723	849

Realizado por: Diego Méndez

#### Salmuera NaCl 15%

Tabla 2. 16: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES)

Tiempos	ARCILLA ORGANOFILICA (%)			
	20%	25%	30%	35%
	LECTURAS (V)			
1 MIN	773	815	857	776
2 MIN	781	790	905	741

Realizado por: Diego Méndez

#### Salmuera NaCl 20%

Tabla 2. 17: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES)

Tiempos	ARCILLA ORGANOFILICA (%)			
	20%	25%	30%	35%
	LECTURAS (V)			
1 MIN	645	795	805	699
2 MIN	637	692	701	682

Realizado por: Diego Méndez

### 2.4. DENSIDAD

Es la masa de un material en relación al volumen que ocupa. Conocer la densidad del fluido es probablemente una de las propiedades más importantes,

ya que gracias a su correcto manejo se logra el manejo, el control de un pozo y manteniendo la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de formación. Un volumen de fluido densificado pesa más que el mismo volumen de agua, ya que el fluido densificado contiene otras partículas que lo hacen más pesado, como la barita. Algunas partículas se añaden precisamente para hacerlo más denso y por esto se llaman: material densificante.

Tabla 2. 18: Valores – Lecturas Densidad.

Salmuera (%)	Arcilla Organofílica gastada (%)	Volumen de aceite vegetal (ml)	Volumen de agua (ml)	Densidad fluido (g/cc)
10	20	700	175	7.79
10	25	700	175	7.85
10	30	700	175	7.9
10	35	700	175	7.95
Salmuera (%)	Arcilla Organofílica gastada (%)	Volumen de aceite vegetal (ml)	Volumen de agua (ml)	Densidad fluido (g/cc)
15	20	700	175	7.69
15	25	700	175	7.79
15	30	700	175	7.89
15	35	700	175	7.99
Salmuera (%)	Arcilla Organofílica gastada (%)	Volumen de aceite vegetal (ml)	Volumen de agua (ml)	Densidad fluido (g/cc)
20	20	700	175	7.89
20	25	700	175	7.99
20	30	700	175	8.0
20	35	700	175	8.05

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

## 2.5. ENSAYO DE DIFRACCIÓN POR RAYOS X

En la Tabla 2.19 se observa que los ángulos de difracción de las dos muestras analizadas se asemejan a los valores  $2\theta$  de los patrones de referencia, lo que significa que presentan el mismo patrón cristalográfico, tal como puede corroborarse al observar los difractogramas.

Tabla 2. 19: Ángulos de difracción de las muestras analizadas

<b>ANGULOS 2θ</b>		
<b>Arcilla natural (AN)</b>	<b>Arcilla activada (AA)</b>	<b>Patrones de referencia (ICDD)</b>
<b>Montmorillonita</b>		
<b>5,96</b>	6,96	6,96
<b>19,94</b>	19,94	19,71
<b>34,94</b>	34,95	34,74
<b>Cuarzo</b>		
<b>20,92</b>	20,73	20,73
<b>26,60</b>	26,59	20,82
<b>39,40</b>	39,40	39,39
<b>50,05</b>	50,08	50,05
<b>Cristobalita</b>		
<b>21,92</b>	21,88	21,92
<b>29,06</b>	28,07	28,36
<b>31,42</b>	31,33	31,34
<b>46,87</b>	46,87	46,87
<b>61,99</b>	61,95	61,84

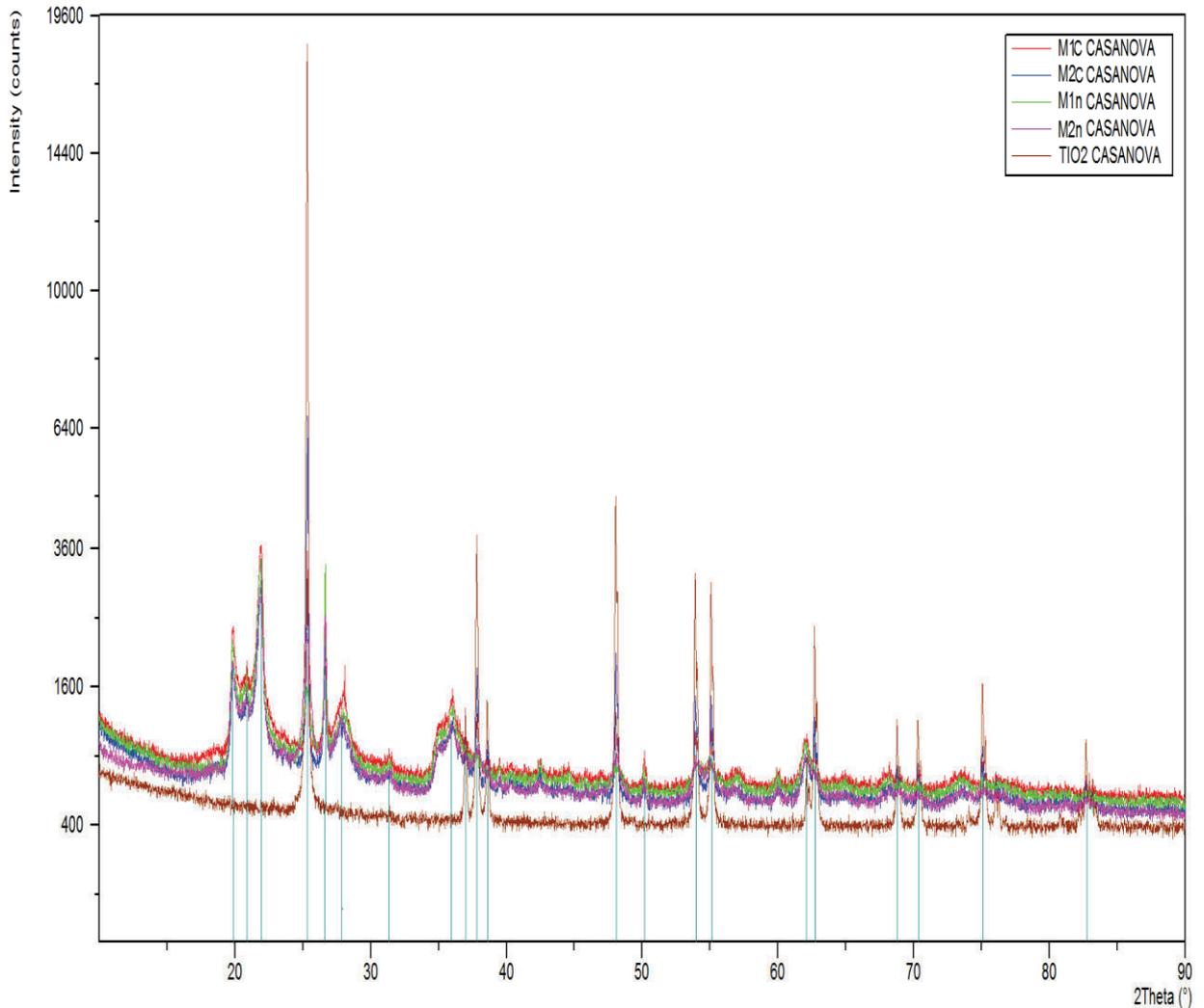
Fuente: Duane M. and Robert C. Reynolds, Jr. (1997).

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Al comparar los valores de los ángulos  $2\theta$  de las dos muestras arcillosas presentadas en la Tabla 2.19, estas no variaron, por lo que se puede afirmar que al realizar el proceso de activación sódica no existieron cambios considerables en la estructura cristalina de la arcilla (Chen et al., 2014, p. 458; Ñungo-Moreno et al., 2011, p. 298), con excepción del pico a  $2\theta$  igual a 5,96, correspondiente a la montmorillonita, el cual se desplazó hacia un ángulo  $2\theta$  igual a 6,96 en la arcilla activada.

Como consecuencia del intercambio catiónico al que fue sometida la arcilla natural (Huang et al., 2010, pp. 1 202, 1.205). En la Figura 2.11 se exhiben los difractogramas de los materiales compuestos sintetizados.

Figura 2. 11: Difractograma de los cuatro materiales compuestos obtenidos en la arcilla Organofílica gastada activada.



