

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

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

### **ESTUDIO COMPARATIVO DE LA INHIBICIÓN MECÁNICA Y QUÍMICA ENTRE EL NITRATO DE CALCIO, ALUMINATO DE SODIO Y ALUMBRE DE POTASIO CON MUESTRAS DE FORMACIONES DE CHALCANA Y ORTEGUAZA**

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

**EDWIN DAVID VALVERDE SALGUERO**

edwin.valverde@epn.edu.ec

**Director: MSc. PABLO DANIEL BENALCÁZAR FLORES**

pablo.benalcazar@epn.edu.ec

**Quito, febrero 2019**

## **DECLARACIÓN**

Yo, Edwin David Valverde Salguero, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional alguna; y, que las referencias bibliográficas mencionadas en este trabajo han sido consultadas.

A través de la presente declaración, cedo mis 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 la normativa institucional vigente.

---

Edwin David Valverde Salguero

# **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edwin David Valverde Salguero, bajo mi supervisión.

---

MSc. Pablo Daniel Benalcázar Flores  
DIRECTOR DEL TRABAJO

## **DEDICATORIA**

A Dios, mi guía, que siempre iluminó mi camino, me acompaña en el pasar de la vida y me permitió seguir adelante aun en los momentos más difíciles.

A mis abuelitos Eduardo y Gloria, que siempre fueron mi modelo a seguir de superación y perseverancia, gracias a ellos soy lo que soy, su amor y cariño me mantienen firme ante cualquier situación.

A mis padres Edwin y Jackeline, que siempre me dieron su apoyo incondicional para lograr culminar con éxito esta etapa de mi vida profesional.

A toda mi familia y mis amigos, que de alguna manera han estado presentes y me han apoyado en este largo camino.

Edwin David Valverde Salguero



## **AGRADECIMIENTO**

Quiero expresar mi agradecimiento a todas las personas que hicieron posible la realización del presente trabajo de titulación.

No tengo palabras para expresar la enorme gratitud y aprecio que siento por el Ing. Pablo Benalcázar, por su inestimable ayuda y apoyo incondicional, tanto en mi formación personal y profesional, así como en el desarrollo del presente trabajo.

A los Ingenieros Rodolfo Ponce, José Brito y Daniel Barros por su ayuda al abrirme las puertas de Baroid Halliburton.

A todo el equipo de trabajo de Baroid Halliburton por haberme brindado todas las facilidades para desarrollar el presente trabajo de titulación y por su comprensión humana.

A todo el personal Docente y Administrativo de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional.

A mis amigos que siempre estuvieron compartiendo buenos y malos momentos conmigo tanto dentro como fuera de las aulas.

Edwin David Valverde Salguero

# CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS .....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XI
ÍNDICE DE ANEXOS .....	XII
SIMBOLOGÍA .....	XIV
RESUMEN.....	XV
ABSTRACT .....	XVI
INTRODUCCIÓN.....	XVII
CAPÍTULO 1 .....	1
MARCO TEÓRICO .....	1
1.1. CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	1
1.1.1. Sistema de circulación del fluido de perforación .....	1
1.2. LITOLOGÍA DE LA CUENCA ORIENTAL ECUATORIANA.....	3
1.2.1. Formaciones pertenecientes a la cuenca oriente.....	4
1.2.1.1. Formación Mera .....	4
1.2.1.2. Formación Mesa .....	4
1.2.1.3. Formación Chambira.....	5
1.2.1.4. Formación Curaray .....	5
1.2.1.5. Formación Arajuno.....	5
1.2.1.6. Formación Chalcana.....	5
1.2.1.7. Formación Orteguaza .....	6
1.2.1.8. Formación Tiyuyacu.....	6
1.2.1.9. Formación Tena.....	6

1.3. CORTES DE PERFORACIÓN.....	7
1.3.1. Componentes arcillosos en los cortes de perforación.....	7
1.3.1.1. Una hoja octaédrica de aluminio .....	8
1.3.1.2. Una o dos hojas de silicio tetraédrico .....	9
1.3.2. Minerales arcillosos individuales .....	10
1.3.2.4. Caolinita .....	10
1.3.2.2. Illita.....	11
1.3.2.4. Clorita .....	12
1.3.2.4. Esmectita .....	13
1.3.2.5. Vermiculita .....	14
1.3.2.6. Atapulguita .....	15
1.3.2.7. Sepiolita.....	16
1.3.3. Fenómenos en los minerales arcillosos .....	17
1.3.3.1. Sustituciones isomórficas .....	17
1.3.3.2. Enlaces rotos.....	18
1.3.3.3. Capacidad de intercambio catiónico.....	18
1.3.4. Inestabilidad del pozo por presencia de componentes arcillosos .....	19
1.3.4.1. Mecanismos de interacción entre el fluido y la formación.....	20
1.3.4.2. Hidratación .....	22
1.3.4.3. Interacciones físico-químicas entre las partículas de arcilla .....	23
1.3.4.4. Asociaciones de partículas .....	23
1.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	24
1.4.1. Funciones del fluido de perforación .....	25
1.4.2. Efectos no deseados por la interacción del fluido con la formación .....	25
1.4.3. Tipos de fluidos de perforación .....	26
1.4.3.1. Lodos base agua .....	26
1.4.4. Reología del fluido de perforación .....	29

1.4.4.1. Características Reológicas.....	29
1.4.4.2. Clasificación Reológica.....	31
1.5. MECANISMOS DE INHIBICIÓN EN UN FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	33
1.5.1. Inhibición de lutitas y arcillas con el ion calcio .....	33
1.5.2. Inhibición de lutitas y arcillas con el ion aluminato.....	34
1.5.3. Interacción entre el ion aluminato y el lignito.....	35
1.6. CARACTERIZACIÓN DE LOS MINERALES PRESENTES EN LAS FORMACIONES POR DIFRACCIÓN DE RAYOS X.....	35
CAPÍTULO 2 .....	37
METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	37
2.1. PROCEDENCIA DE LAS FORMACIONES.....	37
2.2. TRATAMIENTOS APLICADOS A LAS MUESTRAS.....	37
2.3. CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES .....	38
2.3.1. Análisis granulométrico de las formaciones.....	38
2.3.2. Determinación del porcentaje de humedad en las muestras .....	40
2.3.3. Determinación del pH de las formaciones.....	41
2.3.4. Determinación del CEC de las formaciones método Baroid.....	42
2.4. DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE.....	44
2.5. PRUEBAS BÁSICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	46
2.6. ENVEJECIMIENTO DINÁMICO DEL LODO DE PERFORACIÓN.....	46
2.7. PRUEBAS PARA DETERMINAR LA EFICIENCIA DEL SISTEMA INHIBITORIO.....	47
2.7.1. Tiempo de succión capilar.....	48
2.7.2. Prueba de acreción de lutitas y arcillas.....	49
2.7.3. Prueba de erosión de lutitas y arcillas .....	51
2.7.4. Hinchamiento lineal.....	53
2.7.4.1. Construcción de pastillas.....	54
2.7.5. Índice de rendimiento .....	56
2.7.6. Filtrado PPT.....	58

CAPÍTULO 3 .....	61
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	61
3.1. CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES .....	61
3.1.1. Análisis granulométrico.....	61
3.1.2. Porcentaje de humedad.....	62
3.1.3. Valores de pH.....	63
3.1.4. Capacidad de intercambio catiónico.....	63
3.2. CONCENTRACIÓN DE INHIBIDOR EN EL FLUIDO .....	64
3.3. PROPIEDADES BÁSICAS DEL FLUIDO.....	65
3.3.1. Densidad del fluido.....	66
3.3.2. Reología y tixotropía del fluido.....	66
3.3.2.1. Modelos reológicos.....	67
3.3.3. Filtrado API.....	68
3.3.4. Alcalinidad .....	68
3.3.5. Salinidad y Dureza.....	70
3.3.6. MBT .....	71
3.4. EVALUACIÓN DE LA INHIBICIÓN QUÍMICA Y MECÁNICA .....	72
3.4.1. Tiempo de succión capilar.....	72
3.4.2. Acreción .....	73
3.4.3. Erosión.....	73
3.4.4. Hinchamiento lineal.....	74
3.4.5. Índice de rendimiento .....	75
3.4.6. Prueba PPT .....	76
CAPÍTULO 4 .....	78
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO .....	78
4.1. ANÁLISIS TÉCNICO.....	78
4.1.1. Densidad .....	78
4.1.2. Viscosidad plástica y punto cedente.....	79

4.1.3. Filtrado API .....	80
4.1.4. Sistema inhibitorio.....	80
4.1.5. Alcalinidad y dureza en el fluido inhibitorio.....	83
4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	83
4.2.1. Costos del fluido de perforación.....	83
4.2.2. Análisis de factibilidad .....	86
CAPÍTULO 5 .....	87
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	87
5.1. CONCLUSIONES.....	87
5.2. RECOMENDACIONES .....	88
BIBLIOGRAFÍA .....	89
GLOSARIO.....	92
ANEXOS.....	94

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - 1. Secuencia de circulación del fluido de perforación .....	2
Figura 1 - 2. Esquema de los quipos utilizados en el sistema de circulación .....	3
Figura 1 - 3. Columna estratigráfica de la cuenca oriente .....	4
Figura 1 - 4. Tetraedro de sílice y octaedro de aluminio .....	8
Figura 1 - 5. Enlace entre una hoja octaédrica y dos hojas tetraédricas por la compartición de átomos de oxígeno .....	9
Figura 1 - 6. Enrejada de una arcilla expandible de 3 capas .....	10
Figura 1 - 7. Estructura de la caolinita.....	11
Figura 1 - 8. Estructura de la illita .....	12
Figura 1 - 9. Estructura de la clorita .....	13
Figura 1 - 10. Estructura de la montmorillonita .....	14
Figura 1 - 11. Estructura de la vermiculita .....	15
Figura 1 - 12. Estructura de la atapulguita.....	16
Figura 1 - 13. Estructura de la sepiolita.....	16
Figura 1 - 14. Modos de asociación de las partículas de arcilla .....	24
Figura 1 - 15. Cation de aluminio hidratado.....	34
Figura 2 - 1. Afloramiento de lutitas de orteguaza .....	37
Figura 2 - 2. Trituradora .....	39
Figura 2 - 3. Tamizadora .....	39
Figura 2 - 4. Medidor de pH digital.....	42
Figura 2 - 5. Esquema del procedimiento de la evaluación del fluido inhibitorio .....	45
Figura 2 - 6. Horno de rolado con sus celdas de envejecimiento .....	47
Figura 2 - 7. Celda de envejecimiento .....	47
Figura 2 - 8. Equipo CST .....	49
Figura 2 - 9. Moneles con formación adherida.....	51
Figura 2 - 10. Formación retenida después del envejecimiento dinámico .....	52
Figura 2 - 11. Equipo de hinchamiento lineal .....	54
Figura 2 - 12. Prensa hidráulica y celdas de compactación.....	55
Figura 2 - 13. Pastillas de formación chalcana.....	55
Figura 2 - 14. Celda PPT .....	59

Figura 4 - 1. Costo total de los lodos inhibidores.....	85
---	----

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - 1. Efecto relativo de principales cationes.....	18
Tabla 1 - 2. Capacidad de intercambio catiónico de arcillas .....	19
Tabla 1 - 3. Clasificación de los lodos base agua.....	27
Tabla 1 - 4. Mecanismos de estabilización de los minerales arcilloso .....	33
Tabla 2 - 1. Formulación del fluido base.....	44
Tabla 2 - 2. Parámetros utilizados en el envejecimiento estático y dinámico del fluido.....	47
Tabla 3 - 1. Concentraciones de inhibidor y pH.....	65
Tabla 4 - 1. Resultados de la comparación de pruebas inhibitorias .....	82
Tabla 4 - 2. Sistemas inhibitorios .....	83
Tabla 4 - 3. Costos por unidad de producto.....	84
Tabla 4 - 4. Concentraciones de inhibidor en los fluidos .....	84
Tabla 4 - 5. Costos del fluido base .....	84
Tabla 4 - 6. Costos de los inhibidores .....	85

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación (1 - 1): Tasa de corte.....	29
Ecuación (1 - 2): Velocidad de corte .....	30
Ecuación (1 - 3): Viscosidad aparente.....	30
Ecuación (1 - 4): Esfuerzo de corte de fluidos newtoneanos .....	31
Ecuación (1 - 5): Esfuerzo de corte de fluidos bingham .....	32
Ecuación (1 - 6): Esfuerzo de corte de fluidos pseudoplásticos .....	32
Ecuación (2 - 1): Porcentaje retenido de formación .....	40
Ecuación (2 - 2): Porcentaje retenido acumulado de formación .....	40
Ecuación (2 - 3): Porcentaje pasante acumulado de formación.....	40
Ecuación (2 - 4): Porcentaje de hidratación de la muestra .....	41
Ecuación (2 - 5): Capacidad de Intercambio Cationico.....	43
Ecuación (2 - 6): Contenido Equivalente de Bentonita .....	43



Ecuación (2 - 7): Porcentaje de erosión de la formación.....	52
Ecuación (2 - 8): Porcentaje recuperado de formación .....	53
Ecuación (2 - 9): Porcentaje de humedad en pastillas .....	57
Ecuación (2 - 10): Porcentaje de hidratación en la pastilla .....	57
Ecuación (2 - 11): Porcentaje de hinchamiento en la pastilla.....	57
Ecuación (2 - 12): Índice de rendimiento del sistema inhibitorio en el lodo .....	57
Ecuación (2 - 13): Valor PPT filtrado total .....	60
Ecuación (2 - 14): Spurt Loss .....	60

## **ÍNDICE DE ANEXOS**

ANEXO No 1. Resultados de los análisis XRD.....	95
ANEXO No 2. Resultados de los análisis físicos y químicos de las formaciones .....	100
ANEXO No 3. Resultados de la determinación de la concentración adecuada de nitrato de calcio.....	109
ANEXO No 4. Resultados de las pruebas de laboratorio básicas para los fluidos de perforación antes y después del envejecimiento dinámico.....	112
ANEXO No 5. Densidad de los fluidos de perforación .....	123
ANEXO No 6. Viscosidades de los fluidos de perforación antes y después del envejecimiento dinámico.....	125
ANEXO No 7. Puntos de cedencia de los fluidos de perforación antes y después del envejecimiento dinámico.....	129
ANEXO No 8. Corrección de las lecturas del viscosímetro rotativo, cálculo de n y K, modelos reologicos después del envejecimiento dinámico .....	132
ANEXO No 9. Filtrado API y revoque de los fluidos de perforación antes y después del envejecimiento dinámico.....	143
ANEXO No 10. Alcalinidad presente en los fluidos de perforación antes y después del envejecimiento dinámico.....	146
ANEXO No 11. Carbonatos, bicarbonatos e hidroxilos presentes en los fluidos de perforación antes y después del envejecimiento dinámico.....	150
ANEXO No 12. Salinidad presente en los fluidos de perforación antes y después del envejecimiento dinámico.....	156

ANEXO No 13. Dureza presente en los fluidos de perforación antes y después del envejecimiento dinámico .....	158
ANEXO No 14. CEC y MBT de los fluidos de perforación .....	161
ANEXO No 15. Resultados de la prueba del tiempo de succión capilar .....	164
ANEXO No 16. Resultados de la prueba de acreción .....	167
ANEXO No 17. Resultados de la prueba de erosión.....	171
ANEXO No 18. Resultados de la prueba de hinchamiento lineal.....	175
ANEXO No 19. Resultados de la prueba de índice de rendimiento.....	180
ANEXO No 20. Resultados de la prueba PPT .....	187
ANEXO No 21. Comparación de pruebas del sistema inhibitorio.....	190

## SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
$\tau$	Esfuerzo de corte	M/LT <sup>2</sup>
$\gamma$	Velocidad de corte	L/T
VP	Viscosidad plástica	M/LT
YP	Yield point	M/LT <sup>2</sup>
LSRYP	Tensión de afluencia a bajas tasas de corte	
VA	Viscosidad aparente	M/LT
VE	Viscosidad efectiva	M/LT
$\theta$	Lectura del dial	
K	Índice de consistencia	
n	Índice de flujo	
$\mu$	Viscosidad	M/LT
API	Instituto Americano del Petróleo	
pH	Potencial de hidrogeno	
OH	Hidroxilo	
CO <sub>3</sub>	Carbonato	
HCO <sub>3</sub>	Bicarbonato	
BR1	Inhibidor de Baroid	
ppm	Partes por millón	M/L <sup>3</sup>
g	Gramos	M
lbs	Libras	M
in	Pulgadas	L
ft	Pies	L
$\mu$ m	Micrón	L
psi	Libras por pulgada cuadrada	M/LT <sup>2</sup>
ppb	Libras por barril	M/L <sup>3</sup>
ppg	Libras por galón	M/L <sup>3</sup>
cc	Centímetros cúbicos	L <sup>3</sup>
plg	Pulgadas	L
sec	Segundos	T
cp	Centipoise	M/LT
LSM	Linear Swelling Meter	
CST	Capilar Suction Time	
PPT	Particle Plugging Test	
°F	Grados fahrenheit	
°C	Grados centígrados	

## RESUMEN

En el presente trabajo se realizó una comparación de la inhibición tanto mecánica como química que los inhibidores ofrecen dentro de un fluido de perforación, para realizar la comparación se utilizó un inhibidor encapsulador y tres inhibidores iónicos, el inhibidor encapsulante fue dado por la empresa que facilitó sus instalaciones y equipos para la realización de las pruebas, mientras que los inhibidores iónicos fueron el nitrato de calcio, el alumbre de potasio y el aluminato de sodio. Las arcillas y lutitas con las que se trabajaron para evaluar la inhibición, están presentes durante la perforación superficial e intermedia de un pozo y fueron obtenidas de afloramientos de las formaciones pertenecientes a chalcana y orteguaza.

Para evaluar los sistemas inhibitorios, se diseñó un fluido de perforación al cual se le añadió muestras de formación de chalcana y orteguaza, seguido de un envejecimiento dinámico, para asemejar así a las condiciones de pozo y posteriormente evaluar el comportamiento en conjunto con los distintos sistemas inhibitorios.

Para observar un correcto desempeño de los sistemas inhibitorios se analizaron químicamente y físicamente las muestras de las formaciones, se midió las propiedades básicas del fluido antes y después del rolado, y finalmente se realizaron diferentes pruebas inhibitorias para luego compararlas entre sí y determinar un sistema inhibitorio eficiente.

Los inhibidores encapsulantes trabajan mejor en formaciones que presentan arcillas dispersas, mientras que los inhibidores iónicos presentaron un mejor rendimiento en formaciones con arcillas consolidadas. La concentración de ion calcio efectiva encontrada fue de 7 (lpb) mientras que la concentración de ion aluminato efectiva encontrada fue de 6 (lpb) a un pH de 11.

De todas las pruebas realizadas para evaluar la eficiencia inhibitoria de arcillas, se observó que la prueba de hinchamiento lineal es la prueba que aporta mayor validez a la hora de evaluar un sistema inhibitorio.

## **ABSTRACT**

In the present work, a comparison of mechanical and chemical inhibition that the inhibitors offer within a drilling fluid was made, to make the comparison an encapsulation inhibitor and three ionic inhibitors were used, the encapsulating inhibitor was given by the company that facilitated its facilities and equipment for carrying out the tests, while the ionic inhibitors were calcium nitrate, potassium alum and sodium aluminate. The clays and shales with which they worked to evaluate the inhibition, are present during the superficial and intermediate drilling of a well and were obtained from outcrops of the formations belonging to chalcana and orteguaza.

To evaluate the inhibitory systems, a drilling fluid was designed to which samples of chalcana and orteguaza formation were added, followed by dynamic aging, to thus resemble well conditions and subsequently evaluate the behavior in conjunction with the different inhibitory systems.

To observe the correct performance of the inhibitory systems, the samples of the formations were analyzed chemically and physically, the basic properties of the fluid were measured before and after rolling, and finally different inhibitory tests were performed, then compare them with each other and determine an efficient inhibitory system.

Encapsulating inhibitors work best in formations that have dispersed clays, while ionic inhibitors have improved performance in formations with consolidated clays. The effective calcium ion concentration found was 7 (lpb) while the effective aluminate ion concentration found was 6 (lpb) at a pH of 11.

Of all the tests performed to evaluate the efficiency of clays inhibition, it was observed that the linear swelling meter test is the test that provides the greatest validity when evaluating an inhibitory system.

## INTRODUCCIÓN

En la perforación actual de pozos en el Ecuador se utilizan sistemas inhibitorios con nitrato de calcio ya que en la sección superficial e intermedia son formaciones arcillosas, entonces con el uso del nitrato de calcio se genera una inhibición de arcillas, en algunos casos esta inhibición es excesiva lo que resulta en la inestabilidad de pared por fenómeno de presión osmótica, el nitrato de calcio también trae otros problemas y el principal es que le da dureza al fluido de perforación, la dureza del agua afecta el rendimiento de los químicos utilizados en el fluido de perforación; por lo tanto, modificaría las propiedades reológicas del fluido para las cuales fueron diseñados.

Para el diseño de un lodo de perforación es necesario partir de un análisis de la litología del campo para tener una referencia del tipo de lodo que debemos diseñar para controlar el escenario litológico.

Las arcillas juegan un rol importante en los fluidos de perforación, particularmente en los fluidos base agua. Ellos pueden ser añadidos intencionalmente para controlar las propiedades de flujo viscoso y para proveer propiedades coloidales requeridas para disminuir la pérdida de fluido. En la mayoría de casos hay un rápido aumento de la concentración de arcillas de la formación en el fluido a medida que éste circula.

Para disminuir los efectos negativos producidos por el hinchamiento y dispersión del material arcilloso se debe incorporar al lodo aditivos específicos, la correcta dosificación de dichos aditivos depende del conocimiento del tipo y cantidad de arcillas presentes en las formaciones.

La búsqueda de nuevos sistemas que brinden un rendimiento similar a inhibidores utilizados en el sistema es de vital importancia, es por esto que se propone utilizar inhibidores en base de aluminio como el alumbre de potasio y el aluminato de sodio.

Entonces el objetivo final es desarrollar un análisis comparativo de la inhibición tanto mecánica como química de las arcillas y lutitas presentes en la formación durante la perforación superficial e intermedia de un pozo, entre los fluidos de

perforación con el ion aluminato como alternativa al uso del ion calcio ya que se utiliza este actualmente como inhibidor de arcillas y lutitas.

Para la realización de este trabajo en prime instancia se recopilará la información necesaria, la cual estará descrita en el marco teórico, posterior a eso se describirá el procedimiento de las pruebas inhibitorias realizadas, necesarias para evaluar la eficiencia del sistema inhibitorio, luego se analizarán y discutirán los resultados obtenidos para poder realizar un análisis técnico económico, y finalmente se presentarán las conclusiones obtenidas del trabajo de investigación.

## **PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN**

Mediante la valoración de pruebas API del lodo identificar la alternativa inhibitoria química y mecánica del aluminato de sodio y alumbre de potasio.

## **OBJETIVO GENERAL**

Comparar la inhibición que se obtiene usando el nitrato de calcio vs el alumbre de potasio, el aluminato de sodio y un inhibidor de Baroid en las propiedades de los componentes arcillosos con afloramientos de las formaciones de chalcana y orteguaza.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar las concentraciones efectivas del alumbre y el aluminato, usados para la inhibición, mediante ensayos de dispersión, adhesión, hinchamiento, hidratación y pruebas complementarias.
- Determinar la concentración efectiva del nitrato de calcio teniendo en cuenta los parámetros de concentración de ion calcio que se utiliza en campo y realizando ensayos de concentración de ion calcio vs ph.
- Diseñar el fluido de perforación inhibitorio base para las formaciones de chalcana y orteguaza correspondientes a la sección superficial e intermedia.
- Evaluar el rendimiento de los distintos sistemas inhibitorios propuestos para determinar la eficiencia del fluido mediante ensayos de dispersión, adhesión, hinchamiento e hidratación de arcillas.

- Seleccionar el sistema que utiliza ion aluminio que ofrece una mejor inhibición para las formaciones de chalcana y orteguaza en la sección superficial e intermedia.
- Presentar un análisis económico de los sistemas inhibitorios tomando como referencia precio y accesibilidad de los químicos para nuestro mercado.

## **HIPÓTESIS**

¿Con la utilización del ion aluminato presente en el alumbre de potasio y el aluminato de sodio en fluidos de perforación se obtiene inhibición, floculación y mejor estabilidad de pared en el pozo con respecto del ion calcio en sistemas inhibitorios a base de nitrato de calcio?



# CAPÍTULO 1

## MARCO TEÓRICO

### 1.1. CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

La perforación es posible gracias a la circulación continua de un fluido de perforación, llamado lodo por su apariencia, pero en realidad es una mezcla de productos químicos que tienen la finalidad de controlar la densidad de mezcla, viscosidad, propiedades de flujo y las interacciones entre el lodo y la formación (Valdéz, 2008).

#### 1.1.1. Sistema de circulación del fluido de perforación

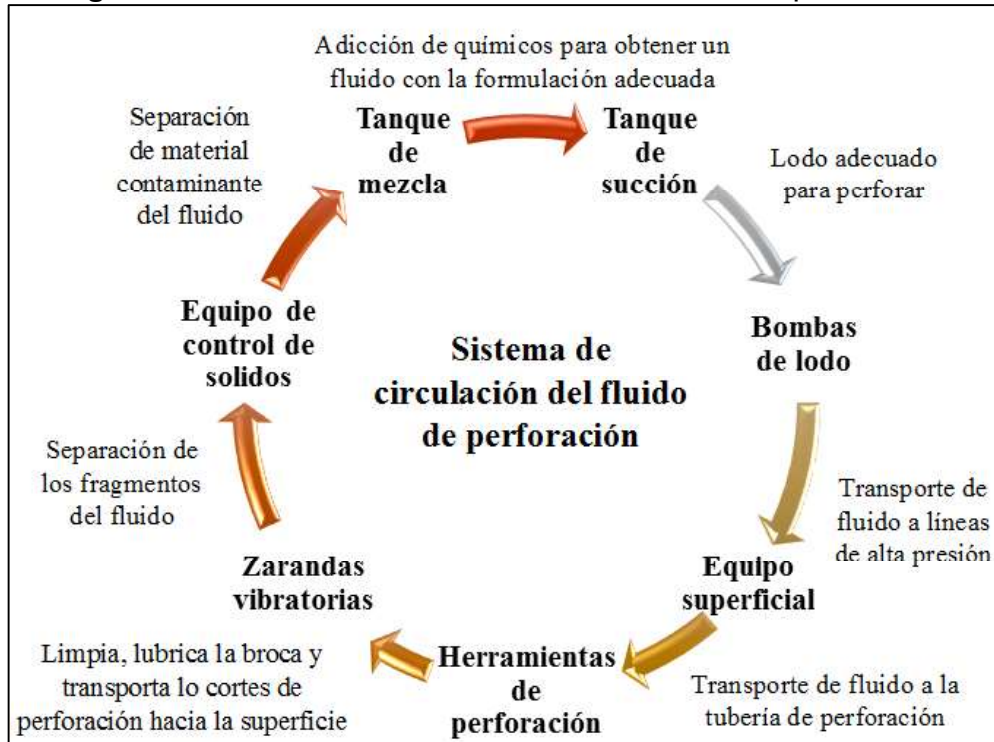
En la perforación de pozos el sistema de circulación es el encargado de permitir el flujo de un fluido de perforación desde la superficie hasta el fondo del pozo y de regreso a la superficie. En la Figura 1-1 podemos observar de manera resumida una secuencia de la circulación del fluido de perforación. El sistema comienza en los tanques de lodos donde el fluido de perforación es transportado mediante las bombas de lodo al equipo superficial, el cual baja por la tubería de perforación dando energía y lubricando la broca. Los pedazos de rocas resultantes de la fricción entre la broca y la formación deberán de ser suspendidos por el fluido de perforación, transportados a superficie y recogidos mediante zarandas vibratorias (American Association of Drilling Engineers, 1999).

En la superficie, se trata de limpiar el lodo de partículas y rocas que se adhieren a este, para lo cual añadimos aditivos químicos con la finalidad de reacondicionar el lodo. Para que éste posea las propiedades requeridas en la perforación, entonces el lodo de perforación es nuevamente transportado desde el tanque de succión y así se repite el ciclo (American Association of Drilling Engineers, 1999).

En el control de sólidos se trata de separar materiales que se encuentran dentro del fluido de perforación ya sea porque son partículas contaminantes (afectan las propiedades del fluido) o porque son material deseado y se puede introducir nuevamente al sistema (ahorro económico). El material que saca a la superficie el

lodo, sirve para tomar muestras y saber qué capa rocosa se está atravesando y si hay indicios de hidrocarburos (American Association of Drilling Engineers, 1999).

**Figura 1 - 1.** Secuencia de circulación del fluido de perforación



**Fuente:** (Alomoto & Torres, 2005)

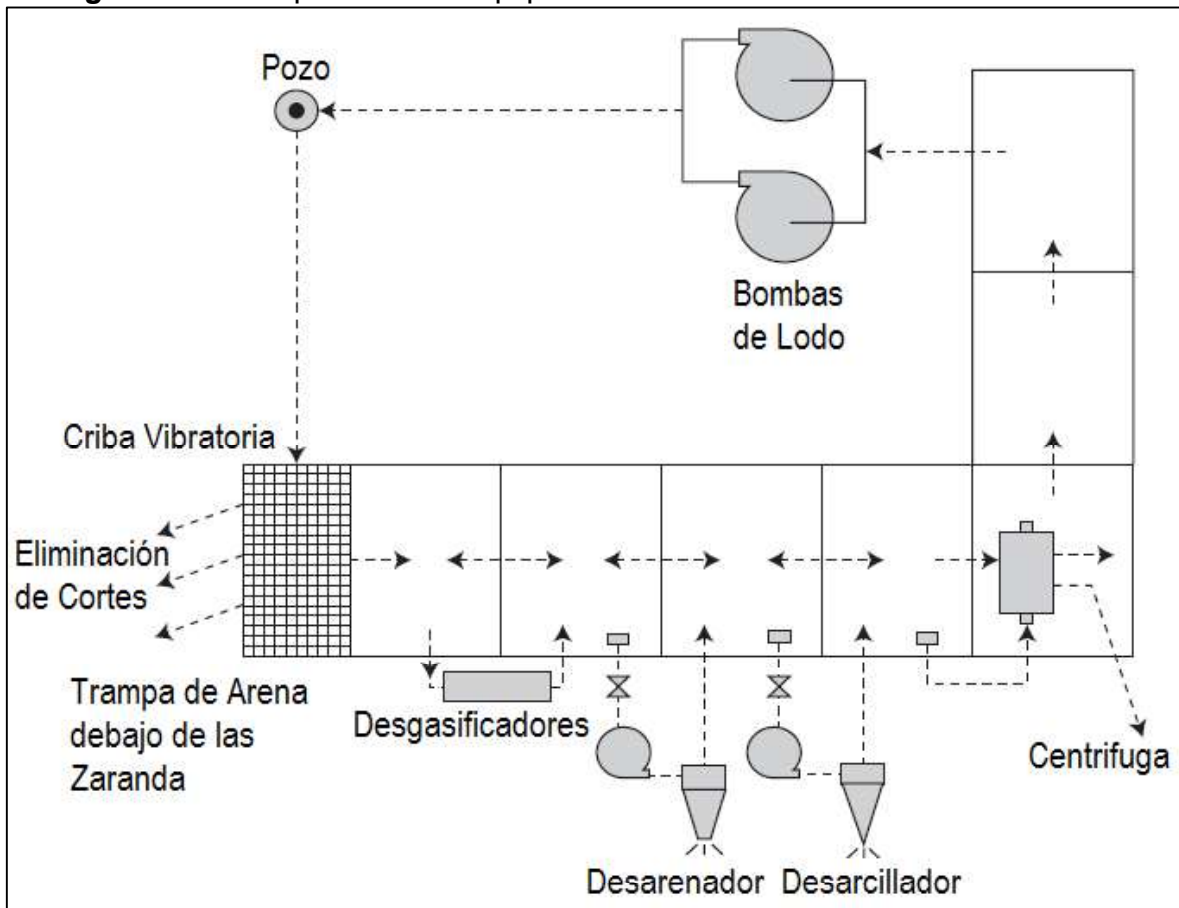
**Modificado por:** Valverde, 2019

Como se ha mencionado en los párrafos anteriores, la circulación del lodo en el sistema de perforación es posible gracias a la utilización de varios equipos, en la Figura 1-2 se puede observar un esquema de algunos de los equipos utilizados en la circulación del fluido de perforación entre los cuales se pueden mencionar los siguientes (Bourgoyne et al., 1991):

- Bombas
- Equipo superficial
- Herramienta de perforación
  - La sarta de perforación
  - La broca
- Equipo de remoción de sólidos
  - Zarandas vibratorias
  - Desgasificadores

- Hidrociclones
- Centrífugas
- Equipo de mezcla del lodo de perforación

**Figura 1 - 2.** Esquema de los quipos utilizados en el sistema de circulación

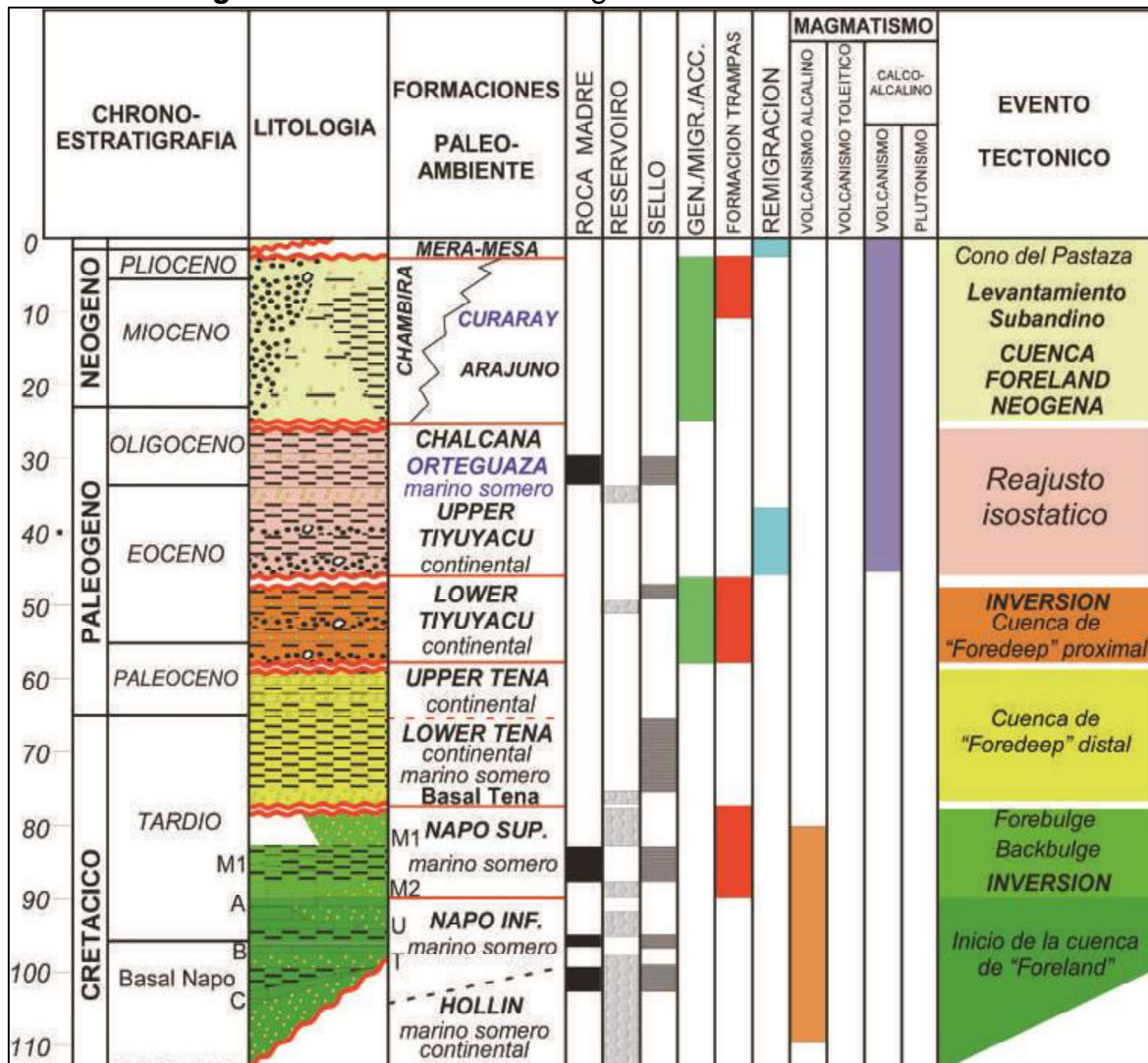


**Fuente:** (Guo & Liu, 2011)

## 1.2. LITOLOGÍA DE LA CUENCA ORIENTAL ECUATORIANA

En la cuenca oriental ecuatoriana se encuentra gran cantidad de minerales arcillosos, se podría decir que, en la perforación de un pozo, más del ochenta por ciento de la perforación debe atravesar formaciones que contienen arcillas. El fluido de perforación interactúa con la formación al estar en contacto, es por esto que se debe conocer la litología de la formación a perforar. La columna estratigráfica de la cuenca oriente describe la litología presente en cada formación y se la puede observar en la Figura 1-3. Se presenta una descripción más detallada de las formaciones someras hasta tena ya que son formaciones que contienen un mayor porcentaje de minerales arcillosos (Baby et al., 2014).

**Figura 1 - 3.** Columna estratigráfica de la cuenca oriente



Fuente: (Baby et al., 2014)

### 1.2.1. Formaciones pertenecientes a la cuenca oriente

#### 1.2.1.1. Formación Mera

Está conformada por abanicos de piedemonte, areniscas tobáceas y arcillas, los cuales constituyen principalmente depósitos de terrazas jóvenes (Baldock, 1982).

#### 1.2.1.2. Formación Mesa

Consisten de tobas<sup>1</sup> arenosas y arcillosas con intercalaciones de conglomerados gruesos (Tschopp, 1953).

<sup>1</sup> Toba: Tipo de roca formada por la depositación de material arenoso o arcilloso.

### ***1.2.1.3. Formación Chambira***

Es una secuencia de conglomerados compuestos principalmente por cuarzo lechoso y en ciertos niveles inferiores se describe un importante contenido de rocas metamórficas (Baby et al., 1998).

- *Chambira Superior*: Consta de conglomerados gruesos con capas de gravas con presencia de troncos silicificados (Tschopp, 1953).
- *Chambira Medio*: Conformado por areniscas tobáceas y conglomerados con intercalaciones de arcillositas (Tschopp, 1953).
- *Chambira Inferior*: Consisten en areniscas gruesas, con niveles de conglomerados, intercalados con arcillas micáceas arenosas (Tschopp, 1953).

### ***1.2.1.4. Formación Curaray***

En general son arcillas estratificadas, de colores rojo, gris azulado a verdoso, además se encuentra yeso e intercalaciones de areniscas grano fino a medio, siendo comunes horizontes tobáceos y lignitos (Baldock, 1982).

### ***1.2.1.5. Formación Arajuno***

Esta formación está constituida principalmente por areniscas finas a gruesas, conglomerados intercalados con limolitas y arcillolitas rojizas (Rivadeneira & Baby, 1999).

- *Arajuno Superior*: Se incluyen lignitos, arcillas ligníticas y vetas de carbón (Tschopp, 1953).
- *Arajuno Medio*: Conformado por arcillas rojas (Tschopp, 1953).
- *Arajuno Inferior*: Constituido por areniscas y lentes de conglomerados, con intercalaciones de arcillas bentónicas (Tschopp, 1953).

### ***1.2.1.6. Formación Chalcana***

Está formada por arcillolitas café rojizas intercaladas con areniscas finas, con vetas de yeso, además comprenden concreciones calcáreas y esporádicas intercalaciones de areniscas conglomeraticas (Rivadeneira & Baby, 1999).

#### ***1.2.1.7. Formación Orteguaza***

Constituida por areniscas grises y verduscas, y lutitas grises verdosas a negras, y en menor cantidad de limos. El color oscuro de la lutitas, indican un ambiente reductor. Esta formación cubre aproximadamente 40 metros en el sistema subandino, pero en algunos pozos de la cuenca oriente alcanza los 250 metros (Rivadeneira & Baby, 1999).

#### ***1.2.1.8. Formación Tiyuyacu***

La diferente composición de los conglomerados que conforman esta formación, han permitido definir una fuerte erosión, diferenciando un miembro inferior y un miembro superior (Rivadeneira & Baby, 1999).

- *Tiyuyacu Superior*: Los conglomerados poseen clastos de cuarzo lechoso y translúcido, reduciéndose el contenido de chert. Existen arcillas y areniscas en el tope, por lo que se tiene una secuencia grano decreciente (Rivadeneira & Baby, 1999).
- *Tiyuyacu Inferior*: Consiste en conglomerados, areniscas y arcillas. Las arcillas son por lo general abigarradas. Los conglomerados presentan clastos de 6 a 7 cm, compuestos principalmente de cherts y cuarzo lechoso y en menor proporción de rocas metamórficas (cuarcitas). La formación Tiyuyacu Inferior varía entre 100 y 500 m (Rivadeneira & Baby, 1999).

#### ***1.2.1.9. Formación Tena***

Está conformada por una potente secuencia de lutitas rojizas con variables contenidos de areniscas feldespáticas, finas a microconglomeráticas, en su parte inferior, mientras en su parte superior dicha secuencia se intercala con tobas y arenas (Tschopp, 1953).

- *Tena Superior*: Compuesta de limolitas y areniscas de grano más grueso que el miembro inferior (Jaillard, 1997).
- *Tena Inferior*: Compuesta de limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino (Faucher & Savoyat, 1973).
- *Arenisca Basal Tena*: Conformado por limolitas rojas, areniscas finas sucias a menudo calcáreas y calizas margosas arenosas (Jaillard, 1997).

### **1.3. CORTES DE PERFORACIÓN**

Los cortes de perforación son los sólidos resultantes de la fricción que existe entre la broca y una formación, éstos viajan hacia la superficie a través del lodo de perforación.

Las formaciones perforadas en el país generalmente están compuestas de arcillas, arenas y lutitas, junto a otros minerales como el cuarzo, feldespato, calcita, entre otros, donde el tipo y la cantidad de minerales arcillosos presentes es uno de los factores más importantes que determinan las propiedades químicas y mecánicas de la roca. Parte de los cortes de perforación generados se incorporan al fluido, incrementando el porcentaje de sólidos, constituyendo así un elemento contaminante que modifica el diseño del fluido, afectando la eficiencia del proceso. Este problema se agrava cuando los cortes de perforación contienen altos porcentajes de material arcilloso (Darley & Gray, 1988).

Algunos minerales arcillosos, debido a su estructura mineralógica, tienden a captar agua con facilidad, dando como resultado el incremento de volumen de material, a esta propiedad se le conoce con el nombre de hinchamiento. Niveles altos de hinchamiento producen la desintegración del material, disminuyendo gradualmente la granulometría del corte de perforación, dificultando su retención en el sistema de remoción de sólidos, alterando en forma irreversible las propiedades del lodo y generando problemas en la perforación del pozo (Darley & Gray, 1988).

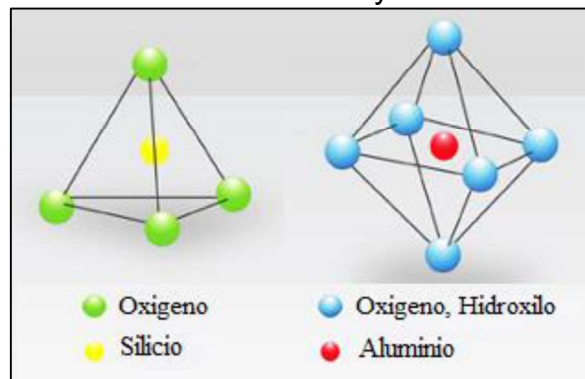
La selección del fluido de perforación frecuentemente está relacionada con las interacciones entre el fluido y la roca, ya que estas interacciones pueden influir en la estabilidad del pozo. Para disminuir los efectos negativos producidos por el contacto del material arcilloso con el fluido de perforación se deben incorporar al sistema algunos aditivos inhibidores, que se dosifican de acuerdo a la cantidad de mineral arcilloso presente (Darley & Gray, 1988).

#### **1.3.1. Componentes arcillosos en los cortes de perforación**

Los minerales arcillosos se pueden describir químicamente como aluminosilicatos hidratados y son clasificados como filosilicatos y silicatos de capas. Hay muchos tipos diferentes de minerales de arcilla, cada uno con propiedades químicas y

físicas únicas que surgen de la estructura. Pero casi todas las arcillas contienen solo dos componentes básicos que se ubican en diferentes posiciones. Estos dos bloques de construcción básicos de todos los minerales de arcilla son el tetraedro de sílice y el octaedro de aluminio representados en la Figura 1-4 (Lory, 2015).

**Figura 1 - 4.** Tetraedro de sílice y octaedro de aluminio



**Fuente:** (Science Learning Hub, 2010)

Cuando se hablan de arcillas 1:1 o 2:1, se refieren a la proporción de láminas de tetraedro de sílice con láminas de octaedro de aluminio. Una arcilla 1:1 tiene una de cada hoja. Las arcillas 2:1 tienen dos láminas tetraédricas a cada lado de una lámina de octaedro de aluminio. Estas láminas tetraédricas y octaédricas están dispuestas y modificadas de manera diversa durante la formación de minerales para crear diferentes tipos de minerales de arcilla (Lory, 2015).

La mayoría de arcillas tienen una estructura similar a las micas. Sus láminas están compuestas por plaquetas de cristales, normalmente apilados cara con cara. Una unidad de plaqueta se denomina “capa” la cual consiste de:

#### ***1.3.1.1. Una hoja octaédrica de aluminio***

Compuesta de átomos de aluminio o magnesio en coordinación octaédrica con átomos de oxígeno. Si los átomos metálicos son de aluminio, la estructura es similar al mineral gibsita,  $Al_2(OH)_6$ . En este caso únicamente dos de los tres sitios posibles en la estructura pueden ser llenados con el átomo metálico, por lo tanto, la estructura es denominada dioctaédrica. Si, por el otro lado, los átomos metálicos son de magnesio, la estructura es como la brucita  $Mg_3(OH)_6$ . En este caso todos los tres sitios están llenos con el átomo metálico: esta estructura se denomina trioctaédrica (Darley & Gray, 1988).

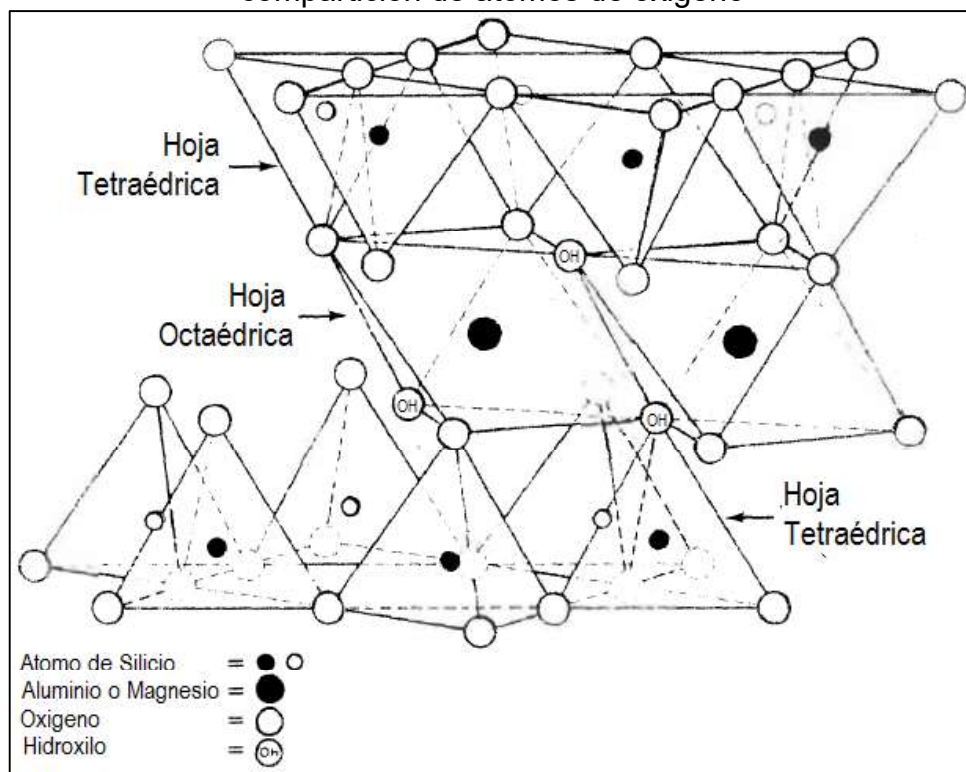


### 1.3.1.2. Una o dos hojas de silicio tetraédrico

Siendo cada átomo de silicio coordinado con cuatro átomos de oxígeno. La base tetraédrica forma una red hexagonal de átomos de oxígeno a lo largo de un área indefinida. Las hojas están atadas juntas compartiendo átomos de oxígeno comunes. Cuando existen dos hojas tetraédricas, la hoja octaédrica se encuentra entre ellas. La cara tetraédrica comparte los átomos de oxígeno con la hoja octaédrica, la cual desplaza dos de tres de los hidroxilos originalmente presentes (Darley & Gray, 1988).

Normalmente en las arcillas, las capas contienen más de un ion metálico. En la Figura 1-5 se puede observar cómo se combina la hoja octaédrica con la hoja tetraédrica para formar una capa unitaria (Darley & Gray, 1988).

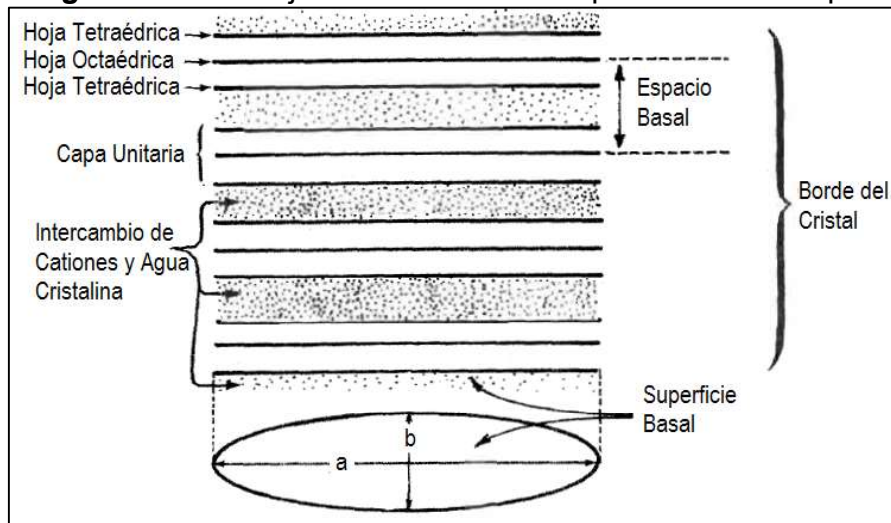
**Figura 1 - 5.** Enlace entre una hoja octaédrica y dos hojas tetraédricas por la compartición de átomos de oxígeno



**Fuente:** (Darley & Gray, 1988)

Las capas están apiladas juntas cara a cara, así como indica la Figura 1-6, lo cual es conocido como la enrejada del cristal. La distancia entre un plano en una capa y el correspondiente plano en la próxima capa se llama espacio basal (Darley & Gray, 1988).