Fuente: (MARIBEL A. ALOMOTO NARVÁEZ 2005)

De acuerdo con los valores  $2\theta$  reportados en la Tabla 2.20, los materiales compuestos presentaron tres fases cristalinas bien definidas: montmorillonita, cuarzo y cristobalita y una fase en la que coexistían los picos de cristobalita y anatasa.

Tabla 2. 20: Parámetros de la Arcilla Organofílica

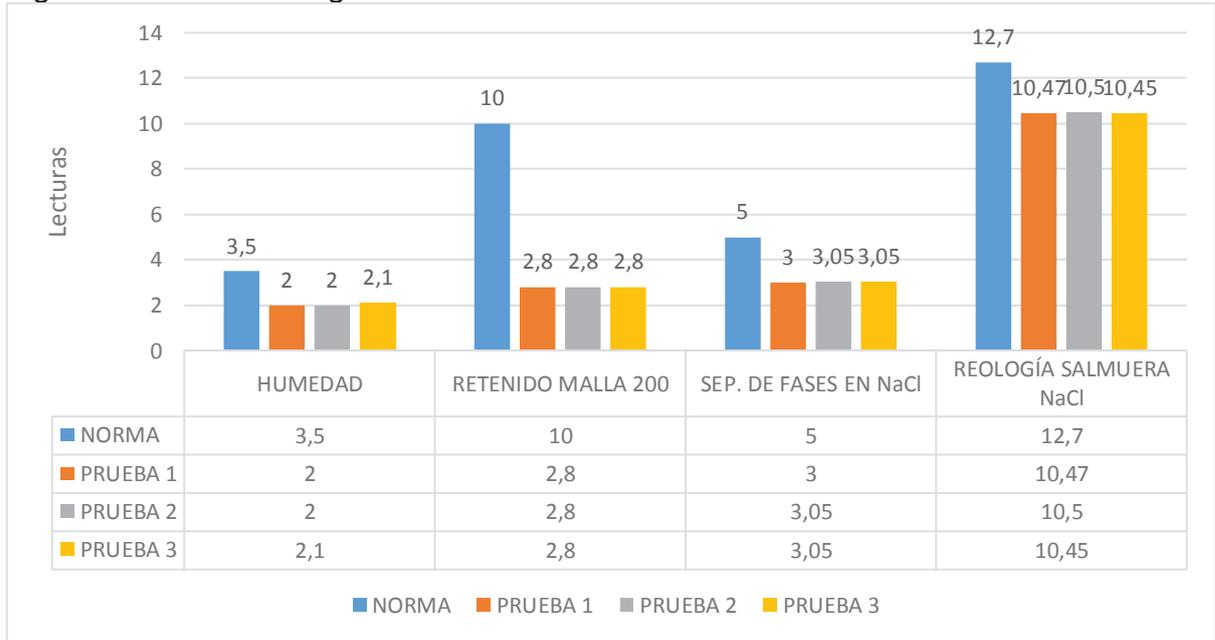
Parámetros	Especificaciones	Resultados Muestras		
		1	2	3
Humedad (%)	3,5 máximo	2,0	2,0	2,1
Retenido en malla 200 (%) (abertura 75mm)	10,0 máximo	2,8	2,8	2,8
<b>Capacidad emulsionante:</b>				
<b>a) Separación de fases:</b>				
En salmuera de NaCl (% vol)	5,0 máximo	3,0	3,05	3,05
<b>b) Reología 30°C:</b>				
L600 en salmuera de NaCl (Pa)	12,7 mínimo	10,47	10,50	10,45
<b>Resistencia térmica:</b>				
<b>a ) Incremento de separación de fases:</b>				
En salmuera de NaCl (%vol)	3,0 máximo	2,5	2,5	2,5
<b>b) Reducción de la lectura a 600 rpm:</b>				
L600 en salmuera de NaCl (Pa)	1,0 máximo	0,65	0,70	0,65

Fuente: (MARIBEL A. ALOMOTO NARVÁEZ 2005)

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

En la siguiente gráfica los parámetros analizados fueron humedad, retenido en malla 200 la capacidad emulsionante por medio de separación de fases en NaCl, y reologías en salmuera de NaCl; todas cumplieron y pasaron los requerimientos de acuerdo a la norma excepto las reologías que no cumplieron con las especificaciones requeridas ya que el valor mínimo en esa prueba es de 12.7 y los análisis resultaron menores debido a que su estabilidad no es suficiente para poder asegurar su funcionalidad en el sentido de que no podrá impartir la suficiente gelatinosidad al fluido provocando así un asentamiento de los recortes en la perforación; aunque no son extremadamente mínimos pues no sería factible utilizarlos.

Figura 2. 12: Arcilla Organofílica



Realizado por: Diego Méndez Cevallos

## CAPITULO 3

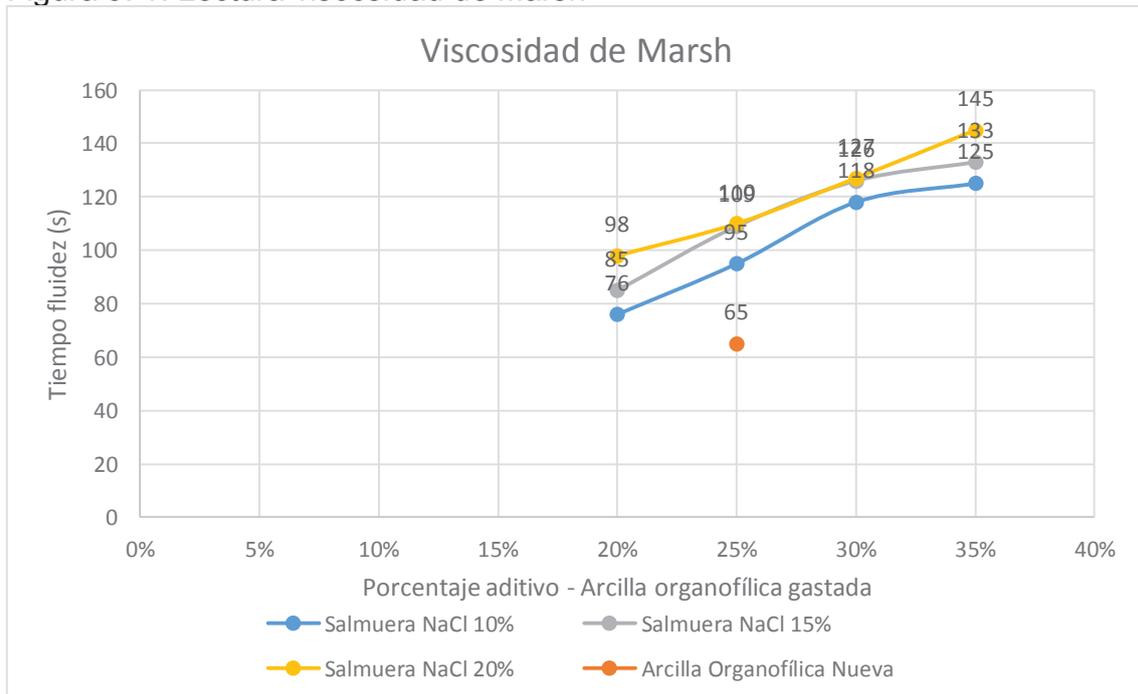
### RESULTADOS Y DISCUSIÓN SEGÚN NORMATIVA API

A continuación se presenta el análisis de la información recopilada después de haber llevado a cabo la metodología descrita en el capítulo anterior. Para ello, en primer lugar se menciona los datos y valores de la Normativa API RP 13B-2, que es la basada en relación a análisis de fluidos base aceite (OBM), la definición correspondiente, seguida del análisis relacionando los valores obtenidos en las pruebas de laboratorio; y teniendo por último paso la discusión final cuyo propósito es exponer una disertación analítica a cada uno de los puntos de interés en este estudio.