**Figura 1 - 6.** Enrejada de una arcilla expandible de 3 capas

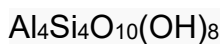


**Fuente:** (Darley & Gray, 1988)

Las hojas en la capa están atadas juntas por enlaces covalentes, de tal forma que la capa es estable. Por el otro lado, las capas en la enrejada del cristal están soportadas juntas únicamente por fuerzas de Van Der Waals y valencias secundarias entre átomos yuxtapuestos<sup>2</sup>. Consecuentemente, la enrejada tiene un clivaje<sup>3</sup> a lo largo de las superficies basales formando hojuelas de pseudo micas (Darley & Gray, 1988).

### 1.3.2. Minerales arcillosos individuales

#### 1.3.2.4. Caolinita



La caolinita tiene una estructura que comprende una lámina de sílice tetraédrica y una lámina de alúmina octaédrica, que se unen al compartir una capa común de oxígenos e hidroxilos, consisten en las llamadas capas 1:1 de láminas combinadas octaédricas y tetraédricas apiladas una encima de la otra. Esta estructura se puede observar en la Figura 1-7. Estas dos hojas se combinan para formar una unidad en la que las puntas de los tetraedros de sílice se unen con la hoja octaédrica. Todos los oxígenos apicales de los tetraedros de sílice apuntan en la misma dirección, de

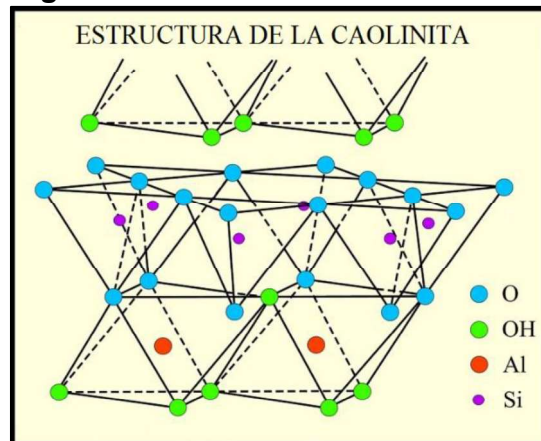
<sup>2</sup> Átomos yuxtapuestos: Posicionamiento de un átomo junto a otro sin la interposición de algún elemento.

<sup>3</sup> Clivaje: Arreglo geométrico producido por la tendencia de un mineral a romperse a lo largo de una superficie plana.

manera que estos oxígenos y/o hidroxilos, que pueden estar presentes para equilibrar las cargas, son compartidos por las silicinas en la lámina tetraédrica y el aluminio en la lámina octaédrica (Murray, 2007).

Los átomos de aluminio están rodeados por cuatro oxígenos y ocho hidroxilos. La caolinita tiene forma de placas y pilas pseudo-hexagonales. Tanto la lámina tetraédrica de sílice como la lámina octaédrica de alúmina tienen pocas sustituciones, por lo tanto, la carga en la capa de caolinita es mínima. Debido a la sustitución limitada en la red de la caolinita, la capacidad de intercambio de bases y la sortividad<sup>4</sup> son bajas (Murray, 2007).

**Figura 1 - 7.** Estructura de la caolinita



**Fuente:** (Poppe et al., 2001)

### 1.3.2.2. *Ilita*



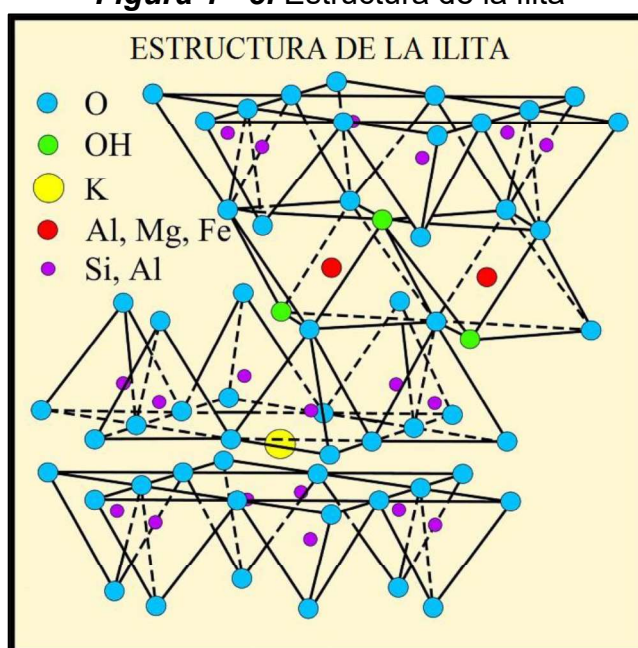
La ilita es una mica mineral de arcilla, dioctaédrica no expandible. Su estructura se puede observar en la Figura 1-8, La cual es una capa 2:1 en la que el catión de la capa intermedia es el potasio. El tamaño, la carga y el número de coordinación del potasio es tal que encaja perfectamente en el anillo hexagonal de oxígenos de las láminas tetraédricas de sílice adyacentes. Esto le da a la estructura un fuerte enlace iónico entrelazado que mantiene las capas individuales juntas y evita que las moléculas de agua ocupen la posición de la capa intermedia (Murray, 2007).

---

<sup>4</sup> Sortividad: Parámetro físico caracterizado por la entrada de agua

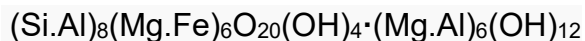
En las illitas tenemos las sustituciones de cationes de  $\text{Al}^{3+}$  por  $\text{Si}^{4+}$ , además, en la hoja octaédrica, puede haber algunos reemplazos de  $\text{Al}^{3+}$  por  $\text{Mg}^{2+}$  y  $\text{Fe}^{2+}$ . La deficiencia de carga ocurre debido a las sustituciones por unidad de capa celular. La mayor deficiencia de carga se encuentra en la hoja tetraédrica en lugar de en la hoja octaédrica, por esta razón y debido al ajuste, el potasio une las capas en una posición fija, de modo que el agua y otros compuestos polares no pueden entrar fácilmente en la posición de la capa intermedia y por eso el ion potasio no es fácilmente intercambiable (Murray, 2007).

**Figura 1 - 8.** Estructura de la illita



**Fuente:** (Poppe et al., 2001)

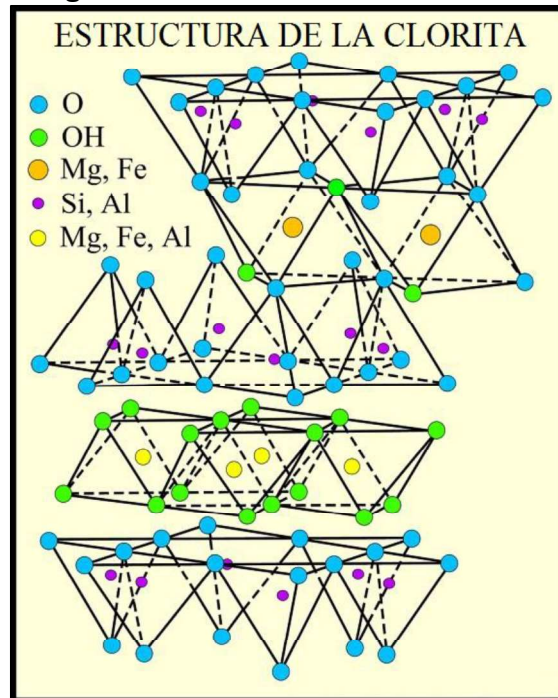
#### 1.3.2.4. Clorita



La clorita está comúnmente presente en las lutitas. Las cloritas minerales de arcilla difieren de las cloritas bien cristalizadas en las que hay un apilamiento aleatorio de las capas y también algo de hidratación. La clorita es un mineral de capa 2:1 con una lámina de brucita de capa intermedia ( $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ). Su estructura se puede observar en la Figura 1-9. Existe una gran variedad de sustituciones de cationes en las cloritas, comúnmente son de  $\text{Al}^{3+}$  por  $\text{Fe}^{3+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  por  $\text{Fe}^{2+}$ , y de  $\text{Si}^{4+}$  por  $\text{Al}^{3+}$  (Murray, 2007).

Las sustituciones de  $\text{Al}^{+3}$  y  $\text{Mg}^{+2}$  en la capa de la brucita le dan 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. La carga negativa se deriva de la sustitución de  $\text{Al}^{+3}$  por  $\text{Si}^{+4}$  en la hoja tetraédrica (Deer et al., 2013).

**Figura 1 - 9.** Estructura de la clorita



**Fuente:** (Poppe et al., 2001)

#### 1.3.2.4. Esmectita

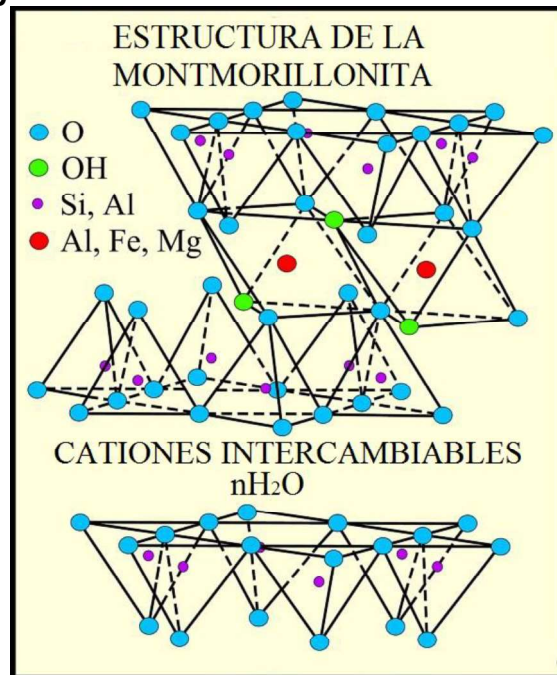


Los principales minerales de la esmectita son la montmorillonita de sodio y la montmorillonita de calcio. El término bentonita se usa comúnmente para cualquier arcilla que estuviera compuesta predominantemente de un mineral de esmectita. Los minerales de esmectita se componen de dos láminas tetraédricas de sílice con una lámina octaédrica central y se designan como un mineral de capa 2:1. Las moléculas de agua y los cationes ocupan el espacio entre las capas (Murray, 2007).

En la Figura 1-10 se puede observar la estructura de la esmectita. En la lámina tetraédrica, hay una sustitución de  $\text{Al}^{+3}$  por  $\text{Si}^{+4}$  y en la lámina octaédrica, puede haber una sustitución de  $\text{Mg}^{+2}$  y  $\text{Fe}^{+3}$  por  $\text{Al}^{+3}$ , lo que crea una deficiencia de carga

en la capa. Esta deficiencia de carga positiva neta se equilibra mediante cationes intercambiables adsorbidos entre las capas de la unidad y en los bordes. Los iones de sodio y calcio se hidratan, y cuando están en la posición de la capa intermedia, las montmorillonitas de sodio tienen una capa de agua molecular asociada y las montmorillonitas de calcio generalmente tienen dos capas de agua molecular asociadas (Murray, 2007).

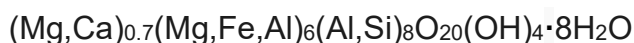
**Figura 1 - 10.** Estructura de la montmorillonita



**Fuente:** (Poppe et al., 2001)

Una propiedad única de la montmorillonita de sodio es la de la tixotropía. La tixotropía es la capacidad de formar un gel al pararse, lo cual ayuda a suspender los sólidos y volverse fluida cuando se agita. Esta propiedad hace que la montmorillonita sódica sea un excelente agente de suspensión.

### 1.3.2.5. Vermiculita

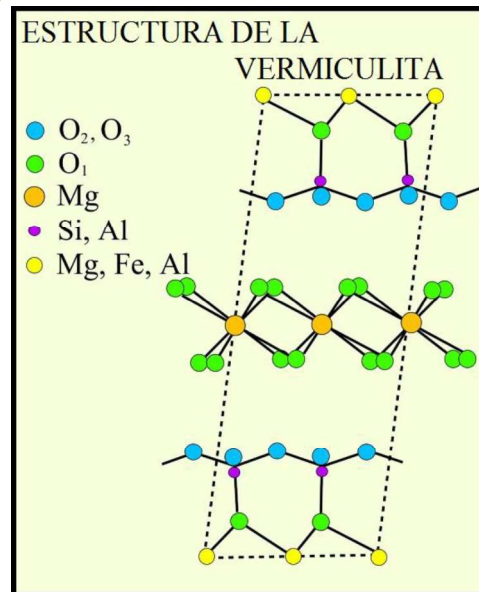


La estructura la vermiculita se la puede observar en la Figura 1-11. Las capas de silicatos se encuentran normalmente separadas por dos hojas de moléculas de agua interlaminar dispuestas en una forma hexagonal desordenada. La remoción progresiva de esta agua interlaminar resulta en una serie de fases menos



hidratadas que incluyen 2 hojas de moléculas de agua, una estructura con una sola hoja de moléculas de agua y una estructura cuando toda el agua interlaminar ha sido removida. La mayoría de las capas son eléctricamente neutras y los cationes interlaminares ocupan únicamente alrededor de 1/3 de los sitios disponibles, por lo tanto, la cohesión entre capas es débil (Deer et al., 2013).

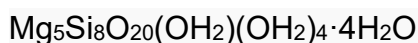
**Figura 1 - 11.** Estructura de la vermiculita



**Fuente:** (Poppe et al., 2001)

Aun cuando en las vermiculitas en estado natural el magnesio es el catión interlaminar más común, el calcio y muy raramente el sodio también pueden ser encontrados. La capacidad de intercambio catiónico en las vermiculitas es alrededor de 2 veces la de las esmectitas, constituyéndose así la más alta de los minerales arcillosos. Las vermiculitas además de absorber agua, tienen la capacidad de absorber líquidos orgánicos entre sus capas (Murray, 2007).

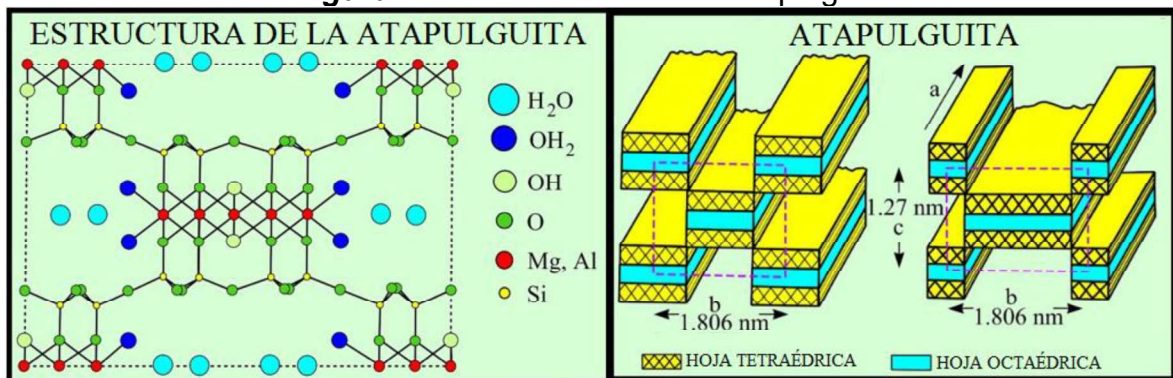
### 1.3.2.6. *Atapulguita*



La atapulguita es un silicato de capa 2:1, las láminas tetraédricas están unidas infinitamente en dos dimensiones. Estructuralmente las láminas octaédricas son continuas en una sola dimensión y las láminas tetraédricas se dividen en cintas por la inversión periódica de filas de tetraedros, y su estructura se puede observar en la Figura 1-12 (Murray, 2007).

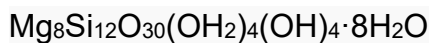
Consiste en paquetes de listones, que se separan de los listones individuales cuando se mezclan con agua. Hay muy pocas sustituciones atómicas en la estructura, por lo que la carga superficial en las partículas es baja. Además, su superficie específica es baja. En consecuencia, las propiedades reológicas de las suspensiones de atapulguita dependen de la interferencia mecánica entre los listones largos, en lugar de las fuerzas electrostáticas de partículas. Por esta razón es un excelente agente de suspensión en agua salada (Darley & Gray, 1988).

**Figura 1 - 12.** Estructura de la atapulguita



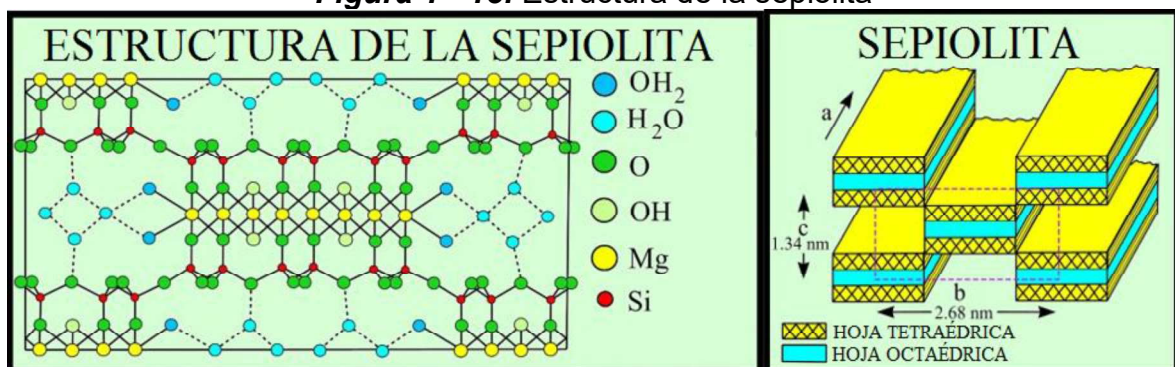
Fuente: (Poppe et al., 2001)

### 1.3.2.7. Sepiolita



La estructura de la sepiolita se observa en la Figura 1-13. Es un mineral arcilloso análogo a la atapulguita, con diferentes sustituciones en la estructura y listones más anchos que la atapulguita. Los lodos a base de sepiolita se recomiendan para uso en pozos profundos porque sus propiedades reológicas no se ven afectadas por las altas temperaturas (Darley & Gray, 1988).

**Figura 1 - 13.** Estructura de la sepiolita



Fuente: (Poppe et al., 2001)



### 1.3.3. Fenómenos en los minerales arcillosos

En algunos filosilicatos las láminas no son eléctricamente neutras debido a las sustituciones de unos cationes por otros de distinta carga (sustituciones isomórficas). El balance de carga se mantiene por la presencia, en el espacio interlaminar, o espacio existente entre dos láminas consecutivas, de cationes individuales, cationes hidratados o grupos hidroxilo coordinados octaédricamente, similares a las capas octaédricas (García Romero & Suárez Barrios).

Las fuerzas que unen las diferentes unidades estructurales son más débiles que las existentes entre los iones de una misma lámina, por ese motivo todos los filosilicatos tienen una clara dirección de exfoliación, paralela a las láminas. Además de las sustituciones isomórficas, relacionadas con la estructura del mineral, se dan cambios en la superficie de las arcillas por enlaces rotos (García Romero & Suárez Barrios).

#### 1.3.3.1. Sustituciones isomórficas

Al sustituirse un átomo por otro de igual tamaño de valencia diferente, la estructura de las arcillas lleva consigo una carga que es compensada por la adsorción de un catión en las superficies basales. En presencia de agua, los cationes adsorbidos pueden cambiarse por cationes de otras especies en el agua, y son conocidos por lo tanto como cationes intercambiables. Las sustituciones pueden darse en cualquiera de las hojas, tetraédricas u octaédricas y diversas especies pueden ser intercambiadas, dando lugar a innumerables grupos y subgrupos de minerales arcillosos. La capacidad de intercambio catiónico en las arcillas como resultado de las sustituciones en la estructura del cristal no varía con el pH y es característica de cada mineral (Alomoto & Torres, 2005).

El poder de atracción de los cationes generalmente es:



Si la concentración del catión reemplazante es incrementada, la capacidad de intercambio se ve también incrementada. La disposición de los cationes en la envoltura de agua que rodea las partículas de arcilla depende de su tamaño, carga

y agua de hidratación y todo ello altera el campo eléctrico que rodea a las partículas. La distancia, contada desde la partícula, a la cual se anula el campo eléctrico de ésta para una concentración dada de cationes está determinada por el tamaño y carga de dichos cationes (Alomoto & Torres, 2005).

Por lo tanto, el tipo de catión influye considerablemente en la importancia relativa de las dos fuerzas opuestas que actúan sobre las partículas de arcilla: si dos partículas en una suspensión de arcilla se aproximan unas a otras, se repelerán a no ser que puedan llegar a aproximarse lo suficientemente para que predomine la fuerza atractiva. Si los iones de carga opuesta son grandes ( $K^+$ ,  $Na^+$ ) se produce la repulsión (dispersión). Si los iones oponentes son pequeños y/o altamente cargados ( $Al^{3+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$ ), se produce aglomeración (floculación). En la Tabla 1-1 podemos observar algunos cationes posibles de encontrar en el fluido de perforación y su efecto relativo en el mismo (Alomoto & Torres, 2005).

**Tabla 1 - 1.** Efecto relativo de principales cationes

Catión	Efecto
$Li^+$ , $Na^+$	Dispersante
$K^+$ , $Rb^+$ , $NH_4^+$ , $Cs^+$	Intermedio
$Ca^{+2}$ , $Mg^{+2}$ , $Zn^{+2}$ , $Cu^{+2}$ , $Fe^{+2}$ , $Al^{+3}$ , $H^+$	Floculante

**Fuente:** (Alomoto & Torres, 2005)

**Realizado por:** David Valverde

### **1.3.3.2. Enlaces rotos**

Cuando una hoja de arcilla es rota, la superficie expuesta creará grupos no balanceados de cargas en la superficie (enlaces insaturados). Algunos de los grupos expuestos tienen la estructura de la sílice (ácido débil) y otros la estructura de la alúmina o magnesia (base débil). Por lo tanto, el cambio en los bordes variará dependiendo del pH de la solución. A bajos pH los bordes rotos son más positivos y a altos pH los bordes son más negativos (Alomoto & Torres, 2005).

### **1.3.3.3. Capacidad de intercambio catiónico**

La capacidad de intercambio iónico es la propiedad fundamental de las arcillas del grupo de la esmectita, ya que son capaces de adsorber con gran facilidad, los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras (García Romero & Suárez Barrios).

La capacidad de intercambio catiónico se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio o sustitución que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

1. Sustituciones isomórficas dentro de la estructura
2. Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas
3. Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80% de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica, corresponden a bordes cristalinos químicamente activos, y representan el 20% de la carga total de la lámina (García Romero & Suárez Barrios).

La Tabla 1-2 muestra el rango de la capacidad de intercambio catiónico de algunas arcillas poseen y que pueden estar presentes en el fluido de perforación.

**Tabla 1 - 2. Capacidad de intercambio catiónico de arcillas**

<b>Mineral</b>	<b>CEC meq/100g</b>
Caolinita	3-5
Halloysita	10-40
Ilita	10-50
Clorita	10-50
Atapulguita-Sepiolita	20-35
Montmorillonita	80-200
Vermiculita	100-200

**Fuente:** (García Romero & Suárez Barrios)

#### **1.3.4. Inestabilidad del pozo por presencia de componentes arcillosos**

Mantener la estabilidad del pozo es una de las consideraciones más críticas en cualquier operación de perforación. Como mínimo, un pozo inestable reducirá el rendimiento de la perforación. La inestabilidad del pozo puede ocurrir como resultado de efectos mecánicos, efectos químicos o una combinación de ambos. En términos simples, los efectos mecánicos generalmente están relacionados con la densidad del fluido de perforación o la limpieza inadecuada del pozo, mientras que los efectos químicos están relacionados con el tipo de fluido de perforación (Baker Hughes Drilling Fluids, 2006).

A medida que ocurre la compactación de los sedimentos que van quedando poco a poco enterrados por la acumulación progresiva de más sedimentos con el paso del tiempo geológico el agua es “exprimida” y sale de la roca, quedando ésta deshidratada. El grado de compactación es proporcional a la profundidad de enterramiento de estos materiales, siempre y cuando el agua no encuentre obstáculos para salir (Baker Hughes INTEQ, 1998).

Al entrar en contacto el lodo de perforación con los minerales arcillosos expandibles presentes en la roca como son especialmente el grupo de las esmectitas y la vermiculita, se produce la hidratación de éstos por aumento de la presión de hinchamiento. Los sedimentos más recientes se ablandan, hinchan, y dispersan cuando se mezclan con el agua, mientras que las lutitas más antiguas, y que generalmente han pasado por diagénesis, pueden conservar su dureza y no se dispersarán fácilmente en agua (Baker Hughes INTEQ, 1998).

Sin embargo, esto no significa que sea más fácil perforar a las lutitas más antiguas ya que tienen microfracturas, al entrar el agua a través de éstas la tensión de hinchamiento rompe los enlaces adhesivos, por ello, la lutita se fractura y cae. Por lo tanto, la hidratación debido al agua del fluido de perforación tiende a reducir la resistencia de las lutitas y la pérdida de resistencia incrementa la inestabilidad del hoyo (Baker Hughes INTEQ, 1998).

#### *1.3.4.1. Mecanismos de interacción entre el fluido y la formación*

Para comprender la interacción del fluido de perforación con la formación, se debe partir de las propiedades básicas de la arcilla o lutita in situ (por ejemplo, agua preexistente en la formación, mineralogía, porosidad) y luego analizar el impacto de los cambios de las fuerzas en el ambiente y en las propiedades de la formación (Lal, 1999).

Tres tipos diferentes de agua se encuentran asociados con las arcillas, aunque cada arcilla no contendrá todos los tipos.

- El agua intercrystalina se encuentra asociada con los cationes que neutralizan la carga causada por la sustitución elemental.

- El agua osmótica está presente como una capa superficial adsorbida asociada con las cargas sobre la arcilla.
- El agua ligada está presente en la propia molécula de arcilla como grupos hidrógeno e hidroxilo estructuralmente unidos.

La porosidad, entonces, es una medida del agua libre, agua osmótica y, en menor medida, de agua intercrystalina. Las propiedades de la arcilla y lutita que interactúan con el fluido de perforación están fuertemente influenciadas por el agua ligada y, en menor medida, por el agua libre. Las fuerzas existentes en la formación y la presión de los poros cerca del hueco son afectados por la interacción entre el fluido y la formación (Lal, 1999).

- Actividades desequilibradas causan el flujo de lodo dentro o fuera de la formación.
- Diferentes fluidos de perforación y sus aditivos afectan el flujo de lodo a la formación.
- La presión diferencial o sobre balanceada causa el flujo del lodo hacia la formación.
- El flujo de lodo hacia la formación causa hinchamiento.
- El contenido de humedad afecta la resistencia de la formación.

La inestabilidad y los mecanismos de interacción entre la formación y el fluido, que entran en juego cuando el fluido de perforación entra en contacto con la formación, se pueden presentar de la siguiente manera (Lal, 1999):

- Fuerzas mecánicas: cambia a medida que el fluido de perforación de cierta densidad reemplaza a la formación en el agujero.
- Formación fracturada: penetración de fluidos en fisuras, fracturas y formaciones de consolidaciones débiles.
- Presión capilar: cuando el fluido de perforación entra en contacto con el fluido de poro nativo en la interfaz estrecha de la garganta de poro.
- Osmosis: ocurre entre el fluido de perforación y el fluido de poro nativo de la formación, cuando a través de una membrana semipermeable debido a la presión osmótica.

- Advección Hidráulica: causa el transporte de fluido bajo el gradiente de presión hidráulica neta debido al gradiente hidráulico.
- Hinchamiento. Causada por la interacción entre el fluido de perforación y arcillas hidratables.
- Difusión de la presión: los cambios en la presión cerca de la cara del pozo a medida que el fluido de perforación comprime el fluido del poro difunde la presión en la formación.
- Penetración de lodo: en formaciones fracturadas y muy poco consolidadas, por la inestabilidad de las arcillas y lutitas, gran parte de estas formaciones caen al agujero.

#### *1.3.4.2. Hidratación*

- Hidratación superficial

Esta resulta de la adsorción de capas mono moleculares de agua en las superficies basales externas del cristal y, en el caso de arcillas de estructura expandible, en las superficies interlaminares (Baker Hughes Drilling Fluids, 2006).

- Hidratación iónica

Hidratación de los cationes interlaminares con las superficies cercanas de las moléculas de agua. Los cationes intercambiables influyen en el agua enlazada al cristal a través de 2 mecanismos: primero muchos de los cationes se hidratan así mismos (las excepciones son  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{K}^+$ , y  $\text{Na}^+$ ); segundo, ellos se enlazan a la superficie del cristal en competencia con las moléculas de agua, y de esta forma tienden a alterar su estructura; las excepciones son  $\text{Na}^+$  y  $\text{Li}^+$ , los cuales son ligeramente enlazados y tienden a irse (Baker Hughes Drilling Fluids, 2006).

- Hidratación osmótica

Se produce una vez que las arcillas se han hidratado iónicamente, a una humedad generalmente del 100%. El hinchamiento osmótico ocurre porque la concentración de cationes entre las capas es mayor que la de la solución. Consecuentemente, el agua entra en las capas, incrementando el espacio basal y permitiendo el desarrollo de difusas capas dobles. Aun cuando no se encuentra involucrada una membrana

semipermeable, el mecanismo es esencialmente osmótico debido a que se encuentra gobernado por una diferencia de concentración de electrolitos (Baker Hughes Drilling Fluids, 2006).

#### *1.3.4.3. Interacciones físico-químicas entre las partículas de arcilla*

Las fuerzas que actúan sobre las partículas de arcilla se pueden describir como fuerzas repulsivas o atractivas. Las partículas pueden interactuar debido al movimiento browniano. Si van a aglomerarse o no dependerá de la suma de la repulsión y las fuerzas de atracción.

- Fuerzas eléctricas de repulsión

Las partículas de arcilla se han descrito como pequeños cristales que tienen una carga excedente negativa (una carga parcialmente compensada es proporcionada por los iones en solución que son atraídas electrostáticamente a la superficie). Cuando dos partículas cargadas negativamente se acercan entre sí, habrá una repulsión entre las partículas (Skalle, 2010).

- Fuerzas atractivas de Van der Waals

Las fuerzas de Van der Waals surgen a través de la atracción de los dipolos espontáneos, establecido debido a la distorsión de la nube de electrones alrededor de cada átomo. Para un gran conjunto de átomos, tales como en una de las capas de arcilla, esta fuerza puede ser significativa. La fuerza de atracción decae muy rápidamente con la distancia; es inversamente proporcional a la distancia al cubo ( $1/d^3$ ), pero es esencialmente independiente de la concentración de electrolito (Skalle, 2010).

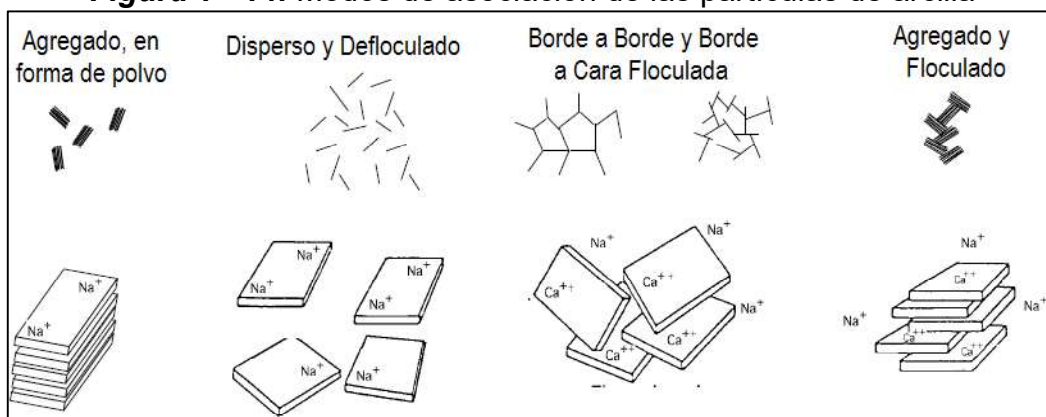
#### *1.3.4.4. Asociaciones de partículas*

Las asociaciones entre las partículas de arcilla son causadas por fuerzas de repulsión/atracción y son importantes ya que afectan a importantes propiedades, tales como la viscosidad, el rendimiento y la pérdida de fluido, ejemplificado en la Figura 1-14 (Skalle, 2010).

Los términos que describen las asociaciones son las siguientes:

- No floculada o disperso: Una fuerza de repulsión total entre las partículas de arcilla, que llevan la misma carga neta negativa.
- Sistemas floculada: Existen fuerzas de atracción entre las partículas netos.
- Sistemas de agregados: La arcilla se compone de una estructura de lámina o de la unidad de capa de base, y los cristales consisten en conjuntos de las láminas, una sobre la otra.

**Figura 1 - 14.** Modos de asociación de las partículas de arcilla



**Fuente:** (Skalle, 2010)

## 1.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Durante la perforación, el lodo es el primordial elemento para minimizar los problemas operacionales y maximizar la producción del pozo.

La selección del fluido de perforación está basada en su relativa habilidad a perforar cada formación, mientras se produce una limpieza efectiva y estabilización del hoyo. Las características del lodo y la tasa de flujo están relacionadas con un desempeño óptimo en las operaciones de perforación.

La optimización de la perforación involucra la selección de las condiciones de operación que requerirán el menor gasto de la operación para alcanzar la profundidad deseada, cumpliendo con los estándares en la seguridad del personal, protección ambiental, información adecuada sobre las formaciones penetradas y productividad.



El lodo o fluido de perforación es el líquido lubricante y transportador de cortes generados en la perforación de pozos petroleros. Este líquido se bombea hacia la broca y arrastra los cortes de perforación hasta la superficie del pozo. Estos lodos pasan a través del equipo de control de sólidos donde son limpiados de la mayor cantidad de partículas gruesas y finas para ser reutilizados.

#### **1.4.1. Funciones del fluido de perforación**

Dentro de las principales funciones de un fluido de perforación podemos encontrar el transporte de cortes de perforación del fondo del pozo hacia la superficie, la suspensión de los cortes de perforación durante y cuando se detiene la circulación, el control de presiones, dar estabilidad al pozo, la transmisión de energía hidráulica a la broca y lubricación de la misma, entre otras funciones (Valdéz, 2008).

Se prestará especial atención a la estabilidad del pozo ya que este es el principal problema que tendríamos en el pozo cuando ocurre un hinchamiento de las arcillas. Cuando las arcillas comienzan a mezclarse con el fluido de perforación estas van cambiando las propiedades reológicas del lodo, es por esto de vital importancia la utilización de un inhibidor, el cual nos ayudara a mantener las propiedades iniciales del fluido de perforación.

La presión osmótica a su vez sería el causante principal de una inestabilidad en las paredes del pozo, si las arcillas de las paredes del pozo no están correctamente inhibidas, dependiendo de la formación a la que pertenezcan, estas comienzan a adherirse al fluido de perforación.

#### **1.4.2. Efectos no deseados por la interacción del fluido con la formación**

Dentro de los efectos no deseados cuando el fluido de perforación se topa con la formación se puede encontrar el daño de las formaciones, la reducción de la rata de perforación, problemas de presiones, la pérdida de circulación, la pega de tubería de perforación contra las paredes del pozo, la erosión de la superficie interna del pozo, la retención de sólidos indeseables por el lodo, la contaminación ambiental, entre otros (Valdéz, 2008).

### 1.4.3. Tipos de fluidos de perforación

Los fluidos de perforación se clasifican según el tipo de fluido base y otros ingredientes primarios:

- Neumático: Aire, nitrógeno y espuma.
- Base agua: Energizado (incluyendo afores) arcilla, polímero, emulsión
- Base aceite: Aceite o aceite sintético, emulsión inversa

Las espumas contienen al menos un 70% de gas (generalmente N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> o aire) en la superficie del orificio, mientras que los fluidos energizados, incluyendo los afores, contienen cantidades menores de gas. Los afores son burbujas especialmente estabilizadas que funcionan como un material de puente o pérdida de circulación (LCM) para reducir las pérdidas de lodo en formaciones permeables y microfracturadas. Los fluidos de perforación acuosos generalmente se denominan lodos a base de agua (WBM), mientras que los fluidos de perforación no acuosos (NAFs) a menudo se conocen como lodos a base de aceite (OBM) o lodos a base de sintéticos (SBM). Los OBM se basan en los NAFs que se destilan del petróleo; que incluyen diésel, aceites minerales y parafinas lineales refinadas (LP). Los SBM, que también se conocen como lodos basados en pseudo-aceites, se basan en productos de reacción química de materias primas comunes como el etileno; que incluyen olefinas, ésteres y LP sintéticos (ASME, 2005).

#### 1.4.3.1. Lodos base agua

- Lodos no inhibitorios

Varían desde lodos nativos (no tratados) hasta los ligeramente tratados que pueden ser orgánicos o inorgánicos.

- Lodos inhibitorios

La inhibición se realiza por efectos iónicos o de encapsulación de los aditivos inhibitorios sobre los minerales arcillosos reactivos.

En la Tabla 1-3 se puede observar una clasificación de los lodos base agua.

**Tabla 1 - 3. Clasificación de los lodos base agua**

<b>Clasificación</b>	<b>Componentes principales</b>	<b>Características</b>	<b>Propiedades inhibitorias</b>
<b>Agua dulce simple</b>	Agua fresca	Bajo costo, aplicaciones en onshore, perforación rápida en formaciones estables, necesita espacio para la sedimentación de sólidos, se pueden usar flocculantes	No
<b>Agua de mar simple</b>	Agua de mar	Bajo costo, Aplicaciones en offshore	Es posible
<b>Spud mud</b>	Agua, bentonita	Bajo costo, usado en la sección superficial	No
<b>Agua salada</b>	Agua de mar, salmuera o agua salada saturada; agua de mar, arcilla, almidón polímero celulósico	Costo moderado, usado en perforaciones de sal y workovers	Es posible
<b>Cal o Yeso</b>	Agua dulce o salobre; bentonita, cal o yeso, lignosulfonato	Costo moderado, usado en la perforación de arcillas y lutitas, es de mantenimiento simple, alta temperatura, tolerancia a la sal, anhidrita, cemento, cortes de perforación	Si
<b>Lignito o Lignosulfonato</b>	Agua dulce o salobre; bentonita, soda caustica, lignito o lignosulfonato	Costo moderado, usado en la perforación de arcillas y lutitas, tiene tolerancia a la sal, anhidrita, cemento	Si
<b>Potasio</b>	Cloruro de potasio; acrílico, biopolímero o celulósico, algo de bentonita	Costo moderado, estabilidad del pozo; baja tolerancia a sólidos perforados, alto pH	Es posible
<b>Sólidos de baja (“no dispersos” cuando aumentan su peso)</b>	Agua salada fresca a alta, polímero, algo de bentonita	Alto costo, estabilidad del agujero; Baja tolerancia a sólidos perforados, cemento y sales divalentes	Es posible

**Fuente:** (ASME, 2005)

Dentro los lodos inhibitorios se encuentran los siguientes tipos de lodos:

- Lodos no dispersos

Llamados también lodos primarios, son usados para perforar pozos de pequeñas profundidades o los primeros metros de profundidad de los pozos. El objetivo de este sistema es reducir la cantidad total de sólidos arcillosos obteniendo una alta tasa de penetración (ASME, 2005).

- Lodos con calcio

Contienen compuestos de calcio, los cationes divalentes inhiben el hinchamiento de las arcillas de la formación perforada, bastante usada para controlar lutitas disgregables. También se aplican en la perforación de secciones de anhidrita ( $\text{SO}_4\text{Ca}$ ) de espesor considerable y en capas con flujos de agua salada (ASME, 2005).

- Lodos dispersos

Tienen una aplicación similar a los lodos con fosfato, pero gracias a la estabilidad del agente dispersante puede ser usado a grandes profundidades, los lignitos son más estables que los lignosulfonatos a elevadas temperaturas y son agentes de control de pérdida de fluido más efectivos (ASME, 2005).

- Lodos saturados con sal

La fase de agua es saturada de cloruro de sodio. Estos lodos son utilizados para perforar lutitas problemáticas, requieren cantidades mayores de materiales para controlar sus pérdidas de filtrado, debido a que son sistemas inhibidos (tienen aditivos que limitan su reacción con las formaciones perforadas) y la dificultad para controlar sus propiedades reológicas (ASME, 2005).

- Lodos con materiales poliméricos

Ya sea en base agua dulce o salada poseen compuestos químicos de cadena larga y peso molecular alto, que puede contribuir a: control de pérdidas de filtrado, propiedades reológicas, estabilidad térmica, resistencia ante contaminantes, estabilidad de las formaciones, lubricidad a la tubería de perforación, prevenir pegas de tubería y corrosión, mantener un ambiente limpio (ASME, 2005).

A continuación, se va hablar de una propiedad importante de los fluidos de perforación que es la reología de los fluidos, esta propiedad se ve afectada por la presencia de arcillas, es importante de estudiarla debido a que cualquier fluido al estar en contacto con las arcillas necesariamente va a modificar las propiedades reológicas iniciales del fluido.

#### 1.4.4. Reología del fluido de perforación

La reología es la ciencia de la deformación de los materiales (si son sólidos) o de su flujo (si son líquidos) bajo tensión aplicada. Una fuerza aplicada a un cuerpo produce una deformación en él. En el caso de un fluido, la fuerza aplicada induce el flujo (SPRINGER-SCIENCE+BUSINESS MEDIA, B.V., 1982).

##### 1.4.4.1. Características Reológicas

A una temperatura y presión determinadas el comportamiento del fluido en condiciones transitorias, se manifiesta por su tiempo de respuesta a las condiciones cambiantes de flujo. Por otra parte, el comportamiento del fluido en flujo laminar, se caracteriza por su curva de flujo experimental, o reograma. Los coeficientes constantes de la ecuación de flujo representada por esta curva son parámetros reológicos, específicos para el fluido en particular. Si su comportamiento en reposo se manifiesta por la formación de geles después de un cierto periodo de tiempo el fluido será tixotrópico (SPRINGER-SCIENCE+BUSINESS MEDIA, B.V., 1982).

Si el flujo es laminar, la ecuación de salida relaciona la tensión de corte con la velocidad de corte. En un fluido estos parámetros varían con la temperatura y la presión (SPRINGER-SCIENCE+BUSINESS MEDIA, B.V., 1982).

Un fluido es tixotrópico si:

- Se forma un gel después de ser agitado y se deja reposar.
- Vuelve a su estado original después de haber sido sacudido nuevamente.

A temperatura y presión constantes, el comportamiento tixotrópico es reversible.

El fluido se corta en capas laminares, paralelas a la dirección del flujo, moviéndose cada capa a su velocidad específica (SPRINGER-SCIENCE+BUSINESS MEDIA, B.V., 1982).

Una tasa de corte tal que se pueda expresar:

$$\gamma = \frac{dV}{dr} \quad (1 - 1)$$

Donde:

- dV: Diferencia de velocidad entre dos capas adyacentes
- dr: Distancia entre las dos capas

En el sistema internacional de unidades, así como en el sistema ingles de unidades la tasa de corte ( $\gamma$ ) se expresa en ( $s^{-1}$ )

Un esfuerzo de corte tal que se pueda expresar:

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (1 - 2)$$

Donde:

- F: Fuerza en libras
- A: Área en pies al cuadrado

En el sistema internacional de unidades el esfuerzo de corte ( $\tau$ ) se expresa cómo (Pa) pero habitualmente en la industria el sistema que comúnmente se utiliza el sistema ingles de unidades el cual simplifica los cálculos, donde tenemos la expresión en ( $lb/100ft^2$ ).

Para una tasa de cizallamiento dada, la viscosidad aparente  $\mu$  se define mediante la ecuación:

$$\mu_a = \frac{\tau}{\gamma} \quad (1 - 3)$$

Donde:

- $\tau$ : Esfuerzo de corte
- $\gamma$ : Tasa de corte

En el sistema internacional de unidades la viscosidad aparente ( $\mu_a$ ) se expresa en ( $Pa \cdot s$ ). La unidad que se emplea habitualmente es su submúltiplo, el ( $mPa \cdot s$ ) lo que es igual al centipoise (cP).

A menudo es necesario considerar el régimen de flujo del fluido de perforación, ya que dependiendo de la cantidad de material arcilloso con el cual este en contacto el fluido, este puede verse afectado y variar el tipo de flujo.

#### *1.4.4.2. Clasificación Reológica*

- Fluido Newtoniano

El esfuerzo cortante de los fluidos newtonianos es directamente proporcional a la velocidad de corte: si una variable se duplica, la otra también se duplica. La ecuación reológica es:

$$\tau = \mu\gamma \quad (1 - 4)$$

Donde:

- $\mu$ : Viscosidad
- $\tau$ : Esfuerzo de corte
- $\gamma$ : Tasa de corte

Ejemplos de tales fluidos son el agua o la gasolina. Para un fluido newtoniano, la relación de viscosidad  $\mu_a = \tau/\gamma$ , es constante a temperatura y presión constantes.

- Fluidos no Newtonianos

- Fluido Bingham

En los fluidos plásticos de Bingham, el esfuerzo cortante también varía linealmente con la velocidad de corte, pero, a diferencia de los fluidos newtonianos, se debe aplicar una fuerza mínima para impartirles movimiento. Esta fuerza, se conoce como el punto de cedencia.

Tales fluidos se caracterizan por dos constantes:

El punto de cedencia ( $\tau_0$ ) corresponde a la fuerza más pequeña requerida para poner el fluido en movimiento.

La viscosidad plástica, ( $\mu_p$ ) es la relación entre el incremento en la tensión de corte y el incremento correspondiente en la velocidad de corte, es decir, la pendiente de la curva obtenida al graficar  $\tau$  en función de  $\gamma$ .

La ecuación teórica de flujo de tales fluidos es:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma \quad (1 - 5)$$

Donde:

- $\tau$ : Esfuerzo de corte
  - $\tau_0$ : Punto de cedencia
  - $\mu_p$ : Viscosidad plástica
  - $\gamma$ : Tasa de corte
- 
- Fluidos Pseudoplásticos o de Ley de Potencia

Los fluidos pseudoplásticos, como los fluidos newtonianos, fluirán bajo cualquier fuerza aplicada, por pequeña que sea. Pero, a diferencia de los fluidos newtonianos, la tensión de corte no es proporcional a la velocidad de corte, sino a su novena potencia; De ahí el nombre de fluidos de ley de potencia. La ecuación de flujo es:

$$\tau = K \gamma^n \quad (1 - 6)$$

Donde:

- $\tau$ : Esfuerzo de corte
- $K$ : Índice de consistencia
- $\gamma$ : Tasa de corte
- $n$ : Índice de comportamiento de flujo adimensional, que es unidad o menor que la unidad.



## 1.5. MECANISMOS DE INHIBICIÓN EN UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los principales mecanismos de inhibición de los minerales arcillosos presentes en las formaciones perforadas (cortes de perforación), aplicabilidad y tipos de fluidos de perforación empleados, clasificados en base a los aditivos inhibidores, se resumen en la Tabla 1-4.

La aplicación de cualquier fluido inhibidor deberá estar precedida del análisis de la mineralogía y pruebas de dispersión.

**Tabla 1 - 4.** Mecanismos de estabilización de los minerales arcilloso

Categoría	Tipo de fluido de perforación	Mecanismo de estabilización	Aplicación
<b>Electrolitos</b>	Fluidos que utilizan cloruro de sodio, sistemas de potasio, fluidos de yeso y cal, sistemas de complejo de aluminio	Proceso de intercambio catiónico Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup> , Mg <sup>++</sup> , Ca <sup>++</sup> , Al <sup>+++</sup> . Orden de sustitución creciente.	Lutitas hidratables, blandas, altamente dispersivas, lutitas con elevado contenido de montmorillonita y altos porcentajes de estratos mixtos con tendencias al hinchamiento.
<b>Polímeros</b>	Poliacrilamidas hidrolizadas	Encapsulación	Lutitas blandas, bastante dispersivas, lutitas con elevado contenido de montmorillonita e ilita y con estratos mixtos sumamente expandibles. Puede utilizarse junto con electrolitos para mayor inhibición.

**Fuente:** (Baker Hughes Drilling Fluids, 2006)

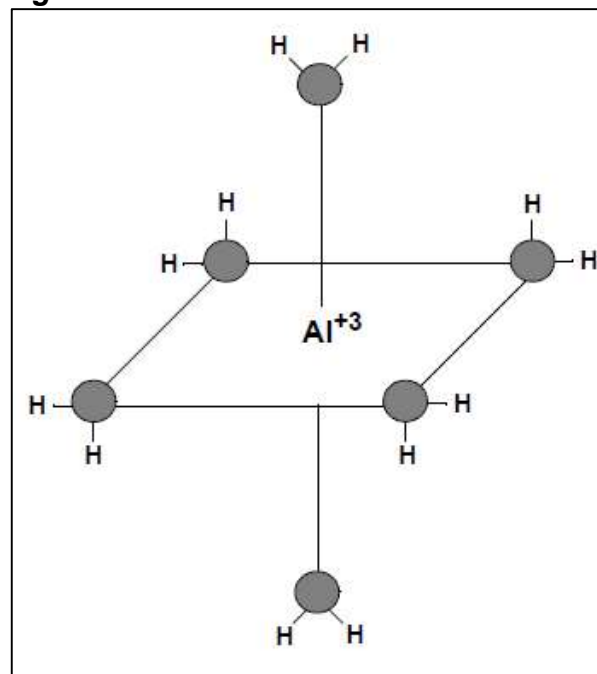
### 1.5.1. Inhibición de lutitas y arcillas con el ion calcio

La inhibición iónica ocurre cuando los cationes de Ca<sup>+2</sup>, por cargas eléctricas, son atraídas y recubren las arcillas desplazando las moléculas de H<sup>+</sup>, convirtiendo a la arcilla en hidrofóbica e impidiendo la hidratación de la misma. El sistema nitrato de calcio se lo utiliza sin defloculante, es decir para contrarrestar la propiedad floculante del ion calcio, se trabaja manteniendo un rango de concentración de iones calcio, los cuales se encuentran por debajo de los 3000 ppm de calcio.

### 1.5.2. Inhibición de lutitas y arcillas con el ion aluminato

El aluminio exhibe una química compleja, dependiente del pH, en sistemas acuosos. La disolución de las sales de aluminio produce soluciones ácidas. Los iones de aluminio existen como iones hexa-hidratados en una configuración octaédrica como muestra la Figura 1-15. Las soluciones de sales de aluminio contienen solo  $\text{Al}(\text{H}_2\text{O})_6^{+3}$  a valores de pH inferiores a 3. Cuando los valores de pH se encuentran entre tres y cinco, las especies de aluminio se distribuyen entre una mezcla de especies de hidróxidos acuosos que incluyen  $\text{Al}(\text{OH})^{+2}$ ,  $\text{Al}(\text{OH})_2^{+}$ , y otros cationes varios que contienen múltiples átomos de aluminio. A valores de pH entre 5 y 6, aparece hidróxido de aluminio sólido  $\text{Al}(\text{OH})_3$ . A medida que el pH se vuelve más alcalino, el anión aluminato,  $\text{Al}(\text{OH})_4^-$ , se vuelve dominante. Por encima de pH 11, la mayor parte del aluminio está en forma de aluminato. El hidróxido de aluminio es una sal anfótera<sup>5</sup>. A un pH más alto, forma aniones de tetrahidroxialuminato solubles y a un pH más bajo produce especies de cationes de aluminio solubles (Baker Hughes INTEQ , 1998).

**Figura 1 - 15.** Cation de aluminio hidratado



**Fuente:** (Baker Hughes INTEQ , 1998)

---

<sup>5</sup> Anfótera: Actúa como ácido o como base según la sustancia con la que reacciona.