#### 3.1. VISCOSIDAD DE MARSH (VISCOSIDAD DE EMBUDO)

RESULTADO:

Figura 3. 1: Lectura viscosidad de Marsh



Realizado por: Diego Méndez

Como se observa en la gráfica la fluidez normal de un fluido en base aceite vegetal (OBM) es de 65 s, la curva representa los valores de viscosidad, a medida que se va adicionando mayor cantidad de aditivo (arcilla organofílica

gastada), la curva empieza a tender hacia un solo resultado (aproximadamente 120 a 125 s), lo que manifiesta tendencia a un solo valor, o sea, el uso de arcilla organofílica gastada con una alta concentración en porcentaje dentro del fluido de perforación, tiende a tener un mismo valor de fluidez (que en este caso representa un valor de estancamiento, debido a la gran cantidad de sólidos presentes dentro de las muestras de fluido que son parte del análisis)

Según la ficha técnica de arcilla organofílica gastada para su aplicación se debe aplicar en un 25% de concentración en el fluido base aceite vegetal (OBM).

De acuerdo a los materiales y técnicas empleadas en el presente estudio puede arribarse a las siguientes conclusiones:

El tiempo de la fluidez normal del fluido de perforación en base aceite vegetal con una concentración de arcilla organofílica sin previo uso a una concentración del 25% en relación al fluido es de 65s.

Según la gráfica se determina que para 35% de aditivo o más, éste disminuirá la fluidez significativamente. Considerando la información del aditivo (arcilla organofílica gastada) que además coincide con los datos de la norma API B31-2, se determina que el aditivo gastado utilizado dentro del fluido base aceite vegetal no tiene una buena afinidad con la salmuera de NaCl, ya que la viscosidad del fluido no presenta valores cercanos a los parámetros que son adecuados (65s) para ser considerados como aditivos de excelente calidad. El bajo nivel de emulsión puede afectar en los datos con la producción de grumos que retrasan el paso del fluido a través del embudo de Marsh.

### **3.2. VISCOSIDAD PLÁSTICA (PV)**

Un exceso de sólidos perforados dentro del fluido de perforación no es deseable; su presencia es la causa principal de cualquier incremento en la Viscosidad Plástica (PV), la concentración de sólidos en el lodo se debe reducir para así disminuir la PV.

Tabla 3. 1: Tabla de valores obtenidos para Viscosidad Plástica.

Concentraciones Arcilla Organofílica (%)	20 (%)	25 (%)	30 (%)	35 (%)
	(cp)	(cp)	(cp)	(cp)
<b>Nueva</b>	118	124	134	145
<b>Organofílica Gastada</b>	106	120	130	133
<b>Organofílica Gastada</b>	96	107	96	100
<b>Organofílica Gastada</b>	65	115	129	142

Realizado por: Diego Méndez

Los resultados obtenidos luego de haber realizado el análisis de viscosidad plástica demuestran que la cantidad de sólidos contenidos dentro del fluido de perforación es muy alta, ya que la emulsión dentro del fluido en base aceite con las diferentes concentraciones de arcilla organofílica gastada no se ha efectuado de manera favorable; hay que tomar muy en cuenta estos resultados.

Debido a que las concentraciones de sólidos dentro del fluido de perforación son muy altas, y el fluido aún no ha sido utilizado dentro de un proceso de perforación, no sería factible el uso debido a que un alto valor de sólidos en el fluido de perforación causaría graves problemas durante la perforación.

### 3.3. PUNTO DE CEDENCIA (YP)

En fluidos de perforación no densificados el YP se mantiene al nivel requerido para una limpieza adecuada de pozo. En fluidos densificados se requiere un YP moderadamente alto para mantener en suspensión las partículas del agente densificante.

Con los valores adquiridos luego de las lecturas realizadas dentro de las muestras de fluido en base aceite vegetal preparados con arcilla organofílica gastada se obtuvo valores que se encuentran fuera y bajo los parámetros aceptables para un fluido de este tipo; por lo cual; podemos decir que la cantidad de sólidos contenida dentro del fluido de perforación es alta, y no es el fluido de perforación adecuado para que sea utilizado en una operación de perforación.

Tabla 3. 2: Valores Obtenidos para punto de Cedencia (YP).

Concentraciones Arcilla organofílica gastada	20 (%)	25 (%)	30 (%)	35 (%)
	(cp)	(cp)	(cp)	(cp)
Nueva	10	12	17	20
Organofílica Gastada	7	7	5	23
Organofílica Gastada	1	8	21	10
Organofílica Gastada	56	6	7	6

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

### 3.4. RESISTENCIA DE GEL – TIXOTROPÍA

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante. No se debe permitir que la gelificación alcance un nivel más alto del necesario para cumplir las funciones anteriores, por lo que los datos obtenidos, demuestran que no son los adecuados ya que esos valores que están fuera de los rangos permitidos, y debido a esto puede ocasionar entrapamiento del aire o gas en el fluido, existiendo así la gran posibilidad de ocasionar presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje, pistoneo excesivo al sacar la tubería del pozo o aumento brusco excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo. Al realizar una comparación de valores de resistencia de gel entre un fluido de perforación base aceite preparado con arcilla organofílica nueva (Tabla 3.3) y otro fluido preparado con arcilla organofílica gastada (Tabla 3.4; 3.5; 3.6), se puede observar que los valores de gelificación que se obtuvo con el uso de la arcilla organofílica gastada dentro del fluido de perforación tienden a ser valores bajos en relación a los de la Tabla 3.3 que muestra los valores permitidos y que debe cumplir un fluido de perforación base aceite durante el análisis de Gel que se realiza a los fluidos.

Tabla 3. 3: Arcilla Organofílica Nueva

GEL	Unidades				
10"	3	3	3,5	4	Cp
10MIN	3,5	4	4	4,5	Cp
30MIN	3,5	4	3,5	4	Cp

Realizado por: Diego Méndez

Tabla 3. 4: Arcilla Organofílica Gastada - NaCl 10%

GEL					Unidades
10"	2	2,5	1,5	2	Cp
10MIN	3	2	1,5	2	Cp
30MIN	2	2	1,5	2,5	Cp

Realizado por: Diego Méndez

Tabla 3. 5: Arcilla Organofílica Gastada - NaCl 15%

GEL				T	Unidades
10"	2	2,5	1,5	2	Cp
10MIN	3	2	1,5	2	Cp
30MIN	2	2	1,5	2,5	Cp

Realizado por: Diego Méndez

Tabla 3. 6: Arcilla Organofílica Gastada - NaCl 20%

GEL					Unidades
10"	4	2	3	3	Cp
10MIN	3	1	2,5	2	Cp
30MIN	2	1	3	2	Cp

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

### 3.5. PRUEBA ALTA PRESIÓN ALTA TEMPERATURA (APAT)

Después de haber realizado la prueba APAT al fluido de perforación en base aceite vegetal, con las diferentes concentraciones de salmuera de NaCl (10%, 15% y 20%) y así mismo diferentes concentraciones de arcilla organofílica gastada (20%, 25%, 30%, 35%) dentro del fluido, se pudo observar que la mayoría de las muestras puestas a prueba no cumplen con los requerimientos indicados, debido a que los volúmenes obtenidos del filtrado de fluido en APAT, exceden los parámetros de la norma establecida (API RP 13B-2), o en algunos casos, se obtuvo aparentemente valores favorables en su totalidad; pero no siendo así de favorables, porque al realizar la pruebas, en la parte final del análisis se deben obtener muestras de costra del lodo; las cuales no fueron favorables, no se obtuvo ninguna costra de lodo, el fluido no sufrió ningún filtrado en la prueba (favorables según la teoría) por la excesiva cantidad de sólidos presentes.

Ahora sí, los resultados obtenidos se ponen a consideración en la siguiente tabla comparativa, vale recalcar, que un fluido de perforación que tenga una buena respuesta de filtrado APAT, debe tener un filtrado menor a 10 ml en un tiempo de 30 minutos.