El tipo de hidróxido de aluminio que se forma depende de muchos factores, como la temperatura y otros componentes del fluido (por ejemplo, electrolitos y ácidos orgánicos). Bajo ciertas condiciones, el hidróxido de aluminio puede precipitar inicialmente en una forma, pero luego cambiar a otra forma o ser un sólido amorfo. Los metales pueden formar quelatos o complejos heterocíclicos en los cuales un ion metálico está unido covalentemente por átomos no metálicos en la misma molécula (Baker Hughes INTEQ, 1998).

### **1.5.3. Interacción entre el ion aluminato y el lignito**

El lignito es una mezcla compleja de compuestos que resulta de la descomposición parcial y la compresión de la materia orgánica, principalmente plantas muertas, durante largos períodos de tiempo. El proceso de envejecimiento convierte los compuestos químicos encontrados en la fibra en una variedad de derivados. Muchos de estos derivados pueden formar complejos con el aluminio (Baker Hughes INTEQ, 1998).

El lignito contiene altas concentraciones de ácido húmico. El ácido húmico se describe normalmente como una mezcla de alomelaninas. Las alomelaninas son polímeros orgánicos alifáticos, aromáticos y heterocíclicos hechos de nitrógeno.

Precusores libres. El ácido fúlvico generalmente se encuentra con el ácido húmico. El ácido fúlvico es soluble tanto en soluciones acuosas alcalinas como ácidas, mientras que el ácido húmico es más soluble en condiciones alcalinas (Baker Hughes INTEQ, 1998).

El lignito se utiliza en combinación con los sistemas de alumbre y aluminato, en una relación 50/50, es decir en los sistemas de alumbre y aluminato utilizados ya está incluido el lignito, ya que este contrarresta la propiedad floculante del ion aluminio.

## **1.6. CARACTERIZACIÓN DE LOS MINERALES PRESENTES EN LAS FORMACIONES POR DIFRACCIÓN DE RAYOS X**

La difracción de rayos X (XRD) es la instrumentación más comúnmente usada en el estudio de minerales del tamaño de las arcillas (<2um). Sin embargo, no es el

único método disponible, existen métodos recientemente establecidos, para el análisis de partículas de este rango de tamaño (Moore & Reynolds, 1997). Pueden resumirse en cuatro categorías:

1. Microscopía
2. Espectroscopia y análisis
3. Difracción e imagen
4. Métodos térmicos

El XRD es una herramienta muy poderosa 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 caolinas es posible únicamente por XRD (Klein & Philpotts, 2013).

Los resultados de los análisis XRD previos para las muestras de las formaciones se los encuentra en el Anexo 1,

En la Tabla 1, Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10 del Anexo 1 se observa que la muestra de la formación chalcana contienen material arcilloso con presencia de minerales como caolinitas, halloysitas, illitas y montmorillonitas. Por otra parte, en la muestra de la formación orteguaza encontramos material arcilloso con presencia de minerales tales como cloritas, caolinitas, halloysitas, illitas y montmorillonitas.

En la Tabla 2 del Anexo 1 se observa que las muestras de las formaciones no contienen minerales arcillosos interlaminares.

En la Tabla 3, Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6 del Anexo 1 están los resultados del análisis de los elementos atómicos presente en las muestras de las formaciones.

En la Figura 1 del Anexo 1 se observa que las formaciones contienen en gran porcentaje silicio seguido de porcentajes representativos de sodio, hierro, potasio y aluminio.

## **CAPÍTULO 2**

### **METODOLOGÍA EXPERIMENTAL**

#### **2.1. PROCEDENCIA DE LAS FORMACIONES**

Las muestras utilizadas en los ensayos realizados en el presente trabajo fueron tomadas de los afloramientos evaluados en el trabajo de titulación previo de Alomoto y Torres, con el objetivo de partir de un análisis XRD previo de las formaciones. Dichos análisis son necesarios para conocer el contenido de material arcilloso presente en las formaciones y posteriormente evaluar cómo reacciona la formación con el fluido de perforación.

Las muestras son originarias de la zona oriental ecuatoriana específicamente de los sectores de Cascales y Tena en donde se encuentran afloramientos naturales de las formaciones Chalcana y Ortegua. En la Figura 2-1 se puede observar las lutitas del afloramiento de la formación Ortegua en Cascales.

**Figura 2 - 1.** Afloramiento de lutitas de orteguaza



**Realizado por:** David Valverde

#### **2.2. TRATAMIENTOS APLICADOS A LAS MUESTRAS**

Las muestras de las formaciones se someten a procesos de secado y disminución de tamaño de partícula. El ensayo no es normalizado, lo que se busca es reducir el tamaño de las muestras de las formaciones y secarlas (Alomoto & Torres, 2005).

## Procedimiento

1. Las muestras se secan a temperatura ambiente (<25°C) durante 24 horas.
2. Las muestras se secan en un horno a una temperatura menor a 110°C ya que la norma establece que es el máximo permisible para que el material arcilloso no sufra alteraciones.
3. Una vez secas, las muestras de las diferentes formaciones son trituradas.
4. La muestra se tamiza según el rango de partículas que se necesite, para este caso necesitamos partículas menores a 74 micras (< malla #200).
5. El porcentaje de la muestra que pasa por la malla se la recoge y lo que queda retenido en el tamiz es molido para reducir nuevamente el tamaño de partícula.
6. Se tamiza la muestra nuevamente y se recoge la muestra que pase por la malla.

## **2.3. CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES**

La caracterización de las formaciones se realiza mediante pruebas físicas, análisis químicos y análisis mineralógico.

### **2.3.1. Análisis granulométrico de las formaciones**

Con el análisis granulométrico se caracteriza el tamaño de partícula de las formaciones luego de haber sido sometidas a un proceso de disminución del tamaño de partícula. Se obtiene utilizando un sistema de tamizado (separación mecánica) compuesto de las mallas estándar número: #8 (2380  $\mu\text{m}$ ), #14 (1410  $\mu\text{m}$ ), #45(354  $\mu\text{m}$ ), #100 (149  $\mu\text{m}$ ), #200 (74  $\mu\text{m}$ ) y #325 (52  $\mu\text{m}$ ) (Alomoto & Torres, 2005).

## Equipo

- Balanza
- Muestra de formación
- Trituradora
- Tamizadora
- Tamices malla: 8, 14, 45, 100, 200, 325

- Receptáculo
- Crisol y Espátula

**Figura 2 - 2.** Trituradora



**Fuente:** (Laboratorio de Geomecánica, EPN, 2019)  
**Realizado por:** David Valverde

**Figura 2 - 3.** Tamizadora



**Fuente:** (Laboratorio de Sedimentología EPN, 2019)  
**Realizado por:** David Valverde

### Procedimiento

1. Pesar alrededor de 100 gramos de formación de tamaño de partícula obtenida luego de pasar por la trituradora de la Figura 2-2 y registrar dicho peso como  $P_o$ .
2. Armar el ensamblaje de los tamices a utilizar, colocándolos uno sobre otro en serie con las aberturas más grandes desde arriba hacia abajo, asegurando fijamente la tapa con los sellos de los costados para evitar que se caigan los tamices o se dañe el equipo, un recipiente estará en el fondo para recoger el material que pasa la última malla (# 325).
3. Colocar la muestra de formación ( $P_o$ ) en el tamiz superior del ensamblaje de mallas y éste en la tamizadora.

4. Sacudir mecánicamente el conjunto por 10 minutos para tamizar la muestra, como se muestra en la Figura 2-3.
5. Se pesan las fracciones de muestra retenidas en cada tamiz que pertenece al conjunto ( $P_{\text{retenido}}$ ).

### Cálculos

*Porcentaje retenido de formación, %Ret:*

$$\%Ret = \frac{P_{ret}}{P_o} * 100 \quad (2 - 1)$$

*Porcentaje retenido acumulado de formación, %Ret.Acum:*

$$\%Ret. Acum. = \frac{\sum P_{ret}}{P_o} \quad (2 - 2)$$

*Porcentaje pasante acumulado de formación, %Pas.Acum:*

$$\%Pas. Acum. = 100 - \%Ret. Acum. \quad (2 - 3)$$

Donde:

- $P_o$ : Peso inicial de la formación [g].
- $P_{ret}$ : Peso de la formación retenida en un tamiz [g].

### **2.3.2. Determinación del porcentaje de humedad en las muestras**

Cuando se toma una muestra de la formación, esta al estar al aire contiene cierto porcentaje de humedad, por más seca que la muestra aparentemente se muestre siempre habrá un porcentaje de humedad. Este ensayo se lo realiza con la finalidad de saber el peso inicial seco de las 2 formaciones para posteriores cálculos en los ensayos de dispersión. El ensayo es normalizado y fue tomado de las normas API 13-A, secciones 4.10 - 4.12 (Alomoto & Torres, 2005).

### Equipo

- Horno de secado
- Muestra de formación



- Balanza
- Crisol y espátula

### Procedimiento

1. Pesar 10 gr de muestra de la formación
2. Pesar el crisol y los 10 gr de muestra
3. Secar a 105 °C por una hora
4. Pesar la muestra seca y registrar su valor

### Cálculos

*Porcentaje de hidratación de la muestra, H:*

$$H = 100 * \frac{(W_1 - W_2)}{W_1} \quad (2 - 4)$$

Donde:

- $W_1$ : Peso de la muestra original [g]
- $W_2$ : Peso de la muestra seca [g]

### **2.3.3. Determinación del pH de las formaciones**

Se determina el pH de las formaciones para poder caracterizarlas ya que en fluidos inhibidores con aluminio el pH debe de ser alcalino, al estar en contacto con la formación el pH puede variar y cambiar las propiedades inhibitorias del fluido. El ensayo no es normalizado (Alomoto & Torres, 2005).

### Equipo

- Medidor de pH
- Electrodo
- Muestra de formación triturada
- Vaso de precipitados
- Agua destilada
- Balanza
- Crisol y espátula

## Procedimiento

1. Agregar en vaso de precipitados 5 gramos de formación previamente tamizada por malla 200 y completarlo hasta los 100 ml que marca el vaso con agua destilada. Esto sería una solución al 5% de formación en agua destilada, pero con cualquier otro porcentaje dará el mismo resultado.
2. Colocar el electrodo en la muestra agitando la mezcla hasta que el medidor indique un valor estable en la modalidad pH así como indica la Figura 2-4, y registrarlo.

**Figura 2 - 4.** Medidor de pH digital



**Fuente:** (Baroid, 2019)

**Realizado por:** David Valverde

### **2.3.4. Determinación del CEC de las formaciones método Baroid**

Con este ensayo se busca lograr una estimación del valor del CEC con las muestras de las formaciones. El ensayo es normalizado y fue tomado de las normas API 13-I, sección 11 pero modificado utilizando el método de Baroid (Baroid, 2019).

## Equipo

- Frasco Erlenmeyer
- Pipetas
- Probetas
- Varilla agitadora
- Calentador eléctrico
- Agua destilada
- Solución de Azul de Metileno
- Solución de Peróxido de Hidrogeno al 3%

- Solución de Ácido Sulfúrico 5N
- Papel filtro API
- Pirofosfato de Sodio al 2 %

Procedimiento

1. Pesar 1 gr de muestra de la formación previamente tamizada por malla 200.
2. Agregar 25 mililitros de Pirofosfato de Sodio al 2% en un frasco Erlenmeyer de 250 mililitros.
3. Transferir 1 gr de muestra al frasco Erlenmeyer, y mover en redondo el frasco para dispersar la muestra.
4. Colocar el frasco sobre el calentador hasta que hierva la mezcla, y hervir la mezcla a fuego lento durante 10 minutos.
5. Agregar a la mezcla 15 ml de solución de Peróxido de Hidrogeno al 3%.
6. Agregar a la mezcla 1 ml de solución de Ácido Sulfúrico 5N.
7. Colocar el frasco sobre el calentador hasta que hierva la mezcla, y hervir la mezcla a fuego lento durante 10 minutos.
8. Agregar a la mezcla 0.5 ml de solución de Azul de Metileno.
9. Agitar el contenido del frasco Erlenmeyer durante unos 2 minutos.
10. Transferir con una varilla agitadora una gota de la mezcla al papel filtro.
11. Si la gota forma un halo azul es el punto final, si no forma, seguir agregando 0,5 ml de Azul de Metileno a la mezcla.
12. Registrar el volumen de solución de Azul de Metileno usado para llegar al punto final.

Cálculos

*Capacidad de Intercambio Catiónico, C.E.C:*

$$CEC = \frac{meq}{ml \text{ de fluido}} \quad (2 - 5)$$

*Contenido Equivalente de Bentonita, M.B.C:*

$$MBC = 5 * (CEC) \quad (2 - 6)$$

Donde:

- *meq*: Volumen de solución de Azul de Metileno [ml]
- *ml de fluido*: Volumen de muestra del fluido [ml]

## 2.4. DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE

Se elaboró un fluido base agua que sea útil para perforar las zonas superficial e intermedia, ya que en estas zonas se encuentran presentes las formaciones de chalcana y orteguaza. La formulación del fluido se puede observar en la Tabla 2-1, es un fluido agua base bentonita al cual se le agregaron diferentes inhibidores.

**Tabla 2 - 1.** Formulación del fluido base

Producto	Concentración (ppb)
Bentonita Hidratada	3
Goma Xántica Clarificada	0.75
Barita	10.5
Lubricante	2
PAC L	2
Carbonato de Calcio 325	5
Extendedor de Viscosidad	0.01
Formación	40

**Elaborado por:** David Valverde

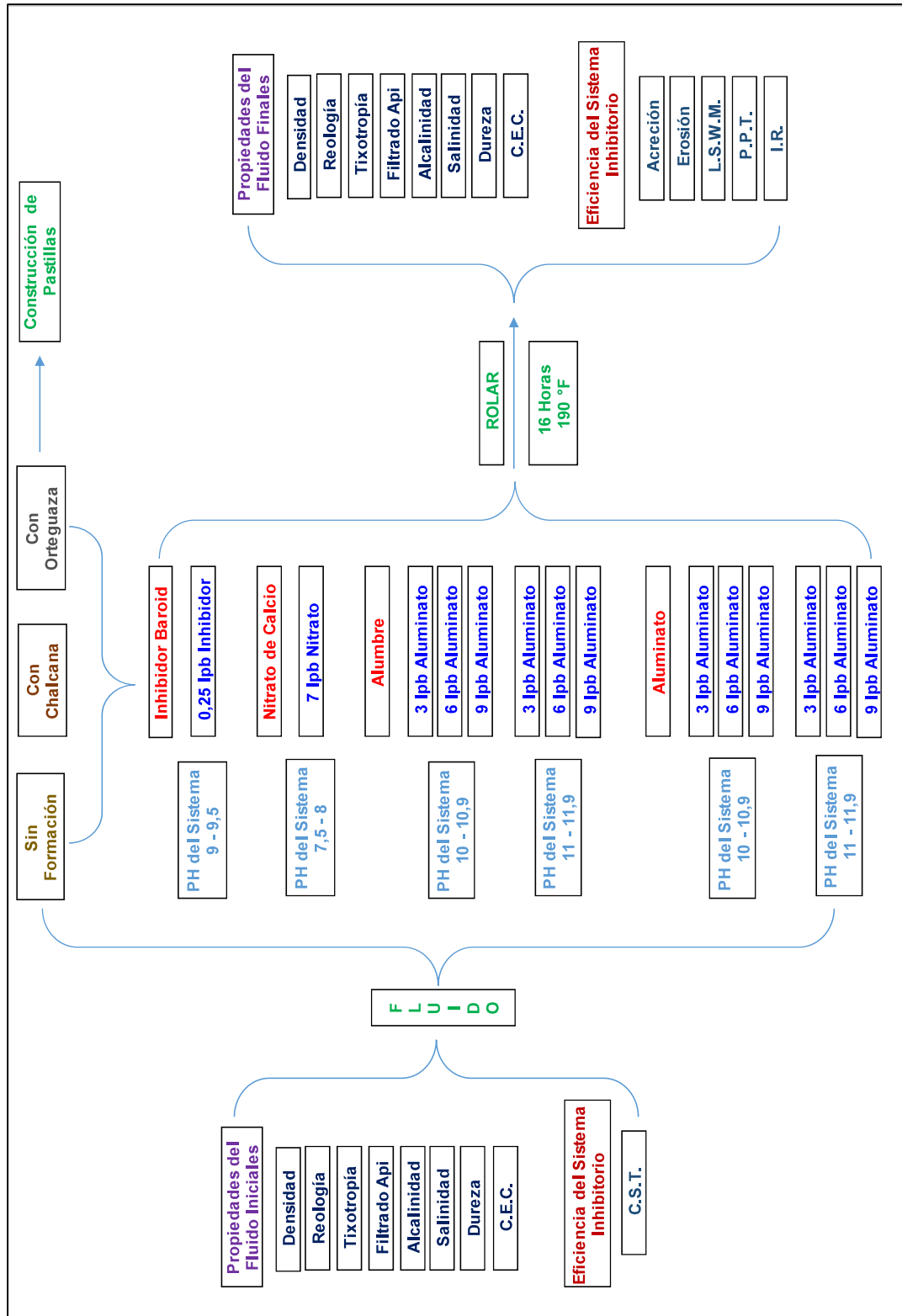
La eficiencia de los diferentes inhibidores es comparada con la eficiencia de un inhibidor de Baroid, los inhibidores utilizados fueron el nitrato de calcio, el alumbre de potasio y el aluminato de sodio.

Las concentraciones de los alumbres y aluminatos se utilizaron en rangos para poder evaluar su desempeño en las pruebas de hinchamiento y dispersión de arcilla, y así evaluando la eficiencia del fluido encontrar una concentración efectiva para estos inhibidores.

Al fluido se le añadieron muestras de formación tamizadas pertenecientes a cada sección a ser perforadas para asemejarse el fluido a las condiciones reales. En los fluidos base aluminio un factor determinante es el pH pues al aluminato es soluble en pH alcalino es por eso que se trabajó con 2 rangos de pH alcalino en los fluidos inhibitorios. Se utilizó soda caustica para subir el pH del fluido.

El procedimiento para evaluar la eficiencia de los sistemas inhibitorios se lo puede observar en la Figura 2-5 en el cual es necesario rolar el fluido antes de realizar las pruebas de inhibición.

**Figura 2 - 5.** Esquema del procedimiento de la evaluación del fluido inhibitorio



Elaborado por: David Valverde

## **2.5. PRUEBAS BÁSICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Las pruebas que se realizaron para determinar las propiedades del fluido nos sirven para verificar que el fluido inhibitorio cumpla con los estándares operacionales para cada sección. Propiedades como la densidad, viscosidad, geles, tiempo de filtrado, alcalinidad, dureza y CEC fueron realizados según los ensayos normalizadas y su procedimiento se obtuvo de las normas API 13-B1, secciones 3-7.

## **2.6. ENVEJECIMIENTO DINÁMICO DEL LODO DE PERFORACIÓN**

En la formulación del fluido de perforación varios aditivos pueden ser probados de manera económica antes de utilizar el sistema en la perforación, este procedimiento es útil cuando se prevé realizar una modificación de las propiedades del fluido. La solubilidad y la eficacia de los productos químicos pueden ser mejoradas por las condiciones efectivas de circulación, es decir la temperatura y la presión.

Para simular mejor las condiciones del fondo del pozo las muestras son frecuentemente sometidas al envejecimiento térmico a temperaturas de fondo y por periodos equivalentes a los periodos anticipados sin circulación. La mayoría de los hornos usados para este procedimiento permiten que la celda permanezca estática, sea rodada o girada durante el envejecimiento (SWACO, 2001).

### Equipo

- Horno de rodillos
- Celdas de envejecimiento

### Parámetros

Al llenar las celdas que se observan en la Figura 2-7, se debe dejar un espacio adecuado para permitir la expansión del fluido de la prueba, así como el valor estimado de temperatura el cual va a ser utilizado y el tiempo por el cual el fluido va a permanecer en rodamiento, necesario para simular las condiciones del pozo, debe ser una temperatura específica propia de la formación. El tiempo de rolado normalmente es de 16 hora y el horno de la Figura 2-6 tiene un temporizador.

Los parámetros utilizados para el rolado de los fluidos inhibitorios se muestran en la Tabla 2-2 ya que el fluido es para la sección superficial e intermedia, y como nos enfocamos en las formaciones de chalcana y orteguaza, se escogió las temperaturas promedio de dichas formaciones y de esas temperaturas se trabajó con una temperatura promedio de las dos formaciones.

**Tabla 2 - 2.** Parámetros utilizados en el envejecimiento estático y dinámico del fluido

Formación	Temperatura representativa de la Formación durante la Perforación [°F]	Volumen de Fluido [cc]	Tiempo de Envejecimiento [horas]
Chalcana	182	350	16
Orteguaza	204		
Temperatura Utilizada	190		

. Realizado por: David Valverde

**Figura 2 - 6.** Horno de rolado con sus celdas de envejecimiento



Fuente: (Baroid, 2019)  
Realizado por: David Valverde

**Figura 2 - 7.** Celda de envejecimiento



Fuente: (Rigchina Group Company, 2007)

## 2.7. PRUEBAS PARA DETERMINAR LA EFICIENCIA DEL SISTEMA INHIBITORIO

Para evaluar de manera efectiva un inhibidor es necesario realizar varias pruebas, todas las pruebas no van a dar el mismo resultado, es decir en alguna prueba puede que funcione mejor un inhibidor y en otra prueba otro inhibidor, es por esto que se

debe realizar varias pruebas, para determinar el sistema inhibitorio con mejor rendimiento.

### **2.7.1. Tiempo de succión capilar**

Esta prueba se la puede realizar mediante un dispositivo llamado CST, el cual mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de fluido inhibitorio, en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel cromatógrafo. El ensayo CST es un método especializado de filtración para evaluar el potencial de dispersión y floculación de formaciones de lutitas o arcillas, mide las propiedades hidratantes y de dispersión de las arcillas y lutitas por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación. Para el ensayo CST, el contenido de sólidos en las arcillas y lutitas, y el tiempo de mezclado son mantenidos constantes, mientras que las características químicas tales como el pH y la salinidad varían. El procedimiento de la prueba es el utilizado por Baroid (Baroid, 1997).

#### Equipo

- Equipo CST
- Papel cromatógrafico
- Licuadora de lodos
- Jeringa
- Fluido inhibitor
- Muestra tamizada mínimo por malla #100
- Probeta
- Cronometro
- Balanza digital
- Espátula

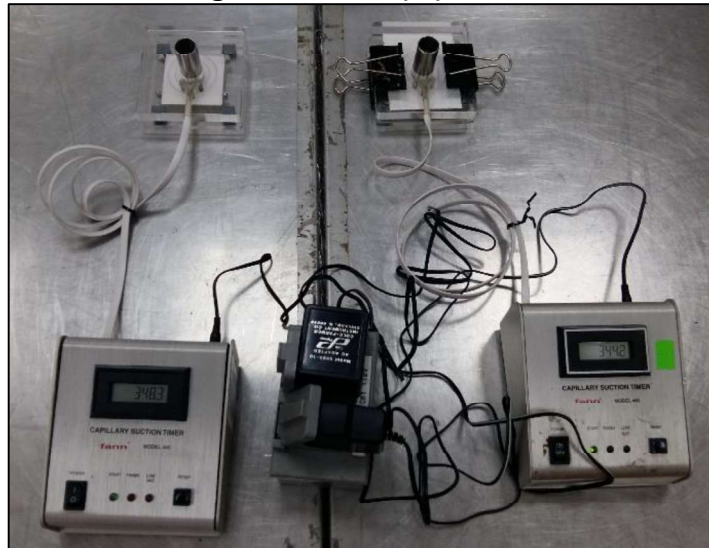
#### Procedimiento

1. Armar el equipo CST, así como muestra la Figura 2-8, colocar el papel cromatógrafo en la parte superior de la base del equipo, luego juntarlo con la otra lamina y poner una celda de acero inoxidable en el medio, ubicar el quipo en un lugar fijo que no reciba vibraciones y conectarlo.



2. La prueba CST se la hace en duplicado y se reporta el promedio de los dos resultados.
3. Asegurarse que el cilindro de ensayo y los sensores de la placa ejerzan una ligera presión con el papel cromatográfico, el cronometro del equipo deberá indicar cero y la lucecita deberá estar en rojo.
4. Medir 24 mililitros de fluido inhibidor con una probeta, colocarlo en recipiente con 2 gramos de muestra tamizada malla #200.
5. Mezclar el fluido de prueba por 2 minutos.
6. Medir con una jeringa 3ml de fluido e inmediatamente colocar dentro del cilindro de ensayo.
7. Los líquidos de la muestra son absorbidos por el papel cromatográfico, en una trayectoria circular de diámetro creciente, el cronometro empezara a correr al hacer contacto el fluido con el primer sensor.
8. Cuando el fluido alcance el segundo sensor el conteo del tiempo cesará y deberá ser anotada la lectura del conteo.

**Figura 2 - 8.** Equipo CST



**Fuente:** (Baroid, 2019)

**Realizado por:** David Valverde

### 2.7.2. Prueba de acreción de lutitas y arcillas

La prueba ayuda a determinar la tendencia de adhesión y anti-aglomeración del fluido de perforación frente a muestras de arcillas y lutitas reactivas. Las muestras reactivas se impregnan en un monel, mientras se simula las condiciones del pozo

al rolar el fluido en una celda a una temperatura determinada, después el porcentaje de material reactivo que se añadió al tubo será determinado una vez haya concluido el rolado. El procedimiento de la prueba es el utilizado por Baroid (Baroid, 1997).

### Equipo

- Monel metálico
- Celda de rolado
- Horno de rolado
- Lodo
- Cronometro
- Balanza digital
- Muestra de lutita o arcilla

### Procedimiento

1. Tamizar las formaciones y separar en dos grupos que sean menores de malla #200 y mayores a malla #14.
2. Pesar el monel metálico limpio y seco, registrar el peso inicial.
3. Cada monel es colocado dentro de la celda de rolado, sumergido en 350 ml de lodo de perforación.
4. Se añaden 30 gramos de muestra a la celda de rolado, la mitad es formación que pase malla #200 y la otra mitad es formación retenida en malla #14 o mayor, la formación debe ser añadida por la parte externa del monel uniformemente.
5. Colocar la celda en el horno y rolar el fluido por 30 minutos.
6. Retirar el monel de la celda y esperar 30 minutos para que escurra el exceso de fluido.
7. Secar el monel en el horno por 30 minutos a 185°F.
8. Esperar que el monel se enfríe y registrar el peso del monel metálico con la formación adherida.
9. La cantidad de formación adherida en los moneles como muestra la Figura 2-9 resultara de la diferencia en peso del monel antes sin formación y después del rolado con formación adherida.

**Figura 2 - 9.** Moneles con formación adherida



**Fuente:** (Baroid, 2019)  
**Realizado por:** David Valverde

### **2.7.3. Prueba de erosión de lutitas y arcillas**

El ensayo de erosión de las lutitas y arcillas se usa para medir el efecto dispersante que un lodo tendrá sobre un tipo específico de formación. Se tamiza una muestra de lutitas para obtener partículas que pasan a través de un tamiz malla 8, pero que no pasan por un tamiz malla 14. Se ponen pesos iguales de la lutita en lodos de prueba. Los lodos de prueba son luego rolados en caliente a 150°F durante 16 horas y tamizados a través de un tamiz malla 14. Los sólidos retenidos en el tamiz malla 14 son lavados, secados y pesados. El contenido inicial en humedad se tiene en cuenta al calcular el porcentaje de erosión. El procedimiento de la prueba es el utilizado por Baroid (Baroid, 1997).

#### Equipo

- Muestra de formación
- Tamices mallas #8 y #14
- Celda de rolado
- Horno de rolado
- Balanza digital

#### Procedimiento

1. Tamizar las formaciones y utilizar las muestras de formación que pase por malla #8 y sea retenido por malla #14.

2. Prepara los fluidos que van a ser evaluados, con las respectivas concentraciones de inhibidor.
3. Pesar 15 gramos de muestra que la formación a ser evaluada.
4. Precalentar el horno de rolado a 150 grados fahrenheit.
5. Poner en una celda de envejecimiento aproximadamente 350 mililitros de lodo, con la muestra de la formación y envejecerlo dinámicamente durante 16 horas.
6. Verter el fluido envejecido con la formación sobre un tamiz malla #14 tal como muestra la Figura 2-10.
7. Retirar el exceso de fluido y pesar la formación retenida.
8. Calcular el porcentaje de erosión de la muestra.

**Figura 2 - 10.** Formación retenida después del envejecimiento dinámico



**Fuente:** (Baroid, 2019)  
**Realizado por:** David Valverde

### Cálculos

*Porcentaje de erosión de la formación:*

$$\%Erosión = \frac{W_m * (100 - H_m) - W_r}{W_m * (100 - H_m)} * 100 \quad (2 - 7)$$

*Porcentaje recuperado de formación:*

$$\%Recuperación = \frac{W_r * 100}{W_m * (100 - H_m)} \quad (2 - 8)$$

Donde:

- $W_m$ : Peso inicial de la muestra [gr]
- $W_r$ : Peso retenido en el tamiz de la muestra[gr]
- $H_m$ : Porcentaje de humedad inicial de la muestra [%]

#### **2.7.4. Hinchamiento lineal**

Los estudios de hinchamiento lineal se basan en evaluar y estudiar el efecto de hidratación de las arcillas y lutitas encontradas en la perforación de un pozo, generalmente se refleja en la velocidad de expansión y en la medición del cambio de volumen experimentado por la arcilla en función del tiempo (% de hinchamiento) o en la medición de la presión necesaria para impedir el hinchamiento cuando la muestra se encuentra en contacto con el fluido de perforación. El procedimiento de la prueba son las recomendaciones de uso del equipo fann LSM (Ruz Torres, 2012).

#### Equipo

- Pastillas de la formación
- Equipo de hinchamiento lineal
- Pie de rey
- Lodo

#### Procedimiento

1. Medir con el pie de rey el espesor de la pastilla ya que el equipo mide la variación longitudinal.
2. Armar la celda para evaluar el hinchamiento que consta del cilindro, la pastilla, la malla que recubre la pastilla y la base.
3. Colocar la celda en el equipo de hinchamiento, colocar un recipiente para el fluido y poner en posición para comenzar con la prueba.
4. Registrar el espesor en el programa y configurar el resto de parámetros.

5. Verter el lodo de perforación de prueba en el recipiente, el fluido debe de cubrir toda la pastilla, así como muestra la Figura 2-11, una vez nos aseguremos que está totalmente cubierta la pastilla de fluido se corre la prueba.
6. Los datos son generados por un programa de computadora capaz de acumular en base de datos y graficar las curvas respectivas. Se introduce el nombre de la muestra, en este caso fue el aditivo inhibidor y la concentración del mismo.

El programa ofrece la información de tiempo, temperatura, porcentaje de hinchamiento y altura de la pastilla con el fin de construir las gráficas de porcentaje de hinchamiento lineal versus el tiempo y así reportar los resultados.

**Figura 2 - 11.** Equipo de hinchamiento lineal



**Fuente:** (Baroid, 2019)  
**Realizado por:** David Valverde

#### **2.7.4.1. Construcción de pastillas**

Con la construcción de pastillas se pueden evaluar el efecto de hidratación de arcillas encontradas en la perforación de pozos y saber su capacidad de reacción, es así que es necesario tanto para la prueba de hinchamiento lineal como para la prueba del índice de rendimiento. Generalmente la hidratación de las pastillas se refleja en la velocidad de expansión de esta y en la medición del cambio de volumen experimentado por la arcilla en función del tiempo.

Para la construcción de la pastilla es necesario saber la presión a la cual la pastilla va a ser compactada y el tiempo de compactación, los parámetros para este trabajo de titulación fueron los recomendados por el manual de instrucciones del equipo, ya que estos mismo parámetros utiliza Baroid para sus pruebas, hay que tener en cuenta que estos factores influyen al realizar en las pruebas correspondientes por eso deben de tener un parámetro definido para un correcto análisis de los resultados de las pruebas.

### Equipo

- Formación tamizada malla #200
- Prensa Hidráulica y celdas de compactación
- Cronometro, espátula y crisol

**Figura 2 - 12.** Prensa hidráulica y celdas de compactación



**Fuente:** (Baroid, 2019)  
**Realizado por:** David Valverde

**Figura 2 - 13.** Pastillas de formación chalcana



**Fuente:** (Baroid, 2019)  
**Realizado por:** David Valverde

### Procedimiento

- A la formación previamente tamizada por malla #200 agregar agua destilada, estimar el porcentaje de agua a ser añadido en la preparación de la pastilla para que contenga un porcentaje en peso de agua del 4%.

- Pasar la muestra nuevamente por un tamiz de menor diámetro malla #100, ya que la muestra al estar humedecida es más difícil tamizarla.
- Cada pastilla comprimida deberá pesar alrededor de 20 gramos.
- Armar la base de la celda de compactación.
- Añadir a una cantidad de formación humedecida y tamizada que ha sido previamente pesada a la celda de compactación.
- Terminar de armar la celda y colocarla en la prensa de compactación, así como muestra la Figura 2-12.
- Aplicar una presión de 10000 psi y durante 1 hora 30 minutos.
- Despresurizar la presa, sacar las pastillas y colocarlos en un desecador para no perder la humedad de las pastillas. La pastilla tendrá el aspecto como indica la Figura 2-13.

#### **2.7.5. Índice de rendimiento**

El método de laboratorio presentado permite la evaluación visual de las propiedades de inhibición del fluido de perforación considerando el hinchamiento y la hidratación de los materiales arcillosos presentes en las formaciones de Chalcana y Ortegua. El fluido de perforación está integrado por el sistema inhibitorio y otros aditivos, lo que se busca con esta prueba es medir este efecto de hidratación de las formaciones y registrarlo fotográficamente. El método fue ideado por Alomoto y Torres para evidenciar de manera visual un hinchamiento e hidratación de las pastillas.

El índice de rendimiento del sistema inhibitorio se basa en los porcentajes de cambio de hidratación e hinchamiento de las partículas de material arcilloso presentes en las pastillas al estar en contacto con el fluido de perforación en un proceso de envejecimiento estático con temperaturas reales de perforación en la sección que se encuentra la formación.

#### Equipo

- Pastillas
- Lodo
- Beaker de envejecimiento



- Horno de envejecimiento

### Procedimiento

1. Determinar el contenido de humedad en las pastillas.
2. Pesarse y medir las dimensiones de longitud y ancho de las pastillas.
3. Añadir una pastilla pre - pesada al fluido de prueba.
4. Tapar el beaker y estáticamente envejecer por 16 horas con la temperatura real durante la perforación de la formación analizada.
5. Pasar el fluido de prueba por un tamiz de malla #200, suavemente retener la pastilla y rociarla con agua para remover el exceso de fluido.
6. Pesarse la pastilla y determinar la hidratación, de los materiales arcillosos de la formación en porcentaje en peso.

### Cálculos

*Porcentaje de humedad en la pastilla,  $W_{mc}$ :*

$$W_{mc} = \frac{100 \times (W_1 - W_2)}{W_1} \quad (2 - 9)$$

*Porcentaje de hidratación en la pastilla,  $H$ :*

$$H = \frac{100 \times (W_3 - W_1)}{W_1} \quad (2 - 10)$$

*Porcentaje de hinchamiento en la pastilla,  $S$ :*

$$S = \frac{100 \times (V_2 - V_1)}{V_1} \quad (2 - 11)$$

*Índice de rendimiento del sistema inhibitorio en el lodo,  $IR$ :*

$$IR = H + S \quad (2 - 12)$$

Donde:

- $W_{MC}$ : Porcentaje en peso del contenido de humedad en la pastilla [%].
- $H$ : Porcentaje en peso de hidratación en la pastilla [%].

- $S$ : Porcentaje de hinchamiento en la pastilla [%].
- $W_1$ : Peso de la pastilla original [g].
- $V_1$ : Volumen de la pastilla original [ $m^3$ ].
- $W_2$ : Peso de la pastilla seca [g].
- $V_2$ : Volumen de la pastilla húmeda luego de ser sometida a un proceso de envejecimiento estático con temperatura [g].
- $W_3$ : Peso de la pastilla húmeda luego de ser sometida a un proceso de envejecimiento estático con temperatura [g].
- $IR$ : Índice de rendimiento del sistema inhibitorio en el lodo [%].
- $H$ : Porcentaje en peso de hidratación en la pastilla [%].
- $S$ : Porcentaje de hinchamiento en la pastilla [%].

#### **2.7.6. Filtrado PPT**

La prueba PPT se realiza a las formaciones con los mejores resultados de la prueba de hinchamiento lineal. Se utiliza para determinar el tiempo el cual se demora el fluido en formar un revoque en un disco de aloxita. Se lo conoce con el nombre de Spurt Loss, que viene siendo la cantidad de fluido que traspasa un disco con determinada permeabilidad en un tiempo determinado.

El objetivo de realizar esta prueba es para observar la eficiencia del fluido, ya que, en sistemas inhibitorios a base de aluminio, ya sea el alumbre o el aluminato necesita un pH alcalino para ser soluble, al entrar el fluido en contacto con el disco su pH disminuiría lo mismo que sucedería con si entra en contacto el fluido con una formación de pH neutro o ácido, por lo tanto, deja de ser soluble el inhibidor, entonces este se comportaría como un controlador de filtrado.

#### Equipo

- Celda PPT
- Bomba hidráulica
- Aceite hidráulico
- Disco de aloxita
- Lodo
- Probeta

- Camisa de calentamiento

**Figura 2 - 14.** Celda PPT



**Fuente:** (Baroid, 2019)  
**Realizado por:** David Valverde

### Procedimiento

1. Seleccionar el disco de aloxita y dejarlo humectar en agua.
2. Calentar la camisa conectándolo a una fuente eléctrica y esperar que llegue a la temperatura deseada.
3. Armar la celda PPT revisando que los empaques estén buenos, se debe reemplazar los empaques que estén desgastados ya que podría haber fugas.
4. Verter el fluido de prueba en la celda, colocar el disco de aloxita y terminar de ensamblar la celda PPT.
5. Trasladamos la celda PPT al calentador, conectamos la bomba hidráulica a la base, pero no presurizamos, conectamos la manguera de la fuente de nitrógeno al tope. Todo el ensamblaje debe de quedar armada como se muestra en la Figura 2-14.
6. Nos aseguramos que los accesorios de conexión estén bien ensamblados, presurizamos el sistema con nitrógeno a 100 psi y esperamos que la celda se caliente y llegue a la temperatura deseada para empezar la prueba.
7. Preparar las probetas para medir los volúmenes de fluido filtrado, para poder realizar la gráfica y calcular el spurt loss.

8. La prueba se comienza cuando comenzamos a bombear el fluido hidráulico midiendo que la presión del manómetro este en 1100 psi y se mantenga constante.
9. Registrar los volúmenes de filtración a los tiempos de 0.5, 1, 3, 5, 7.5, 15 y 30 minutos y calcular el spurt loss.

### Cálculos

Valor PPT filtrado total, ml:

$$\text{Valor PPT} = 2 \times (\text{ml de filtrado en 30 minutos}) \quad \mathbf{(2 - 13)}$$

Spurt Loss, ml:

$$\text{Spurt Loss} = 2 \times [EV7.5 - (EV30 - EV7.5)] \quad \mathbf{(2 - 14)}$$

Donde:

- *EV7.5*: Filtrado a los 7 minutos y 30 segundos [ml]
- *EV30*: Filtrado a los 30 minutos [ml]

## **CAPÍTULO 3**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

#### **3.1. CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES**

Las muestras de las formaciones deben ser caracterizadas mediante pruebas físicas y químicas. Las pruebas incluyen el análisis granulométrico de las formaciones luego de los procesos de reducción del tamaño de partícula mediante trituración, la determinación del porcentaje de humedad de las formaciones, el valor de pH de cada formación y la determinación de la capacidad de intercambio catiónico de cada formación.

##### **3.1.1. Análisis granulométrico**

Para poder triturar una muestra de la formación, esta previamente debe de estar seca. Se la seca primero al medio ambiente durante 48 horas y luego en horno eléctrico durante 2 horas, ya que, si contiene la muestra algún porcentaje de humedad, se podría formar una masa dentro de la trituradora arruinando así la muestra.

En la Tabla 1 del Anexo 2 indica el tamaño de partícula después de los procesos de secado y trituración.

En la Ficha Técnica 2 del Anexo 2 se encuentra la configuración de los tamices para el análisis granulométrico, con esta configuración normalizada se obtiene una distribución de tamaño de partícula adecuada para las formaciones trituradas.

En la Tabla 2 y en la Tabla 3 del Anexo 2 se encuentran los datos tabulados corresponden al análisis granulométrico de las formaciones. Las cuales muestran que las formaciones de chalcana y orteguaza respectivamente, tienen una distribución de tamaño de partícula diferente después de la trituración y necesariamente se necesita tamizar toda la muestra para realizar las pruebas con los fluidos.

En la Tabla 4 del Anexo 2 se tabularon los valores de porcentaje pasante a través del tamiz acumulado del 50 por ciento ( $d_{50}$ ).

La Figura 1 y Figura 2 del Anexo 2 sirven para encontrar los valores de porcentaje pasante a través del tamiz ( $d_{50}$ ).

Los datos muestran que las formaciones son granulométricamente diferentes, chalcana muestra un  $d_{50}$  de 0.275mm y orteguaza presenta un  $d_{50}$  de 1.5mm. Orteguaza presenta una mayor granulometría, esto se puede explicar debido a que la formación orteguaza es lutita consolidada a diferencia de la formación chalcana que es arcilla más dispersa.

Para una correcta evaluación del sistema inhibitorio, las pruebas deben realizarse con formaciones de igual granulometría, es por esto que se tamizó las muestras de las formaciones y se separó en los diferentes tamaños de partículas según la configuración del tamiz para luego utilizar las muestras de similar granulometría en las pruebas.

### **3.1.2. Porcentaje de humedad**

Se determina el porcentaje de humedad de las formaciones y de las pastillas para una correcta evaluación de la inhibición de las arcillas que están presentes en la muestra, así como también para la construcción de pastillas que se utilizan para realizar las pruebas de inhibición. Las arcillas siempre deben tener un porcentaje de humedad menor al 4%. Las arcillas presentan humedad por el simple hecho de estar en el aire, ya en el medio ambiente existe humedad, por esto las muestras se guardaban en un desecador después de ser sacadas.

En la Tabla 5 del Anexo 2 los datos presentados indican los resultados del porcentaje de humedad de las formaciones. Los porcentajes de humedad están por debajo del 4%, y se pueden trabajar con esas arcillas en las pruebas inhibitorias de hinchamiento e hidratación.

En la Tabla 8 del Anexo 2 se indica los resultados del porcentaje de humedad en pastillas son del 6.07% para chalcana y del 3.82% para orteguaza, con esto se sabe

la hidratación inicial que tienen las pastillas para las pruebas de hinchamiento lineal e índice de rendimiento.

La formación que presenta un mayor porcentaje de humedad es chalcana, esto se debe a que las muestras de los afloramientos están en contacto con el medio ambiente y chalcana es más propensa a captar un porcentaje de humedad por ser arcilla a diferencia de orteguaza que es más difícil que contenga humedad al ser arcilla consolidada.

### **3.1.3. Valores de pH**

Esta información es importante ya que en la formulación de los fluidos inhibitorios con alumbre y aluminato el pH es un parámetro que influye en el rendimiento del sistema, ya que estos sistemas trabajan con un pH alcalino (Baker Hughes Drilling Fluids, 2006).

En la Tabla 6 del Anexo 2 se observa que el valor de pH de la formación chalcana es ácido, a diferencia de la formación Orteguzaza que se aproxima casi a un pH neutro. La formación Chalcana por su pH ácido requiere un mayor contenido de aditivos inhibitorios que regulen este valor en un rango entre 10 y 11. (El rango de pH mencionado es empleado para un óptimo desempeño del sistema inhibitorio).

### **3.1.4. Capacidad de intercambio catiónico**

Esta prueba se realizó para determinar si las muestras de las formaciones contienen material arcilloso reactivo.

En la Tabla 7 del Anexo 2 indica los resultados del CEC, el cual evidencia que estas formaciones contienen arcillas reactivas, se observa que la formación chalcana presenta un C.E.C. de 14.96 meq Az. /100g de formación y orteguaza presenta un C.E.C. de 9.99 meq Az. /100g de formación.

La diferencia de C.E.C entre las formaciones es grande, de alrededor de 5 meq/g de formación, chalcana es la formación arcillosa más reactiva, por lo tanto, tendera a dispersar estas arcillas, por otra parte, orteguaza al ser arcilla consolidada tendera a hidratarse e hincharse.

### **3.2. CONCENTRACIÓN DE INHIBIDOR EN EL FLUIDO**

El inhibidor de la empresa con el que se realizaron las pruebas era un inhibidor encapsulado, es decir; la función de este inhibidor era mecánica, a diferencia del nitrato de calcio, el alumbre de potasio y aluminato de sodio que tienen una función química, es decir estos químicos actúan en el fluido inhibiendo arcillas iónicamente.

La concentración efectiva del inhibidor de Baroid fue dada por la empresa, ya que en campo se trabaja con esa concentración de inhibidor.

La concentración efectiva de nitrato de calcio se determinó mediante una correlación de masa, concentración de calcio y potencial de hidrógeno, además de una evaluación de concentraciones que se observan en reportes de perforación que utilizan este químico como inhibidor. En campo el nitrato de calcio se maneja por la concentración de iones de calcio que estén presentes en el fluido, el rango operacional óptimo es de 2000 a 3000 ppm de calcio.

Se sabe que el fluido base que vamos a utilizar en la evaluación de los sistemas inhibitorios descrito en el Capítulo 2 en la Tabla 2-1, contiene polímeros, los polímeros necesitan un pH de alrededor de 9 para aumentar y mantener su rendimiento en el fluido.

En la Figura 1 del Anexo 3 se muestra la correlación entre los gramos de nitrato de calcio con los ppm de calcio y el pH, la concentración efectiva de calcio será el punto de corte entre las curvas de gramos de nitrato de calcio vs ppm de calcio con pH del nitrato de calcio vs ppm de calcio, el cual da como resultado aproximadamente 7 (lpb), además con esta concentración estamos en el rango operacional utilizado campo de 2500 (ppm) de calcio.

La concentración efectiva del ion aluminato resultante del aluminato de sodio y el alumbre de potasio se los escogerá después de realizado la evaluación del sistema inhibitorio ya que se probará varias concentraciones de inhibidor, para poder observar cual ofrece mejor rendimiento. No se puede determinar la concentración efectiva de aluminio en ppm presentes en el fluido inhibitorio ya que para esto se necesita un electrodo selectivo de fluoruro y no se dispone del instrumento.



En la Tabla 3-1 se puede observar las concentraciones de inhibidor utilizados para crear los distintos sistemas inhibitorios, con su respectivo ph para su adecuado funcionamiento. El nitrato de calcio al ser una sal, cuando entra en contacto con el fluido de perforación, le baja el pH al sistema, por eso el rango esta de 7 a 9.

**Tabla 3 - 1. Concentraciones de inhibidor y pH**

Producto	Concentración (ppb)	pH	
BR-1	0.25	8 - 9	
Nitrato de Calcio	7	7 - 9	
Alumbre	1	10      11 (9 - 10.5)    (10.5 - 12)	
	2		
	3		
Aluminato	1	10      11 (9 - 10.5)    (10.5 - 12)	
	2		
	3		

**Realizado por:** David Valverde

Los sistemas inhibitorios con alumbre y aluminato están necesitan lignito, ya que una propiedad del aluminio es la flocular las arcillas y el lignito es un defloculante, el pH del sistema se vuelve muy inestable, y esto se debe a que el lignito al ir defoculando va liberando hidrógenos y, a su vez, va reduciendo el pH alcalino del sistema, por esta razón los rangos de pH son amplios.

### 3.3. PROPIEDADES BÁSICAS DEL FLUIDO

Se realizó las pruebas antes y después del envejecimiento dinámico para observar si las propiedades cambian y a su vez el rendimiento del fluido varia, el rendimiento de un fluido sin envejecer no será el mismo de uno envejecido, un fluido envejecido puede presentar un decaimiento o mejora en su rendimiento. Para simular los parámetros operacionales de campo se trabajará y se prestara especial atención al fluido que tiene un envejecimiento dinámico, ya que este ha desarrollado todas sus propiedades fisicoquímicas.

En el Anexo 4 se muestran los resultados de las pruebas básicas que se realizó a los sistemas de fluidos inhibitorios se encuentran.

### **3.3.1. Densidad del fluido**

La densidad del fluido no varía después del envejecimiento dinámico.

En el Anexo 5 se puede observar que el fluido sin formación tiene una densidad muy baja de alrededor de 8.7 a 8.9 (lpb) debido a la inexistencia de sólidos alta gravedad, teniendo en cuenta que el fluido se lo diseñó para la sección superficial e intermedia, conforme avanza la perforación el fluido irá aumentando su peso, por aporte de material arcilloso de la formación.

A fin de acercar el diseño del fluido a la realidad, en las pruebas de laboratorio se agregó un volumen de 40 (lpb) de sólidos de formación y con eso se logró aumentar la densidad alrededor de 9.2 a 9.4 (lpb).

### **3.3.2. Reología y tixotropía del fluido**

Las propiedades reológicas dominantes en el sistema de fluidos comprenden el punto cedente y la viscosidad plástica. Mismas que tienden a modificarse, según el modelo reológico del fluido de perforación. En el caso de fluidos base agua, estas propiedades son interdependientes. A mayor punto cedente menor viscosidad plástica, su variación dependerá de la cantidad de sólidos dispersos y de su tamaño de partícula presente en el fluido.

La presencia de sólidos finos, con cargas eléctricas expuestas, interactúan en el fluido, alterando el comportamiento no newtoniano del fluido; no obstante, estas alteraciones permiten predecir la demanda de potencia del sistema de bombeo en el pozo que se perfora, ya que generalmente al perforar la viscosidad del fluido tiende a aumentar por la incorporación de sólidos de baja gravedad específica que las formaciones perforadas presentan (Skalle, 2010).

La Figura 1 del Anexo 6 muestra que las viscosidades plásticas de la mayoría de los fluidos están en un rango entre 15 a 20 (cp).

La Figura 2 y en la Figura 3 del Anexo 6 muestran la viscosidad aparente y la viscosidad efectiva de los fluidos.

Se puede determinar que los valores de viscosidad obtenidos se deben a la adición de formación al fluido, se esperaría que al añadir formación la viscosidad sea mayor, pero esto se cumple solo en algunos fluidos, ya que de esto depende de la granulometría de la formación añadida al fluido; es decir no se sabe si fueron sólidos de baja o alta gravedad los que se añadieron al fluido y como el inhibidor presente en el fluido interactuó con los sólidos.

La Figura 1 del Anexo 7 indica que el punto de cedencia de la mayoría de los fluidos se encuentra en un rango de 10 a 20 (lb/100ft<sup>2</sup>).

La Figura 2 del Anexo 7 indica el LSRYP de los fluidos, el cual sirve para evaluar la limpieza del pozo. Para cumplir la condición de limpieza el LSRYP debe ser igual al diámetro del pozo, pero ninguno de los fluidos cumple con la condición, esto se debe a que la limpieza del hueco está condicionada por la hidráulica del sistema, y la hidráulica no es de nuestro interés en este estudio.

La evaluación tixotrópica, se orienta a la alteración electroquímica del fluido, basado en la concentración de sólidos y aditivos iónicos presentes en el fluido. Su medida es condición estática, ya que los geles se forman cuando el fluido deja de estar en movimiento, por lo que el sistema nos muestra su alejamiento o acercamiento creciente o decreciente de la viscosidad del sistema en estudio.