Tabla 3. 7 Lectura arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 10%

<b>Lectura arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 10%</b>				
	<b>ARCILLA ORGANOFILICA (%)</b>			
	<b>20%</b>	<b>25%</b>	<b>30%</b>	<b>35%</b>
<b>Tiempos</b>	<b>LECTURAS (ml)</b>			
<b>1 MIN</b>	10.1	5.0	3.1	2.6
<b>10 MIN</b>	17	12.0	8.7	5.4
<b>30 MIN</b>	23.2	18.0	10	6

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Tabla 3. 8 Lectura muestras arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 15%

<b>Lectura muestras arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 15%</b>				
	<b>ARCILLA ORGANOFILICA (%)</b>			
	<b>20%</b>	<b>25%</b>	<b>30%</b>	<b>35%</b>
<b>Tiempos</b>	<b>LECTURAS (ml)</b>			
<b>1 MIN</b>	0,4	0.5	0.5	0,6
<b>10 MIN</b>	3,2	2.8	2.0	1
<b>30 MIN</b>	5,2	4.8	2.8	1,2

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Tabla 3. 9 Lectura muestras arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 20%

<b>Lectura muestras arcilla organofílica gastada Salmuera NaCl 20%</b>				
	<b>ARCILLA ORGANOFILICA (%)</b>			
	<b>20%</b>	<b>25%</b>	<b>30%</b>	<b>35%</b>
<b>Tiempos</b>	<b>LECTURAS (ML)</b>			
<b>1 MIN</b>	0.1	0	0	0
<b>10 MIN</b>	0.8	0.6	0	0
<b>30 MIN</b>	1.1	1	0.5	0

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

Luego de obtener los resultados acabadas todas y cada una de las pruebas de las diferentes muestras preparadas, se puede llegar a una buena expectativa del fluido de perforación respecto a la muestra que tiene una salmuera de NaCl del 15% y concentración de arcilla organofílica gastada con un 20%, el resultado respecto al volumen filtrado fue de 5,2 ml y la costra de lodo presentó excelentes características (delgada, flexible), tal y como se puede observar a continuación.

Figura 3. 2: Salmuera NaCl 15% - Concentración Arcilla Organofílica 20%



Además vale recalcar, que según los datos obtenidos y que forman parte de la Tabla 3.9 de valores de APAT, se creería que las muestras con una salmuera de NaCl del 20% y concentración en arcilla organofílica del 30% y 35% son muestras tipo, es decir, buenas para ser utilizadas dentro de un pozo, pues no es así, ya que esos valores en realidad fueron el resultado debido a la gran cantidad de sólidos que estaban presentes dentro de las muestras que estaban siendo parte del análisis, por lo que todos estos sólidos se sentaban al fondo impidiendo el paso de fluido.

### 3.6. ESTABILIDAD ELÉCTRICA

En el ensayo realizado para el fluido de perforación base aceite, la medición de estabilidad eléctrica muestra valores atípicos en todas y cada una de las muestras, tal y como lo podemos observar en los resultados obtenidos.

#### Salmuera NaCl 10%

Tabla 3. 10: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES)

ARCILLA ORGANOFILICA (%)				
	20%	25%	30%	35%
Tiempos	LECTURAS (V)			
1 MIN	687	683	705	872
2 MIN	661	681	723	849

Realizado por: Diego Méndez

#### Salmuera NaCl 15%

Tabla 3. 11: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES)

ARCILLA ORGANOFILICA (%)				
	20%	25%	30%	35%
Tiempos	LECTURAS (V)			
1 MIN	773	815	857	776
2 MIN	781	790	905	741

Realizado por: Diego Méndez

#### Salmuera NaCl 20%

Tabla 3. 12: Valores – Lecturas Estabilidad Eléctrica (ES)

ARCILLA ORGANOFILICA (%)				
	20%	25%	30%	35%
Tiempos	LECTURAS (V)			
1 MIN	645	795	805	699
2 MIN	637	692	701	682

Realizado por: Diego Méndez

Según la normativa los valores de estabilidad eléctrica dentro de un fluido de perforación base aceite (OBM), deben ser valores alrededor de 1121 V, antes de envejecer; lo que debemos recordar es que cuanto más estabilidad eléctrica

presente el fluido; mayor será la estabilidad de la emulsión; si la estabilidad eléctrica es inferior a la especificación de un lodo normal.

Por eso se puede llegar a la conclusión de que las emulsiones que son parte del estudio no presentan una adecuada estabilidad eléctrica y no es favorable la reutilización de la arcilla organofílica gastada.

Los valores que se presentan más cercanos al parámetro establecido (1121 V) dentro de la norma API RP 13B-2 son los de la Tabla 3.11, es la muestra que tiene una concentración en salmuera del 15% y de arcilla organofílica gastada del 30%. Se le podría considerar una muestra de fluido preparado con tendencia a ser parte favorable dentro del estudio que se realizó.

Otra característica evidente en los resultados del análisis de estabilidad eléctrica es en las muestras que tienen mayor concentración de arcilla organofílica gastada (salmuera NaCl 15% - arcilla organofílica gastada 35% y salmuera NaCl 20% - arcilla organofílica gastada 35%) por tanto, basándose en la teoría indica que hay algo inusual en el lodo, como agua, sales o gran cantidad de minerales arcillosos presentes dentro de la arcilla organofílica gastada que está siendo reutilizada dentro de un fluido de perforación base aceite, lo que hará que la emulsión del fluido esté en mal estado.

### **3.7. DENSIDAD**

Conocer la densidad del fluido es probablemente una de las propiedades más importantes, ya que gracias a su correcto manejo se logra el manejo, el control de un pozo y manteniendo la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de formación.

Habiendo encontrado la formulación correcta de aditivos sólidos y líquidos dentro del fluido de perforación, la tabla nos muestra valores apropiados de densidad para el fluido de perforación que es parte del estudio; vale indicar que es una de

las pruebas que el fluido analizado ha pasado sin ningún tipo de inconveniente, todos los valores se manejan alrededor de un mismo promedio.

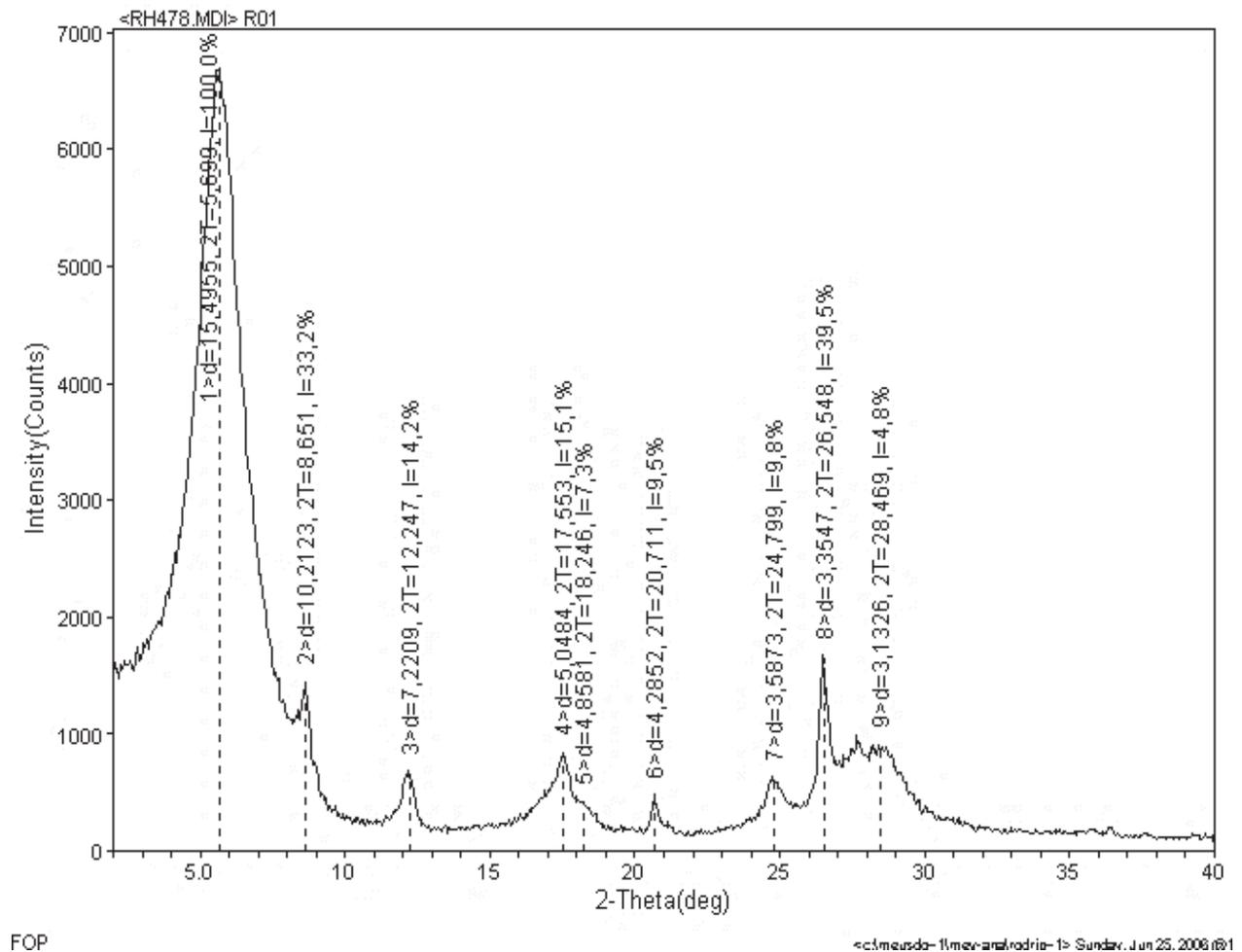
### 3.8. DIFRACCIÓN DE RAYOS X (XRD)