En todas las tablas del Anexo 4 se puede observar que los geles son planos para todos los fluidos.

### ***3.3.2.1. Modelos reológicos***

Por cuanto se requiere establecer la deformación que manifiesta el fluido de perforación, bajo la influencia de sólidos comerciales y de la formación perforada, se procede a realizar los cálculos respectivos de los cambios electroquímicos en ambiente dinámico a través de la valoración del punto cedente.

En el Anexo 8 se puede observar los cálculos para corregir las lecturas del viscosímetro de los fluidos rolados, los cuales a su vez servirán para calcular  $n$  y  $K$ . El objetivo de graficar las lecturas es para observar cual es el modelo reológico al

que los fluidos se asemejan. Las figuras del Anexo 8 indican que los fluidos se asemejan a los pseudoplásticos.

Con los cálculos de  $n$  se puede observar que el fluido es tixotrópico ya que los valores son menores a 1 lo que nos indica normalidad en el fluido sin alteración fisicoquímica.

### **3.3.3. Filtrado API**

El filtrado API está basado en un tipo de filtración estática, que se da cuando el fluido no está en movimiento. Los sólidos añadidos en el fluido de perforación se adhieren formando una costra en la formación.

En la Figura 1 del Anexo 9 se observa que el rango de filtración de los fluidos con muestra de formación está entre 5 a 7 (cc/30min).

El volumen de filtrado es mayor en las formaciones sin formación, pues se evidencia que la adición de sólidos ayudo a mejorar la filtración disminuyendo el volumen de filtrado.

La Figura 2 del Anexo 9 indica el espesor del revoque formado en la prueba de filtrado API, en la mayoría de los fluidos con formación el espesor de la costra es mayor al de los fluidos sin formación.

Valores menores a 10 (cc/30min) de filtrado son considerados bajos, mismos que en la sección superficial para la formación chalcana, podrían generar hueco apretado; el cual si una buena inhibición química y mecánica podría atraer problemas de corrida de casing o incrementar los tiempos no productivos por viajes tortuosos. Por otra parte, valores menores a 10 (cc/30min) de filtrado en la sección intermedia, para la formación orteguaza podría ser implementados en la perforación de pozos.

### **3.3.4. Alcalinidad**

La alcalinidad se refiere a los carbonatos, bicarbonatos e iones de hidroxilos presentes en el fluido de perforación, considerando que el rango de trabajo óptimo

de los sistemas de aluminato y alumbre está sobre el pH 10. Se debe tomar en cuenta que la alcalinidad modifica las propiedades reológicas del fluido.

Los sistemas de alumbre y aluminato se trabajan con ácidos húmicos, fúlvicos y pirúvicos que actúan como defloculantes del aluminio. Estos ácidos realizan una absorción y amortiguamiento alcalino, haciendo que las lecturas de Mf y Pf puedan tener algún tipo de error.

El ácido húmico utilizado fue el lignito, el mismo que es de color negro, dando como resultado un filtrado de fluido oscuro que complica la lectura de Mf y Pf, además en la composición química del lignito, está presente átomos de carbono en un 70%, lo que promueve la aparición de carbonatos y bicarbonatos en el fluido de perforación.

En la Figura 1, en la Figura 2 y en la Figura 3 del Anexo 10 se puede observar las lecturas de Pm, Pf y Mf respectivamente, las cuales sirven para calcular la alcalinidad de los fluidos.

La Tabla 1 del Anexo 11 se encuentra los valores para realizar los cálculos de concentración de hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos presentes en el fluido.

La Tabla 2, la Tabla 3 y la Tabla 4 del Anexo 11 presentan los valores de concentración de hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos para los fluidos.

En la Figura 1 del Anexo 11 se observa que existen muy pocos hidroxilos, a pesar de que la mayoría de los fluidos tienen un pH alcalino. Esto se debe a que el ácido húmico ha consumido todos los hidroxilos presentes en el sistema.

En la Figura 2 y en la Figura 3 del Anexo 11 se observa que existe presencia de carbonatos y bicarbonatos, en la formulación del fluido base añadimos bicarbonato de calcio como controlador de filtrado, además son fluidos formulados a nivel de laboratorio sin interacción más que con el aire que tiene 500 ppm de CO<sub>3</sub>.

Puede que la presencia de carbonatos y bicarbonatos sea por la interacción de del fluido con el medio ambiente, ya que en el aire existe átomos de carbonos, el fluido

al ser alcalino busca un equilibrio, puede que en la interacción haya un intercambio de partículas entre el fluido con el medio ambiente.

### **3.3.5. Salinidad y Dureza**

La salinidad en general se refiere al porcentaje de sales disueltas presentes en el fluido, más que a la concentración de iones de cloro que el fluido pueda contener, así como la dureza indica la concentración de calcio y magnesio presentes en el fluido.

Según los análisis XRD realizados, los elementos atómicos presentes en las formaciones, se encuentran en la Figura 1 del Anexo 1, estos indican que las formaciones contienen calcio y magnesio como elementos atómicos, los valores son menores al 0.3 (%) con lo cual la incidencia de estos elementos en el fluido de perforación no modifica las propiedades reológicas del fluido.

La Figura 1 del Anexo 12 indica la salinidad presente en los fluidos inhibitorios. Los valores de salinidad son menores a 2000 (ppm), estos valores son bajos y la presencia de cloruros en el fluido no representan problemas, sin embargo, la presencia de sales en los fluidos se debe a los inhibidores utilizados, según los valores de la gráfica se observa que el aluminato es el inhibidor que mayor porcentaje de sales disueltas presenta en los fluidos.

La Figura 1 y la Figura 2 del Anexo 13 muestran la dureza y la dureza total del que presentan los fluidos, se observa que en el sistema del nitrato de calcio como inhibidor la dureza del fluido se encuentra entre los 2680 a 3320 (ppm), tener valores mayores a los 3000 (ppm) está fuera del rango operacional recomendado del nitrato de calcio.

Una inhibición excesiva por parte del nitrato de calcio, ocasiona una disminución en la estabilidad de pared, ya que el fluido al tener una concentración excesiva de sales de nitrato de calcio, este buscará un equilibrio en su salinidad y por presión osmótica, el hoyo perderá estabilidad.

Observando el Anexo 6 se observa que este sistema es el que presenta menor viscosidad, la razón de esta variación de las propiedades reológicas, justamente sería por la dureza que presenta este sistema.

### **3.3.6. MBT**

Esta prueba se orienta a evaluar el contenido de arcillas hidratables presentes en el lodo y podría ser considerada como una prueba para observar inhibición.

Las arcillas de formación añadidas al lodo preparado en el laboratorio, no tienen mucha concentración de esmectita (vea Anexo 1), no obstante, hay consumo de azul de metileno en la prueba, pues los ácidos húmicos, también capturan parte del azul de metileno.

El sistema a base de nitrato de calcio transforma la química interna de las arcillas volviéndolas hidrófobas y dispersables en el medio acuoso del fluido.

En la Figura 1 y en la Figura 2 del Anexo 14 se puede observar el CEC y el MBT respectivamente de las formaciones. Se puede observar que prácticamente no existe una variación de este valor.

Según los análisis XRD (vea Anexo 1) las formaciones presentan esmectita, por eso al añadir formación al fluido se observa un incremento en el contenido de arcillas hidratables, esto se deduce por el incremento de su MBT.

En la formación chalcana se observa que tiene los valores más altos de MBT corresponde justamente al fluido sin ningún inhibidor, esto se debe a que la arcilla es más dispersa observa de mejor manera el efecto de los inhibidores, por otra parte, en orteguaza al ser arcilla consolidada no se puede observar si el inhibidor está actuando o no en el fluido.

Por esta razón esta prueba no se considera como una prueba para evaluar la inhibición ya que no se observó criterios concluyentes para demostrar de inhibición.

### **3.4. EVALUACIÓN DE LA INHIBICIÓN QUÍMICA Y MECÁNICA**

Para corroborar la eficiencia químico mecánica, se han corrido a nivel de laboratorio, pruebas de tiempo de succión capilar, acreción, erosión, hinchamiento lineal, índice de rendimiento y taponamiento de permeabilidad (PPT).

Estas pruebas se han correlacionado bajo el criterio del hinchamiento lineal. Ya que el equipo para esta prueba es sofisticado, el mismo nos proporciona los resultados evitando así errores humanos lo cual lo hace la prueba más confiable.

Igualmente ha sido muy importante las pruebas básicas del fluido, ya que se a observando cambios por efectos electroquímicos, cambios en el punto cedente, cambios en su viscosidad plástica y cambios derivados de la alcalinidad.

#### **3.4.1. Tiempo de succión capilar**

Esta prueba de succión capilar al ser de naturaleza electroquímica, indicara una inhibición de las arcillas cuando el tiempo de CST sea pequeño.

Como esta prueba trabaja solo con el inhibidor y la arcillas para el inhibidor de Baroid y el nitrato de calcio no hubo problema, pero si se encontró una diferencia en los alumbres y aluminatos ya que estos sistemas trabajan con pH alcalino, al utilizar hidróxido de sodio para que el sistema esté en pH alcalino, este también actuaba como inhibidor de arcillas. Cabe aclarar que sin un medio alcalino los alumbres y aluminatos difícilmente van a ser solubles y su efecto inhibitorio no podría ser visualizado.

En la Tabla 1 del Anexo 15 se observa los resultados de la prueba, en donde a los alumbres y aluminatos se les realizó un promedio para omitir su pH mas no sus concentraciones, y poder obtener así concentraciones efectivas.

En la Figura 1 del Anexo 15 se observa los resultados de la prueba CST, en donde se observa que los sistemas inhibitorios funcionan, ya que los tiempos de CST son menores al tiempo CST de la prueba sin fluido inhibidor.



En este caso, el mejor el inhibidor es el inhibidor de Baroid, y esto se debe a que el mecanismo de inhibición no es iónico, sino que más bien actúa como encapsulador, impidiendo así que la arcilla se hidrate.

### **3.4.2. Acreción**

Mediante esta prueba se pretende simular la tendencia de adherencia de los cortes sobre el BHA, por lo que la lectura de menores valores de acreción, indicarían la menor tendencia adherencia y embolamiento de los cortes sobre el ensamblaje de fondo en general.

En la Tabla 1 y en la Tabla 2 del Anexo 16 se muestran los resultados de la prueba de acreción para chalcana y orteguaza respectivamente.

En la Figura 1 del Anexo 16 se observa que orteguaza presenta una mayor tendencia de adhesión a la tubería de perforación.

En general se puede decir las formaciones con las formulaciones de fluido tienen valores de acreción de alrededor del 2 al 3 (%), lo cual resulta ser bajo.

Con esta prueba no se puede inferir que, por la inhibición de arcillas, la adhesión de las mismas a la tubería de perforación es baja, ya que en los sistemas inhibitorios presenta mayor porcentaje de acreción que en el sistema sin inhibidor.

### **3.4.3. Erosión**

La perforación de los pozos se realiza de forma dinámica y en continua rotación, sometiendo a los cortes y a la pared del hueco a interacciones mecánicas continuas, que terminan disgregando y dispersando las arcillas no hidratables. Esto hace que las arcillas expongan sus cargas eléctricas no balanceadas y generen cambios en la gelificación y tixotropía del lodo.

En la Tabla 1 y en la Tabla 2 del Anexo 17 se muestran los resultados de la prueba de erosión para chalcana y orteguaza respectivamente. En la formación chalcana se observa que tiene los valores más altos de erosión de la formación, esto se debe a que la formación es arcilla dispersa, por consiguiente, es más propensa a la

erosión. Caso contrario ocurre con orteguaza que la ser arcilla consolidada es más difícil que la muestra se erosione.

Con esta prueba no se puede determinar si la inhibición de arcillas, se puede reducir la erosión de la formación, pero se observa que los mecanismos de inhibición si son determinantes en la erosión de la formación ya que el inhibidor de Baroid al ser un inhibidor encapsulado, recubre y protege a la muestra de formación, impidiendo que la muestra del fluido se erosione, por eso es el mejor sistema en esta prueba.

La erosión será menor mientras más resistencia de desgaste de formación se observe en los cortes, pero con una inhibición iónica no se puede reducir la erosión de la formación.

#### **3.4.4. Hinchamiento lineal**

Esta es una prueba concluyente, pues cualquier formación expuesta a condiciones de hidratabilidad, hinchamiento y presión osmótica reaccionara expandiéndose y variando el volumen de una pastilla (Ruz Torres, 2012).

El Anexo 18 se muestran los resultados de la prueba de hinchamiento lineal realizado a las pastillas con los sistemas inhibitorios.

En la Figura 1 del Anexo 18 se observa que en chalcana el sistema con mejor inhibición es el inhibidor de Baroid, esto se debe a que la prueba de hinchamiento lineal solo mide el porcentaje de hinchamiento de la pastilla de forma vertical, es decir se desconoce como la pastilla se hincha de forma horizontal, es mas no debería de hincharse en forma horizontal, pero chalcana al ser una arcilla dispersa, al hidratarse, puede hincharse de forma horizontal.

Esto sucede ya que la formación hidratada atraviesa el diámetro de poro de las mallas permeables que cubren las pastillas en la prueba de hinchamiento lineal.

El inhibidor de Baroid al ser un encapsulador no permite que la pastilla se hidrate ni que se hinche, por eso es que, para esta formación, es el sistema que mejor resultado muestra.

En la Figura 1 del Anexo 18 se observa que en chalcana el sistema con mejor inhibición de aluminato contiene una concentración de 9 (ppb) y un pH de 10, mientras que el sistema con mejor inhibición de alumbre contiene una concentración de 9 (ppb) y un pH de 11.

En la Figura 2 del Anexo 18 se observa que en orteguaza el sistema con mejor inhibición es el aluminato que contiene una concentración de 6 (ppb) y un pH de 11, mientras que el sistema con mejor inhibición de alumbre contiene una concentración de 6 (ppb) y un pH de 10. En general los sistemas inhibidores en base de alumbre y aluminato ofrecen una mejor inhibición en arcillas consolidadas, además se observa que, para una correcta inhibición se necesita una mayor concentración de alumbre y aluminato, en las arcillas no consolidadas.

En la Figura 3 del Anexo 18 se observa que chalcana presenta mayor hinchamiento que orteguaza. Esto se debe a la estructura mineralógica de la formación.

#### **3.4.5. Índice de rendimiento**

Esta prueba viene a correlacionar el conjunto de interacciones entre Acreción, Erosión e Hinchamiento Lineal; al evaluar el menor aporte a la deformación y degradación de pastillas de arcillas preparadas para tal efecto. Con esta prueba se busca medir el hinchamiento horizontal y vertical de la pastilla, así como el porcentaje en peso que la pastilla absorbe del fluido.

Para realizar esta prueba se modificó el sistema inhibitorio, es decir a todos los sistemas ahora tenían un inhibidor encapsulaste y un inhibidor iónico, fue necesario hacer esto porque se observa la erosión completa de las pastillas luego del envejecimiento estático de los fluidos. Se añadió a todos los sistemas 0.25 (lpb) del inhibidor encapsulaste de Baroid.

En la Tabla 1 y en la Tabla 2 del Anexo 19 se puede observar los resultados del índice de rendimiento para las pastillas construidas con muestra de formación de chalcana y orteguaza. Los valores que están puestos en 0 es porque después del envejecimiento estático del fluido las pastillas se erosionaron por completo

En la Figura 1 y Figura 2 del Anexo 19 se observa la hidratación de las pastillas de chalcana y orteguaza respectivamente, que corresponde al porcentaje en peso de fluido que esta ha absorbido.

En la Figura 3 y Figura 4 del Anexo 19 se observa el hinchamiento de las pastillas de chalcana y orteguaza respectivamente, que corresponde al porcentaje en volumen que la pastilla ha aumentado por la hidratación.

Para chalcana solo el sistema con nitrato de calcio se erosiono completamente en cambio en orteguaza solo los sistemas con el aluminato funcionaron correctamente.

En la Figura 5 y Figura 6 del Anexo 19 se indica el porcentaje de rendimiento que obtuvieron las pastillas al estar en contacto con diferentes sistemas inhibitorios. Para chalcana el sistema de aluminato con una concentración de 9 (ppb) y un pH de 11 fue la que mejor rendimiento tubo. En orteguaza se observa que el sistema de aluminato con una concentración de 9 (ppb) y un pH de 10 fue la que obtuvo el mejor rendimiento.

#### **3.4.6. Prueba PPT**

Las funcionalidades de los sistemas de alumbre y aluminato realizan la inhibición químico mecánica con la precipitación del hidróxido de aluminio en un ambiente ligeramente ácido, creando un tipo sello en las paredes del hueco y en los cortes de perforación que viajan desde el fondo del punto de corte.

Esta prueba se la realiza con la finalidad de observar si el hidróxido de aluminio se precipita al entrar en contacto con una formación, en el Anexo 2 se observa que el pH de las formaciones es menor a 7, en la interacción del fluido con la formación se espera una reducción del pH alcalino del sistema, precipitando así el hidróxido de aluminio, al ser este insoluble en ph menor a 9, actúa como controlado de filtrado.

El filtrado PPT se lo realizo con los sistemas de alumbre y aluminato que mejor inhibición indicaron en las pruebas de hinchamiento lineal tanto para chalcana como para orteguaza. También se utilizó el sistema nitrato de calcio para poder comparar.

En el Anexo 20 se muestran los resultados de la prueba PPT, donde se observa que el alumbre y aluminato, en condiciones de laboratorio, no precipita el hidróxido de aluminio, y no funciona como controlador de filtrado. Esto se debe a que al estar en contacto el fluido de perforación con el disco de aloxita de la prueba, el pH no baja lo suficiente para precipitar el hidróxido de aluminio, lo que puede que si ocurra al estar en contacto con una formación acida.

## CAPÍTULO 4

### ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

#### 4.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Siendo uno de los objetivos el análisis alternativo para la utilización de inhibidores en base de aluminio en la perforación de pozos petroleros de una manera rentable, es importante establecer un análisis de las consecuencias económicas de esta implementación.

Para realizar el análisis técnico de las propiedades básicas del fluido, se comparó los resultados obtenidos, con los parámetros operacionales de algunos RECAP de perforación de pozos en la sección superficial e intermedia.

Para definir el sistema inhibitorio adecuado, aun cuando hubiera preferencia inhibitoria por una de ellas, habrá de buscarse una sola formulación para perforar estos tramos en conjunto, puesto que los sistemas de fluidos se preparan, se corren por tramos definidos para direccionar un pozo, así como para correr el casing.

##### 4.1.1. Densidad

Los sistemas inhibitorios realizados a nivel de laboratorio dieron como resultado una densidad entre 8.7 y 8.9 (Anexo 5), esta densidad inicial seria la equivalente del fluido en los tanques de lodos antes de iniciar la perforación, se adiciona y contamina los fluidos bajo análisis con sólidos provenientes de las formaciones en estudio; con la finalidad de acercar los criterios interpretativos a la realidad operativa de campo.

Esto permite que, dentro del fluido en estudio, se encuentren presentes los sólidos de baja gravedad, mismos que van a portar a la generación de revoque durante la perforación, captaran las cadenas poliméricas del fluido y en si serán responsables de las características tixotrópicas del fluido. La densidad del fluido luego de ser añadida muestras de formación, arroja como resultado una densidad entre 9.2 y 9.4 (Anexo 5). Esta densidad obtenida está dentro del rango operativo.

#### 4.1.2. Viscosidad plástica y punto cedente

En la sección superficial se necesitan valores entre 7 a 10 (cp) de viscosidad plástica ya que se necesita esta zona perforar rápidamente y esperar que el fluido agarre cuerpo es decir que aumente su viscosidad. El Anexo 6 indica que la viscosidad plástica en los fluidos sin formación, es decir la viscosidad en los tanques de lodo antes de iniciar la perforación tiene valores superiores a 10 (cp).

En la sección intermedia los rangos de valores permisibles van de 5 a 15 (cp) de viscosidad, el Anexo 6 indica que el rango de viscosidad plástica de los fluidos inhibitorios con formación muestra que esta entre 15 a 20 (cp). Entonces es posible reducir la concentración de bentonita en la formulación del fluido inicial base, y así reducir costos.

Las sales inhibitorias comparadas en el presente estudio, tales como el nitrato de calcio, alumbre de potasio, aluminato de sodio, modifican la tendencia creciente del YP. La condición para una correcta limpieza de hueco dice que el valor de LSRYP deberá ser igual al diámetro del hueco en pulgadas. En el Anexo 7 se observó que esta condición no se cumple ya que en la sección superficial es de 26 pulgadas y la sección intermedia es de 16 pulgadas.

En la sección superficial se necesitan valores entre 9 a 12 (lb/100ft<sup>2</sup>) de YP y en la sección intermedia valores entre 5 a 22(lb/100ft<sup>2</sup>) de YP. el Anexo 7 indica que los valores de YP fluido están entre 10 a 20 (lb/100ft<sup>2</sup>). Entonces el valor de YP estaría dentro de los rangos operacionales.

Normalmente cuando se comienza a perforar un pozo el lodo en los tanques es un spud mud, es decir un lodo solo que contiene agua y bentonita, conforme va avanzando la perforación el lodo va adquiriendo cuerpo y conforme entra en contacto el fluido con las formaciones, según las secciones perforadas se le van añadiendo los aditivos.

Las pruebas de laboratorio se las realizaron con la formulación del fluido ya armado, es decir estos parámetros iniciales para la sección superficial parecen ser muy grandes debido a que el fluido no es solo agua bentonita, y conforme la perforación avanza los valores de laboratorio se acercan más a los parámetros operacionales.

#### **4.1.3. Filtrado API**

En la perforación de la sección superficial con fluidos compuestos de agua y bentonita sin controlador de filtrado no hay un parámetro máximo de filtración, es decir en esta sección no es un factor determinante, en la sección intermedia la filtración debe de llegar hasta 15 (cc/30min). Los rangos de filtración mostrados en el Anexo 9 van de 5 a 7 (cc/30min), lo cual están por debajo del máximo permitido de filtrado.

Como se explicó anteriormente esto se debe a que el fluido el cual realizamos las pruebas es un lodo ya armado, además en la formulación del fluido utilizamos 5 (lpb) de carbonato de calcio como controlador de filtrado.

#### **4.1.4. Sistema inhibitorio**

El Anexo 16, el Anexo 17, el Anexo 18, el Anexo 19 muestran los resultados de las pruebas inhibitorias de tiempo de succión capilar, acreción, erosión, hinchamiento lineal e índice de rendimiento respectivamente, realizadas a los distintos sistemas inhibitorios, para escoger un solo sistema inhibitor, se realizará a continuación una comparación conjunta de todas las pruebas inhibitorias.

Se escogerá en primer lugar al mejor inhibidor con el ion aluminato entre el alumbre y el aluminato, para luego compararlas con el inhibidor de Baroid y el nitrato de calcio.

Según la metodología observada en el capítulo 2 y los resultados observados en el capítulo 4, la prueba de hinchamiento lineal es la que presenta mayor confiabilidad en cuanto a procedimientos y resultados, razón por la cual, para escoger el sistema inhibitorio a utilizar para este análisis técnico-económico, compararemos el resto de pruebas con el hinchamiento lineal.

Luego de escoger el sistema inhibitorio, lo evaluaremos con las pruebas básicas como la alcalinidad o dureza, dependiendo el tipo de sistema inhibitorio escogido ya que estos parámetros, pueden influir sobre el comportamiento del fluido de perforación. En inhibición los valores más bajos de los resultados resultaran ser los que muestren un menor porcentaje de hidratación e hinchamiento.



En el Anexo 21 se encuentra las gráficas de la comparación de las pruebas inhibitorias.

En la Figura 1 del Anexo 21 se observa la gráfica donde se compara la acreción y erosión con el hinchamiento lineal en chalcana, teniendo como mejores sistemas inhibitorios al nitrato de calcio, al inhibidor de Baroid, al aluminato con una concentración de 9 (lpb) a un ph 11, al aluminato con una concentración de 3 (lpb) a un ph 10 y al alumbre con una concentración de 6 (lpb) a un ph 11.

En la Figura 2 del Anexo 21 se observa la gráfica donde se compara el índice de rendimiento y el tiempo de succión capilar con el hinchamiento lineal en chalcana, teniendo como mejores sistemas inhibitorios al inhibidor de Baroid, al aluminato con una concentración de 9 (lpb) a un ph 11, al aluminato con una concentración de 6 (lpb) a un ph 11, al aluminato con una concentración de 3 (lpb) a un ph 11 al y al alumbre con una concentración de 6 (lpb) a un ph 11.

En la Figura 3 del Anexo 21 se observa la gráfica donde se compara la acreción y erosión con el hinchamiento lineal en orteguaza, teniendo como mejores sistemas inhibitorios al nitrato de calcio, al aluminato con una concentración de (lpb) a un ph 11, al alumbre con una concentración de 9 (lpb) a un ph 11, al alumbre con una concentración de 6 (lpb) a un ph 11, y al alumbre con una concentración de 6 (lpb) a un ph 10, al alumbre con una concentración de 3 (lpb) a un ph 11 y al alumbre con una concentración de 3 (lpb) a un ph 10.

En la Figura 4 del Anexo 21 se observa la gráfica donde se compara el índice de rendimiento y el tiempo de succión capilar con el hinchamiento lineal en orteguaza, teniendo como mejores sistemas inhibitorios al nitrato de calcio, al aluminato con una concentración de 6 (lpb) a un ph 11, al alumbre con una concentración de 3 (lpb) a un ph 11 y al alumbre con una concentración de 3 (lpb) a un ph 10.

En la Tabla 4-1 se pueden observar los resultados de la comparación de las pruebas inhibitorias que contienen los sistemas inhibitorios con alumbre y aluminato, se puede observar que el mejor sistema inhibitorio es el aluminato con una concentración de 6 (lpb) a un ph de 11, ya que es el que obtuvo una mayor

puntuación en la comparación de las pruebas, este sistema es el que utilizaremos para realizar el análisis económico.

**Tabla 4 - 1.** Resultados de la comparación de pruebas inhibitorias

Sistema	Concentración (lpb)	PH	Chalcana				Orteguaza				Total		
			Erosión	Acreción	CST	IR	Erosión	Acreción	CST	IR			
Alumbre	3	10	x	x	x	x	0	x	✓	✓	x	2	2
	6		x	x	x	x	0	✓	✓	x	x	2	2
	9		x	x	x	x	0	x	x	x	x	0	0
	3	11	x	x	x	x	0	x	✓	✓	x	2	2
	6		x	✓	x	✓	2	x	x	x	x	0	2
	9		x	x	x	x	0	✓	✓	x	x	2	2
Aluminato	3	10	x	✓	x	✓	2	x	x	x	x	0	2
	6		x	x	x	x	0	x	x	x	x	0	0
	9		x	x	x	x	0	x	x	x	x	0	0
	3	11	x	x	x	x	0	x	x	x	x	0	0
	6		x	x	✓	x	1	✓	✓	✓	x	3	4
	9		x	✓	x	✓	2	x	x	x	x	0	2

**Realizado por:** David Valverde

En el caso los alumbres al tener una puntuación igual en la comparación de las pruebas, nos inclinamos por los resultados del hinchamiento lineal que se encuentran en el Anexo18, para definir el mejor sistema inhibitorio que contiene alumbre, el cual es el alumbre con una concentración de 3 (lpb) a un ph 11.

En la Tabla 4-2 se pueden observar los sistemas inhibitorios con los cuales se realizará el análisis económico, ya que se desea saber si la utilización de sistemas inhibitorias base aluminio, como alternativa a inhibidores que se usan en la perforación de pozos resulta aplicable. Si bien es cierto que en zonas someras como chalcana que, a pesar de ser una formación arcillosa, se puede perforar sin inhibidores, solo controlando la hidráulica, en zonas arcillosas más profundas como tiuyacu o tena esto no es posible, ya que la inhibición tiene que ver con la estabilidad de pozo.

**Tabla 4 - 2. Sistemas inhibitorios**

Sistema	Concentración (lpb)	Chalcana					Orteguaza					Total	
		PH	Erosión	Acreción	CST	IR	Total	Erosión	Acreción	CST	IR		Total
BRI	0.25	9	x	✓	✓	✓	3	x	x	x	x	0	3
Nitrato de calcio	7	8	✓	✓	x	x	2	x	✓	✓	x	2	4
Aluminato	6	11	x	x	✓	x	1	✓	✓	✓	x	3	4

**Realizado por:** David Valverde

#### 4.1.5. Alcalinidad y dureza en el fluido inhibitorio

La alcalinidad afectara al sistema con aluminato mientras que la dureza afectara al sistema con nitrato de calcio.

El comportamiento de la alcalinidad en sistemas que utilizan aluminato deriva de los valores de Mf, puesto que concentraciones bajas de Pf, aparentemente muestran tendencia acidificante de los defloculantes empleados, sin embargo, parte del ingrediente de titulación parece ser consumido por la mezcla de ácidos húmicos presentes en los fluidos.

En cuanto a la dureza, se podría reducir la concentración efectiva de nitrato de calcio es a 6 (lpb), manteniendo así el rango óptimo de concentración de iones de calcio.

## 4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

En el análisis económico se presenta un costo aproximado para cada formulación de fluido utilizado, con el objetivo previo a la implementación del sistema en la perforación de algún pozo, luego de compararlos entre sí, teniendo en cuenta la sección en la cual se va a utilizar el fluido para perforar y los tiempos de perforación, a fin de determinar si la implementación del fluido es rentable.

### 4.2.1. Costos del fluido de perforación

En la Tabla 4-3 se detalla los costos por unidad de los aditivos sin inhibidor que se utilizaron para el fluido base para las secciones de chalcana y orteguaza.

**Tabla 4 - 3. Costos por unidad de producto**

Productos	Tamaño de la Unidad	Costo por Unidad (\$)
Bentonita Hidratada	100 lbs/bag	45,6
Goma Xántica	25 lbs/bag	175
Barita	100 lbs/bag	20,52
Surfactante/Lubricante	275 gal	1547,59
Pac L	50 lbs/bag	162,74
CaCo3 200	50 kg/bag	16,72
Extendedor de Viscosidad	2 lbs/bag	17,76

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, 2013)

**Elaborado por:** David Valverde

Las concentraciones para las dos secciones en la formulación del fluido son las mismas descritas en el capítulo 2, las cuales se utilizó para evaluar los sistemas inhibitorios, la única variación es que únicamente se trabajara la concentración efectiva del ion aluminato. La Tabla 4-4 muestra las concentraciones de los inhibidores en los fluidos, que se utilizara en el análisis económico.

**Tabla 4 - 4. Concentraciones de inhibidor en los fluidos**

Fluido	Concentraciones lbs/bbl
BR1	0,25
Nitrato de Calcio	7
Aluminato	6

**Elaborado por:** David Valverde

**Tabla 4 - 5. Costos del fluido base**

Productos	Concentración		Producto Necesario para 1000 bls		Tamaño de la unidad		Numero de unidades		Costo por Unidad (\$)	Costo Total (\$)
Bentonita Hidratada	3	lbs/bbl	3000	lbs	100	lbs/bag	30,0	bag	\$45,60	\$1.368,00
Goma Xántica	0,75	lbs/bbl	750	lbs	25	lbs/bag	30,0	bag	\$175,00	\$5.250,00
Barita	10,5	lbs/bbl	10500	lbs	100	lbs/bag	105,0	bag	\$20,52	\$2.154,60
Surfactante Lubricante	2	lbs/bbl	2000	gal	275	gal/lbc	1,0	bc	\$1.547,59	\$1.547,59
Pac L	2	lbs/bbl	2000	lbs	50	lbs/bag	40,0	bag	\$162,74	\$6.509,60
CaCo3 200	5	lbs/bbl	5000	lbs	100	lb/bag	50,0	bag	\$33,44	\$1.672,00
Extendedor de Viscosidad	0,01	lbs/bbl	10	lbs	2	lbs/bag	5,0	bag	\$17,76	\$88,80
									Total	\$18.590,59

**Elaborado por:** David Valverde

El volumen necesario para perforar las secciones de chalcana y orteguaza considerando que la sección es de 16”.

El volumen necesario será de 1000 (bls) de fluido. En la Tabla 4-5 se muestra el costo del fluido base para los 1000 (bls).

En la Tabla 4-6 se muestra los costos de los inhibidores necesarios para un volumen de 1000 (bls).

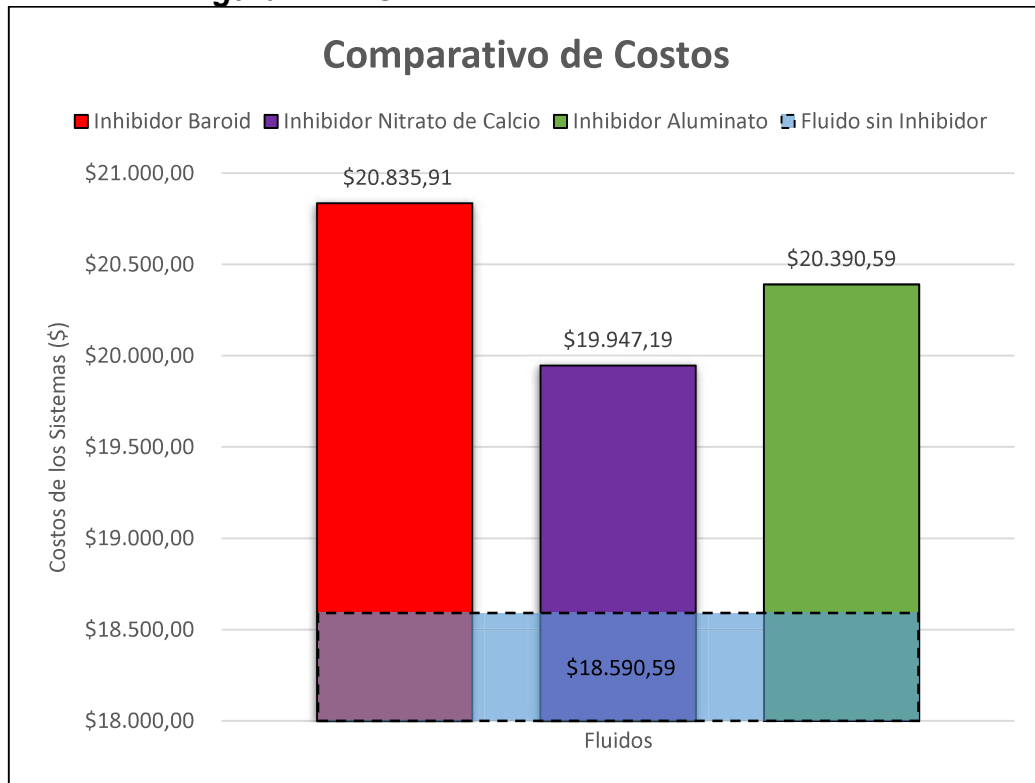
**Tabla 4 - 6. Costos de los inhibidores**

Producto	Concentración		Producto necesario para 1000 bls		Tamaño de la unidad		Número de unidades		Costo por Unidad (\$)	Costo Total (\$)
<b>Inhibidor BR1</b>	0,25	lbs/bbl	28,27	gal	5	gal/can	6,0	can	\$374,22	\$2.245,32
<b>Inhibidor Nitrato de Calcio</b>	7	lbs/bbl	7000	lbs	100	lbs/bag	70,0	bag	\$19,38	\$1.356,60
<b>Inhibidor Aluminato</b>	6	lbs/bbl	6000	lbs	100	lbs/bag	60,0	bag	\$30,00	\$1.800,00

**Elaborado por:** David Valverde

La Figura 4-1 muestra el costo del lodo de perforación sin inhibidor en relación de los lodos inhibitorios, el cual servirá en la comparación de costos de los sistemas escogidos para el análisis de factibilidad.

**Figura 4 - 1. Costo total de los lodos inhibitorios**



**Elaborado por:** David Valverde

#### **4.2.2. Análisis de factibilidad**

En la perforación de pozos en el Ecuador el sistema inhibitorio con nitrato de calcio ha sido utilizado, teniendo grandes bondades operacionales, pero la presencia de calcio en el fluido de perforación reduce el rendimiento de los polímeros y de los químicos en general, ya que es una consecuencia del agua dura, el cual para mantener las condiciones óptimas, representaría una reformulación de concentraciones en el fluido base.

En el análisis técnico se observó que la inhibición con ion aluminato muestra una superioridad en el rendimiento inhibitorio respecto del ion calcio, pero también en la Figura 4-1 se observa que el nitrato de calcio es más económico que el aluminato de sodio, pero una reformulación del fluido en el caso del sistema inhibitorio con nitrato de calcio supone un aumento en el diseño del fluido, además la diferencia de costos no es muy alta

Perforar arcillas y lutitas con un lodo que tenga inhibidores con mecanismos iónicos y encapsulantes generan un aumento en la eficiencia de los sistemas inhibitorios. La prueba de índice de rendimiento mostro que trabajar el nitrato de calcio con el inhibidor de Baroid erosiona la pastilla a diferencia del sistema que tiene aluminato de sodio y el inhibidor de Baroid el cual evita su erosión.

Se podría decir que resulta un poco más caro utilizar sistemas con aluminato, pero con este sistema no podría tener problemas de estabilidad de pared e incluso se puede reducir los tiempos de perforación, obteniendo así un retorno de la inversión inicial del fluido.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

Comparando, de manera general, las pruebas realizadas para evaluar la inhibición de arcillas, se observó que por su procedimiento y por los resultados arrojados, la prueba de hinchamiento lineal es la prueba que tiene el mayor peso de validación inhibitoria en la definición de un sistema inhibitorio eficiente.

El alumbre y el aluminato son inhibidores sólidos, que para ser disueltos necesitan un medio alcalino, observándose que estos sistemas inhibitorios trabajan mejor si el medio alcalino tiene un pH de 11, independiente mente de la concentración de inhibidor utilizada.

Los inhibidores iónicos como el alumbre de potasio, el aluminato de sodio y el nitrato de calcio presentaron mayor rendimiento inhibitorio en orteguaza que es una arcilla consolidada, mientras que, en chalcana, que es una arcilla más suave, el inhibidor mecánico de características encapsulantes de Baroid, demostró mayor rendimiento inhibitorio.

En base a las pruebas de laboratorio, observamos que existen comportamientos altamente inhibitorios del ion aluminato, a una concentración de 6 (lpb) y a un pH de 11, mientras que, los mejores resultados experimentales de laboratorio, en el caso del alumbre se obtienen a una concentración de 3 (lpb) a un ph de 11.

A excepción de las propiedades de dureza y alcalinidad del fluido, las pruebas de densidad, dureza, filtrado API, reología, tixotropía, salinidad y MBT, no muestran afectación por la acción de inhibidores utilizados.

El inhibidor de Baroid muestra superioridad como inhibidor mecánico encapsulante a diferencia de los inhibidores químicos iónicos que utilizan ion aluminato e ion calcio.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

Se recomienda que un fluido de perforación se formule con inhibidores iónicos y encapsuladores, en formaciones que presenten arcillas altamente reactivas, ya que el inhibidor iónico mantendrá a la arcilla seca, mientras que el inhibidor encapsulador transportará las arcillas para que puedan ser removidas por las zarandas vibratorias.

Manejar un sistema Inhibitorio a base de aluminatos, para la perforación de pozos en la sección de 16 pulgadas.

Ahondar la evaluación de la inhibición de las formaciones de tijuyacu y tena, cuyas características muestran alto material arcilloso reactivo.

Se recomienda realizar la prueba de hinchamiento lineal para determinar y evaluar la eficiencia y el rendimiento de sistemas inhibitorios, ya que esta prueba muestra superioridad en la evaluación de propiedades inhibitorias con respecto a otras pruebas conocidas.



## BIBLIOGRAFÍA

- Alomoto, M., & Torres, C. (2005). *Evaluación de la Inhibición de los Efectos de Hinchamiento y Dispersión de los Componentes Arcillosos Incorporados en un Fluido de Perforación Base Agua*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- American Association of Drilling Engineers. (1999). *Shale Shakers and Drilling Fluid Systems*. Houston: Gulf Published Company.
- ASME. (2005). *Drilling Fluids Processing*. Oxford: Gulf Professional Publishing .
- Azar, J. J., & Robello, S. G. (2007). *Drilling Engineering*. Oklahoma: PennWell Corporation.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: Travaux de l'Institut Francais d'Études Andines.
- Baby, P., Rivadeneira, M., Davila, C., Galarraga, M., & Rosero, J. (1998). *Modelo Estructural de la parte norte de la Cuenca Oriental Ecuatoriana*. Quito: Convenio Petroproducción-ORSTOM.
- Baker Hughes Drilling Fluids. (2006). *Drilling Fluids Reference Manual*. Houston : Baker Hughes.
- Baker Hughes INTEQ . (1998). *Alplex Drilling Fluid System Technical Manual*. Houston: Technical Publications Groups.
- Baker Hughes INTEQ. (1998). *Fluidos: Manual de Ingenieria*. Houston: Baker Hughes.
- Baldock, J. (1982). Geología del Ecuador. *Boletin de Explicación del Mapa Geologico*, 66.
- Baroid, a. H. (1997). *Baroid Fluids Handbook*. Houston.
- Bourgoyne, A., Millheim, K., Chenevert, M., & Young, F. (1991). *Applied Drilling Engineering*. Richardson: SPE Textbook Series.

- Darley, H., & Gray, G. (1988). *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Houston: Gulf Publishing Company.
- Deer, W. A., Howie, R. A., & Zussman, J. (2013). *The Rock-Forming Minerals Series Sheet Silicates: Clay Minerals*. Londres: The Geological Society.
- Faucher, B., & Savoyat, E. (1973). Esquisse géologique des Andes de l'Equateur. *Revue géographie physique géologie dynamique*, 115-142.
- Garcia Romero, E., & Suárez Barrios, M. (s.f.). *Las Arcillas: Propiedades y Usos*. Obtenido de <http://campus.usal.es/~delcien/doc/GA.PDF>
- Guo, B., & Liu, G. (2011). *Applied Drilling Circulation Systems Hydraulics, Calculations and Models*. Oxford: Gulf Professional Publishing.
- Jaillard, E. (1997). *Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Orienta del Ecuador*. Quito: ORSTOM - PETROPRODUCCIÓN.
- Klein, C., & Philpotts, A. R. (2013). *Earth Materials: Introduction to Mineralogy and Petrology*. New York: Cambridge University Press.
- Lal, M. (1999). Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength. *SPE, Society of Petroleum Engineers Inc.*, 10.
- Lory, J. (2015). *Soil News*. Obtenido de [http://soilnews.feedsynews.com/clay-minerology/?doing\\_wp\\_cron=1561106726.4400858879089355468750](http://soilnews.feedsynews.com/clay-minerology/?doing_wp_cron=1561106726.4400858879089355468750)
- Moore, D. M., & Reynolds, R. C. (1997). *X-Ray Diffraction and Identification and Analysis of Clay Minerals*. Oxford: Oxford University Press, Inc.
- Murray, H. H. (2007). *Applied Clay Mineralogy: Occurences, Processing and Applications of Kaolins, Bentonites, Palygorskite-Sepiolite, and Common Clays*. Amsterdam: Elsevier.
- PETROAMAZONAS, E. (2013). *REPORTE FLUIDOS DE PERFORACIÓN*.

- Poppe, L., Paskevich, V., Hathaway, J., & Blackwood, D. (2001). *USGS Science for a Changing World Coastal and Marine Geology Program*. Obtenido de Woods Hole Fiel Center: <https://pubs.usgs.gov/of/2001/of01-041/htmldocs/clay.htm>
- Rigchina Group Company. (2007). *Made in China TM*. Obtenido de Fabricante/Proveedor Chino de Equipos de Prueba de Lodo, Consistómetro, Medición Hinchamiento: [https://es.made-in-china.com/co\\_rigchina/product\\_Aging-Cell-500ml-316-304-Stainless-Steel\\_ehuhhssrg.html](https://es.made-in-china.com/co_rigchina/product_Aging-Cell-500ml-316-304-Stainless-Steel_ehuhhssrg.html)
- Rivadeneira, M., & Baby, P. (1999). *La Cuenca Oriente: Estilo Tectónico, Etapas de Deformación y Características Geológicas de los Principales Campos de Petroproducción*. Quito: Petroecuador.
- Ruz Torres, M. A. (2012). *Modificación Reologica de una Suspensión Bentonítica por Acción de Alumbre de Potasio*. Santiago: Universidad Tecnológica Metropolitana.
- Science Learning Hub. (27 de Abril de 2010). *Science Learning Hub – Pokapū Akoranga Pūtaiao*. Obtenido de The University of Waikato Te Whare Wānanga o Waikato: <https://www.sciencelearn.org.nz/resources/1771-what-is-clay>
- Skalle, P. (2010). *Drilling Fluid Engineering*. Frederiksberg: Ventus Publishing ApS.
- SPRINGER-SCIENCE+BUSINESS MEDIA, B.V. (1982). *Drilling Mud and Cement Slurry Rheology Manual*. Paris: French Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel.
- SWACO, M. (2001). *Energy API Manual de Fluidos de Perforación*. Dallas: The American Petroleum Institute (API).
- Tschopp, H. (1953). Oil Explorations in the Oriente of Ecuador. *Bulletin of the AAPG*, 2303-2047.
- Valdéz, R. (2008). Tópicos sobre la Industria Petrolera en Bolivia. *Perspectivas*, 93-122.

## GLOSARIO

**Inhibición:** En fluidos de perforación se refiere al proceso mediante el cual detiene o reduce la hidratación y el hinchamiento de arcillas y lutitas (Darley & Gray, 1988).

**Hidratación de arcillas:** Proceso en la cual una arcilla que contenga material mineralógico reactivo absorbe agua (Darley & Gray, 1988).

**Hinchamiento de arcillas:** Efecto causado por la absorción de agua de una arcilla, aumentando el volumen del mismo (Darley & Gray, 1988).

**Alumbre:** Es una sal doble, del tipo sulfato que contiene aluminio y otro metal, que posee propiedades inhibitorias y floculantes (Alomoto & Torres, 2005).

**Aluminato:** Es una sal que se obtiene por la combinación del aluminio con una base (Alomoto & Torres, 2005).

**Arcilla:** Sedimento de grano fino que contiene una estructura cristalina formada por silicatos de aluminio (Darley & Gray, 1988).

**Lutita:** Sedimento que se forma por la consolidación de arcilla de esmectita (Darley & Gray, 1988).

**Arena:** Sedimento de grano mayor a de la arcilla, que al entrar en contacto con el agua no se hidrata (Darley & Gray, 1988).

**Litología:** Estudio de las características físico-químicas rocas que constituyen una determinada formación geológica (Baby et al., 2014).

**Reología:** Propiedad del fluido caracterizado por el flujo que define el comportamiento del fluido (Darley & Gray, 1988).

**Tixotropía:** Propiedad del fluido para formar una estructura gelificada cuando no está sujeto a movimiento y fluidificarse cuando es agitado (Darley & Gray, 1988).

**Esfuerzo de corte:** Fuerza por unidad de superficie requerida para mantener una velocidad constante en el movimiento de un fluido (Bourgoyne et al., 1991).

**Velocidad de corte:** Índice al que cambia la velocidad a la que una capa de fluido pasa sobre una capa adyacente (Bourgoyne et al., 1991).

**Dispersión de arcillas:** Acción donde las partículas grandes de arcillas se rompen en otras más pequeñas y se distribuyen en el medio líquido (Darley & Gray, 1988).

**Floculación de arcillas:** Condición en donde las arcillas cargadas eléctricamente se juntan y forman una estructura frágil (Darley & Gray, 1988).

**Erosión de arcillas:** Proceso en el cual las arcillas se disgregan por acción física, química, estructural y mecánica (Darley & Gray, 1988).

**Acreción de arcillas:** Mecanismo en el cual las partículas de arcillas, parcialmente hidratadas se adhieren a partes de la sarta de perforación (Darley & Gray, 1988).