#### Caracterización por Difracción de Rayos X

La caracterización que se realizó mediante difracción de rayos X fue utilizada estrictamente con el propósito de determinar, de manera cualitativa, las fases cristalinas presentes dentro de la arcilla organofílica gastada

#### Difracción de Rayos X en Fracción Arcilla Sódica

Figura 3.3: Difractograma representativo de la fracción arcilla sódica.

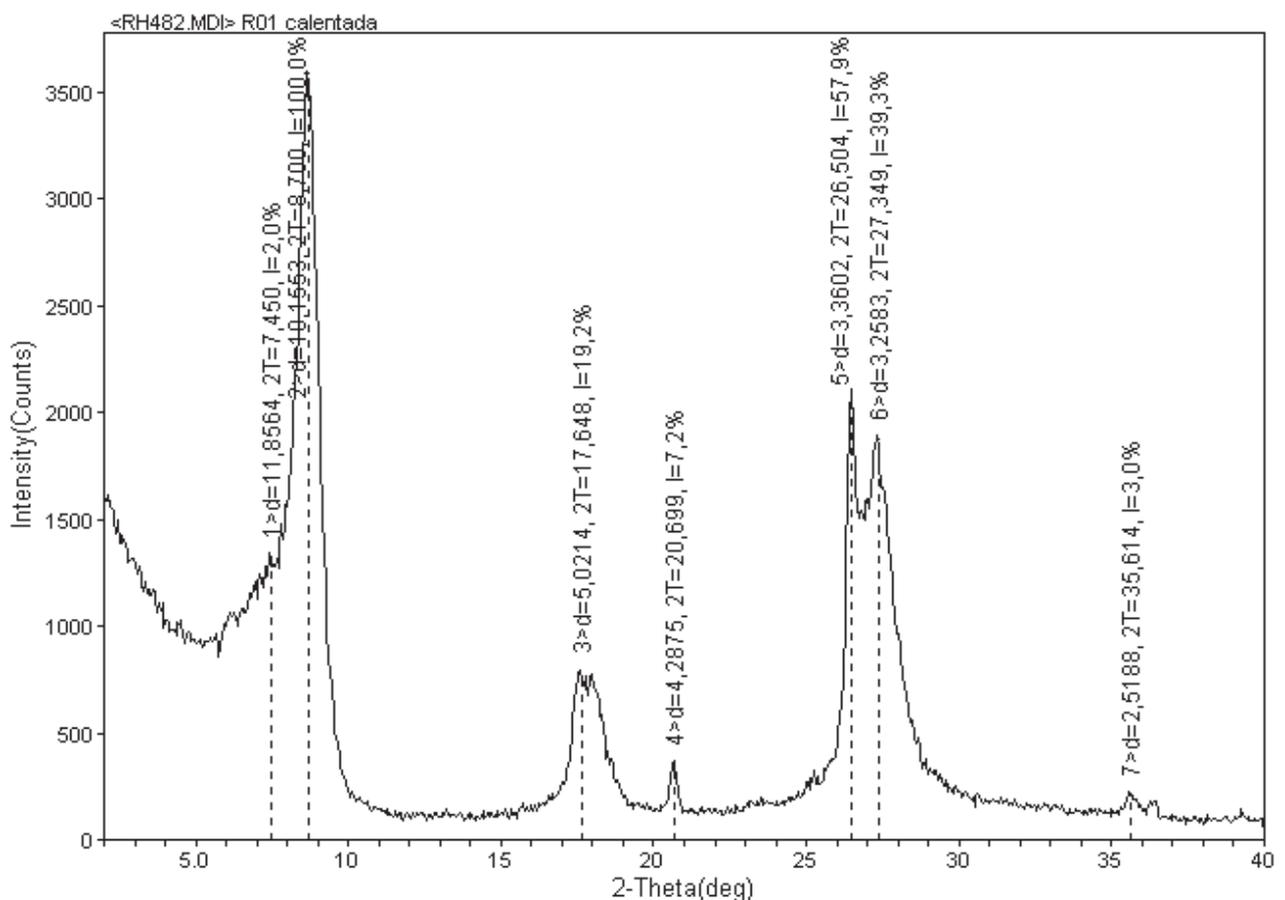


Fuente: (MARIBEL A. ALOMOTO NARVÁEZ 2005)

La difracción de rayos X en la fracción arcilla sódica permitirá reconocer nuevamente los minerales arcillosos, las impurezas (no-arcillosas), y las distancias entre capas, teniendo en cuenta que esta fracción fue purificada.

La intensidad del pico  $d(001) = 15.49\text{\AA}$  que corresponde a la montmorillonita estando en el rango de los 6700, indicando un enriquecimiento de este mineral. A esta fracción arcilla si se identificó si la arcilla presente era esmectita o vermiculita mediante el método propuesto por Mc Ewan (1994) basado en la utilización de glicerol.

Figura 3.4: Difractograma representativo de la fracción de arcilla sódica calentada a 550 C.



Fuente: (MARIBEL A. ALOMOTO NARVÁEZ 2005)

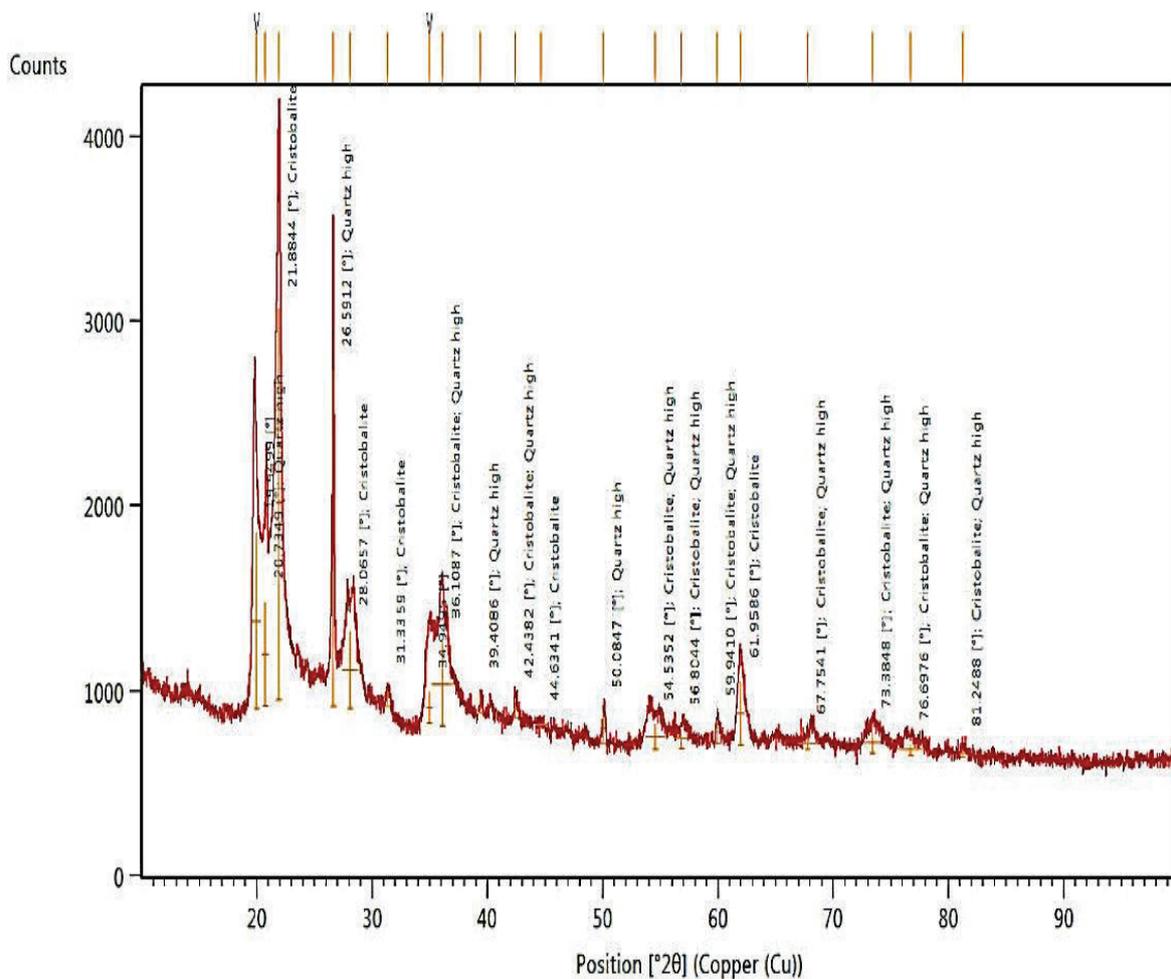
Al comparar los valores de los ángulos de difracción  $2\theta$ , tanto de la arcilla natural (AN) como de la arcilla activada (AA), con los valores  $2\theta$  de los patrones de

referencia en la base de datos ICDD, se estableció que las dos muestras arcillosas exhibían tres fases cristalinas: montmorillonita, cuarzo y cristobalita.

Además, se determinó que coexistían las fases de cuarzo y cristobalita, lo que indica un solapamiento entre los picos de difracción de estas dos estructuras. Esto podría atribuirse al polimorfismo que presenta la sílice libre presente en la estructura de la arcilla (Besoain, 1985, pp. 236-238).

Se observa que los ángulos de difracción de las dos muestras analizadas se asemejan a los valores  $2\theta$  de los patrones de referencia, lo que significa que presentan el mismo patrón cristalográfico, tal como puede corroborarse al observar el difractograma siguiente.

Figura 3. 5: Difractograma proveniente del análisis de la arcilla organofílica gastada luego del proceso de activación (AA).



Fuente: (MARIBEL A. ALOMOTO NARVÁEZ 2005)

## **CAPÍTULO 4**

### **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO**

El análisis técnico económico tiene como objetivo evaluar la factibilidad de la reutilización del fluido de perforación, poniendo el mayor énfasis en la reutilización de los aditivos dentro del fluido en base aceite vegetal; en los cuales se analiza los costos referentes al fluido de perforación como son: productos utilizados, costos por mantenimiento, costos por acondicionamiento, entre otros.

El análisis económico que se muestra, está realizado en función de datos de campo con la finalidad de mostrar resultados reales, los mismos que generan un ahorro en las operaciones de perforación del pozo.

#### **4.1 LIMITANTES PARA LA REUTILIZACIÓN**

- Como limitante principal tenemos el aspecto económico, debido a los presupuestos que se manejan y al precio del barril que se tenga en el momento de realizar las actividades de perforación.
- Como máximo se pueden almacenar 600 bbl de fluido BASE ACEITE VEGETAL, por la locación y la cantidad de tanques de almacenamiento disponibles, así como también por el costo que representan tenerlos almacenados y por las pérdidas de fluido en las operaciones de la perforación.

#### **4.2 ESTADO DE LOS FLUIDOS A REUTILIZARSE**

##### **4.2.1 Fluido en Base Aceite Vegetal con arcilla organofílica gastada**

El fluido a reutilizarse es un fluido Base Aceite Vegetal, el mismo que es el de mayor representación económica de todos los fluidos a usar en la perforación del pozo, así como también es el que menor degradación de sus propiedades en el tiempo presenta esta conclusión se pudo obtener mediante los análisis de laboratorio realizados y los datos tomados en campo.

### 4.3 EVALUACIÓN DE PROPIEDADES

Para realizar la evaluación las principales propiedades que se analizarán son: cedencia y filtrado, los mismos resultados que se muestran en gráficos.

### 4.4 Consideraciones de los volúmenes y costos para las propuestas planteadas.

Para el presente análisis, se considera los fluidos de los pozos A perforado en la Plataforma X, como fluidos a reutilizarse en el pozo B.

Para el análisis histórico se usaron datos reales de volúmenes proporcionados por Petroamazonas EP; pero para las propuestas planteadas de 850 bbl para la sección de 8 1/2, valores que fueron establecidos mediante los volúmenes promedios de los pozos más regulares de la campaña de perforación de la plataforma X.

Los costos usados tanto para el análisis económico histórico como para las propuestas planteadas, se calcularon en base a los costos promedios reales de la campaña de perforación, mientras que los costos de los productos se tomaron del inventario de lodos de Petroamazonas EP.

Tabla 4. 1: Costos promedios de los volúmenes de fluido preparados

Diámetro	Fluido	Volumen (bbl)	Costo
8 1/2	Base aceite vegetal con arcilla organofílica gastada	850	65.000

Realizado por: Diego Méndez

### 4.5 ANÁLISIS HISTÓRICO DE LA REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS A Y B.

#### 4.5.1 Reutilización realizada en Campo X del pozo A en el fluido B

Reutilizar 300 bbl de fluido BASE ACEITE VEGETAL CON ARCILLA ORANOFILICA GASTADA del pozo A con 550 bbl de fluido nuevo en la sección de 8 ½ pulg. (Total = 850 bbl de fluido).

#### 4.5.1.1 Ahorro sección 8 ½

Para esta sección se considera que se debe preparar en promedio 850 bbl de fluido EN BASE ACEITE VEGETAL nuevo el cual tiene un costo aproximado de \$ 65000.

La propuesta para esta sección es reutilizar 300 bbl de fluido EN BASE ACEITE VEGETAL del pozo anterior más 250 de fluido nuevo. El costo estimado de 550 bbl de fluido es de: \$ 22,941. Para calcular el ahorro en cada sección se utiliza la siguiente fórmula.

$$AHORRO = \text{Costo bbl reutilizados} - \text{Costo de acondicionamiento} - \text{Costo de mantenimiento} \quad (4.1)$$

#### Costo de acondicionamiento

En la tabla 4.2 se muestran el detalle de las propiedades que necesitan ser acondicionadas con se respectivo tratamiento y costo.

Tabla 4. 2: Costos de Acondicionamiento para fluido BASE ACEITE VEGETAL del pozo A.

Nombre	Propiedad		Tratamiento			Costo	
	Inicial	Esperado	Productos	Concentración	Sx	Unitario	Total
Punto Cedente	7	10 - 20	Arcilla Organofílica(25lb)	0,8 lb/bbl	10	\$399,10	\$3391,00
Filtrado	17	<10	Reductor de filtrado50(lb)	4 lb/bbl	14	\$219,29	\$5,262,96
						<b>TOTAL</b>	<b>\$9253,96</b>

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

#### Costos de Mantenimiento

En la tabla 4.3 se detalla los productos que se usaron para el mantenimiento del fluido durante el almacenamiento con sus respectivas cantidades y costos.