## **ANEXOS**

**ANEXO No 1**  
**RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS XRD**

**Tabla 1.** Minerales arcillosos individuales identificados

Grupo	Mineral Individual	Formación	
		Chalcana	Orteguaza
Cloritas	Clorita, Clorita Dioctaédrica	x	✓
Caolinitas	Caolinita, Dickita, Nacrita	✓	✓
	Halloysita	✓	✓
Ilitas	Ilita, Muscovita	✓	✓
Esmectitas	Montmorillonita	✓	✓
	Nontronita	x	x
	Vermiculita, Vermiculita Dioctaédrica	x	x

Fuente: (Alomoto &amp; Torres, 2005)

**Tabla 2.** Minerales arcillosos interlaminares identificados

Mineral Arcilloso Interlaminar	Formación	
	Chalcana	Orteguaza
Clorita / Esmectita	x	x
Caolinita / Esmectita	x	x
Ilita / Esmectita	x	x
Clorita / Vermiculita	x	x
Ilita / Vermiculita	x	x

Fuente: (Alomoto &amp; Torres, 2005)

**Tabla 3.** Lecturas realizadas en el equipo de absorción atómica

Formación	Muestra	Elementos Atómicos						
		Cu	Pb	Fe	Mn	Ni	Cr	Zn
	[mg]	[ppm]	[ppm]	[ppm]	[ppm]	[ppm]	[ppm]	[ppm]
Chalcana	206,6	0,40	0,50	7,21	2,40	0,22	0,11	0,28
Orteguaza	201,9	0,14	0,31	8,41	2,45	0,20	0,10	0,58
Blanco	-	0,01	0,02	2,28	0,01	0,11	0,01	0,14

Fuente: (Alomoto &amp; Torres, 2005)

**Tabla 4.** Lecturas realizadas en el equipo de absorción atómica

Formación	Muestra	Elementos Atómicos						
		Ca	K	Na	Al	Si	Ba	Mg
	[mg]	[ppm]	[ppm]	[ppm]	[ppm]	[ppm]	[ppm]	[ppm]
Chalcana	206,6	6,11	2,18	5,04	6,40	56,10	20,70	6,21
Orteguaza	201,9	3,43	1,25	5,05	6,10	48,20	5,00	6,41
Blanco	-	0,04	2,18	0,58	4,80	37,00	3,80	0,40

Fuente: (Alomoto &amp; Torres, 2005)

**Tabla 5.** Principales elementos atómicos presentes en las formaciones

Formación	Cu	Pb	Fe	Mn	Ni	Cr	Zn
	% P/P	% P/P	% P/P	% P/P	% P/P	% P/P	% P/P
Chalcana	0,02	0,02	3,48	0,12	0,01	0,00	0,01
Orteguaza	0,01	0,01	4,05	0,12	0,00	0,00	0,02

Fuente: (Alomoto &amp; Torres, 2005)

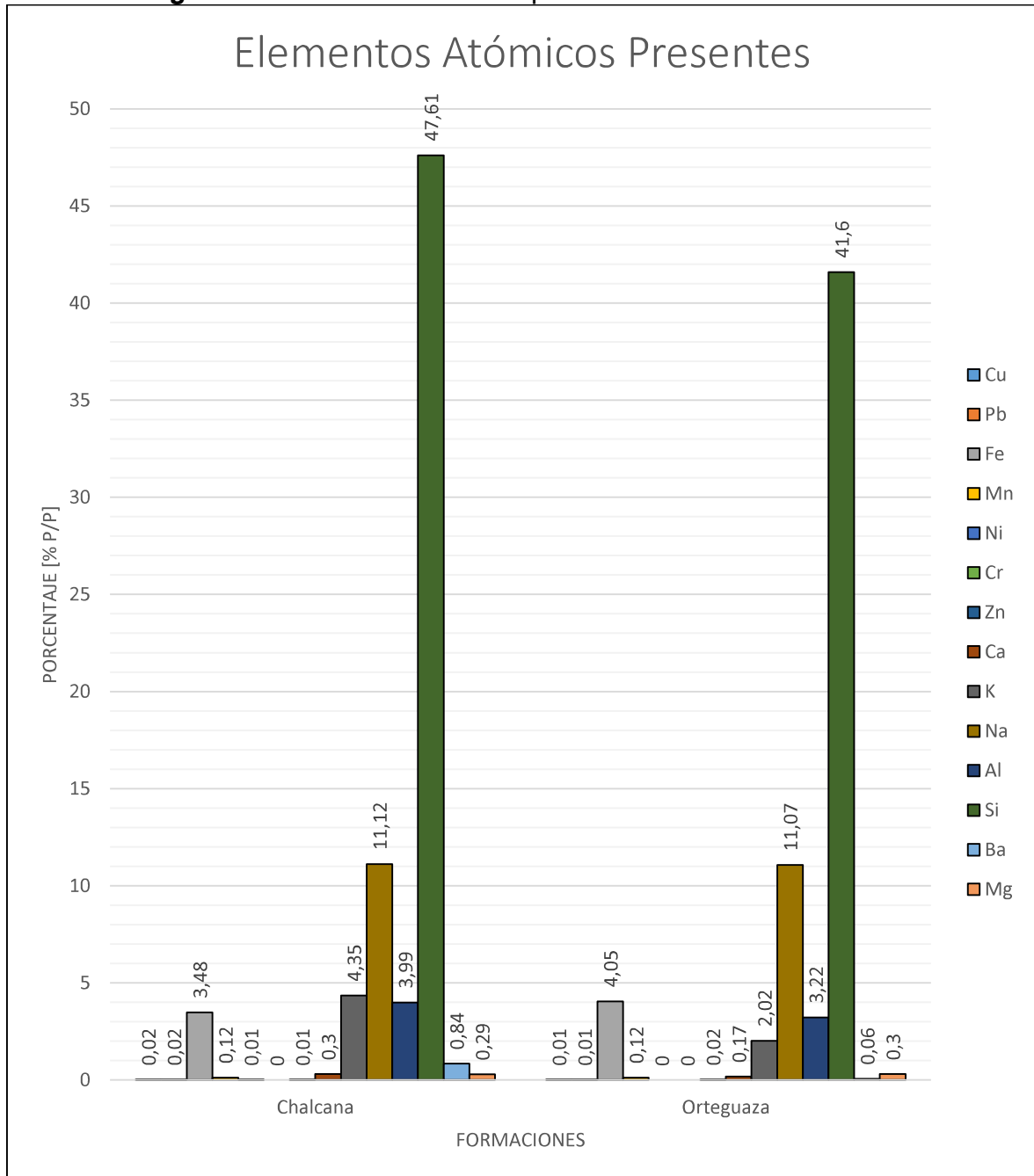


**Tabla 6.** Principales elementos atómicos presentes en las formaciones

	Ca	K	Na	Al	Si	Ba	Mg
Formación	% P/P	% P/P	% P/P	% P/P	% P/P	% P/P	% P/P
Chalcana	0,30	4,35	11,12	3,99	47,61	0,84	0,29
Orteguaza	0,17	2,02	11,07	3,22	41,60	0,06	0,30

Fuente: (Alomoto & Torres, 2005)

**Figura 1.** Elementos atómicos presentes en las formaciones



Fuente: (Alomoto & Torres, 2005)

Modificado por: David Valverde

**Tabla 7. Minerales presentes en las formaciones**

		<b>Chalcana</b>	<b>Orteguaza</b>
<b>Grupo</b>	<b>Mineral</b>	<b>%</b>	<b>%</b>
<b>Silicato</b>	Cuarzo	35,9	26,7
<b>Clorita</b>	Clinocloro	8	2,6
<b>Caolinita</b>	Caolinita	0,6	1
	Dickita	0,6	1,2
	Nacrita	2,4	1,2
	Halloysita	9,8	25,8
<b>Esmectita</b>	Vermiculita	4,1	7,7
	Montmorillonita	12,9	19,6
	Nontronita	13,6	0,3
<b>Ilita</b>	Ilita	1,1	1,3
	Muscovita	6	8,3
<b>Carbonato</b>	Calcita		
<b>Sulfato</b>	Anhidrita		1,2
<b>Feldespatos</b>	Albita	5	3,1
<b>Oxido</b>	Hemetita		
<b>% Total</b>		100	100

**Fuente:** (Alomoto & Torres, 2005)

**Tabla 8. Minerales arcillosos presentes en las formaciones**

		<b>Chalcana</b>	<b>Orteguaza</b>
<b>Grupo</b>	<b>Mineral</b>	<b>%</b>	<b>%</b>
<b>Silicato</b>	Cuarzo	35,9	26,7
<b>Carbonato</b>	Calcita	0	0
<b>Sulfato</b>	Anhidrita	0	1,2
<b>Feldespatos</b>	Albita	5	3,1
<b>Oxido</b>	Hemetita	0	0

**Fuente:** (Alomoto & Torres, 2005)

**Tabla 9.** Resultados cuantitativos de los minerales presentes en las Formaciones

Grupo	Mineral	Chalcana o	Chalcana f	Orteguaza o	Orteguaza f
		%	%	%	%
<b>Silicato</b>	Cuarzo	35,02	43,32	28,49	28,3
<b>Clorita</b>	Clinocloro	2,07		1,08	1,56
	Chamosita	0		1,13	1,53
<b>Caolinita</b>	Caolinita	5,36	7,46	7,72	8,29
	Dickita	2,96	2,34	4,77	5,74
	Nacrita	0	0	0,53	
	Halloysita	27,39	17,62	19,39	21,12
<b>Esmectita</b>	Montmorillonita	9,37	18,52	20,99	26,38
	Nontronita	11,23		9,67	
<b>Ilita</b>	Ilita	0	2,19	2,34	2,29
	Muscovita	0	0,01	0	0
<b>Carbonato</b>	Calcita				
<b>Sulfato</b>	Anhidrita			0,56	1,57
<b>Feldespatos</b>	Albita	6,6	8,24	3,33	3,22
<b>Oxido</b>	Hemetita				
<b>% Total</b>		100	100	100	100

**Fuente:** (Alomoto & Torres, 2005)**Modificado por:** David Valverde**Tabla 10.** Determinación de la variación de la composición de los minerales.  
Análisis por XRD

Formación	Chalcana o	Chalcana f	Variación	Orteguaza o	Orteguaza f	Variación
Grupo	%	%	%	%	%	%
<b>Silicato</b>	35,0	43,6	8,6	28,5	28,3	0,2
<b>Clorita</b>	2,1	0,0	2,1	2,2	3,1	0,9
<b>Caolinita</b>	35,7	27,4	8,3	32,4	35,2	2,7
<b>Esmectita</b>	20,6	18,5	2,1	30,7	26,4	4,3
<b>Ilita</b>	0,0	2,2	2,2	2,3	2,3	0,0
<b>Carbonato</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Anhidrita</b>	0,0	0,0	0,0	0,6	1,6	1,0
<b>Feldespatos</b>	6,6	8,2	1,6	3,3	3,2	0,1
<b>Pirita</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Hemetita</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>% Total</b>	100	100	0,0	100	100	0,0

**Fuente:** (Alomoto & Torres, 2005)**Modificado por:** David Valverde

- o Muestras corrida con los patrones de difracción de los minerales arcillosos identificados por el programa, junto con los minerales no arcillosos
- f Muestras corridas con los patrones de difracción de los minerales arcillosos identificados experimentalmente, junto con los minerales no arcillosos

**ANEXO No 2**  
**RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS FÍSICOS Y QUÍMICOS**  
**DE LAS FORMACIONES**

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS  
LABORATORIO DE GEOMECÁNICA

Ficha Técnica #1: Trituración de las formaciones

Objetivo: Disminuir el tamaño de partícula de las muestras de formaciones de Chalcana y Orteguaza en un horno.

Ensayo Normalizado: No

Condiciones de Ensayo:

Formaciones secas

Datos:

**Tabla 1.** Tamaño de partícula de las formaciones trituradas

Formación	Peso [kg]	Tamaño de partícula [mm]
Chalcana	20	<1
Orteguaza	25	<2

**Realizado por:** David Valverde

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

LABORATORIO DE SEDIMENTOLOGÍA

Ficha Técnica #2: Determinación de la distribución de tamaño de partículas de las formaciones trituradas

Objetivo: Caracterizar el tamaño de partículas de las formaciones de Chalcana y Orteguzza luego de haber sido sometidas a un proceso de disminución de tamaño de partícula por trituración.

Ensayo Normalizado: Tamices Normalizados

# 8 (U.S. Sieve Number/ 2.380 mm de abertura o 2380  $\mu\text{m}$ )

# 14 (U.S. Sieve Number/ 1.410 mm de abertura o 1410  $\mu\text{m}$ )

# 45 (U.S. Sieve Number/ 0.354 mm de abertura o 354  $\mu\text{m}$ )

# 60 (U.S. Sieve Number/ 0.250 mm de abertura o 250  $\mu\text{m}$ )

# 100 (U.S. Sieve Number/ 0.149 mm de abertura o 149  $\mu\text{m}$ )

# 200 (U.S. Sieve Number/ 0.074 mm de abertura o 74  $\mu\text{m}$ )

# 325 (U.S. Sieve Number/ 0.052 mm de abertura o 52  $\mu\text{m}$ )

Condiciones de Ensayo:

Tamizado: Seco

Tiempo de tamizado:  $20 \pm 0.1$  minutos

Peso de formación:  $100 \pm 0.5$  gramos

Datos:

**Tabla 2.** Distribución del tamaño de partícula de la formación chalcana

Chalcana						
Malla	Abertura [um]	Abertura [mm]	P <sub>retenido</sub> [g]	% Ret.	% Ret. Acum.	% Pas. Acum.
8	2380	2,380	11,762	12,04	12,0	88,0
14	1410	1,410	10,019	10,26	22,3	77,7
45	354	0,354	21,382	21,90	44,2	55,8
60	250	0,250	7,727	7,91	52,1	47,9
100	149	0,149	15,567	15,94	68,1	31,9
200	74	0,074	15,244	15,61	83,7	16,3
325	52	0,052	7,022	7,19	90,9	9,1
<325	<52	<0,052	8,931	9,15	100,0	0,0
<b>Total</b>			97,654	100,0		

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 3.** Distribución del tamaño de partícula de la formación orteguaza

Orteguaza						
Malla	Abertura [um]	Abertura [mm]	P <sub>retenido</sub> [g]	% Ret.	% Ret. Acum.	% Pas. Acum.
8	2380	2,380	33,789	34,2	34,2	65,8
14	1410	1,410	17,367	17,6	51,8	48,2
45	354	0,354	25,367	25,7	77,4	22,6
60	250	0,250	3,701	3,7	81,2	18,8
100	149	0,149	3,663	3,7	84,9	15,1
200	74	0,074	4,596	4,6	89,5	10,5
325	52	0,052	3,934	4,0	93,5	6,5
<325	<52	<0,052	6,430	6,5	100,0	0,0
<b>Total</b>			98,8	100,0		

**Realizado por:** David Valverde

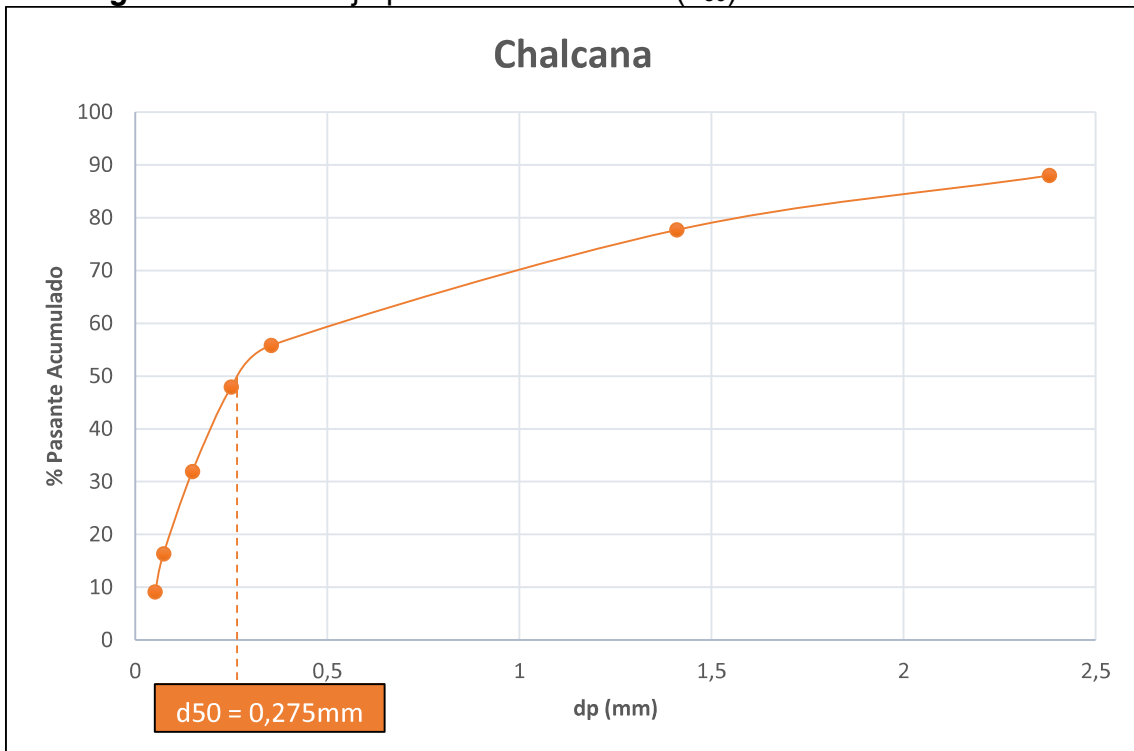
**Tabla 4.** Porcentaje pasante acumulado del 50% (d<sub>50</sub>) de las formaciones

Formación	d <sub>50</sub> [mm]
Chalcana	0,275
Orteguaza	1,5

**Realizado por:** David Valverde

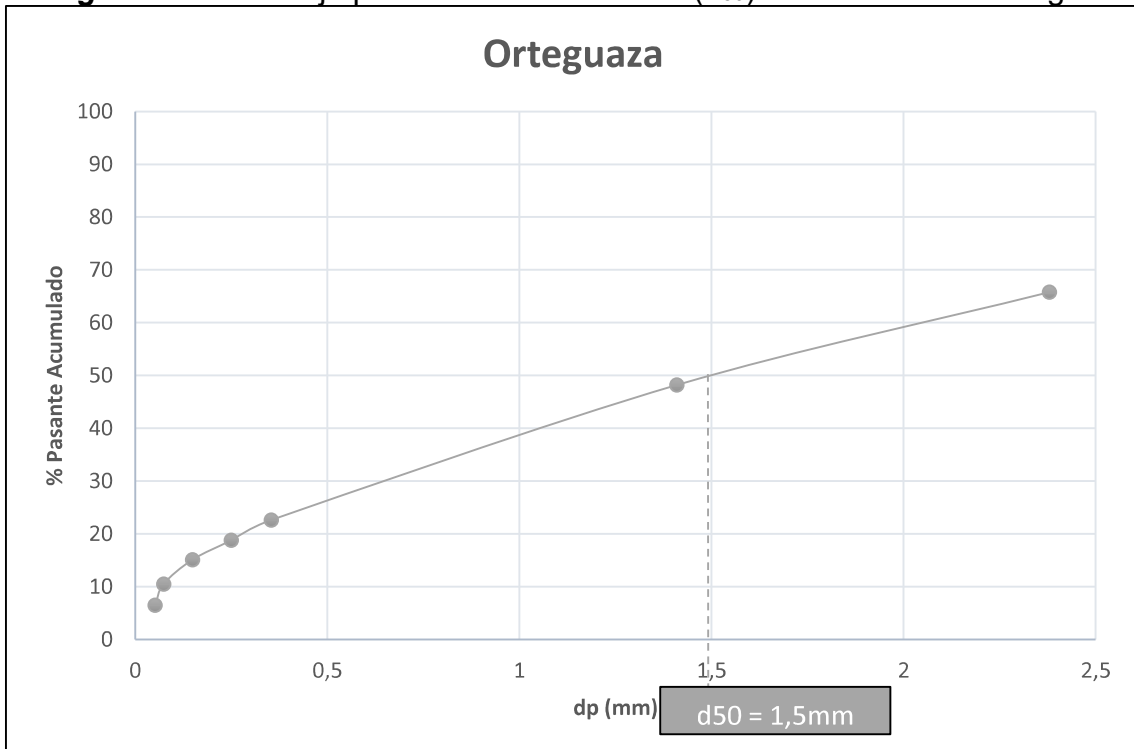
Graficos:

**Figura 1.** Porcentaje pasante acumulado ( $d_{50}$ ) de la formación chalcana



Realizado por: David Valverde

**Figura 2.** Porcentaje pasante acumulado del ( $d_{50}$ ) de la formación orteguaza



Realizado por: David Valverde



HALLIBURTON

BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #3: Determinación del contenido de humedad en las dos formaciones de la cuenca oriental ecuatoriana previamente tamizados en malla 200.

Objetivo: Obtener el valor del peso inicial seco de las dos formaciones para posteriores cálculos en ensayos de dispersión mediante el uso de normativa API.

Ensayo Normalizado: Normas API

Specification for Drilling – Fluids Materials, API Specification 13A, Section 4.10; 4.11; 4.12, “Moisture”.

Condiciones de Ensayo:

Temperatura de secado:  $220 \pm 5$  °F ( $105 \pm 3$  °C)

Tiempo total de secado:  $2 \pm 0,1$  horas

Peso inicial de formación:  $10 \pm 0,01$  gramos

Datos:

**Tabla 5.** Porcentaje de humedad de las formaciones

Formación	Peso Del Crisol [g]	Peso de Formación Original, W1 [g]	Peso (Crisol + Formación) [g]	Peso Final (Crisol + Formación) [g]	Peso de Formación Seca, W2 [g]	% Peso de Humedad, M [%]
Chalcana	98,532	10,0140	108,5460	108,211	9,679	3,35
Orteguaza	106,213	10,055	116,268	116,08	9,867	1,87

**Realizado por:** David Valverde

HALLIBURTON

BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #4: Determinación del pH en las formaciones

Objetivo: Caracterizar las formaciones de la cuenca oriental ecuatoriana: Chalcana y Orteguaza mediante un valor de pH.

Ensayo Normalizado: No

Condiciones de Ensayo:

Temperatura ambiente:  $19 \pm 2$  °C

Porcentaje de solidos: 5 %

Datos:

**Tabla 6.** Potencial de hidrogeno (pH) de las formaciones

Formación	pH <sub>19°C</sub>
Chalcana	4,35
Orteguaza	6,96

**Realizado por:** David Valverde

HALLIBURTON

BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #5: Determinación de la capacidad de intercambio catiónico en las muestras de las formaciones de la cuenca oriental ecuatoriana: Chalcana y Ortegua.

Objetivo: Lograr una estimación del valor de capacidad de intercambio catiónico (Cation Exchange Capacity, C.E.C.) en las formaciones de la cuenca oriental ecuatoriana, mediante la determinación del valor de la Capacidad de Azul de Metileno obtenido según normativa API con el método utilizado en Baroid.

Ensayo Normalizado: Normas API – Método Baroid

Recommended Practice Standard Procedure for Laboratory Testing Drilling Fluids, API Recommended Practice 13I, Section 11, "Methylene Blue Test for Drill Solids and Commercial Bentonite".

Condiciones de Ensayo:

Temperatura ambiente:  $19 \pm 2$  °C

Cantidad de formación:  $1 \pm 0,005$  gramos

Datos:

**Tabla 7.** Capacidad de intercambio catiónico de las formaciones

Formación	Azul de Metileno [ml]	Peso de la formación [g]	C.E.C. estimado [meq Azul Metileno/100g Formación]
Chalcana	15	1,003	14,96
Ortegua	10	1,001	9,99

**Realizado por:** David Valverde

HALLIBURTON

BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #6: Determinación del porcentaje de humedad en las pastillas construidas con muestra de formación de Chalcana y Orteguaza.

Objetivo: Obtener el valor del peso inicial seco de las pastillas construidas con las dos formaciones para posteriores cálculos de hinchamiento e hidratación, para determinar la eficiencia del sistema inhibitorio.

Ensayo Normalizado: No

Condiciones de Ensayo

Temperatura de secado:  $220 \pm 5$  °F ( $105 \pm 3$  °C)

Tiempo total de secado:  $6 \pm 0,1$  horas

Peso inicial de pastillas:  $20 \pm 0,01$  gramos

Datos:

**Tabla 8.** Porcentaje de humedad en las pastillas

Formación	Peso del Crisol [g]	Peso de Patilla Original, W1 [g]	Peso (Crisol + Pastilla) [g]	Peso Final (Crisol + Pastilla) [g]	Peso de Pastilla Seca, W2 [g]	% Peso de Humedad, M [%]
Chalcana	48,449	19,989	68,438	67,224	18,775	6,07
Orteguaza	54,288	19,862	74,150	73,392	19,104	3,82

**Realizado por:** David Valverde

### **ANEXO No 3**

## **RESULTADOS DE LA DETERMINACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN ADECUADA DE NITRATO DE CALCIO**

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

LABORATORIO DE PETROFÍSICA Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Ficha Técnica #7: Determinación de la concentración adecuada de nitrato de calcio

Objetivo: Encontrar una concentración óptima de iones de calcio que sea la adecuada para inhibir los minerales arcilla que se puedan encontrar en las formaciones.

Ensayo Normalizado: No

Condiciones de Ensayo:

PPM de  $\text{Ca}^{+2}$  utilizados en campo: 2000 – 3000 ppm

Temperatura de fluido de prueba:  $19 \pm 2$  °C

Molécula de nitrato de calcio:  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2 \cdot \text{NH}_4\text{NO}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$

Volumen de agua: 350 mililitros

Datos:

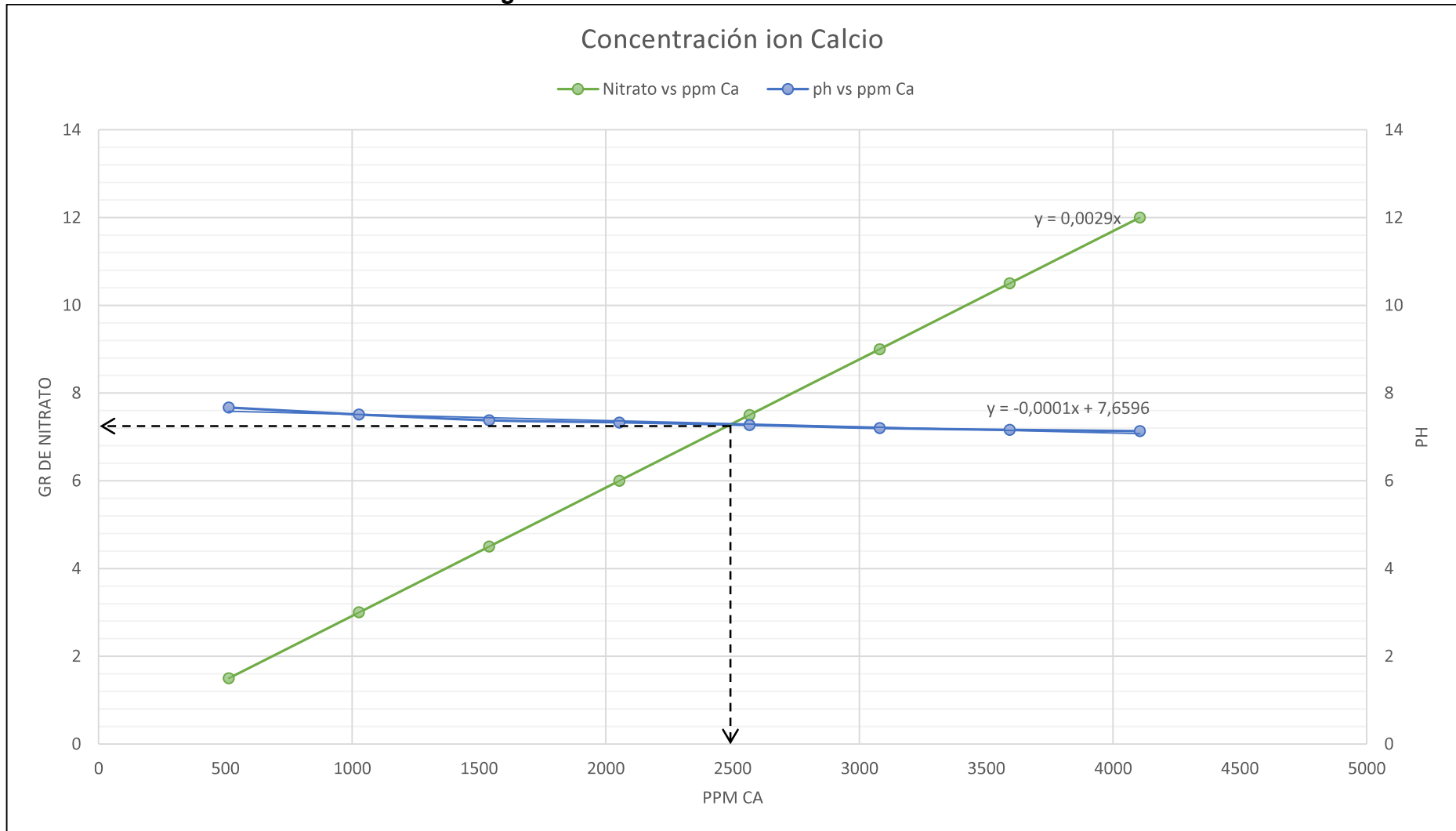
**Tabla 1.** Concentración de nitrato de calcio, ppm de calcio y pH

Nitrato de Calcio [gr]	Ca [ppm]	pH
1,5	513	7,67
3	1027	7,51
4,5	1540	7,38
6	2053	7,33
7,5	2566	7,27
9	3080	7,2
10,5	3593	7,16
12	4106	7,13

**Realizado por:** David Valverde

Grafico:

**Figura 1.** Concentraciones de iones de calcio



**Realizado por:** David Valverde

**ANEXO No 4**

**RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO  
BÁSICAS PARA LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN  
ANTES Y DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**



HALLIBURTON

BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha técnica #8: Determinación la densidad, propiedades reológicas y tixotrópicas, filtrado API, alcalinidad, salinidad, dureza y capacidad de intercambio catiónico del fluido de perforación.

Objetivo: Evaluar un fluido de perforación con diferentes concentraciones de aditivo inhibidor, antes y después del envejecimiento dinámico, el cual sea útil para perforar la sección superficial e intermedia que atraviese las formaciones de Chalcana y Ortegua.

Ensayo Normalizado: Normas API

Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water-Based Drilling Fluids, API Recommended Practice 13B-1, Section 3.6 "Alternative Mud Weight Method", Section 4.3 "Direct Indicating Viscometer", Section 5.2 "Low-Temperature/Low-Pressure Test", Section 8 "Methylene Blue Capacity", Section 9.4 "Procedure-Care of the Electrode", Section 10 "Chemical Analysis".

Condiciones de Ensayo:

Temperatura del fluido:  $19 \pm 2$  °C

Volumen de fluido:  $350 \pm 25$  mililitros

Volumen de filtrado:  $5 \pm 1$  mililitros

Datos:

**Tabla 1.** Pruebas básicas de los fluidos sin formación

FLUIDO SIN FORMACIÓN												
FLUIDO		Blanco		BR1		Nitrato de Calcio		Alumbre 1 PH 10		Alumbre 2 PH 10		
PROPIEDAD	UNIDAD	S.E.	E.D.	S.E.	E.D.	S.E.	E.D.	S.E.	E.D.	S.E.	E.D.	
<b>DENSIDAD</b>	[ppg]	8,7		8,7		8,8		8,7		8,8		
<b>PH</b>	[--]	9,7	9,25	9,68	9,32	7,8	7,51	10,6	9,78	10,4	9,71	
<b>PV</b>	[cP]	13	15	15	16	10	7	16	15	14	18	
<b>YP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	15	15	14	15	12	9	16	26	21	21	
<b>AV</b>	[cP]	20,5	22,5	22	23,5	16	11,5	24	28	24,5	28,5	
<b>EV</b>	[cP]	28	30	29	31	22	16	32	41	35	39	
<b>LSRYP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	3	3	2	4	2	2	2	2	3	3	
<b>LECTURA</b>	<b>600</b>	[rpm]	41	45	44	47	32	23	48	56	49	57
	<b>300</b>	[rpm]	28	30	29	31	22	16	32	41	35	39
	<b>200</b>	[rpm]	22	24	23	25	17	13	25	29	26	30
	<b>100</b>	[rpm]	15	17	16	17	12	10	17	21	18	19
	<b>6</b>	[rpm]	5	5	6	6	4	4	6	4	7	5
	<b>3</b>	[rpm]	4	4	4	5	3	3	4	3	5	4
<b>GELES</b>	[10sec]	6	5	7	6	5	5	6	3	7	5	
	[10min]	7	6	8	6	7	5	8	5	7	6	
	[30min]	7	6	8	7	8	6	8	6	8	6	
<b>FILTRADO API</b>	[7,5min]	4,2	4	4,3	4,1	3,1	2,9	4	2,4	3,5	2,7	
	[10min]	5,1	4,8	5,2	5	3,6	3,3	4,8	3	4,3	3,2	
	[30min]	10,6	9,5	11	9,9	6,8	6	8,5	5,6	8,4	5,9	
<b>REVOQUE</b>	[1/32plg]	2	3	3	2	1	1	3	3	2	3	
<b>V<sub>m</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>M</sub></b>	[ml]	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0	0,4	0,1	0,42	0,15	
<b>V<sub>r</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>F</sub></b>	[ml]	0,1	0,05	0,1	0,1	0	0	0,44	0,15	0,55	0,2	
<b>M<sub>F1</sub></b>	[ml]	0,3	0,47	0,33	0,5	0,38	0,3	0,65	1	0,65	1,1	
<b>M<sub>F</sub></b>	[ml]	0,4	0,52	0,43	0,6	0,38	0,3	1,09	1,15	1,2	1,3	
<b>V<sub>SN 0,0282N</sub></b>	[ml]	0,55	0,53	0,6	0,57	0,55	0,55	0,55	0,66	0,52	0,82	
<b>CLORUROS</b>	[ppm]	550	530	600	570	550	550	550	660	520	820	
<b>V<sub>EDTA</sub></b>	[ml]	0,1	0,1	0,1	0,15	6,9	7,15	0,35	0,3	0,25	0,25	
<b>CALCIO</b>	[ppm]	40	40	40	60	2760	2860	140	120	100	100	
<b>DUREZA</b>	[ppm]	100	100	100	150	6900	7150	350	300	250	250	
<b>V<sub>mb</sub></b>	[ml]	0,5		0,5		0,6		0,5		0,5		
<b>V<sub>df</sub></b>	[ml]	2		2		2		2		2		
<b>CEC</b>	[ml/ml]	0,25		0,25		0,3		0,25		0,25		
<b>MBC</b>	[lb/bbl]	1,25		1,25		1,5		1,25		1,25		

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 2.** Pruebas básicas de los fluidos sin formación

<b>FLUIDO SIN FORMACIÓN</b>												
<b>FLUIDO</b>		<b>A1umbre 3 PH 10</b>		<b>A1umbre 1 PH 11</b>		<b>A1umbre 2 PH 11</b>		<b>A1umbre 3 PH 11</b>		<b>Aluminato 1 PH 10</b>		
<b>PROPIEDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	
<b>DENSIDAD</b>	[ppg]	8,9		8,7		8,8		8,9		8,7		
<b>PH</b>	[--]	10,3	9,7	11,7	10,3	11,5	10,4	11,4	10,5	10,2	8,76	
<b>PV</b>	[cP]	19	25	20	30	14	12	14	15	16	21	
<b>YP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	18	11	17	11	13	27	14	25	17	8	
<b>AV</b>	[cP]	28	30,5	28,5	35,5	20,5	25,5	21	27,5	24,5	25	
<b>EV</b>	[cP]	37	36	37	41	27	39	28	40	33	29	
<b>LSRYP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	4	3	3	1	3	3	2	5	4	1	
<b>L E C T U R A</b>	<b>600</b>	[rpm]	56	61	57	71	41	51	42	55	49	50
	<b>300</b>	[rpm]	37	36	37	41	27	39	28	40	33	29
	<b>200</b>	[rpm]	28	29	27	36	23	37	22	34	26	22
	<b>100</b>	[rpm]	19	21	19	24	15	25	17	23	19	15
	<b>6</b>	[rpm]	6	7	5	5	5	7	12	7	6	3
	<b>3</b>	[rpm]	5	5	4	3	4	5	7	6	5	2
<b>GELES</b>	[10sec]	7	6	6	3	6	6	6	6	6	2	
	[10min]	7	6	7	4	6	7	7	7	8	3	
	[30min]	8	7	7	5	7	7	8	7	8	3	
<b>API FILTRADO</b>	[7,5min]	3,4	3	3,9	2,5	3,6	3,3	4,1	3,3	3,8	3	
	[10min]	4,2	3,6	4,7	3	4,3	4	4,8	4,2	4,5	3,5	
	[30min]	8,2	6,9	8	5,6	8,1	7	8,3	8	9,3	6,4	
<b>REVOQUE</b>	[1/32plg]	2	2	3	2,5	2	2,5	2	2	2	2	
<b>V<sub>m</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>M</sub></b>	[ml]	0,45	0,15	0,65	0,2	0,7	0,2	0,85	0,15	0,33	0,2	
<b>V<sub>f</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>F</sub></b>	[ml]	0,8	0,2	1	0,45	0,7	0,35	0,4	0,45	0,18	0,1	
<b>M<sub>F1</sub></b>	[ml]	0,75	1,15	0,7	1,1	0,62	0,9	0,6	0,85	0,47	0,6	
<b>M<sub>F</sub></b>	[ml]	1,55	1,35	1,7	1,55	1,32	1,25	1	1,3	0,65	0,7	
<b>V<sub>SN 0,0282N</sub></b>	[ml]	0,53	0,74	0,59	0,7	0,57	0,65	0,6	0,7	0,7	0,77	
<b>CLORUROS</b>	[ppm]	530	740	590	700	570	650	600	700	700	770	
<b>V<sub>EDTA</sub></b>	[ml]	0,3	0,3	0,1	0,3	0,17	0,27	0,32	1	0,2	0,2	
<b>CALCIO</b>	[ppm]	120	120	40	120	68	108	128	400	80	80	
<b>DUREZA</b>	[ppm]	300	300	100	300	170	270	320	1000	200	200	
<b>V<sub>mb</sub></b>	[ml]	0,5		0,4		0,4		0,5		0,4		
<b>V<sub>df</sub></b>	[ml]	2		2		2		2		2		
<b>CEC</b>	[ml/ml]	0,25		0,2		0,2		0,25		0,2		
<b>MBC</b>	[lb/bbl]	1,25		1		1		1,25		1		

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 3.** Pruebas básicas de los fluidos sin formación

<b>FLUIDO SIN FORMACIÓN</b>												
<b>FLUIDO</b>		<b>Aluminato 2 PH 10</b>		<b>Aluminato 3 PH 10</b>		<b>Aluminato 1 PH 11</b>		<b>Aluminato 2 PH 11</b>		<b>Aluminato 3 PH 11</b>		
<b>PROPIEDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	
<b>DENSIDAD</b>	[ppg]	8,8		8,9		8,7		8,8		8,9		
<b>PH</b>	[--]	10,1	8,34	10,0	8,29	11,4	10,5	11,1	10,0	11,2	9,95	
<b>PV</b>	[cP]	18	17	23	18	19	17	18	22	23	26	
<b>YP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	20	19	16	20	12	34	19	21	12	10	
<b>AV</b>	[cP]	28	26,5	31	28	25	34	27,5	32,5	29	31	
<b>EV</b>	[cP]	38	36	39	38	31	51	37	43	35	36	
<b>LSRYP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	4	1	6	3	4	2	5	3	4	3	
<b>L E C T U R A</b>	<b>600</b>	[rpm]	56	53	62	56	50	68	55	65	58	62
	<b>300</b>	[rpm]	38	36	39	38	31	51	37	43	35	36
	<b>200</b>	[rpm]	30	23	30	31	25	43	33	32	27	29
	<b>100</b>	[rpm]	21	15	21	22	17	29	25	22	18	20
	<b>6</b>	[rpm]	6	5	8	7	6	6	7	7	6	7
	<b>3</b>	[rpm]	5	3	7	5	5	4	6	5	5	5
<b>GELES</b>	[10sec]	7	3	7	6	6	6	7	6	6	6	
	[10min]	8	3	9	6	7	7	8	6	7	6	
	[30min]	8	3	9	7	7	7	8	7	7	6	
<b>API FILTRADO</b>	[7,5min]	3,6	3	3,3	2,5	4	2,4	3,6	3	3,6	2,8	
	[10min]	4,4	3,4	4	3	4,7	2,9	4,4	3,5	4,3	3,6	
	[30min]	8,7	6	7,8	5,5	9,2	5,6	8,4	6	8,1	6	
<b>REVOQUE</b>	[1/32plg]	2	4	2	3	2,5	3	2	3	2	3	
<b>V<sub>m</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>M</sub></b>	[ml]	0,3	0,18	0,25	0,23	0,9	0,35	0,7	0,2	0,7	0,3	
<b>V<sub>f</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>F</sub></b>	[ml]	0,1	0	0,1	0	0,75	0,55	0,7	0,7	0,85	0,5	
<b>M<sub>F1</sub></b>	[ml]	0,5	0,75	0,5	0,65	0,7	0,9	0,75	0,7	0,77	0,87	
<b>M<sub>F</sub></b>	[ml]	0,6	0,75	0,6	0,65	1,45	1,45	1,45	1,4	1,62	1,37	
<b>V<sub>SN 0,0282N</sub></b>	[ml]	0,9	0,8	1,05	0,88	0,8	0,9	0,75	0,9	0,95	1	
<b>CLORUROS</b>	[ppm]	900	800	1050	880	800	900	750	900	950	1000	
<b>V<sub>EDTA</sub></b>	[ml]	0,2	0,25	0,2	0,35	1,5	0,15	1,8	0,2	1,5	0,25	
<b>CALCIO</b>	[ppm]	80	100	80	140	600	60	720	80	600	100	
<b>DUREZA</b>	[ppm]	200	250	200	350	1500	150	1800	200	1500	250	
<b>V<sub>mb</sub></b>	[ml]	0,3		0,5		0,6		0,6		0,6		
<b>V<sub>df</sub></b>	[ml]	2		2		2		2		2		
<b>CEC</b>	[ml/ml]	0,15		0,25		0,3		0,3		0,3		
<b>MBC</b>	[lb/bbl]	0,75		1,25		1,5		1,5		1,5		

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 4.** Pruebas básicas de los fluidos con formación chalcana

<b>FLUIDO CON FORMACIÓN CHALCANA</b>												
<b>FLUIDO</b>		<b>Blanco</b>		<b>BR1</b>		<b>Nitrato de Calcio</b>		<b>Alumbre 1 PH 10</b>		<b>Alumbre 2 PH 10</b>		
<b>PROPIEDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	
<b>DENSIDAD</b>	[ppg]	9,2		9,2		9,3		9,2		9,3		
<b>PH</b>	[--]	9,15	7,85	9,38	8,05	7,8	7,34	10,6	10,2	10,7	10,4	
<b>PV</b>	[cP]	19	17	21	21	17	12	16	16	18	16	
<b>YP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	20	18	25	19	14	14	18	19	15	16	
<b>AV</b>	[cP]	29	26	33,5	30,5	24	19	25	25,5	25,5	24	
<b>EV</b>	[cP]	39	35	46	40	31	26	34	35	33	32	
<b>LSRYP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	3	3	4	3	4	3	2	1	4	2	
<b>L E C T U R A</b>	<b>600</b>	[rpm]	58	52	67	61	48	38	50	51	51	48
	<b>300</b>	[rpm]	39	35	46	40	31	26	34	35	33	32
	<b>200</b>	[rpm]	31	27	36	32	25	19	27	27	27	25
	<b>100</b>	[rpm]	21	19	26	23	17	14	19	19	19	17
	<b>6</b>	[rpm]	7	5	10	7	6	5	6	5	6	6
	<b>3</b>	[rpm]	5	4	7	5	5	4	4	3	5	4
<b>GELES</b>	[10sec]	7	5	8	6	6	8	6	4	6	5	
	[10min]	8	5	9	7	8	7	7	5	7	5	
	[30min]	10	6	10	7	10	7	8	6	8	5	
<b>FILTRADO API</b>	[7,5min]	2,9	2,9	3	3,4	2,2	3,4	2,6	2,6	2,4	2,4	
	[10min]	3,4	3,4	3,7	4,1	2,7	4,1	3	3,1	2,9	3	
	[30min]	6,9	6,4	7	7,3	5,4	7,6	5,8	6,4	5,2	5,4	
<b>REVOQUE</b>	[1/32plg]	2,5	2	2	2,5	1	1,5	1	3	3	4	
<b>V<sub>m</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>M</sub></b>	[ml]	0,1	0,05	0,15	0,08	0	0	0,2	0,3	0,25	0,4	
<b>V<sub>f</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>F</sub></b>	[ml]	0,03	0,04	0,05	0,04	0	0	0,34	0,15	0,42	1,45	
<b>M<sub>F1</sub></b>	[ml]	0,41	0,4	0,37	0,45	0,38	0,3	0,37	0,5	0,45	0,6	
<b>M<sub>F</sub></b>	[ml]	0,44	0,44	0,42	0,49	0,38	0,3	0,71	0,65	0,87	2,05	
<b>V<sub>SN 0,0282N</sub></b>	[ml]	0,7	0,9	0,9	0,8	0,6	1	0,58	0,7	0,65	0,65	
<b>CLORUROS</b>	[ppm]	700	900	900	800	600	1000	580	700	650	650	
<b>V<sub>EDTA</sub></b>	[ml]	0,15	0,15	0,1	0,2	7,3	6,7	0,1	0,5	0,35	0,6	
<b>CALCIO</b>	[ppm]	60	60	40	80	2920	2680	40	200	140	240	
<b>DUREZA</b>	[ppm]	150	150	100	200	7300	6700	100	500	350	600	
<b>V<sub>mb</sub></b>	[ml]	2,6		2,4		1,8		2		2		
<b>V<sub>df</sub></b>	[ml]	2		2		2		2		2		
<b>CEC</b>	[ml/ml]	1,3		1,2		0,9		1		1		
<b>MBC</b>	[lb/bbl]	6,5		6		4,5		5		5		

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 5.** Pruebas básicas de los fluidos con formación chalcana

<b>FLUIDO CON FORMACIÓN CHALCANA</b>												
<b>FLUIDO</b>		<b>Alambre 3 PH 10</b>		<b>Alambre 1 PH 11</b>		<b>Alambre 2 PH 11</b>		<b>Alambre 3 PH 11</b>		<b>Aluminato 1 PH 10</b>		
<b>PROPIEDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	
<b>DENSIDAD</b>	[ppg]	9,4		9,2		9,3		9,4		9,2		
<b>PH</b>	[--]	10,8	10,5	11,3	11,8	11,3	11,1	11,4	11,7	10,3	7,91	
<b>PV</b>	[cP]	17	14	17	16	19	14	18	17	19	15	
<b>YP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	20	15	18	10	12	14	14	10	21	21	
<b>AV</b>	[cP]	27	21,5	26	21	25	21	25	22	29,5	25,5	
<b>EV</b>	[cP]	37	29	35	26	31	28	32	27	40	36	
<b>LSRYP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	4	3	4	1	4	2	2	2	5	2	
<b>L E C T U R A</b>	<b>600</b>	[rpm]	54	43	52	42	50	42	50	44	59	51
	<b>300</b>	[rpm]	37	29	35	26	31	28	32	27	40	36
	<b>200</b>	[rpm]	30	23	27	18	29	21	23	21	32	27
	<b>100</b>	[rpm]	22	16	19	12	19	15	16	14	22	19
	<b>6</b>	[rpm]	6	5	6	3	6	4	6	4	7	6
	<b>3</b>	[rpm]	5	4	5	2	5	3	4	3	6	4
<b>GELES</b>	[10sec]	6	5	7	3	6	4	6	5	7	5	
	[10min]	7	6	8	3	6	5	10	6	8	6	
	[30min]	8	7	9	4	7	5	10	6	9	6	
<b>FILTRADO API</b>	[7,5min]	2,5	2,2	2,3	2,5	2,4	2,8	2,3	2,6	2,9	2,3	
	[10min]	2,9	2,8	2,9	4,1	2,6	3,1	2,8	3	3,3	2,8	
	[30min]	5,5	5	5,4	6,4	5,2	6,1	5,2	5,7	6,4	5,5	
<b>REVOQUE</b>	[1/32plg]	2	4	3	5	2	3	3	5	3	1,8	
<b>V<sub>m</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>M</sub></b>	[ml]	0,25	0,58	0,55	0,95	1,05	0,83	1,45	1,6	0,4	0,05	
<b>V<sub>f</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>F</sub></b>	[ml]	0,45	0,35	0,78	1	1,15	0,7	1,35	1,35	0,07	0,04	
<b>M<sub>F1</sub></b>	[ml]	0,35	0,5	0,48	0,9	0,65	0,65	0,72	0,85	0,41	0,44	
<b>M<sub>F</sub></b>	[ml]	0,8	0,85	1,26	1,9	1,8	1,35	2,07	2,2	0,48	0,48	
<b>V<sub>SN 0,0282N</sub></b>	[ml]	0,61	0,7	0,63	0,65	0,59	0,75	0,61	0,65	0,9	0,87	
<b>CLORUROS</b>	[ppm]	610	700	630	650	590	750	610	650	900	870	
<b>V<sub>EDTA</sub></b>	[ml]	0,55	0,8	0,1	0,15	0,2	0,25	0,35	0,25	0,15	0,25	
<b>CALCIO</b>	[ppm]	220	320	40	60	80	100	140	100	60	100	
<b>DUREZA</b>	[ppm]	550	800	100	150	200	250	350	250	150	250	
<b>V<sub>mb</sub></b>	[ml]	1,9		1,9		2		2,1		2,1		
<b>V<sub>af</sub></b>	[ml]	2		2		2		2		2		
<b>CEC</b>	[ml/ml]	0,95		0,95		1		1,05		1,05		
<b>MBC</b>	[lb/bbl]	4,75		4,75		5		5,25		5,25		

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 6.** Pruebas básicas de los fluidos con formación chalcana

<b>FLUIDO CON FORMACIÓN CHALCANA</b>												
<b>FLUIDO</b>		<b>Aluminato 2 PH 10</b>		<b>Aluminato 3 PH 10</b>		<b>Aluminato 1 PH 11</b>		<b>Aluminato 2 PH 11</b>		<b>Aluminato 3 PH 11</b>		
<b>PROPIEDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	
<b>DENSIDAD</b>	[ppg]	9,3		9,4		9,2		9,3		9,4		
<b>PH</b>	[--]	10,5	7,82	10,3	7,94	11,5	9,96	11,3	9,9	11,3	10,1	
<b>PV</b>	[cP]	16	18	22	17	21	17	21	16	20	17	
<b>YP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	23	15	21	16	19	10	17	19	30	22	
<b>AV</b>	[cP]	27,5	25,5	32,5	25	30,5	22	29,5	25,5	35	28	
<b>EV</b>	[cP]	39	33	43	33	40	27	38	35	50	39	
<b>LSRYP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	4	3	3	2	4	1	4	3	3	3	
<b>L E C T U R A</b>	<b>600</b>	[rpm]	55	51	65	50	61	44	59	51	70	56
	<b>300</b>	[rpm]	39	33	43	33	40	27	38	35	50	39
	<b>200</b>	[rpm]	30	26	33	26	31	21	31	28	34	29
	<b>100</b>	[rpm]	20	17	23	18	20	14	21	19	23	19
	<b>6</b>	[rpm]	6	5	7	6	6	3	6	5	7	7
	<b>3</b>	[rpm]	5	4	5	4	5	2	5	4	5	5
<b>GELES</b>	[10sec]	7	6	7	6	7	3	7	5	7	6	
	[10min]	8	7	8	7	8	2	8	6	8	6	
	[30min]	8	7	9	8	8	2	9	6	8	7	
<b>FILTRADO API</b>	[7,5min]	2,3	2,4	2	2,1	2,8	2,3	2,7	3	2,5	2,8	
	[10min]	2,8	2,9	2,5	2,5	3,3	2,8	3,1	3,6	3	3,3	
	[30min]	5,5	5,6	5,2	5,2	6,2	5,7	5,9	6,3	5,8	6,1	
<b>REVOQUE</b>	[1/32plg]	2	1,8	2,8	1,8	2,8	2	2	1,5	2,5	2	
<b>V<sub>m</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>M</sub></b>	[ml]	0,35	0,05	0,4	0,04	0,65	0,3	0,75	0,34	0,75	0,45	
<b>V<sub>f</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>F</sub></b>	[ml]	0,04	0,04	0,07	0,04	0,23	0,1	0,47	0,14	0,62	0,1	
<b>M<sub>F1</sub></b>	[ml]	0,36	0,47	0,32	0,48	0,48	0,65	0,73	0,7	0,95	0,9	
<b>M<sub>F</sub></b>	[ml]	0,4	0,51	0,39	0,52	0,71	0,75	1,2	0,84	1,57	1	
<b>V<sub>SN 0,0282N</sub></b>	[ml]	1,15	1,2	1,16	1,54	1	1	0,8	1,2	1	1,4	
<b>CLORUROS</b>	[ppm]	1150	1200	1160	1540	1000	1000	800	1200	1000	1400	
<b>V<sub>EDTA</sub></b>	[ml]	0,2	0,4	0,2	0,5	0,12	0,3	0,19	0,35	0,21	0,4	
<b>CALCIO</b>	[ppm]	80	160	80	200	48	120	76	140	84	160	
<b>DUREZA</b>	[ppm]	200	400	200	500	120	300	190	350	210	400	
<b>V<sub>mb</sub></b>	[ml]	2,3		2,1		2,4		1,5		2,1		
<b>V<sub>df</sub></b>	[ml]	2		2		2		2		2		
<b>CEC</b>	[ml/ml]	1,15		1,05		1,2		0,75		1,05		
<b>MBC</b>	[lb/bbl]	5,75		5,25		6		3,75		5,25		

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 7. Pruebas básicas de los fluidos con formación orteguaza**