Tabla 4. 3: Costos de Mantenimiento para fluido del pozo B

Producto	Canecas	Costo unitario	Costo total
<b>Bactericida</b>	7	\$ 185,99	\$ 1301,93
<b>Sosa caustica</b>	10	\$ 46,50	\$ 465,00
		<b>TOTAL</b>	\$ 1766,93

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

#### 4.5.1.2 Ahorro total estimado

$$AHORRO = \text{Costo bbl reutilizados} - \text{Costo acondicionamiento} - \text{Costo mantenimiento} \quad (4.2)$$

$$AHORRO = \$22941 - \$9253,96 - 1766,93$$

$$AHORRO = \$11920,11$$

$$AHORRO \text{ TOTAL} = \$11920,11$$

#### 4.6 Propuestas planteadas

Después de hacer el análisis de los datos de campo y de laboratorio de las principales propiedades, se procede a plantear propuestas de reutilización de fluidos, considerando como variables fundamentales, el tiempo que el fluido se encontrará almacenado y los costos que implican su mantenimiento, acondicionamiento y almacenamiento. Los datos que se usaran para el planteamiento de las propuestas técnicas y los valores económicos referenciales, son obtenidos de acuerdo a todo lo desarrollado en el campo X plataforma A. Se tomarán valores fijos para las propiedades de punto cedente y filtrado, en el planteamiento de las propuestas, las mismas que se muestran en la Tabla 4.3, así como costos promedios de la preparación de fluido, los mismos que se detallan en la tabla 4.1 y cantidad de sólidos Tabla 4.3.

##### 4.6.1 PROPUESTA 1 - Pozos de corto tiempo de duración (3 - 5 días)

- 8 ½: Reutilizar 600 bbl de fluido base aceite vegetal y para trabajar con un MBT ≤ 2.5 con 250 bbl de fluido nuevo en BASE ACEITE VEGETAL.

#### 4.6.1.1 Ahorro sección 8 ½

Al reutilizar 600 bbl, el ahorro en esta sección es \$ 45882.00.

Se establece la reutilización de esta cantidad de fluido, debido que la sección 8½, la concentración de arcilla organofílica del fluido de perforación no debe exceder el valor 3.5 lb/bbl, ya que si el valor es mayor, la incorporación de los sólidos al fluido será mayor, pudiendo provocar derrumbes o daños a la formación. Para ello se estima el valor de la arcilla organofílica necesario mediante balance de masas, el cual fue 1.76 lb/bbl.

$$V_1MBT_1 + V_2MBT_2 = V_3MBT_3 \quad (4.3)$$

$$MBT_3 = \frac{V_1MBT_1 + V_2MBT_2}{V_3} \quad (4.4)$$

$$MBT_3 = \frac{(600bbl)\left(2,5\frac{lb}{bbl}\right) + (800bbl)\left(0\frac{lb}{bbl}\right)}{850bbl} \quad (4.5)$$

$$MBT_3 = 1,76\frac{lb}{bbl} \quad (4.6)$$

#### Costo de acondicionamiento

En la tabla se muestra el detalle de las propiedades que necesitan ser acondicionadas con se respectivo tratamiento y costo.

Tabla 4. 4: Detalle de las propiedades que necesitan ser acondicionadas con se respectivo tratamiento y costo.

Nombre	Propiedad		Tratamiento			Costo	
	Inicial	Esperado	Productos	Concentración	Sx	Unitario	Total
Punto Cedente	7	10 - 20	Arcilla Organofílica(25lb)	1,76 lb/bbl	20	\$ 399,10	\$7982,00
Filtrado	6	<10	Reductor de filtrado50(lb)	4 lb/bbl	48	\$ 219,29	\$10525,92
						<b>TOTAL</b>	<b>\$18507,92</b>

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

#### Costos de Mantenimiento

En la tabla 4.5 se detalla los productos que se usaron para el mantenimiento del fluido durante el almacenamiento con sus respectivas cantidades y costos.

Tabla 4. 5: Costos de Mantenimiento – Propuesta 1

Producto	Canecas	Costo unitario	Costo total
<b>Bactericida</b>	6	\$ 185,99	\$ 1115,94
<b>Sosa caustica</b>	6	\$ 46,50	\$ 279,00
		<b>TOTAL</b>	\$ 1,394,94

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

$$AHORRO = \text{Costo bbl reutilizado} - \text{Costo acondicionamiento} - \text{Costo mantenimiento} \quad (4.7)$$

$$AHORRO = \$45882 - 18507,92 - 1394,94$$

$$AHORRO = 22979,14$$

$$AHORRO \text{ TOTAL} = 22979,14$$

#### 4.6.2 PROPUESTA 2 - Pozos de corto tiempo de duración (3 - 5 días)

- 8 ½: Reutilizar 600 bbl de fluido drill in con 250bbl de fluido drill in nuevo con un MBT  $\leq$  2.5. El MBT obtenido fue de 1.76

##### 4.6.2.1 Ahorro sección 8 ½

Se plantea reutilizar 600 bbl de fluido con 250 bbl de fluido drill in nuevo, con un MBT  $\leq$  2.5. El MBT obtenido fue de 1.76, lo cual representa un ahorro de \$ 45882.

##### Costo de Acondicionamiento

En la tabla 4.6 se muestran el detalle de las propiedades que necesitan ser acondicionadas con se respectivo tratamiento y costo.

Tabla 4. 6: Costos de Mantenimiento – Propuesta 1

Propiedad			Tratamiento			Costo	
Nombre	Inicial	Esperado	Productos	Concentración	Sx	Unitario	Total
Punto Cedente	7	10 - 20	Arcilla Organofílica (25lb)	1,76 lb/bbl	20	\$ 399,10	\$7982,00
Filtrado	6	<10	Reductor de filtrado (50lb)	4 lb/bbl	48	\$ 219,29	\$10525,92
						<b>TOTAL</b>	\$18507,92

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

### Costos de Mantenimiento

En la tabla 4.7 se detalla los productos que se usaron para el mantenimiento del fluido durante el almacenamiento con sus respectivas cantidades y costos.

Tabla 4. 7: Costos de Mantenimiento – Propuesta 2

PRODUCTO	Sx	Costo Unitario	Costo Total
Bactericida	3	\$ 185,99	\$ 557,97
Sosa Caustica	3	\$ 46,50	\$ 139,50
		<b>TOTAL</b>	\$ 697,47

Realizado por: Diego Méndez Cevallos

$$AHORRO = Costo\ bbl\ reutilizado - Costo\ acondicionamiento - Costo\ mantenimiento \quad (4.7)$$

$$AHORRO = \$45882 - 18507,92 - 697,47$$

$$AHORRO = 27052,33$$

$$AHORRO\ TOTAL = 27052,33$$

- Se analizan las propuestas 1 y 2, obteniendo mejores resultados económicos en la segunda, debido a que se reutilizo mayor volumen de fluido, y el intervalo de días de uso del fluido es corto, lo que permite

realizar el acondicionamiento y mantenimiento del fluido con menores costos.

- Al analizar las 2 propuestas juntas, se concluye que el mejor caso para reutilizar los fluidos de perforación base agua, se da en la propuesta 2, ya que el tiempo de almacenamiento del fluido es menor, lo que conlleva a optimizar los gastos en mantenimiento y acondicionamiento del fluido.

Si se quisiera reutilizar mayores volúmenes que los planteados en las propuestas anteriores, se podría afectar el rendimiento de las funciones del fluido y con esto afectar directamente la formación, además de poner en riesgo las actividades de perforación e inclusive comprometiendo la producción del pozo, lo cual ocasionaría mayores gastos económicos, superando estos los valores previstos del ahorro.

Finalmente realizamos un análisis del costo de barril de aceite mineral que normalmente se utiliza, versus aceite vegetal de palma que se está utilizando.

Tambor Tanque Aceite Transmision GI-5 Sae 85w140 Marca Lubry  
U\$S 656

Aceite crudo de Palma CIF - Rotterdam: \$555

Ahorro = Aceite mineral 656 – aceite vegetal 555

Ahorro = 101 USD por barril, lo que nos da un ahorro sustancial en el uso del aceite de palma.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

- Como conclusión del estudio evaluativo de la utilización de arcilla organofílica gastada como aditivo reológico dentro de un lodo a base de aceite vegetal en fluidos de perforación podemos mencionar que no es recomendable por lo que se expone a continuación.
- Los datos obtenidos de los diferentes ensayos con las muestras nos llevaron a obtener datos concluyentes y definitivos sobre el uso de la arcilla.
- De acuerdo a los resultados obtenidos en el presente trabajo se concluye que los aditivos deben pasar ciertos parámetros para cumplir su función de darle ciertas características al fluido.
- El control de calidad utilizado en este proyecto se llevó a cabo mediante pruebas realizadas en el laboratorio y se puede decir que cumplió con el objetivo planteado, ya que al realizar las pruebas apoyándonos por las normas API RP 13B-2, se arrojaron resultados con lo que se pudo dar cuenta si el aditivo tenía un grado aceptable de seguridad de conformidad con los límites establecidos en las normas y así poder emplearlo en la preparación de un fluido de perforación.
- La recopilación de la información se realizó de manera abundante de libros y folletos especializados sobre la perforación y explotación de pozos petroleros en su gran mayoría de la industria estado anídense.
- Concluimos que los equipos que posee la Escuela Politécnica Nacional en su laboratorio fueron suficientes para el desarrollo de las diferentes pruebas realizadas.

## 5.2. RECOMENDACIONES

- Recomendamos que no es viable el uso de arcilla organofílica gastada en los fluidos de perforación base aceite vegetal debido a los malos resultados que se obtuvo en cada una de las pruebas de laboratorio.
- Se recomienda ampliar el estudio con bibliografía especializada en perforación petrolera como la de medio oriente y china que también poseen grandes avances en este campo.
- Realizar y registrar pruebas de laboratorio al fluido durante su almacenamiento, ya que cada fluido tiene una tendencia diferente en la degradación de sus propiedades.
- Para contaminar el fluido preparado en laboratorio, se debe utilizar una muestra representativa de las arcillas que se van atravesando en la perforación, ya que estos permitirán obtener resultados más próximos a los valores reales que se manejan en campo.
- El análisis de los componentes arcillosos por Difracción de Rayos X (XRD) en las formaciones debe estar relacionado directamente a la determinación de la presencia de minerales arcillosos generadores de inestabilidad en el hoyo, por efectos de hinchamiento y dispersión tales como lo son esmectitas, vermiculitas y caolinitas, ya que la formulación del sistema inhibitorio depende en mayor grado de éstos minerales con respecto a las cloritas e illitas.
- Una vez establecido un método de identificación de los principales minerales arcillosos presentes en las formaciones, es recomendable definir métodos cuantitativos de análisis de arcillas; para ello será necesario establecer métodos adecuados de tratamiento de muestras para análisis cuantitativo (Ej. preparación de agregados orientados por filtración a vacío, dispersión ultrasónica).

- Sería recomendable un estudio estadístico con una población mayor de datos para establecer el valor del error en el análisis de formaciones con componentes arcillosos por XRD sin tratamientos específicos de identificación de arcillas.
- Cambios moderados en la reología de un fluido a otro puede tener una fuerte influencia en los resultados finales de la dispersión de los minerales arcillosos. Es recomendable que las propiedades reológicas (viscosidad) sean medidas a la temperatura de prueba.

## BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute. Production Dept. (1990). Recommended practice standard procedure for field testing water-based drilling fluids (Vol. 13). American Petroleum Institute.
- Ariza E, Fagardo A. (Trabajo de Titulación)(2011) Factibilidad del uso de almidón de plátano como aditivo para lodos de perforación. Bucaramanga, Colombia.
- Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). (S/F). Tratamiento y eliminación de desperdicios de perforación de exploración y producción. Recuperado de: <http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2004%20-%20OK-desperdicios-exploracion-arpel.pdf>
- Baker Hughes (2002), Manual de fluidos de perforación.
- Ezeigbo, C., Luyster, M., Ravitz, R., Pereira, A., & Nguyen, C. M. (2012).
- Specially Designed Organophilic Chloride-Free Reservoir Drill-In Fluid Meets the Challenges of the First Horizontal Well in Mozambique. Society of Petroleum Engineers. SPE-151837-MS
- Farah, S. (2008). Oil Base Mud (Doctoral dissertation, Rudarsko-Geološko-Naftni, Sveučilište u Zagrebu).
- Geehan, T., Gilmour, A. & Guo, Q (2007). Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación. Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish07/spr07/p60\\_74.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/spr07/p60_74.pdf)
- Lozano. M y Santiago. R (2011) "Control de calidad de aditivos empleados en la preparación de un fluido de perforación".
- Moazed, H., & Viraraghavan, T. (2001). Organo-Clay/Anthracite Filtration for Oil Removal. Petroleum Society of Canada. SPE-2118.
- Mogel fluidos, s.a. de c.v. (2015). Análisis de parámetros de fluidos de perforación en tiempo real. Recuperado de: <http://mogel.com.mx/mudviewer/>
- Petroamazonas EP, (2016). Reportes finales de Perforación Campo Tiputini Pozos TPTC 2016. Quito.

- Prieto, A. (2003). Tecnología básica de los fluidos de perforación – Manual técnico. Apoca.
- Schlumberger Oilfield Glossary en Español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el Diccionario
- Schlumberger. Departamento de Fluidos de Perforación. (2016). Propuesta técnica de fluidos de perforación - Plataforma Tiputini C.
- SWACO, M. (2001). Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación. Houston, Texas. USA.
- Teorema ambiental REVISTA TÉCNICO AMBIENTAL (2001). Los fluidos de perforación y su impacto ambiental en el subsuelo. Recuperado de: [http://www.teorema.com.mx/contaminacion\\_/los-fluidos-de-perforacion-y-su-impacto-ambiental-en-el-subsuelo/](http://www.teorema.com.mx/contaminacion_/los-fluidos-de-perforacion-y-su-impacto-ambiental-en-el-subsuelo/)
- Wilson, A. (2014). Clay-Free Invert Fluid in High-Temperature Well Provides Consistent Low ECD Profile. Society of Petroleum Engineers. SPE-0095-JPT
- 13B, A. R. (2017). *Recommended Practice for Field Testing Water based Drilling Fluids*. Washintong DC: American Petroleum.
- Jimenez, N. (2013). *ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFORACION*. Texas - USA: USA.
- Lozano, M. (2011). *Control de calidad de aditivos empleados en la preparación de un fluido de perforación*. Mexico: Alcora.
- MOORE, D. M. (1997). *Diffraction and the Identification and Analysis of Clay Minerals*. Oxford: New York.
- NEXTBAR. (2017). *Arcilla organofílica* . Estados Unidos: Nextbar.
- Prieto, A. (2007). *Tecnología básica de los fluidos de perforación*. Dallas: Eepoca.
- Schlumberger. (2016). *Departamento de Fluidos de Perforación*. . Norte America: USA.
- Suarez, G. Y. (2011). *Las arcillas Propieda y usos* . Castilla: Brigatti .
- SWACO, M. (2001). *Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación*. . Texas : USA.
- Taylor, D. (2005). *Bailey Industrial Oil and Fast Product*. New Jersy USA: Wiley.

## ANEXOS

### CAPITULO 2

Materiales utilizados en la preparación de los fluidos de perforación

#### a) Muestras de aditivos empleadas para el análisis



#### b) Balanza de lodos



c) Estufa



d) Horno para pruebas de resistencia térmica



#### e) Prensa Filtro Alta Presión Alta Temperatura (APAT)



## CAPITULO 4

### Costos de los productos usados en los fluidos de perforación

Detalle de costos de los productos usados en los fluidos de perforación.

DETALLE DE COSTOS		
Producto	Unidad	Valor/Unidad (\$)
ARCILLA ORGANOFÍLICA NUEVA	50 KG BG	399,00
ACILLA ORGANOFÍLICA GASTADA	50 KG BG	0,00
CALCIUM CARBONATE B-100	50 KG BG	16,75
CALCIUM CARBONATE B-30	50 KG BG	16,75
CALCIUM CARBONATE B-325	50 KG BG	16,67
SACK BLACK	50 LB BG	128,60
BLACK FURY	55 GA DM	1350,00
CAUSTIC SODA	25 KG BG	46,50

Fuente: Petroamazonas EP

Realizado por: Diego Méndez