<b>FLUIDO CON FORMACIÓN ORTEGUAZA</b>												
<b>FLUIDO</b>		<b>Blanco</b>		<b>BR1</b>		<b>Nitrato de Calcio</b>		<b>Alambre 1 PH 10</b>		<b>Alambre 2 PH 10</b>		
<b>PROPIEDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	
<b>DENSIDAD</b>	[ppg]	9,2		9,2		9,3		9,2		9,3		
<b>PH</b>	[--]	8,77	6,9	8,66	7,03	7,2	7,13	10,8	10,1	10,5	10,0	
<b>PV</b>	[cP]	19	21	21	23	16	11	16	13	17	18	
<b>YP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	22	21	24	25	19	14	20	15	16	10	
<b>AV</b>	[cP]	30	31,5	33	35,5	25,5	18	26	20,5	25	23	
<b>EV</b>	[cP]	41	42	45	48	35	25	36	28	33	28	
<b>LSRYP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	5	5	6	7	5	3	3	1	3	2	
<b>L E C T U R A</b>	<b>600</b>	[rpm]	60	63	66	71	51	36	52	41	50	46
	<b>300</b>	[rpm]	41	42	45	48	35	25	36	28	33	28
	<b>200</b>	[rpm]	33	34	37	39	27	20	30	20	27	22
	<b>100</b>	[rpm]	24	23	26	29	20	15	20	13	18	15
	<b>6</b>	[rpm]	7	7	8	9	7	5	5	3	5	4
	<b>3</b>	[rpm]	6	6	7	8	6	4	4	2	4	3
<b>GELES</b>	[10sec]	8	6	9	7	8	7	6	2	6	4	
	[10min]	9	8	11	8	10	8	8	2	7	5	
	[30min]	10	11	13	8	12	8	8	2	8	5	
<b>FILTRADO API</b>	[7,5min]	3,2	2	2,3	2,1	2,2	3	3,1	2,6	2,7	2,9	
	[10min]	3,8	3,6	2,6	3,8	2,8	3,6	3,6	3,1	3,3	3,2	
	[30min]	7,2	6,2	6,5	7	5,3	6,7	6,5	6	6,2	6	
<b>REVOQUE</b>	[1/32plg]	4	2	1,5	2	2	1,5	2	5	4	2,8	
<b>V<sub>m</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>M</sub></b>	[ml]	0,11	0,07	0,05	0,1	0	0	0,3	0,36	0,2	0,4	
<b>V<sub>f</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>F</sub></b>	[ml]	0	0,05	0	0,05	0	0	0,25	0,1	0,3	0,05	
<b>M<sub>F1</sub></b>	[ml]	0,4	0,5	0,35	0,45	0,35	0,35	0,45	0,55	0,3	0,45	
<b>M<sub>F</sub></b>	[ml]	0,4	0,55	0,35	0,5	0,35	0,35	0,7	0,65	0,6	0,5	
<b>V<sub>SN 0,0282N</sub></b>	[ml]	0,9	0,8	0,75	1	0,55	0,9	0,53	1,1	0,55	0,8	
<b>CLORUROS</b>	[ppm]	900	800	750	1000	550	900	530	1100	550	800	
<b>V<sub>EDTA</sub></b>	[ml]	0,1	0,2	0,15	0,25	7,6	8,3	0,1	0,5	0,3	0,8	
<b>CALCIO</b>	[ppm]	40	80	60	100	3040	3320	40	200	120	320	
<b>DUREZA</b>	[ppm]	100	200	150	250	7600	8300	100	500	300	800	
<b>V<sub>mb</sub></b>	[ml]	2,2		2,5		1,9		2,6		2,5		
<b>V<sub>df</sub></b>	[ml]	2		2		2		2		2		
<b>CEC</b>	[ml/ml]	1,1		1,25		0,95		1,3		1,25		
<b>MBC</b>	[lb/bbl]	5,5		6,25		4,75		6,5		6,25		

**Realizado por: David Valverde**



**Tabla 8. Pruebas básicas de los fluidos con formación orteguaza**

<b>FLUIDO CON FORMACIÓN ORTEGUAZA</b>												
<b>FLUIDO</b>		<b>Alambre 3 PH 10</b>		<b>Alambre 1 PH 11</b>		<b>Alambre 2 PH 11</b>		<b>Alambre 3 PH 11</b>		<b>Aluminato 1 PH 10</b>		
<b>PROPIEDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	
<b>DENSIDAD</b>	[ppg]	9,4		9,2		9,3		9,4		9,2		
<b>PH</b>	[--]	10,8	10,2	11,9	11,2	11,7	10,9	11,6	11,2	10,5	7,73	
<b>PV</b>	[cP]	24	14	20	14	17	15	17	17	18	16	
<b>YP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	6	16	11	7	16	15	15	12	24	19	
<b>AV</b>	[cP]	27	22	25,5	17,5	25	22,5	24,5	23	30	25,5	
<b>EV</b>	[cP]	30	30	31	21	33	30	32	29	42	35	
<b>LSRYP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	3	3	3	1	2	2	4	3	6	3	
<b>L E C T U R A</b>	<b>600</b>	[rpm]	54	44	51	35	50	45	49	46	60	51
	<b>300</b>	[rpm]	30	30	31	21	33	30	32	29	42	35
	<b>200</b>	[rpm]	25	23	24	16	25	23	25	23	32	27
	<b>100</b>	[rpm]	17	16	16	10	18	15	17	16	22	18
	<b>6</b>	[rpm]	5	5	5	3	6	4	6	5	6	5
	<b>3</b>	[rpm]	4	4	4	2	4	3	5	4	6	4
<b>GELES</b>	[10sec]	6	5	7	1	5	4	6	6	8	5	
	[10min]	7	6	7	2	8	5	8	6	9	6	
	[30min]	7	6	8	2	8	5	8	6	10	7	
<b>FILTRADO API</b>	[7,5min]	2,6	2,5	2,6	3,4	2,7	2,9	2,2	3	2,75	2	
	[10min]	3,1	3	3,3	4	3,4	3,3	2,9	3,6	3,5	2,8	
	[30min]	6	5,8	6,5	6,4	6,4	6,6	5,9	6,8	6,1	5,2	
<b>REVOQUE</b>	[1/32plg]	3	2	3	5	4	2,5	3	2	2,5	1,8	
<b>V<sub>m</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>M</sub></b>	[ml]	0,9	0,43	0,9	0,65	1,3	0,85	1,75	1,15	0,05	0,1	
<b>V<sub>f</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>F</sub></b>	[ml]	0,3	0,03	0,65	0,15	0,65	0,2	1,1	0,25	0,05	0,05	
<b>M<sub>F1</sub></b>	[ml]	0,2	0,7	0,55	0,85	0,45	1	0,7	1,25	0,5	0,55	
<b>M<sub>F</sub></b>	[ml]	0,5	0,73	1,2	1	1,1	1,2	1,8	1,5	0,55	0,6	
<b>V<sub>SN 0,0282N</sub></b>	[ml]	0,54	0,87	0,58	1	0,6	0,92	0,58	0,96	0,9	1,55	
<b>CLORUROS</b>	[ppm]	540	870	580	1000	600	920	580	960	900	1550	
<b>V<sub>EDTA</sub></b>	[ml]	0,85	1,1	0,12	0,35	0,15	0,75	0,2	0,75	0,1	0,35	
<b>CALCIO</b>	[ppm]	340	440	48	140	60	300	80	300	40	140	
<b>DUREZA</b>	[ppm]	850	1100	120	350	150	750	200	750	100	350	
<b>V<sub>mb</sub></b>	[ml]	2,6		2,5		2,5		2,4		2,1		
<b>V<sub>df</sub></b>	[ml]	2		2		2		2		2		
<b>CEC</b>	[ml/ml]	1,3		1,25		1,25		1,2		1,05		
<b>MBC</b>	[lb/bbl]	6,5		6,25		6,25		6		5,25		

**Realizado por: David Valverde**

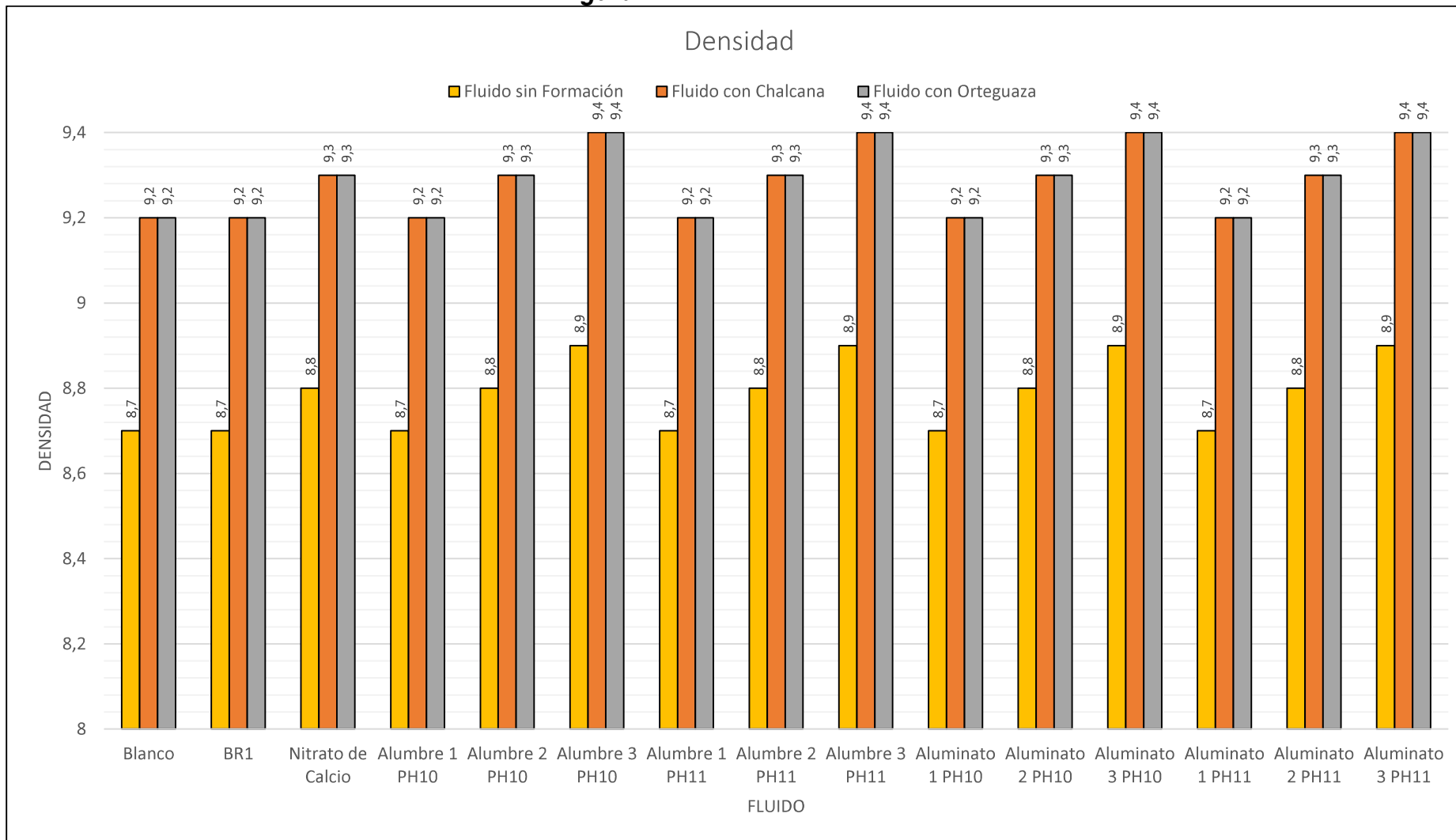
**Tabla 9. Pruebas básicas de los fluidos con formación orteguaza**

<b>FLUIDO CON FORMACIÓN ORTEGUAZA</b>												
<b>FLUIDO</b>		<b>Aluminato 2 PH 10</b>		<b>Aluminato 3 PH 10</b>		<b>Aluminato 1 PH 11</b>		<b>Aluminato 2 PH 11</b>		<b>Aluminato 3 PH 11</b>		
<b>PROPIEDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	<b>S.E.</b>	<b>E.D.</b>	
<b>DENSIDAD</b>	[ppg]	9,3		9,4		9,2		9,3		9,4		
<b>PH</b>	[--]	10,3	7,71	10,4	7,97	11,4	10,4	11,3	10,6	11,2	10,8	
<b>PV</b>	[cP]	19	19	15	16	21	16	21	16	25	17	
<b>YP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	21	14	29	18	25	12	21	14	16	15	
<b>AV</b>	[cP]	29,5	26	29,5	25	33,5	22	31,5	23	33	24,5	
<b>EV</b>	[cP]	40	33	44	34	46	28	42	30	41	32	
<b>LSRYP</b>	[lb/100ft <sup>2</sup> ]	4	3	4	3	5	1	4	2	5	2	
<b>L E C T U R A</b>	<b>600</b>	[rpm]	59	52	59	50	67	44	63	46	66	49
	<b>300</b>	[rpm]	40	33	44	34	46	28	42	30	41	32
	<b>200</b>	[rpm]	33	26	35	26	35	22	34	23	33	25
	<b>100</b>	[rpm]	24	17	23	17	23	14	22	16	22	17
	<b>6</b>	[rpm]	6	5	6	5	7	3	6	6	7	6
	<b>3</b>	[rpm]	5	4	5	4	6	2	5	4	6	4
<b>GELES</b>	[10sec]	8	6	7	6	8	3	7	6	7	6	
	[10min]	8	7	8	7	8	3	8	7	8	7	
	[30min]	9	8	9	8	10	3	8	7	9	7	
<b>FILTRADO API</b>	[7,5min]	2	2,3	1,7	2,2	2,2	1,5	2	1,7	1,9	2,8	
	[10min]	2,4	3	1,9	3	3	2,3	2,3	3,5	2,25	3,6	
	[30min]	5,3	5,8	5,7	5,6	6,1	6,3	5,5	6	4,3	6,1	
<b>REVOQUE</b>	[1/32plg]	2	2	2	2	1,8	3	1,5	1,8	1,5	2	
<b>V<sub>m</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>M</sub></b>	[ml]	0,2	0,09	0,1	0,07	0,1	0,4	0,15	0,5	0,1	0,62	
<b>V<sub>f</sub></b>	[ml]	1		1		1		1		1		
<b>P<sub>F</sub></b>	[ml]	0	0,05	0	0,05	0,2	0,2	0,25	0,35	0,15	0,7	
<b>M<sub>F1</sub></b>	[ml]	0,4	0,55	0,5	0,65	0,7	1	0,85	1,35	1	1,85	
<b>M<sub>F</sub></b>	[ml]	0,4	0,6	0,5	0,7	0,9	1,2	1,1	1,7	1,15	2,55	
<b>V<sub>SN 0,0282N</sub></b>	[ml]	0,9	1,35	1,1	1,3	0,9	1,15	0,95	1,7	1,1	1,6	
<b>CLORUROS</b>	[ppm]	900	1350	1100	1300	900	1150	950	1700	1100	1600	
<b>V<sub>EDTA</sub></b>	[ml]	0,2	0,4	0,4	0,55	0,4	0,3	0,3	0,5	0,3	0,5	
<b>CALCIO</b>	[ppm]	80	160	160	220	160	120	120	200	120	200	
<b>DUREZA</b>	[ppm]	200	400	400	550	400	300	300	500	300	500	
<b>V<sub>mb</sub></b>	[ml]	2,2		2,1		1,9		1,9		2,1		
<b>V<sub>df</sub></b>	[ml]	2		2		2		2		2		
<b>CEC</b>	[ml/ml]	1,1		1,05		0,95		0,95		1,05		
<b>MBC</b>	[lb/bbl]	5,5		5,25		4,75		4,75		5,25		

**Realizado por: David Valverde**

**ANEXO No 5**  
**DENSIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

**Figura 1. Densidad de los fluidos**

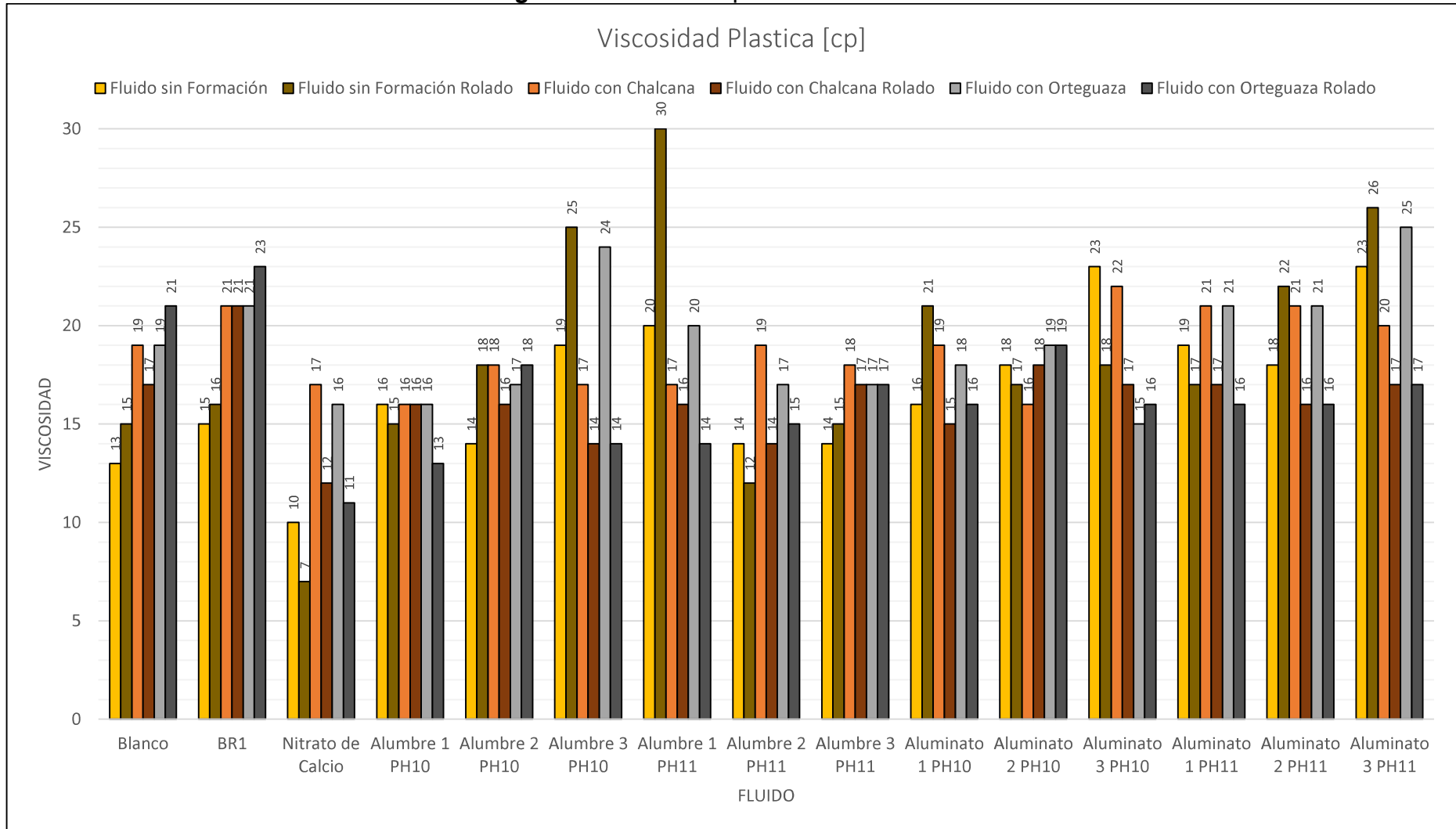


**Realizado por: David Valverde**

**ANEXO No 6**

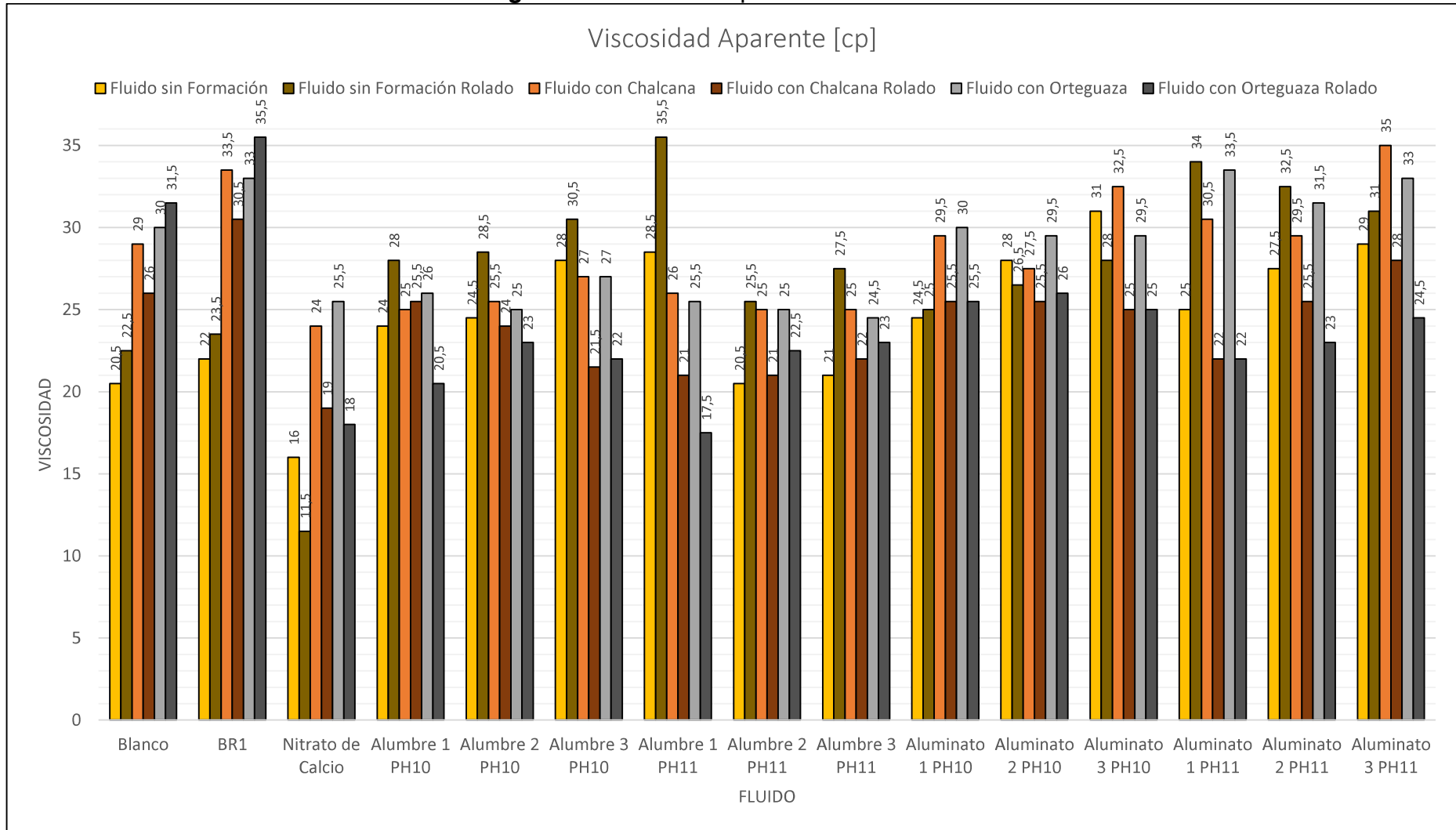
**VISCOSIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN  
ANTES Y DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**

**Figura 1. Viscosidad plástica de los fluidos**



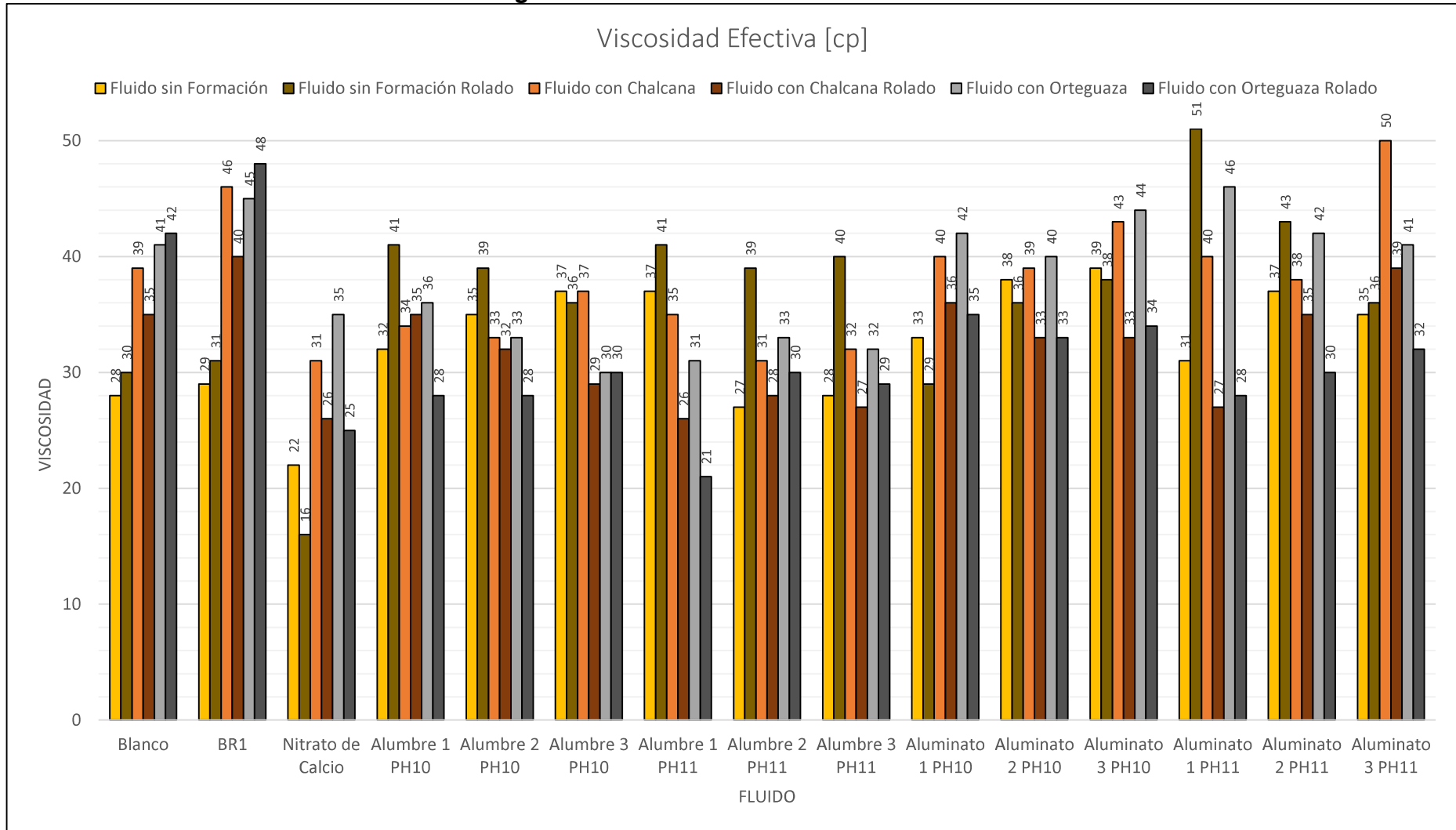
**Realizado por: David Valverde**

**Figura 2. Viscosidad aparente de los fluidos**



Realizado por: David Valverde

**Figura 3.** Viscosidad efectiva de los fluidos



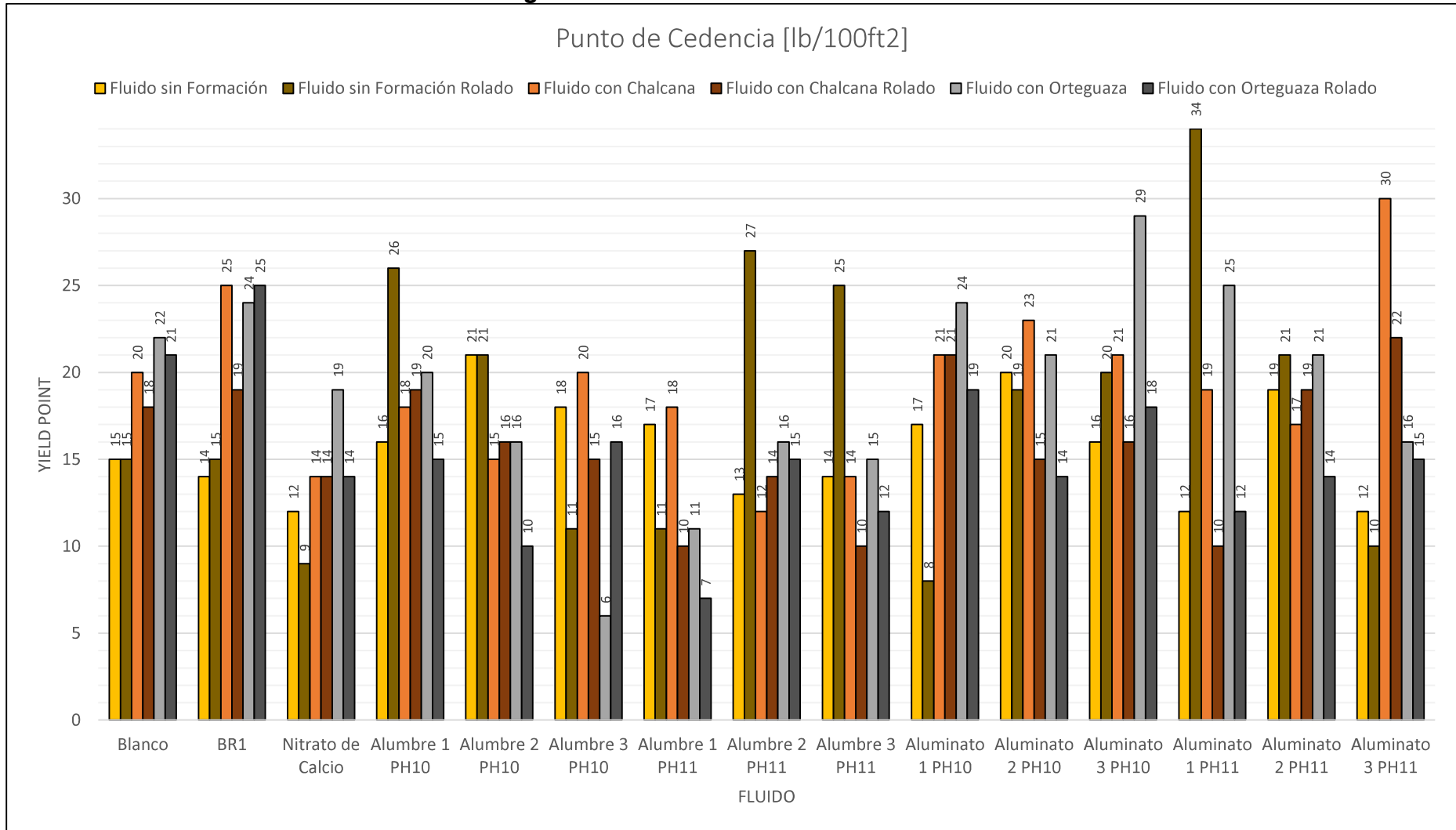
Realizado por: David Valverde



**ANEXO No 7**

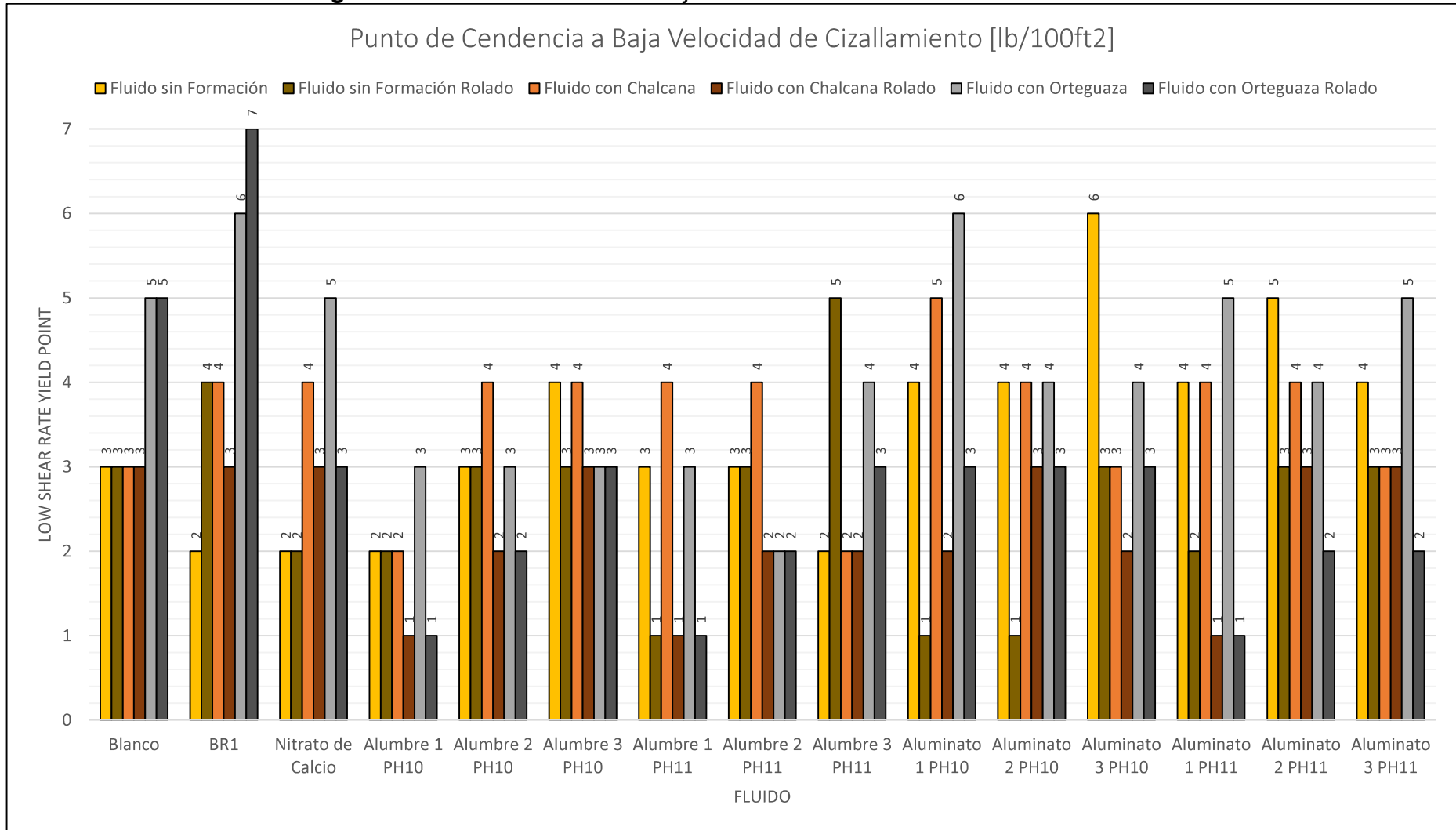
**PUNTOS DE CEDENCIA DE LOS FLUIDOS DE  
PERFORACIÓN ANTES Y DESPUÉS DEL  
ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**

**Figura 1. Punto de cedencia de los fluidos**



Realizado por: David Valverde

**Figura 2. Punto de cedencia a baja velocidad de cizallamiento de los fluidos**



Realizado por: David Valverde

**ANEXO No 8**

**CORRECCIÓN DE LAS LECTURAS DEL  
VISCOSÍMETRO ROTATIVO, CÁLCULO DE N Y K,  
MODELOS REOLOGICOS DESPUÉS DEL  
ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**

Tabla 1. Valores para la corrección de datos obtenidos del viscosímetro

Símbolo	RPM	Lectura	Velocidad de Corte		Esfuerzo de Corte	
Unidad	rpm	$\theta$	$s^{-1}$		lb/100 ft <sup>2</sup>	Pa
<b>Reología</b>	600	$\theta_{600}$	1.703*600	1022	1.067* $\theta_{600}$	0.511* $\theta_{600}$
	300	$\theta_{300}$	1.703*300	511	1.067* $\theta_{300}$	0.511* $\theta_{300}$
	200	$\theta_{200}$	1.703*200	340	1.067* $\theta_{200}$	0.511* $\theta_{200}$
	100	$\theta_{100}$	1.703*100	170	1.067* $\theta_{100}$	0.511* $\theta_{100}$
	6	$\theta_6$	1.703*6	10.2	1.067* $\theta_6$	0.511* $\theta_6$
	3	$\theta_3$	1.703*3	5.1	1.067* $\theta_3$	0.511* $\theta_3$
<b>Tixotropía</b>	3 30''	$\theta_3$	1.703*3	5.1	1.067* $\theta_3$	0.511* $\theta_3$
	3 10''	$\theta_3$	1.703*3	5.1	1.067* $\theta_3$	0.511* $\theta_3$
	3 10'	$\theta_3$	1.703*3	5.1	1.067* $\theta_3$	0.511* $\theta_3$

Fuente: (Darley & Gray, 1988)

1 lectura dial = 1.067 lb/100ft<sup>2</sup> o 5.11 dinas/cm<sup>2</sup>, esfuerzo de corte

1 rpm = 1.703 segundos recíprocos, velocidad de corte

Tabla 1. Lecturas corregidas de los fluidos sin formación rolado

Fluidos sin Formación Rolado						
Shear Rate	Shear Stress					
	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,218	5,109
<b>Blanco</b>	48,015	32,01	25,61	18,139	5,335	4,268
<b>BR1</b>	50,149	33,077	26,68	18,139	6,402	5,335
<b>Nitrato de Calcio</b>	24,541	17,072	13,87	10,67	4,268	3,201
<b>Alumbre 1 PH10</b>	59,752	43,747	30,94	22,407	4,268	3,201
<b>Alumbre 2 PH10</b>	60,819	41,613	32,01	20,273	5,335	4,268
<b>Alumbre 3 PH10</b>	65,087	38,412	30,94	22,407	7,469	5,335
<b>Alumbre 1 PH11</b>	75,757	43,747	38,41	25,608	5,335	3,201
<b>Alumbre 2 PH11</b>	54,417	41,613	39,48	26,675	7,469	5,335
<b>Alumbre 3 PH11</b>	58,685	42,68	36,28	24,541	7,469	6,402
<b>Aluminato 1 PH10</b>	53,35	30,943	23,47	16,005	3,201	2,134
<b>Aluminato 2 PH10</b>	56,551	38,412	24,54	16,005	5,335	3,201
<b>Aluminato 3 PH10</b>	59,752	40,546	33,08	23,474	7,469	5,335
<b>Aluminato 1 PH11</b>	72,556	54,417	45,88	30,943	6,402	4,268
<b>Aluminato 2 PH11</b>	69,355	45,881	34,14	23,474	7,469	5,335
<b>Aluminato 3 PH11</b>	66,154	38,412	30,94	21,34	7,469	5,335

Realizado por: David Valverde

**Tabla 2.** Lecturas corregidas de los fluidos con formación chalcana rolado

<b>Fluidos con Formación Chalcana Rolado</b>						
<b>Shear Rate</b>	<b>Shear Stress</b>					
	<b>1021,8</b>	<b>510,9</b>	<b>340,6</b>	<b>170,3</b>	<b>10,218</b>	<b>5,109</b>
<b>Blanco</b>	55,484	37,345	28,81	20,273	5,335	4,268
<b>BR1</b>	65,087	42,68	34,14	24,541	7,469	5,335
<b>Nitrato de Calcio</b>	40,546	27,742	20,27	14,938	5,335	4,268
<b>Alumbre 1 PH10</b>	54,417	37,345	28,81	20,273	5,335	3,201
<b>Alumbre 2 PH10</b>	51,216	34,144	26,68	18,139	6,402	4,268
<b>Alumbre 3 PH10</b>	45,881	30,943	24,54	17,072	5,335	4,268
<b>Alumbre 1 PH11</b>	44,814	27,742	19,21	12,804	3,201	2,134
<b>Alumbre 2 PH11</b>	44,814	29,876	22,41	16,005	4,268	3,201
<b>Alumbre 3 PH11</b>	46,948	28,809	22,41	14,938	4,268	3,201
<b>Aluminato 1 PH10</b>	54,417	38,412	28,81	20,273	6,402	4,268
<b>Aluminato 2 PH10</b>	54,417	35,211	27,74	18,139	5,335	4,268
<b>Aluminato 3 PH10</b>	53,35	35,211	27,74	19,206	6,402	4,268
<b>Aluminato 1 PH11</b>	46,948	28,809	22,41	14,938	3,201	2,134
<b>Aluminato 2 PH11</b>	54,417	37,345	29,88	20,273	5,335	4,268
<b>Aluminato 3 PH11</b>	59,752	41,613	30,94	20,273	7,469	5,335

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 3.** Lecturas corregidas de los fluidos con formación orteguaza rolado

<b>Fluidos con Formación Orteguzza Rolado</b>						
<b>Shear Rate</b>	<b>Shear Stress</b>					
	<b>1021,8</b>	<b>510,9</b>	<b>340,6</b>	<b>170,3</b>	<b>10,218</b>	<b>5,109</b>
<b>Blanco</b>	67,221	44,814	36,28	24,541	7,469	6,402
<b>BR1</b>	75,757	51,216	41,61	30,943	9,603	8,536
<b>Nitrato de Calcio</b>	38,412	26,675	21,34	16,005	5,335	4,268
<b>Alumbre 1 PH10</b>	43,747	29,876	21,34	13,871	3,201	2,134
<b>Alumbre 2 PH10</b>	49,082	29,876	23,47	16,005	4,268	3,201
<b>Alumbre 3 PH10</b>	46,948	32,01	24,54	17,072	5,335	4,268
<b>Alumbre 1 PH11</b>	37,345	22,407	17,07	10,67	3,201	2,134
<b>Alumbre 2 PH11</b>	48,015	32,01	24,54	16,005	4,268	3,201
<b>Alumbre 3 PH11</b>	49,082	30,943	24,54	17,072	5,335	4,268
<b>Aluminato 1 PH10</b>	54,417	37,345	28,81	19,206	5,335	4,268
<b>Aluminato 2 PH10</b>	55,484	35,211	27,74	18,139	5,335	4,268
<b>Aluminato 3 PH10</b>	53,35	36,278	27,74	18,139	5,335	4,268
<b>Aluminato 1 PH11</b>	46,948	29,876	23,47	14,938	3,201	2,134
<b>Aluminato 2 PH11</b>	49,082	32,01	24,54	17,072	6,402	4,268
<b>Aluminato 3 PH11</b>	52,283	34,144	26,68	18,139	6,402	4,268

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 4.** Cálculo de n y K de los fluidos sin formación rolado

<b>Fluidos sin Formación Rolado</b>				
<b>Fluido</b>	<b>n<sub>a</sub></b>	<b>n<sub>p</sub></b>	<b>K<sub>a</sub></b>	<b>K<sub>p</sub></b>
<b>Blanco</b>	0,41285153	0,58462298	11,1167844	4,26976214
<b>BR1</b>	0,34918165	0,60004406	15,4178603	4,00755996
<b>Nitrato de Calcio</b>	0,34353134	0,52325807	9,3364291	3,33882517
<b>Alumbre 1 PH10</b>	0,55522941	0,44954185	6,60861195	13,5487503
<b>Alumbre 2 PH10</b>	0,4445877	0,54717003	10,5555712	7,010982
<b>Alumbre 3 PH10</b>	0,40947478	0,76037075	13,9727836	1,71244535
<b>Alumbre 1 PH11</b>	0,59333012	0,79173531	6,21013523	1,60381814
<b>Alumbre 2 PH11</b>	0,45922329	0,38679849	12,8829919	19,0591898
<b>Alumbre 3 PH11</b>	0,38340982	0,45916496	17,4961044	12,4484023
<b>Aluminato 1 PH10</b>	0,57491525	0,78541906	4,26642296	1,17998158
<b>Aluminato 2 PH10</b>	0,45922329	0,55767158	7,72979516	6,0614418
<b>Aluminato 3 PH10</b>	0,42274841	0,55910271	13,6733018	6,34134233
<b>Aluminato 1 PH11</b>	0,56524207	0,41479661	8,66864303	20,9307223
<b>Aluminato 2 PH11</b>	0,42274841	0,59575707	13,6733018	5,70948615
<b>Aluminato 3 PH11</b>	0,39555341	0,78381611	14,2939298	1,47952029

**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 5.** Cálculo de n y K de los fluidos con formación chalcana rolado

<b>Fluidos con Formación Chalcana Rolado</b>				
<b>Fluido</b>	<b>n<sub>a</sub></b>	<b>n<sub>p</sub></b>	<b>K<sub>a</sub></b>	<b>K<sub>p</sub></b>
<b>Blanco</b>	0,4445877	0,57082519	10,5555712	5,42898039
<b>BR1</b>	0,4354319	0,60845588	13,3931338	4,90678533
<b>Nitrato de Calcio</b>	0,35745271	0,54717003	12,1688861	4,673988
<b>Alumbre 1 PH10</b>	0,52667245	0,54282708	6,92395094	6,46463578
<b>Alumbre 2 PH10</b>	0,41285153	0,58462298	11,1167844	4,55441295
<b>Alumbre 3 PH10</b>	0,39555341	0,56795392	11,4351439	4,57956622
<b>Alumbre 1 PH11</b>	0,51124537	0,69147613	4,73367916	1,90051436
<b>Alumbre 2 PH11</b>	0,45922329	0,58462298	7,72979516	3,98511133
<b>Alumbre 3 PH11</b>	0,43953746	0,70413519	7,98220854	1,82380214
<b>Aluminato 1 PH10</b>	0,4445877	0,50220868	10,5555712	8,56609975
<b>Aluminato 2 PH10</b>	0,41285153	0,6276667	11,1167844	3,59106586
<b>Aluminato 3 PH10</b>	0,42916062	0,59911413	10,824749	4,29092335
<b>Aluminato 1 PH11</b>	0,55522941	0,70413519	4,4057413	1,82380214
<b>Aluminato 2 PH11</b>	0,4445877	0,54282708	10,5555712	6,46463578
<b>Aluminato 3 PH11</b>	0,38091782	0,52164975	14,6395141	8,22042036

**Realizado por:** David Valverde

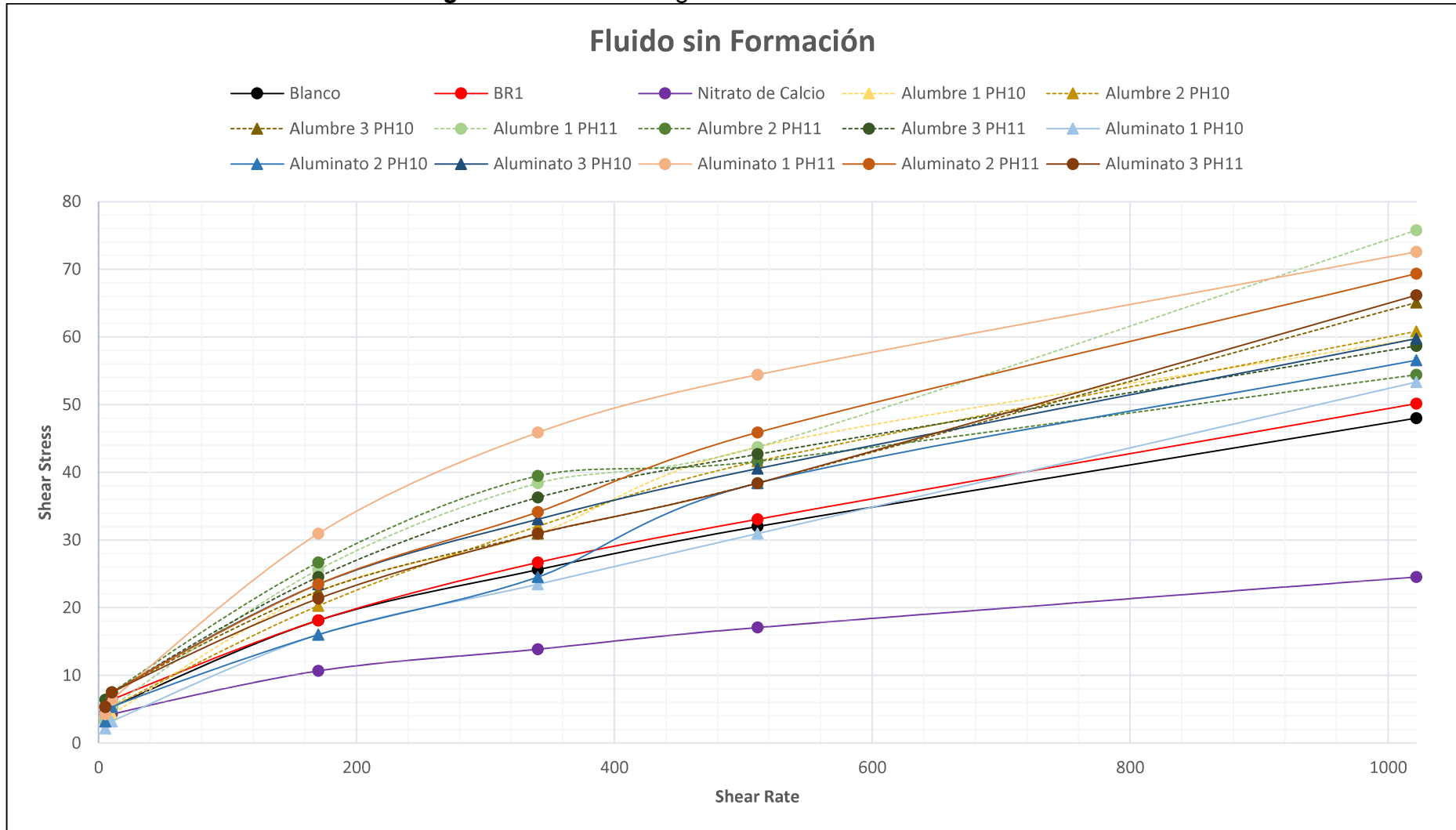
**Tabla 6.** Cálculo de n y K de los fluidos con formación orteguaza rolado

<b>Fluidos con Formación Orteguaza Rolado</b>				
<b>Fluido</b>	<b>n<sub>a</sub></b>	<b>n<sub>p</sub></b>	<b>K<sub>a</sub></b>	<b>K<sub>p</sub></b>
<b>Blanco</b>	0,38340982	0,58462298	17,4961044	5,977667
<b>BR1</b>	0,36746536	0,56445681	23,9432419	7,74709028
<b>Nitrato de Calcio</b>	0,37713854	0,52576347	11,7840816	5,13604078
<b>Alumbre 1 PH10</b>	0,53408408	0,54987774	4,56046052	4,94924688
<b>Alumbre 2 PH10</b>	0,45922329	0,71579134	7,72979516	1,75875065
<b>Alumbre 3 PH10</b>	0,39555341	0,55222032	11,4351439	5,22586346
<b>Alumbre 1 PH11</b>	0,45922329	0,73653785	5,15319677	1,15898783
<b>Alumbre 2 PH11</b>	0,45922329	0,58462298	7,72979516	4,26976214
<b>Alumbre 3 PH11</b>	0,39555341	0,66519465	11,4351439	2,49731038
<b>Aluminato 1 PH10</b>	0,42916062	0,54282708	10,824749	6,46463578
<b>Aluminato 2 PH10</b>	0,41285153	0,65566482	11,1167844	3,01576559
<b>Aluminato 3 PH10</b>	0,41285153	0,55607041	11,1167844	5,78214171
<b>Aluminato 1 PH11</b>	0,55522941	0,65169822	4,4057413	2,62291489
<b>Aluminato 2 PH11</b>	0,39555341	0,61631344	11,4351439	3,50411322
<b>Aluminato 3 PH11</b>	0,41285153	0,61435306	11,1167844	3,78369429

**Realizado por:** David Valverde

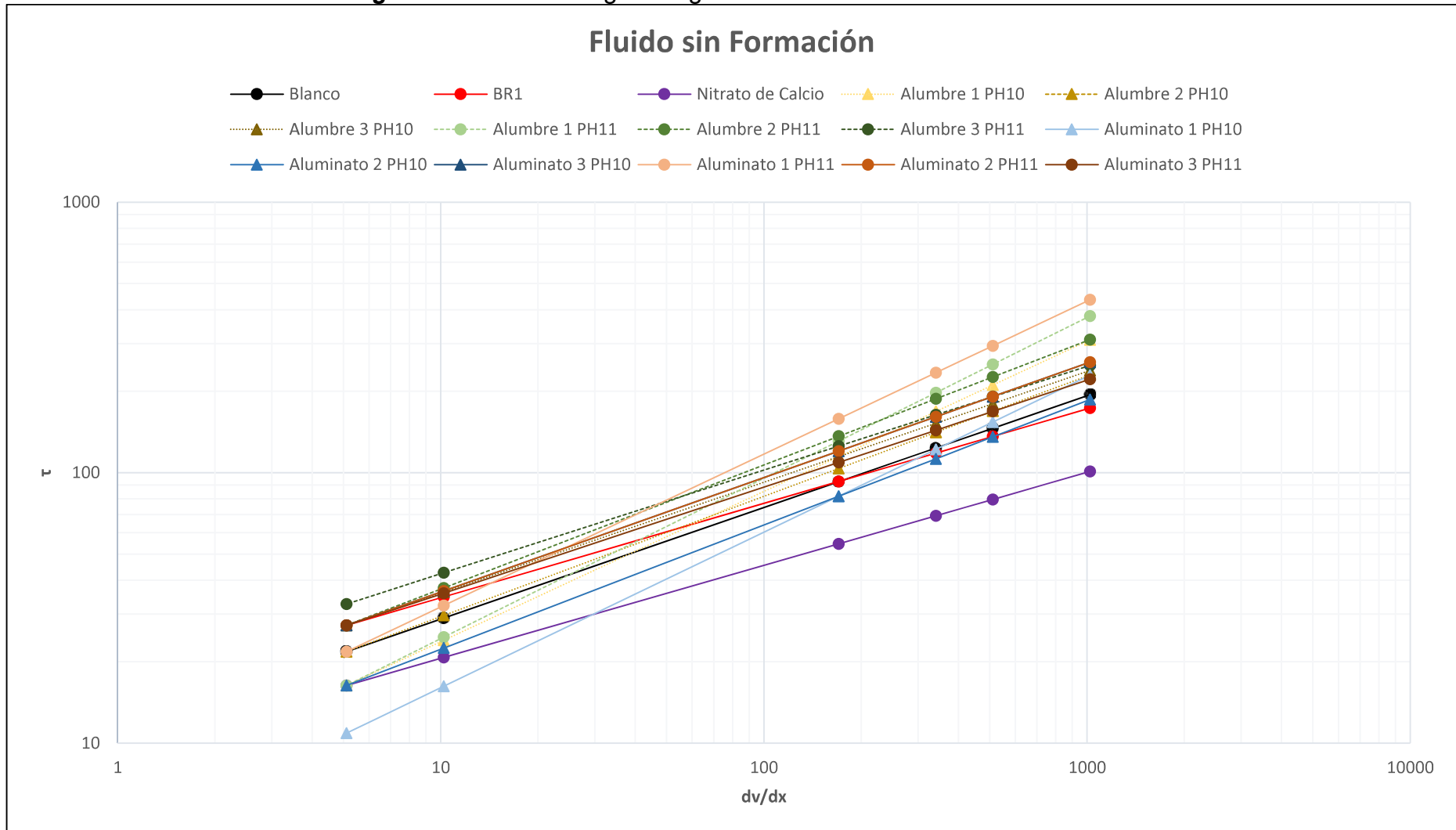


**Figura 1.** Curvas reológicas de los fluidos sin formación



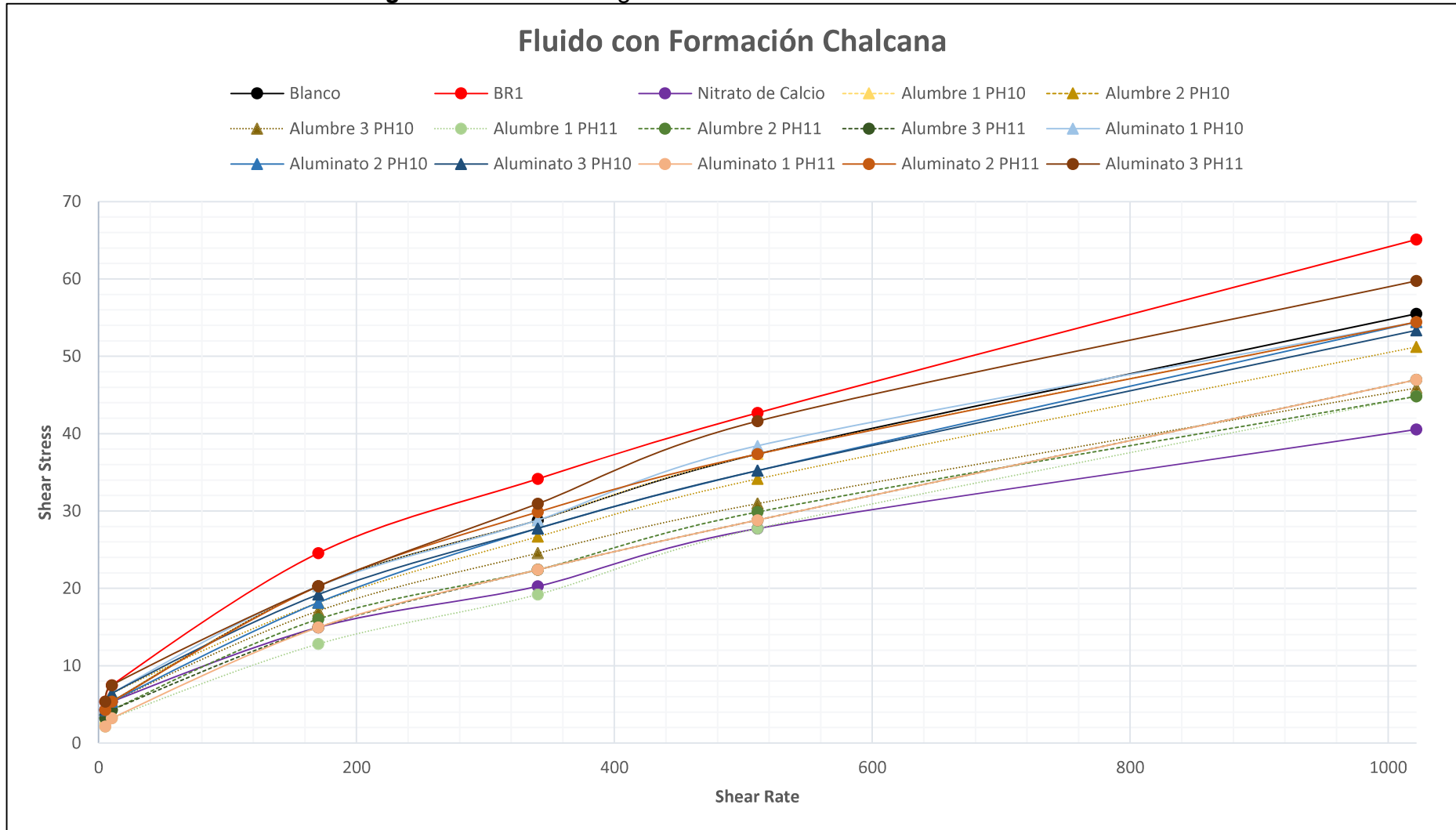
Realizado por: David Valverde

**Figura 2.** Curvas reológicas logarítmicas de los fluidos sin formación



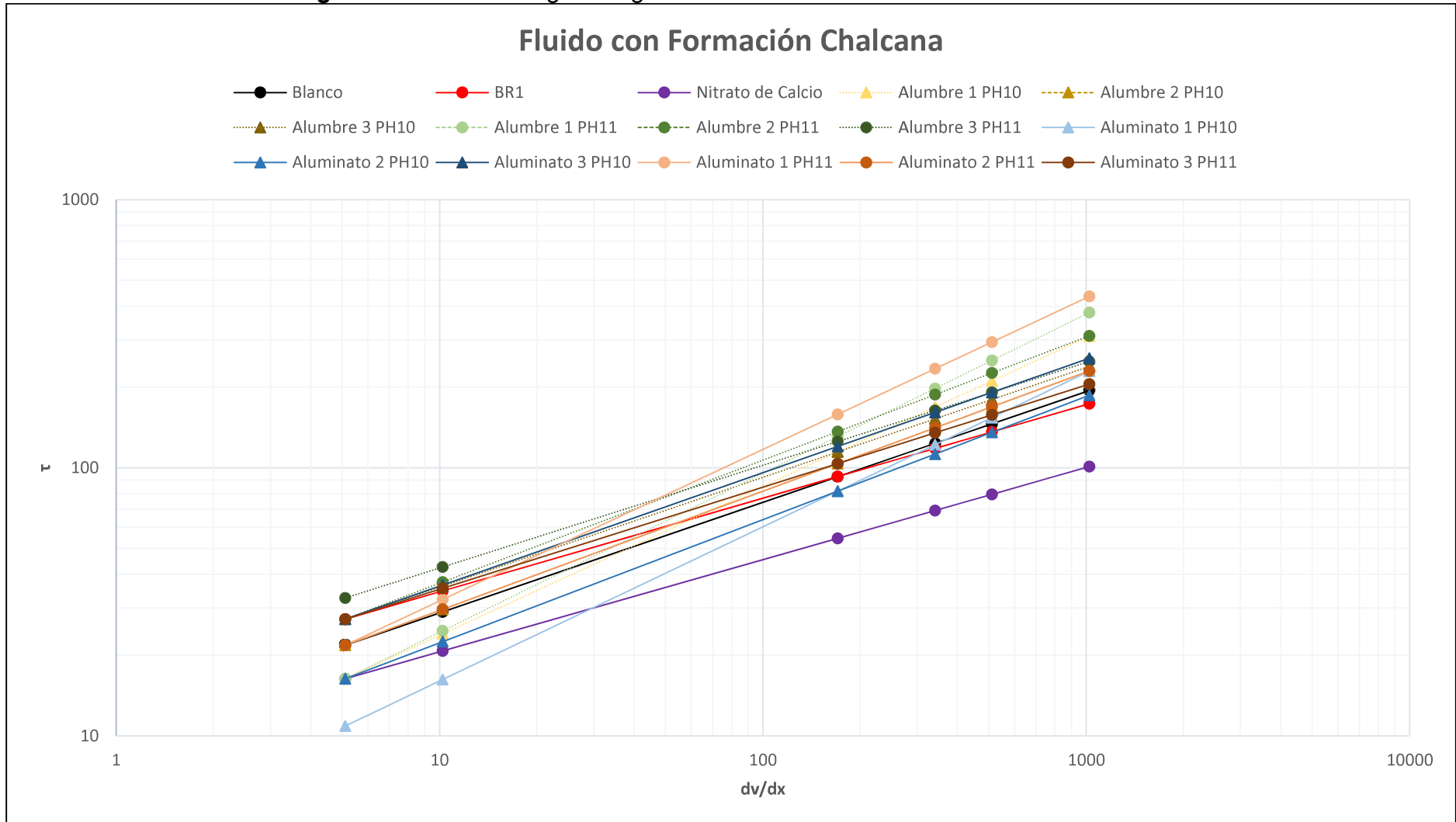
Realizado por: David Valverde

**Figura 3.** Curvas reológicas de los fluidos con formación chalcana



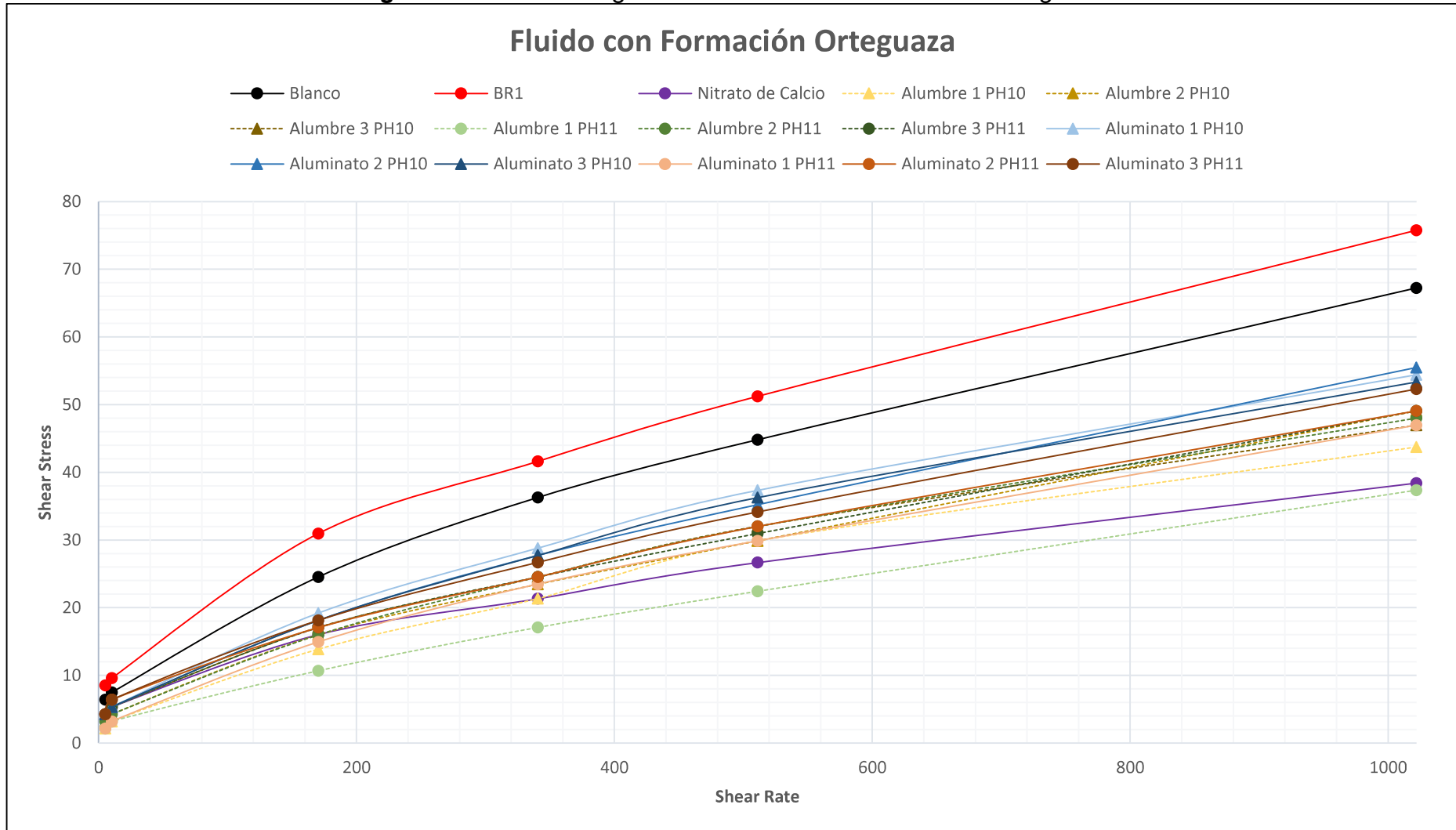
Realizado por: David Valverde

**Figura 4.** Curvas reológicas logarítmicas de los fluidos con formación chalcana



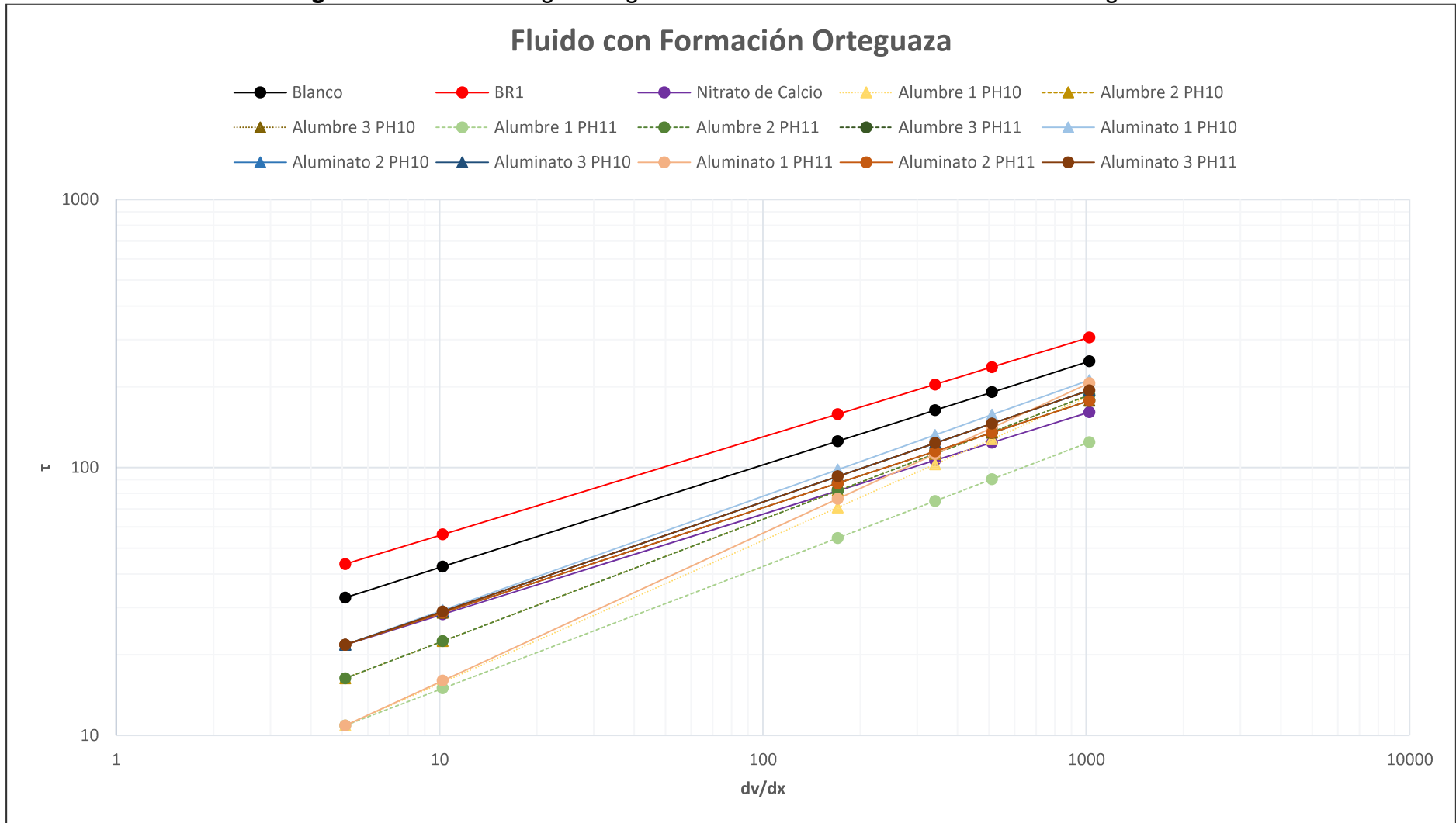
Realizado por: David Valverde

**Figura 5. Curvas reológicas de los fluidos con formación orteguaza**



Realizado por: David Valverde

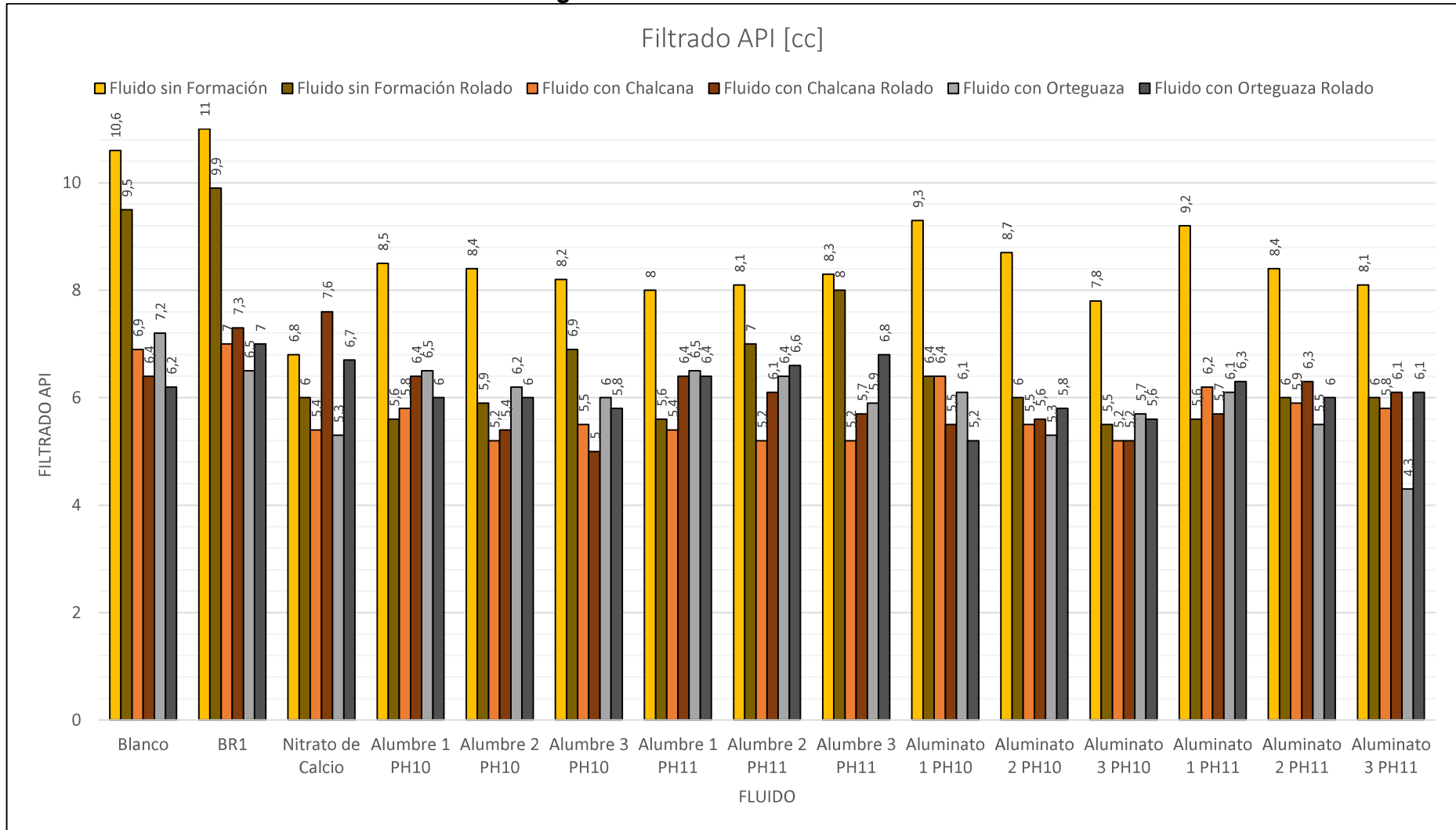
**Figura 6.** Curvas reológicas logarítmicas de los fluidos con formación orteguaza



**ANEXO No 9**

**FILTRADO API Y REVOQUE DE LOS FLUIDOS DE  
PERFORACIÓN ANTES Y DESPUÉS DEL  
ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**

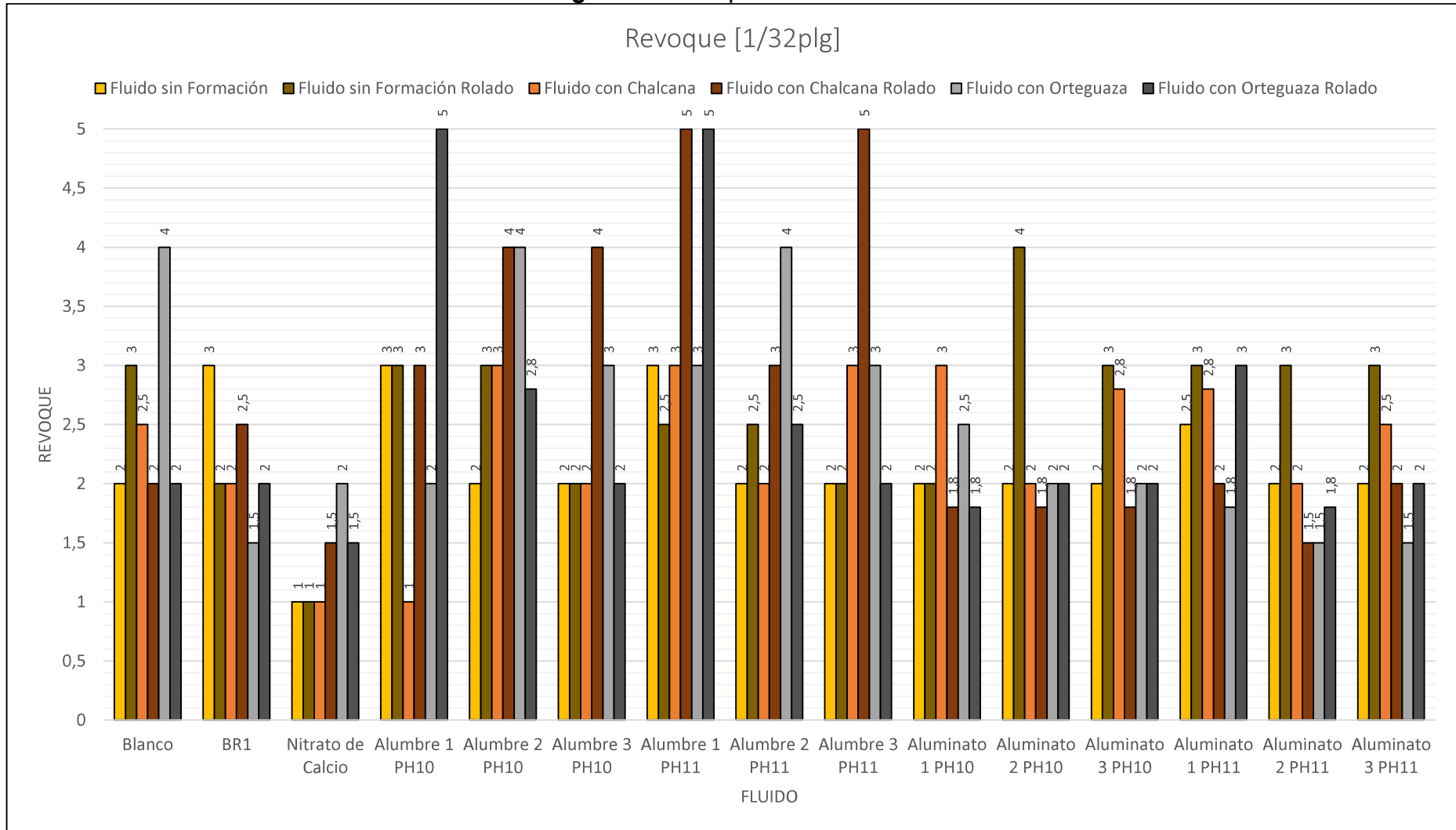
**Figura 1. Filtrado API de los fluidos**



**Realizado por: David Valverde**



**Figura 2. Revoque de los fluidos**

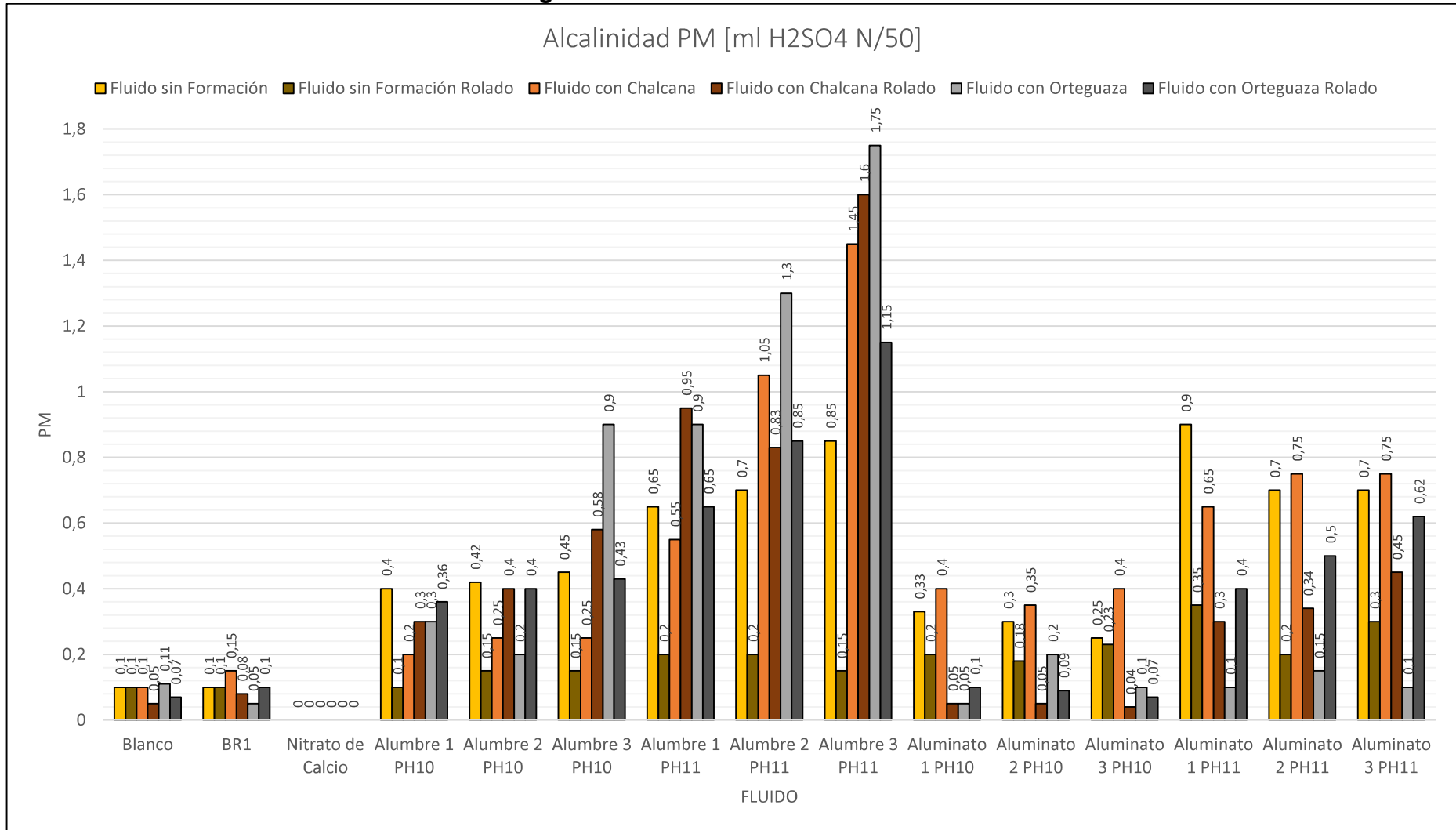


**Realizado por: David Valverde**

**ANEXO No 10**

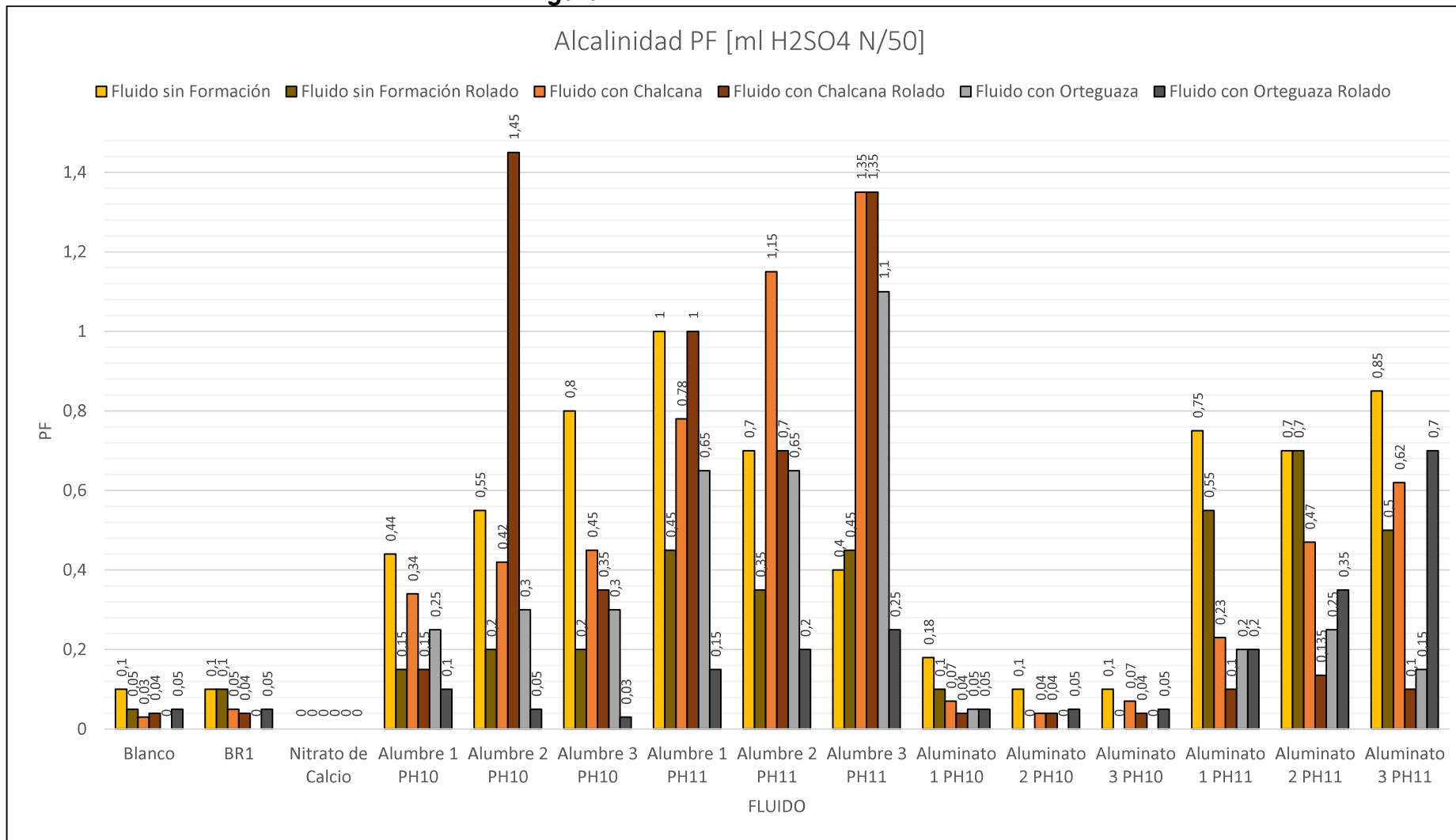
**ALCALINIDAD PRESENTE EN LOS FLUIDOS DE  
PERFORACIÓN ANTES Y DESPUÉS DEL  
ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**

**Figura 1. Alcalinidad PM de los fluidos**



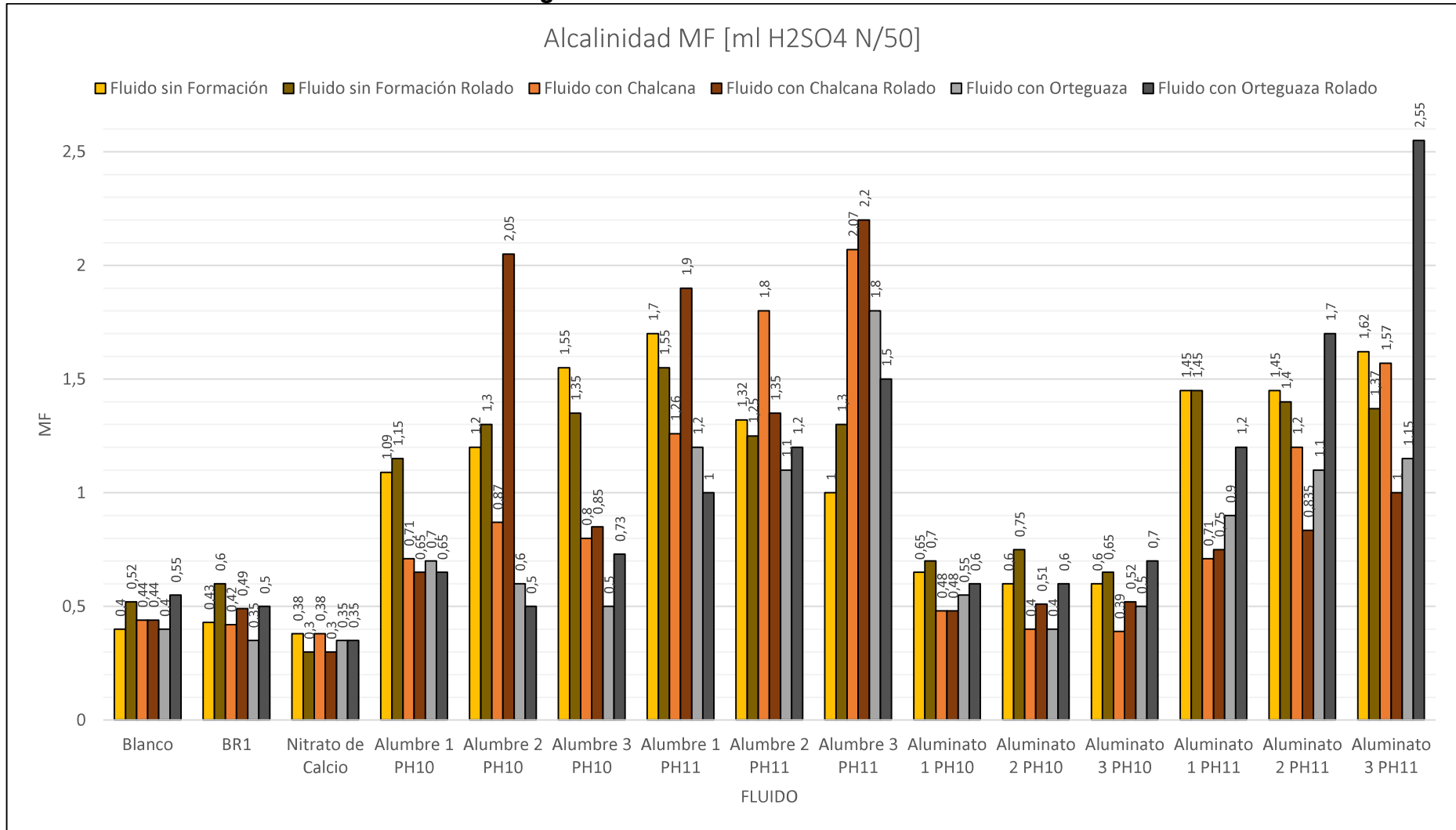
Realizado por: David Valverde

**Figura 2. Alcalinidad PF de los fluidos**



Realizado por: David Valverde

**Figura 3. Alcalinidad MF de los fluidos**



Realizado por: David Valverde

**ANEXO No 11**

**CARBONATOS, BICARBONATOS E HIDROXILOS  
PRESENTES EN LOS FLUIDO DE PERFORACIÓN  
ANTES Y DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**

**Tabla 1.** Valores para los cálculos de concentración

Criterios	OH <sup>-</sup> (mg/L)	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup> (mg/L)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)
P <sub>f</sub> = 0	0	0	1200 M <sub>f</sub>
2P <sub>f</sub> < M <sub>f</sub>	0	1200 P <sub>f</sub>	1200 (M <sub>f</sub> - 2P <sub>f</sub> )
2P <sub>f</sub> = M <sub>f</sub>	0	1200 P <sub>f</sub>	0
2P <sub>f</sub> > M <sub>f</sub>	340 (2P <sub>f</sub> - M <sub>f</sub> )	1200 (M <sub>f</sub> - P <sub>f</sub> )	0
P <sub>f</sub> = M <sub>f</sub>	340 M <sub>f</sub>	0	0

Fuente: (SWACO, 2001)

Donde:

- P<sub>f</sub>: Punto final de Fenolftaleína [ml]
- M<sub>f</sub>: Punto final de Anaranjado de Metilo [ml]
- OH<sup>-</sup>: Iones de Hidróxido [mg/l]
- CO<sub>3</sub><sup>-2</sup>: Carbonatos [mg/l]
- HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>: Bicarbonatos [mg/l]

**Tabla 2.** Alcalinidad de los fluidos sin formación

Hidroxilos, Carbonatos y Bicarbonatos [ppm]						
Fluido sin Formación						
Lodo	Fluido sin Rolar			Fluido Rolado		
	OH	CO <sub>3</sub>	HCO <sub>3</sub>	OH	CO <sub>3</sub>	HCO <sub>3</sub>
<b>Blanco</b>	0	120	240	0	60	504
<b>BRI</b>	0	120	276	0	120	480
<b>Nitrato de Calcio</b>	0	0	456	0	0	360
<b>Alumbre 1 PH10</b>	0	528	252	0	180	1020
<b>Alumbre 2 PH10</b>	0	660	120	0	240	1080
<b>Alumbre 3 PH10</b>	17	900	0	0	240	1140
<b>Alumbre 1 PH11</b>	102	840	0	0	540	780
<b>Alumbre 2 PH11</b>	27,2	744	0	0	420	660
<b>Alumbre 3 PH11</b>	0	480	240	0	540	480
<b>Aluminato 1 PH10</b>	0	216	348	0	120	600
<b>Aluminato 2 PH10</b>	0	120	480	0	0	900
<b>Aluminato 3 PH10</b>	0	120	480	0	0	780
<b>Aluminato 1 PH11</b>	17	840	0	0	660	420
<b>Aluminato 2 PH11</b>	0	840	60	476	0	0
<b>Aluminato 3 PH11</b>	27,2	924	0	0	600	444

Realizado por: David Valverde

**Tabla 3.** Alcalinidad de los fluidos con formación chalcana

<b>Hidroxilos, Carbonatos y Bicarbonatos [ppm]</b>						
<b>Fluido con Formación Chalcana</b>						
<b>Lodo</b>	<b>Fluido sin Rolar</b>			<b>Fluido Rolado</b>		
	<b>OH</b>	<b>CO3</b>	<b>HCO3</b>	<b>OH</b>	<b>CO3</b>	<b>HCO3</b>
<b>Blanco</b>	0	36	456	0	48	432
<b>BR1</b>	0	60	384	0	48	492
<b>Nitrato de Calcio</b>	0	0	456	0	0	360
<b>Alumbre 1 PH10</b>	0	408	36	0	180	420
<b>Alumbre 2 PH10</b>	0	504	36	289	720	0
<b>Alumbre 3 PH10</b>	34	420	0	0	420	180
<b>Alumbre 1 PH11</b>	102	576	0	34	1080	0
<b>Alumbre 2 PH11</b>	170	780	0	17	780	0
<b>Alumbre 3 PH11</b>	214,2	864	0	170	1020	0
<b>Aluminato 1 PH10</b>	0	84	408	0	48	480
<b>Aluminato 2 PH10</b>	0	48	384	0	48	516
<b>Aluminato 3 PH10</b>	0	84	300	0	48	528
<b>Aluminato 1 PH11</b>	0	276	300	0	120	660
<b>Aluminato 2 PH11</b>	0	564	312	283,9	0	0
<b>Aluminato 3 PH11</b>	0	744	396	0	120	960

**Realizado por:** David Valverde

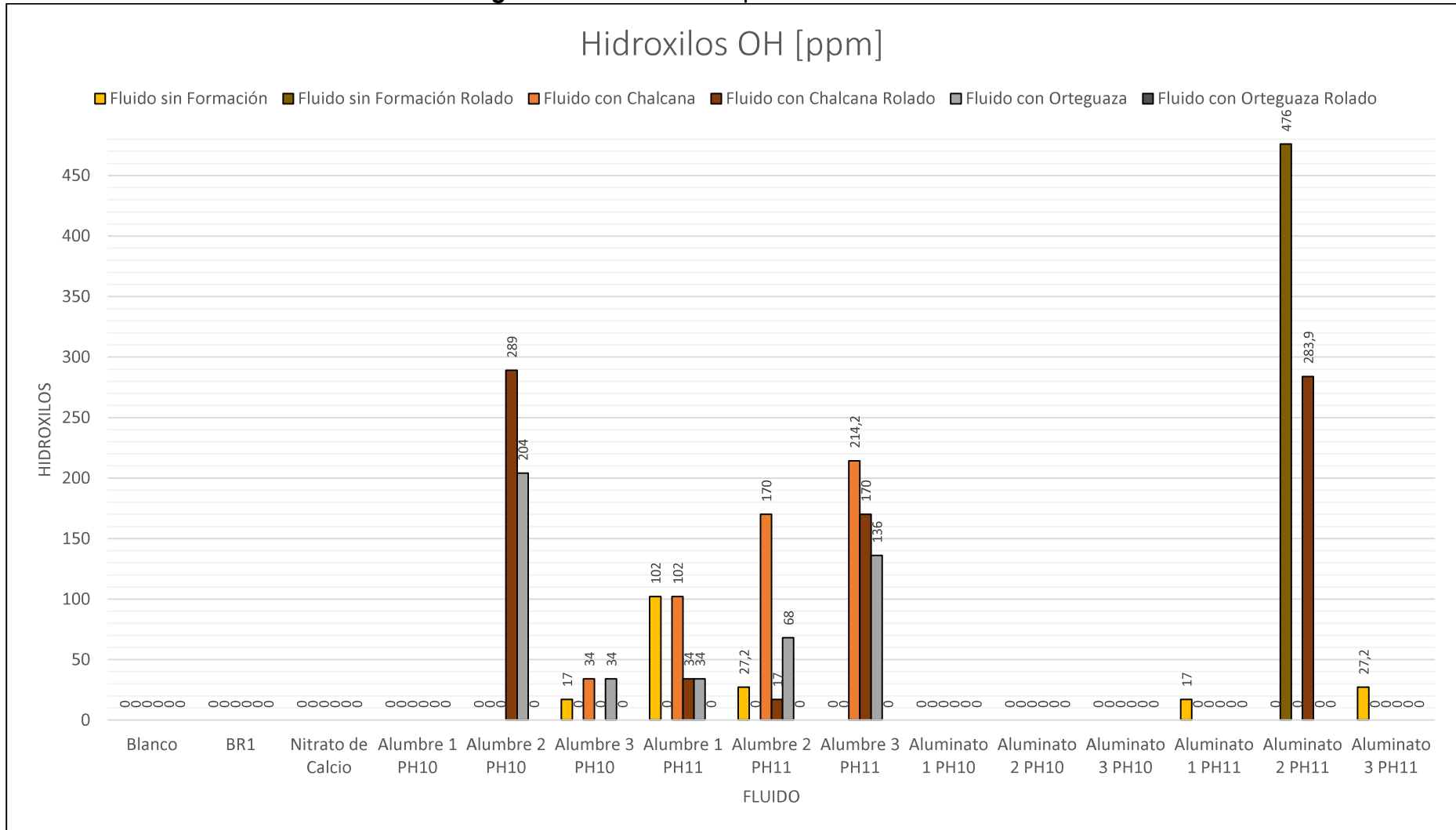
**Tabla 4.** Alcalinidad de los fluidos con formación chalcana

<b>Concentraciones de Hidroxilos, Carbonatos y Bicarbonatos [ppm]</b>						
<b>Fluido con Formación Orteguaza</b>						
<b>Lodo</b>	<b>Fluido sin Rolar</b>			<b>Fluido Rolado</b>		
	<b>OH</b>	<b>CO3</b>	<b>HCO3</b>	<b>OH</b>	<b>CO3</b>	<b>HCO3</b>
<b>Blanco</b>	0	0	480	0	60	540
<b>BR1</b>	0	0	420	0	60	480
<b>Nitrato de Calcio</b>	0	0	420	0	0	420
<b>Alumbre 1 PH10</b>	0	300	240	0	120	540
<b>Alumbre 2 PH10</b>	204	0	0	0	60	480
<b>Alumbre 3 PH10</b>	34	240	0	0	36	804
<b>Alumbre 1 PH11</b>	34	660	0	0	180	840
<b>Alumbre 2 PH11</b>	68	540	0	0	240	960
<b>Alumbre 3 PH11</b>	136	840	0	0	300	1200
<b>Aluminato 1 PH10</b>	0	60	540	0	60	600
<b>Aluminato 2 PH10</b>	0	0	480	0	60	600
<b>Aluminato 3 PH10</b>	0	0	600	0	60	720
<b>Aluminato 1 PH11</b>	0	240	600	0	240	960
<b>Aluminato 2 PH11</b>	0	300	720	0	420	1200
<b>Aluminato 3 PH11</b>	0	180	1020	0	840	1380

**Realizado por:** David Valverde

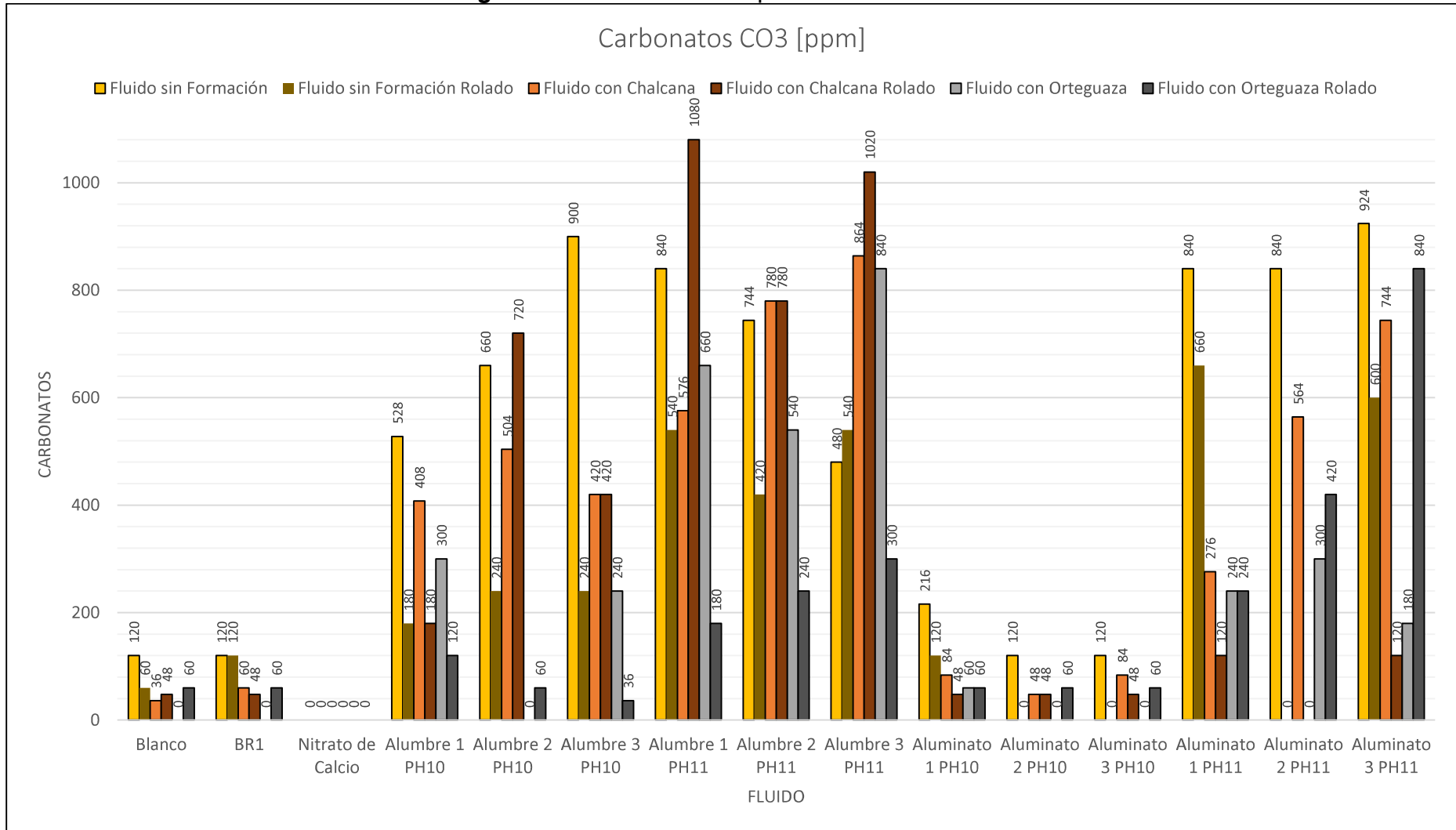


**Figura 1.** Hidroxilos OH presentes en los fluidos



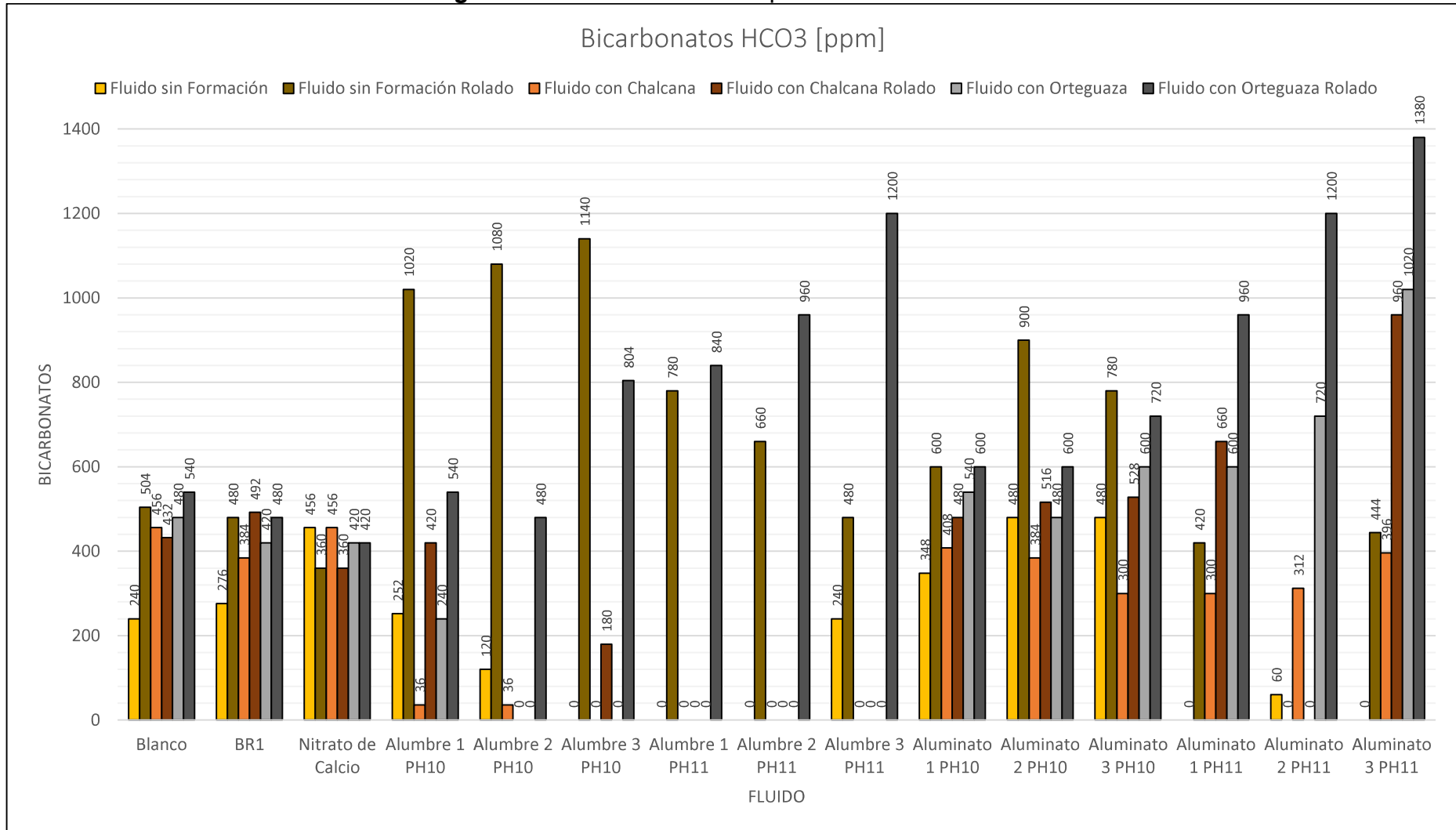
Realizado por: David Valverde

**Figura 2. Carbonatos CO<sub>3</sub> presentes en los fluidos**



Realizado por: David Valverde

**Figura 3. Bicarbonatos HCO<sub>3</sub> presentes en los fluidos**

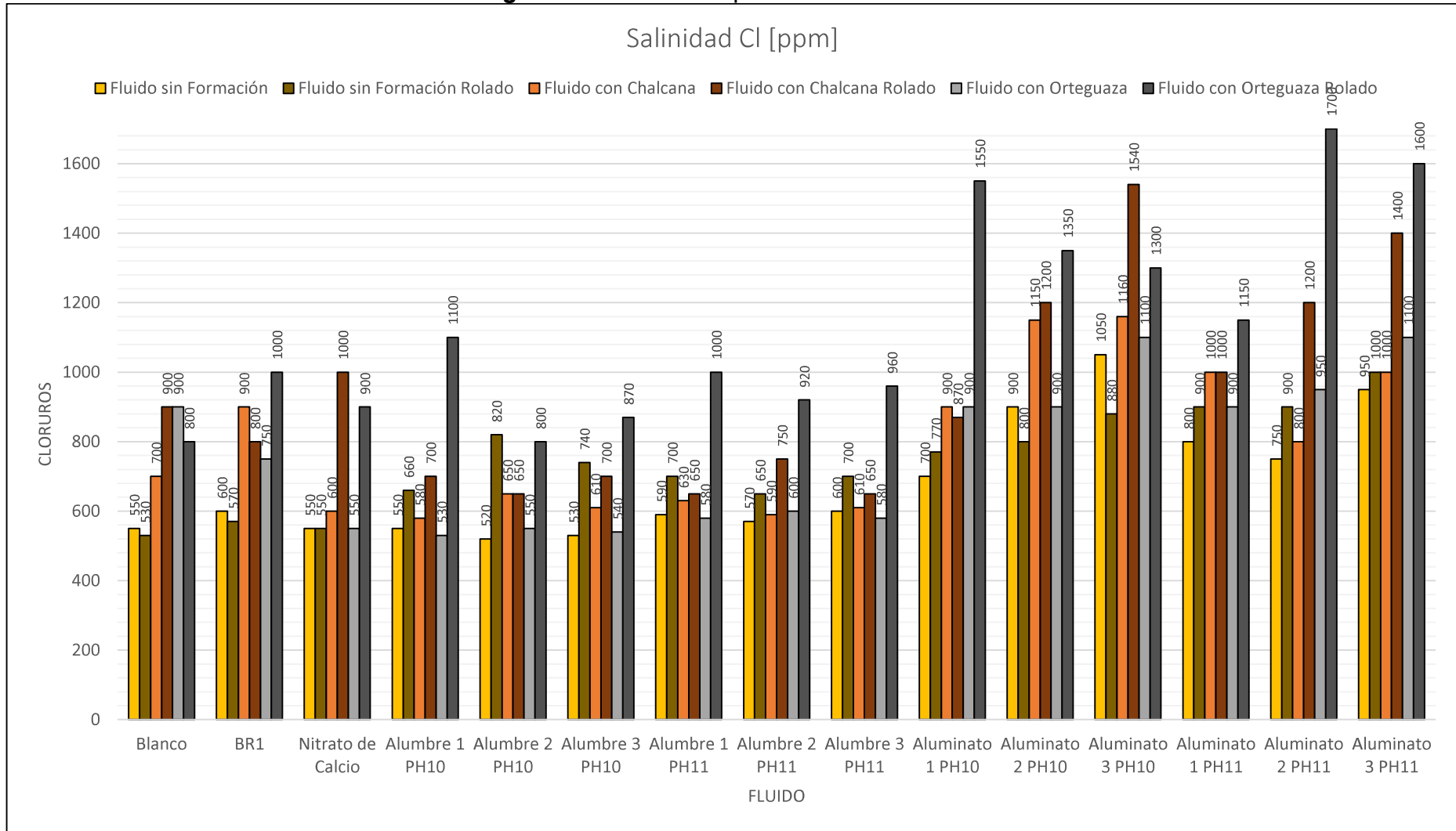


Realizado por: David Valverde

**ANEXO No 12**

**SALINIDAD PRESENTE EN LOS FLUIDOS DE  
PERFORACIÓN ANTES Y DESPUÉS DEL  
ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**

**Figura 1. Salinidad Cl presente en los fluidos**

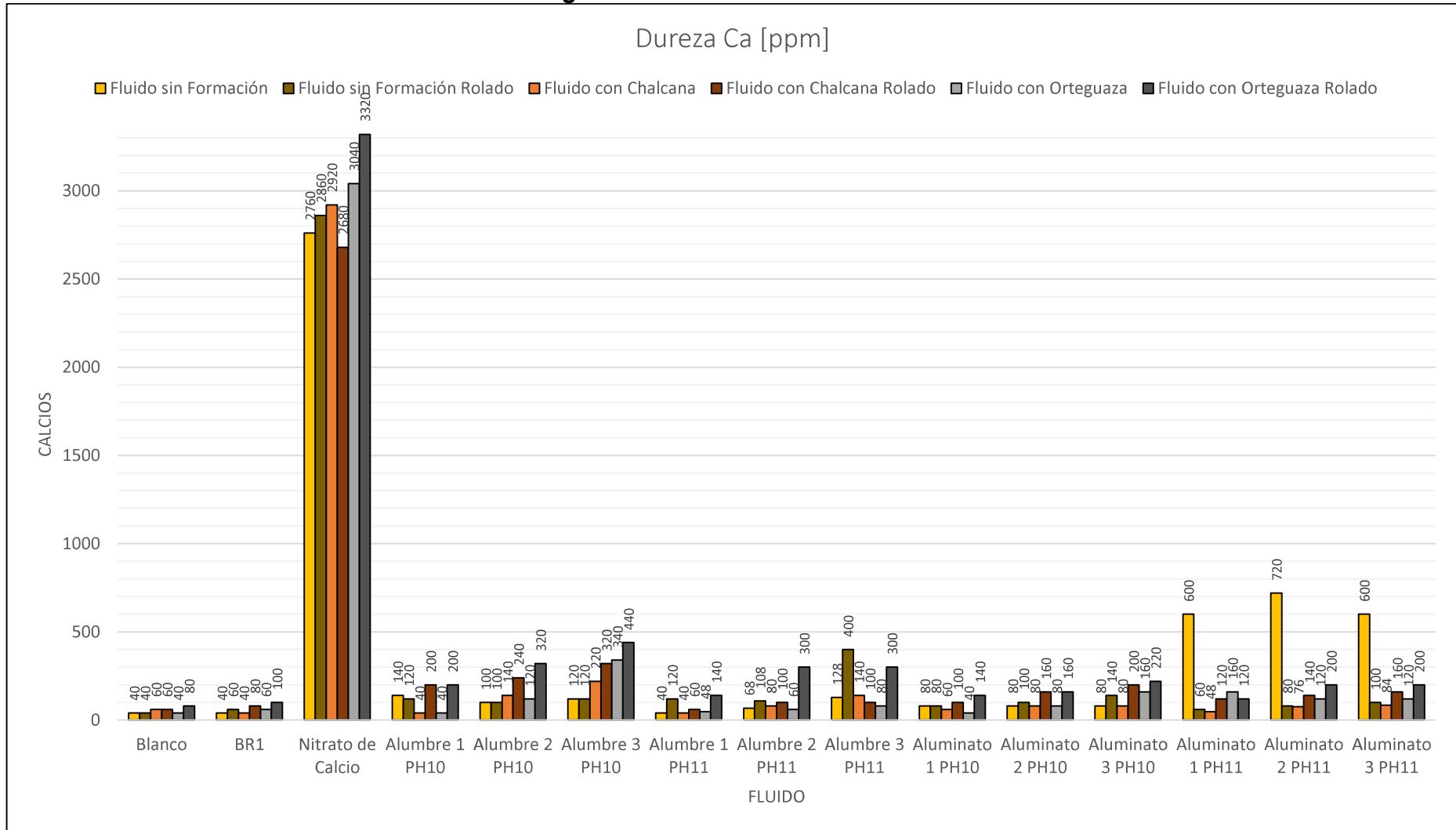


Realizado por: David Valverde

**ANEXO No 13**

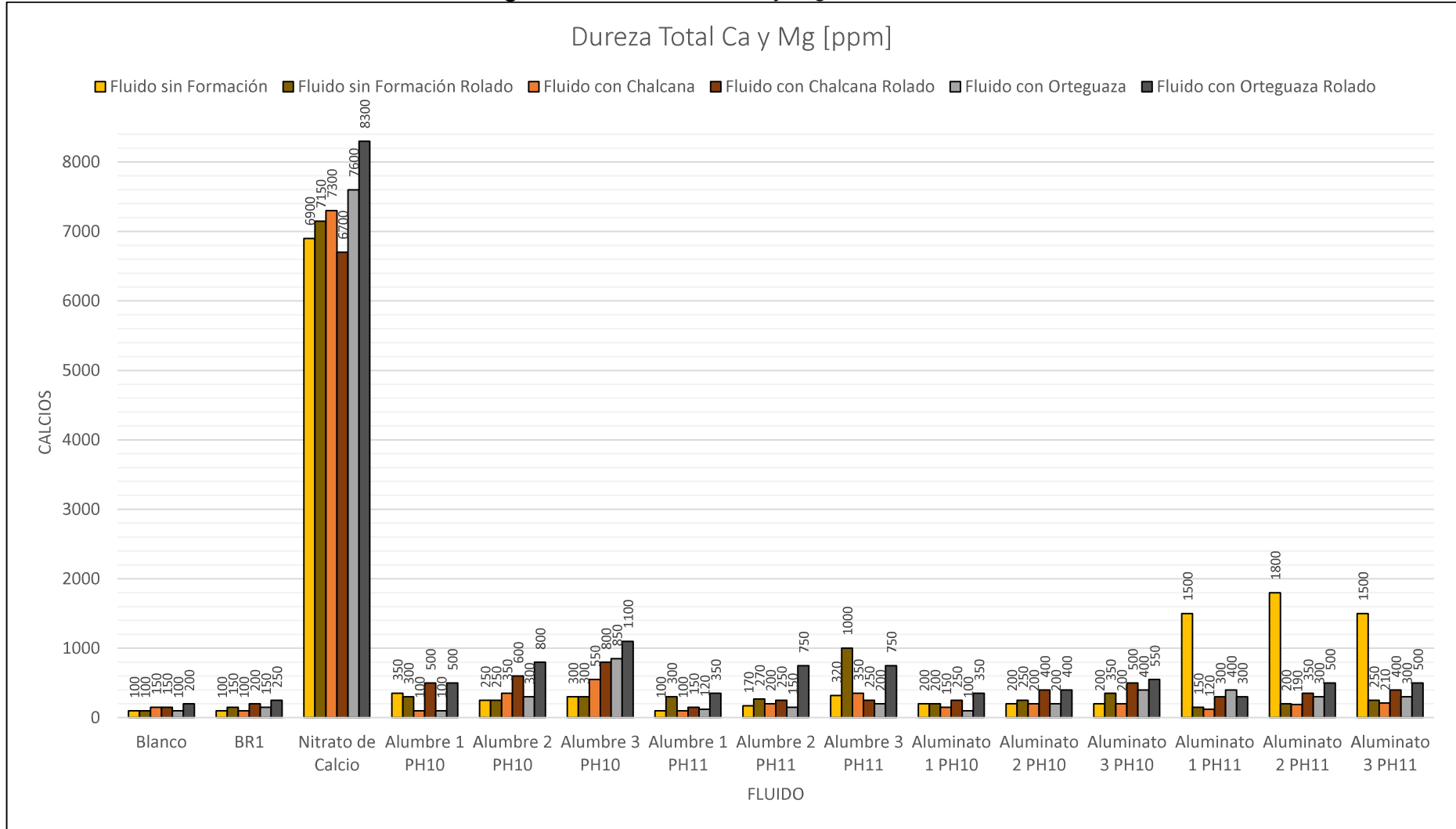
**DUREZA PRESENTE EN LOS FLUIDOS DE  
PERFORACIÓN ANTES Y DESPUÉS DEL  
ENVEJECIMIENTO DINÁMICO**

**Figura 1. Dureza Ca de los fluidos**



Realizado por: David Valverde

**Figura 2. Dureza total Ca y Mg de los fluidos**

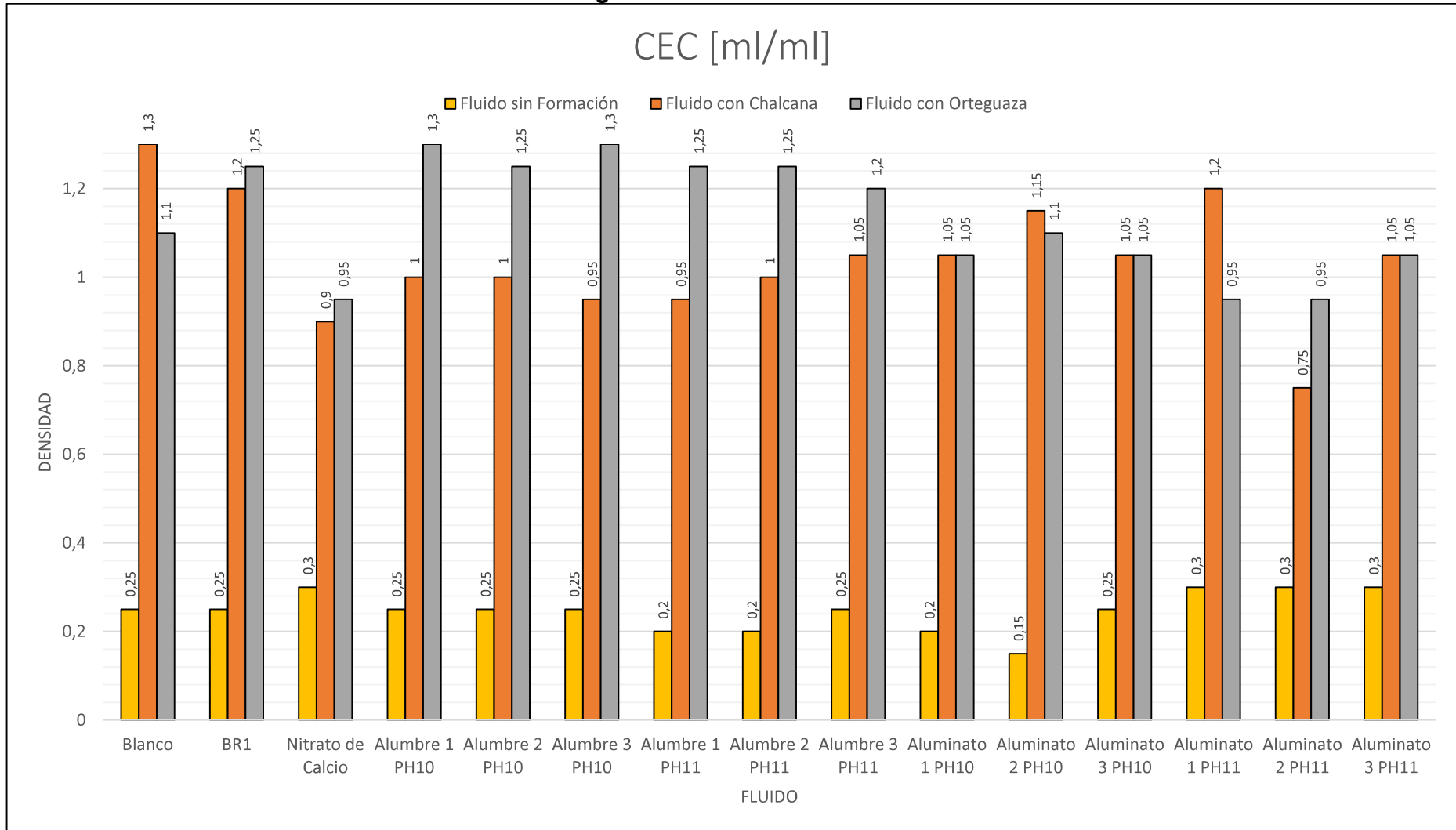


Realizado por: David Valverde



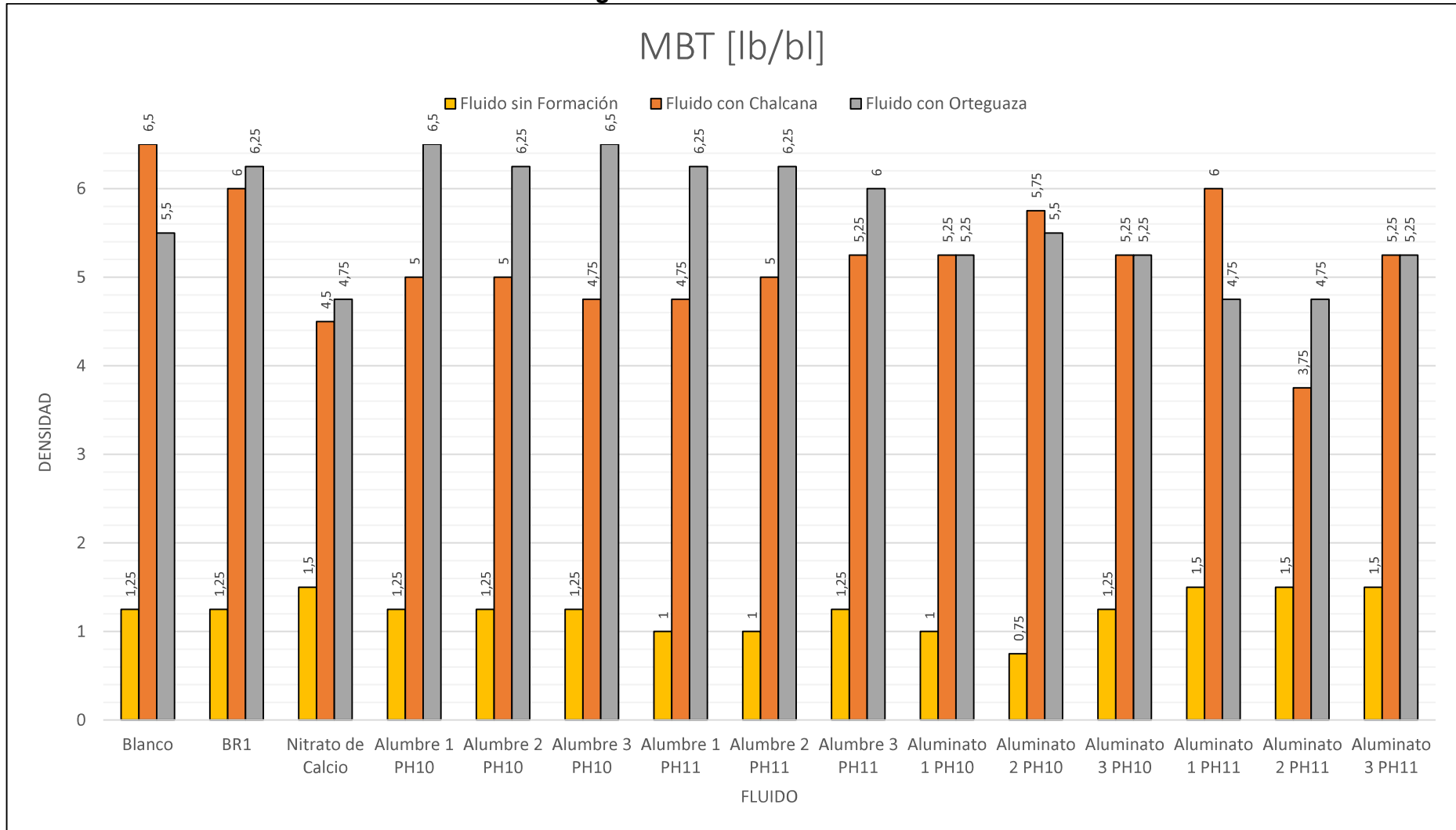
**ANEXO No 14**  
**CEC Y MBT DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

**Figura 1. CEC de los fluidos**



**Realizado por: David Valverde**

**Figura 2. MBT de los fluidos**



**Realizado por: David Valverde**

**ANEXO No 15**  
**RESULTADOS DE LA PRUEBA DEL TIEMPO DE**  
**SUCCIÓN CAPILAR**

HALLIBURTON  
BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #9: Prueba del tiempo de succión capilar

Objetivo: Obtener un parámetro que permita determinar la eficiencia del sistema inhibitorio, mediante la determinación del tiempo que se demora el fluido pasar la formación tamizada, a diferentes concentraciones de aditivo en la arcilla y lutita utilizando la prueba del tiempo de succión de capilar.

Ensayo Normalizado: Baroid Method

Halliburton Management System - Baroid, WM-GL-HAL-BAR-LAB-TEST-004, Work Method: Capillary Suction Time

Condiciones de Ensayo:

Temperatura del fluido: 19±2 °C

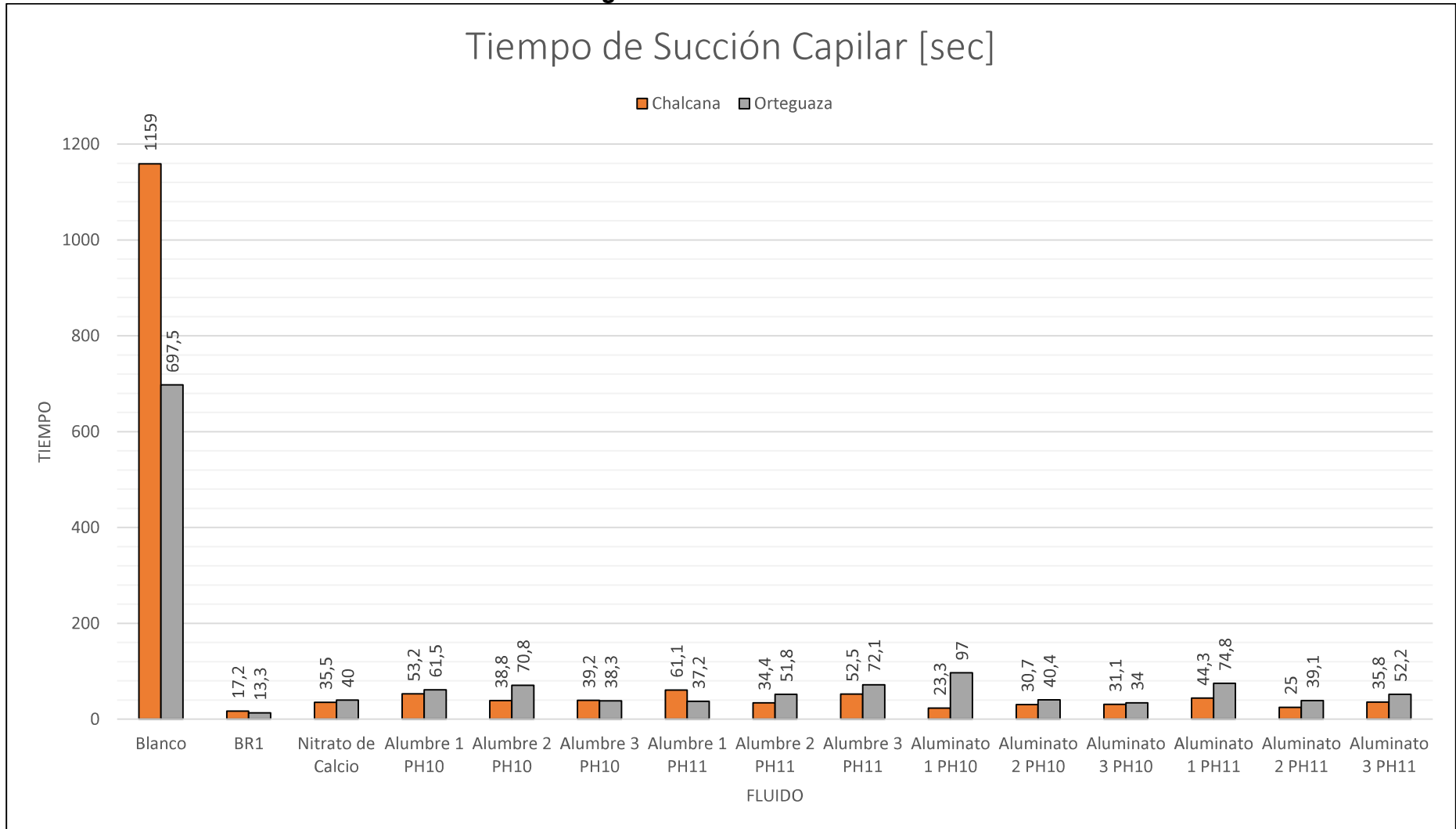
Datos:

**Tabla 1. Resultados de la prueba CST**

Lodo	Unidad	Chalcana			Orteguaza		
		Lectura	Promedio		Lectura	Promedio	
Blanco	[s]	1159			697,5		
BR1	[s]	17,2			13,3		
Nitrato de Calcio	[s]	35,5			40		
Alumbre 1 PH10	[s]	53,2	A1	57,15	61,5	A1	49,35
Alumbre 2 PH10	[s]	38,8			70,8		
Alumbre 3 PH10	[s]	39,2	A2	36,6	38,3	A2	61,3
Alumbre 1 PH11	[s]	61,1			37,2		
Alumbre 2 PH11	[s]	34,4	A3	45,85	51,8	A3	55,2
Alumbre 3 PH11	[s]	52,5			72,1		
Aluminato 1 PH10	[s]	23,3	A1	33,8	97	A1	85,9
Aluminato 2 PH10	[s]	30,7			40,4		
Aluminato 3 PH10	[s]	31,1	A2	27,85	34	A2	39,75
Aluminato 1 PH11	[s]	44,3			74,8		
Aluminato 2 PH11	[s]	25	A3	33,45	39,1	A3	43,1
Aluminato 3 PH11	[s]	35,8			52,2		

**Realizado por: David Valverde**

**Figura 1. CST de los fluidos**



**Realizado por: David Valverde**

**ANEXO No 16**

**RESULTADOS DE LA PRUEBA DE ACRECIÓN**

HALLIBURTON

BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #10: Prueba de acreción

Objetivo: Obtener un parámetro que permita determinar la eficiencia del sistema inhibitorio en el fluido de perforación, mediante la determinación del porcentaje de formación adherida al monel durante el rolado del fluido, a una temperatura representativa durante la perforación de las formaciones.

Ensayo Normalizado: Baroid Method

Halliburton Management System - Baroid, WM-GL-HAL-BAR-LAB-TEST-020, Work Method: Shale Accretion Test

Condiciones de Ensayo:

Temperatura de rolado	190±5 °F
Tiempo de rolado	30 minutos
Volumen de fluido	175 mililitros
Peso de formación	15±0.5 gramos



**Tabla 1. Resultados de la prueba de acreción en chalcana**

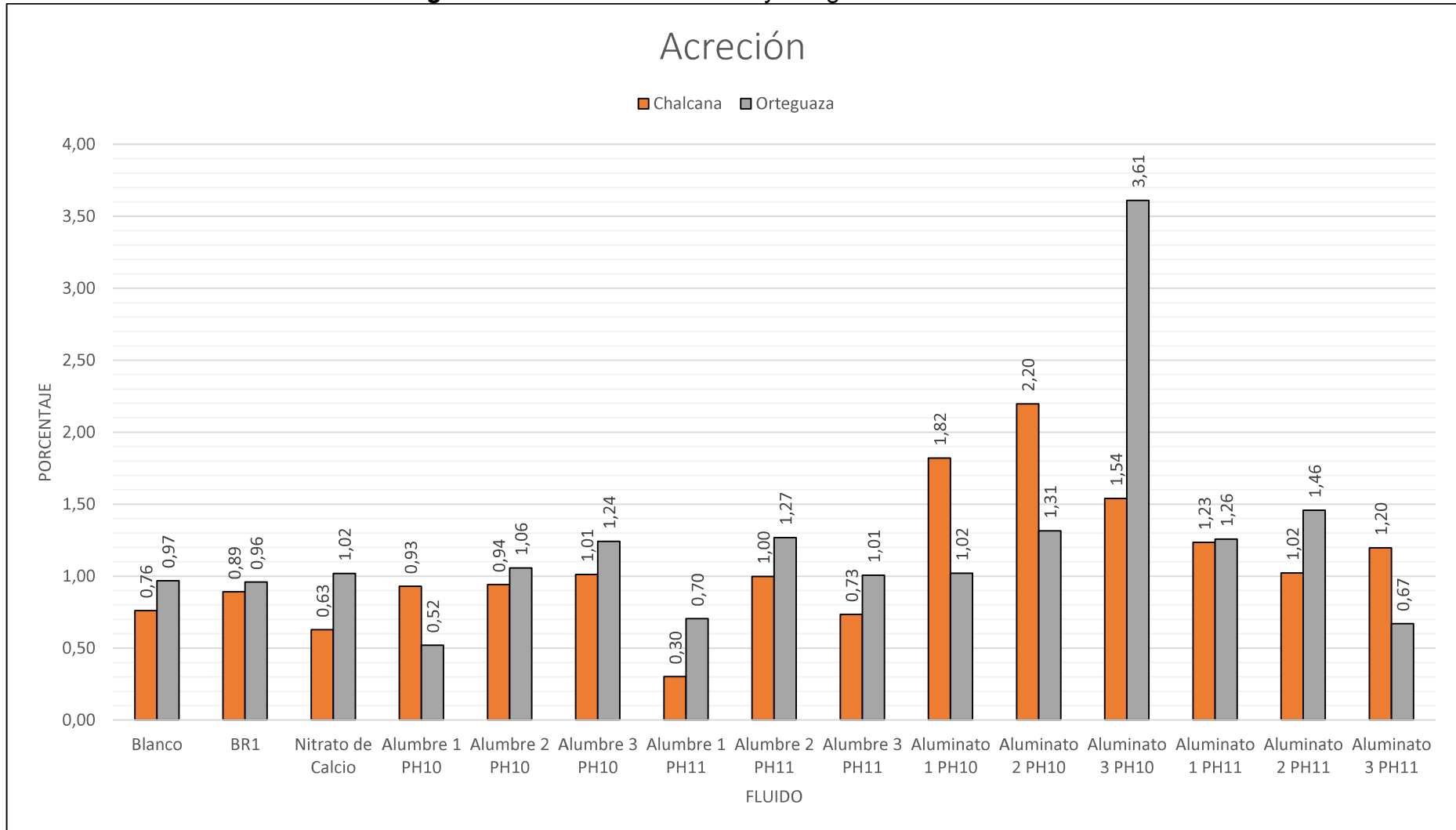
<b>Acreción Chalcana</b>								
<b>Lodo</b>	<b>Unidad</b>	<b>pH Lodo</b>	<b>W<sub>i</sub> Monel</b>	<b>W<sub>i</sub> Fino</b>	<b>W<sub>i</sub> Grueso</b>	<b>W<sub>ti</sub> Arcilla</b>	<b>W<sub>ft</sub> Monel</b>	<b>%</b>
Blanco	[g]	8,83	77,814	7,553	7,559	30,224	78,044	0,76
BR1	[g]	8,84	77,749	7,562	7,536	30,196	78,018	0,89
Nitrato de Calcio	[g]	7,19	74,918	7,505	7,553	30,116	75,107	0,63
Alumbre 1 PH10	[g]	10,26	77,543	7,576	7,539	30,23	77,824	0,93
Alumbre 2 PH10	[g]	10,3	77,6	7,508	7,528	30,072	77,883	0,94
Alumbre 3 PH10	[g]	10,29	76,754	7,53	7,546	30,152	77,059	1,01
Alumbre 1 PH11	[g]	11,65	75,493	7,525	7,534	30,118	75,584	0,30
Alumbre 2 PH11	[g]	11,85	78,665	7,526	7,516	30,084	78,965	1,00
Alumbre 3 PH11	[g]	11,41	78,062	7,58	7,595	30,35	78,285	0,73
Aluminato 1 PH10	[g]	10,7	76,497	7,525	7,529	30,108	77,045	1,82
Aluminato 2 PH10	[g]	10,4	78,666	7,511	7,575	30,172	79,329	2,20
Aluminato 3 PH10	[g]	10,3	75,653	7,518	7,522	30,08	76,116	1,54
Aluminato 1 PH11	[g]	11,3	79,205	7,506	7,526	30,064	79,576	1,23
Aluminato 2 PH11	[g]	11,56	79,267	7,553	7,556	30,218	79,576	1,02
Aluminato 3 PH11	[g]	11,22	82,969	7,523	7,517	30,08	83,329	1,20

**Realizado por: David Valverde****Tabla 2. Resultados de la prueba de acreción en orteguaza**

<b>Acreción Orteguzaza</b>								
<b>Lodo</b>	<b>Unidad</b>	<b>pH Lodo</b>	<b>W<sub>i</sub> Monel</b>	<b>W<sub>i</sub> Fino</b>	<b>W<sub>i</sub> Grueso</b>	<b>W<sub>ti</sub> Arcilla</b>	<b>W<sub>ft</sub> Monel</b>	<b>%</b>
Blanco	[g]	8,52	77,812	7,559	7,562	30,242	78,105	0,97
BR1	[g]	8,55	77,748	7,552	7,522	30,148	78,037	0,96
Nitrato de Calcio	[g]	8,07	74,915	7,524	7,539	30,126	75,222	1,02
Alumbre 1 PH10	[g]	10,14	77,544	7,513	7,575	30,176	77,701	0,52
Alumbre 2 PH10	[g]	10,15	78,244	7,528	7,526	30,108	78,562	1,06
Alumbre 3 PH10	[g]	10,08	76,755	7,522	7,541	30,126	77,129	1,24
Alumbre 1 PH11	[g]	11,83	75,488	7,531	7,517	30,096	75,7	0,70
Alumbre 2 PH11	[g]	11,84	78,933	7,513	7,559	30,144	79,315	1,27
Alumbre 3 PH11	[g]	11,68	78,056	7,571	7,581	30,304	78,361	1,01
Aluminato 1 PH10	[g]	10,8	76,495	7,532	7,506	30,076	76,802	1,02
Aluminato 2 PH10	[g]	10,66	78,659	7,536	7,564	30,2	79,056	1,31
Aluminato 3 PH10	[g]	10,36	75,665	7,507	7,543	30,1	76,752	3,61
Aluminato 1 PH11	[g]	11,47	79,203	7,546	7,522	30,136	79,582	1,26
Aluminato 2 PH11	[g]	11,21	79,267	7,537	7,512	30,098	79,706	1,46
Aluminato 3 PH11	[g]	11,68	82,966	7,575	7,562	30,274	83,169	0,67

**Realizado por: David Valverde**

**Figura 1. Acreción de chalcana y orteguaza con los fluidos**



**Realizado por: David Valverde**

**ANEXO No 17**

**RESULTADOS DE LA PRUEBA DE EROSIÓN**

HALLIBURTON

BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #11: Prueba de erosión

**Objetivo:** Obtener un parámetro que permita determinar la eficiencia del sistema inhibitorio en el fluido de perforación, mediante la determinación del porcentaje de formación erosionada al estar en contacto con el fluido de perforación durante el envejecimiento dinámico, a una temperatura representativa durante la perforación de las formaciones.

**Ensayo Normalizado:** Norma API - Baroid Method

Standard Procedure for Laboratory Testing Drilling Fluids, API Recommended Practice 13I, Section 21, July 1996, "Shale Particle Disintegration Test by Hot Rolling". Halliburton Management System - Baroid, WM-GL-HAL-BAR-LAB-TES-021, Work Method: Shale Erosion Test

**Condiciones de Ensayo:**

Temperatura de rolado	190±5 °F
Tiempo de rolado	16 horas
Volumen de fluido	350 mililitros
Peso de formación	20±0.5 gramos

**Tabla 1.** Resultados de la prueba de erosión en chalcana

<b>Erosión Chalcana</b>						
<b>Lodo</b>	<b>Unidad</b>	<b>pH Lodo</b>	<b>Peso Inicial</b>	<b>Peso Final</b>	<b>% Dispersión</b>	<b>% Recuperado</b>
<b>Blanco</b>	[g]	9,54	20,326	4,497	77,81	22,19
<b>BR1</b>	[g]	9,83	20,286	10,025	50,43	49,57
<b>Nitrato de Calcio</b>	[g]	7,39	20,323	4,452	78,03	21,97
<b>Alumbre 1 PH10</b>	[g]	10,28	20,094	3,504	82,51	17,49
<b>Alumbre 2 PH10</b>	[g]	10,22	20,326	2,897	85,70	14,30
<b>Alumbre 3 PH10</b>	[g]	10,28	20,239	2,769	86,28	13,72
<b>Alumbre 1 PH11</b>	[g]	11,49	20,117	1,909	90,48	9,52
<b>Alumbre 2 PH11</b>	[g]	11,59	20,42	2,884	85,83	14,17
<b>Alumbre 3 PH11</b>	[g]	11,9	20,589	2,746	86,62	13,38
<b>Aluminato 1 PH10</b>	[g]	10,26	20,722	7,134	65,47	34,53
<b>Aluminato 2 PH10</b>	[g]	10,34	20,484	5,387	73,62	26,38
<b>Aluminato 3 PH10</b>	[g]	10,13	20,74	5,233	74,69	25,31
<b>Aluminato 1 PH11</b>	[g]	11,57	20,402	1,594	92,16	7,84
<b>Aluminato 2 PH11</b>	[g]	11,38	20,307	3,964	80,42	19,58
<b>Aluminato 3 PH11</b>	[g]	11,24	20,201	3,984	80,22	19,78

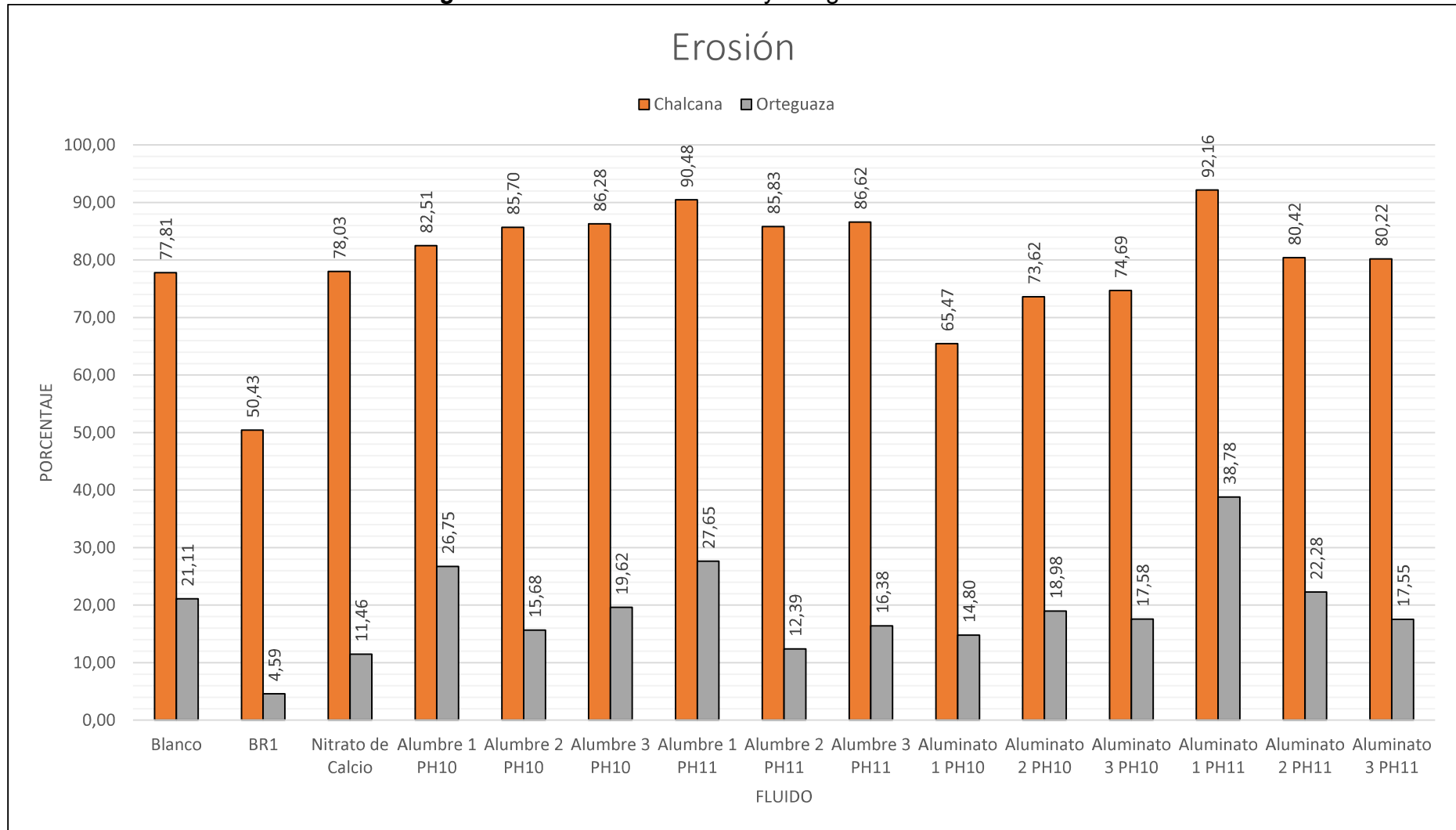
**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 2.** Resultados de la prueba de erosión en orteguaza

<b>Erosión Ortegua</b>						
<b>Lodo</b>	<b>Unidad</b>	<b>pH Lodo</b>	<b>Peso Inicial</b>	<b>Peso Final</b>	<b>% Dispersión</b>	<b>% Recuperado</b>
<b>Blanco</b>	[g]	9,94	20,545	16,181	21,11	79,00
<b>BR1</b>	[g]	9,77	20,284	19,321	4,59	95,55
<b>Nitrato de Calcio</b>	[g]	7,08	20,267	17,915	11,46	88,67
<b>Alumbre 1 PH10</b>	[g]	10,26	20,619	15,08	26,75	73,36
<b>Alumbre 2 PH10</b>	[g]	10,45	20,202	17,007	15,68	84,45
<b>Alumbre 3 PH10</b>	[g]	10,32	20,496	16,449	19,62	80,50
<b>Alumbre 1 PH11</b>	[g]	11,51	20,441	14,766	27,65	72,46
<b>Alumbre 2 PH11</b>	[g]	11,9	20,553	17,978	12,39	87,74
<b>Alumbre 3 PH11</b>	[g]	11,9	20,251	16,906	16,38	83,74
<b>Aluminato 1 PH10</b>	[g]	10,04	20,414	17,365	14,80	85,33
<b>Aluminato 2 PH10</b>	[g]	10,34	20,481	16,567	18,98	81,14
<b>Aluminato 3 PH10</b>	[g]	10,15	20,358	16,753	17,58	82,55
<b>Aluminato 1 PH11</b>	[g]	11,28	20,289	12,401	38,78	61,31
<b>Aluminato 2 PH11</b>	[g]	11,4	20,891	16,211	22,28	77,84
<b>Aluminato 3 PH11</b>	[g]	11,21	20,752	17,082	17,55	82,57

**Realizado por:** David Valverde

**Figura 1. Erosión de chalcana y orteguaza con los fluidos**



**Realizado por: David Valverde**

**ANEXO No 18**

**RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO  
LINEAL**

HALLIBURTON

BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #12: Prueba de hinchamiento lineal

Objetivo: Obtener un parámetro que permita determinar la eficiencia del sistema inhibitorio en el fluido de perforación, mediante la medición lineal de las pastillas construidas de cada formación, después de someter al fluido a un proceso de envejecimiento dinámico por 16 h, con temperaturas representativas durante la perforación de las formaciones.

Ensayo Normalizado: Fann Instruction Manual

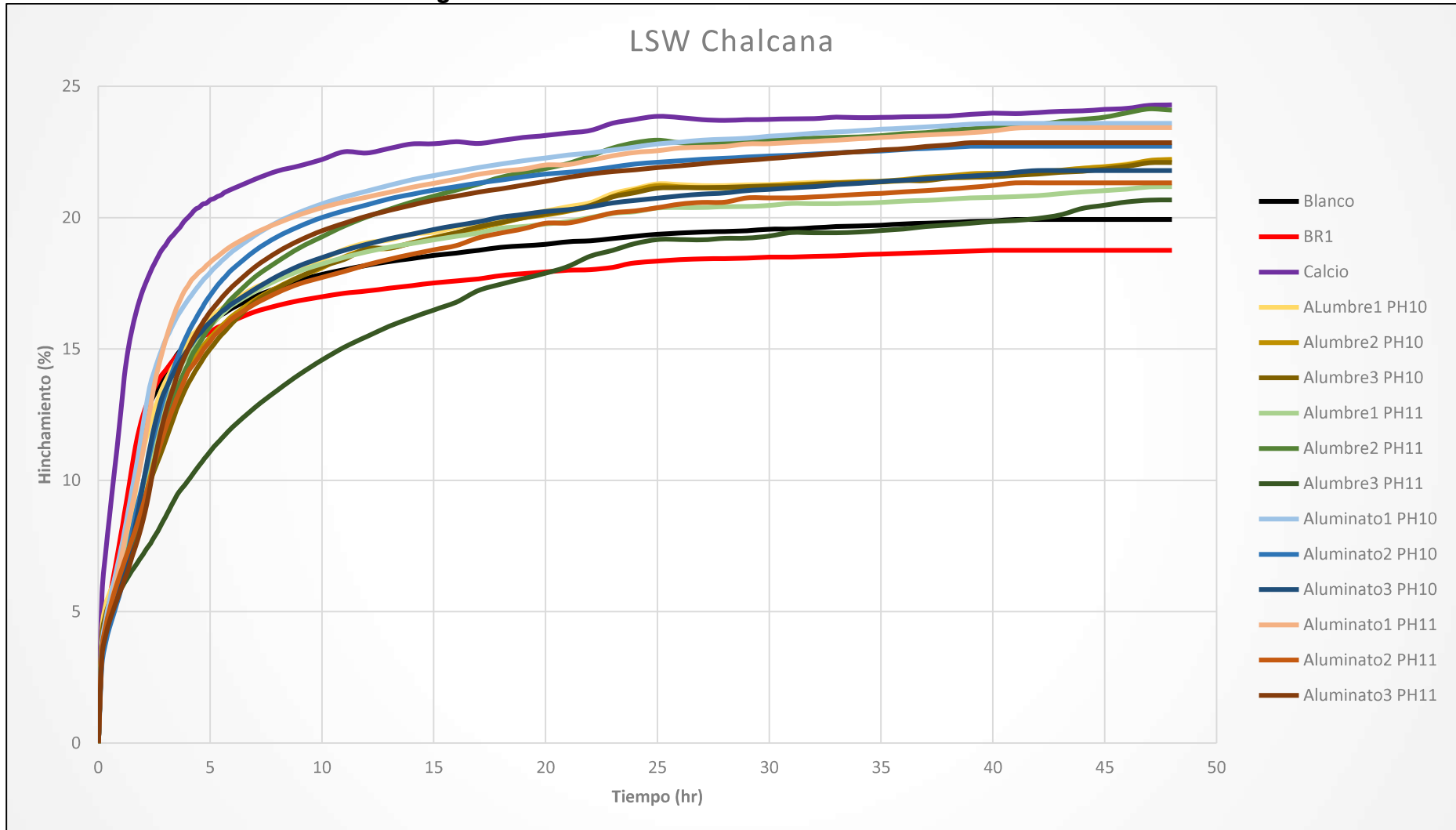
Linear Swell Meter, Model 2100, Instruction Manual

Condiciones de Ensayo:

Temperatura de rolado	190±5 °F
Tiempo de rolado	16 horas
Volumen de fluido	350 mililitros
Peso de pastillas	20±0.5 gramos
Humedad en pastillas	4 %

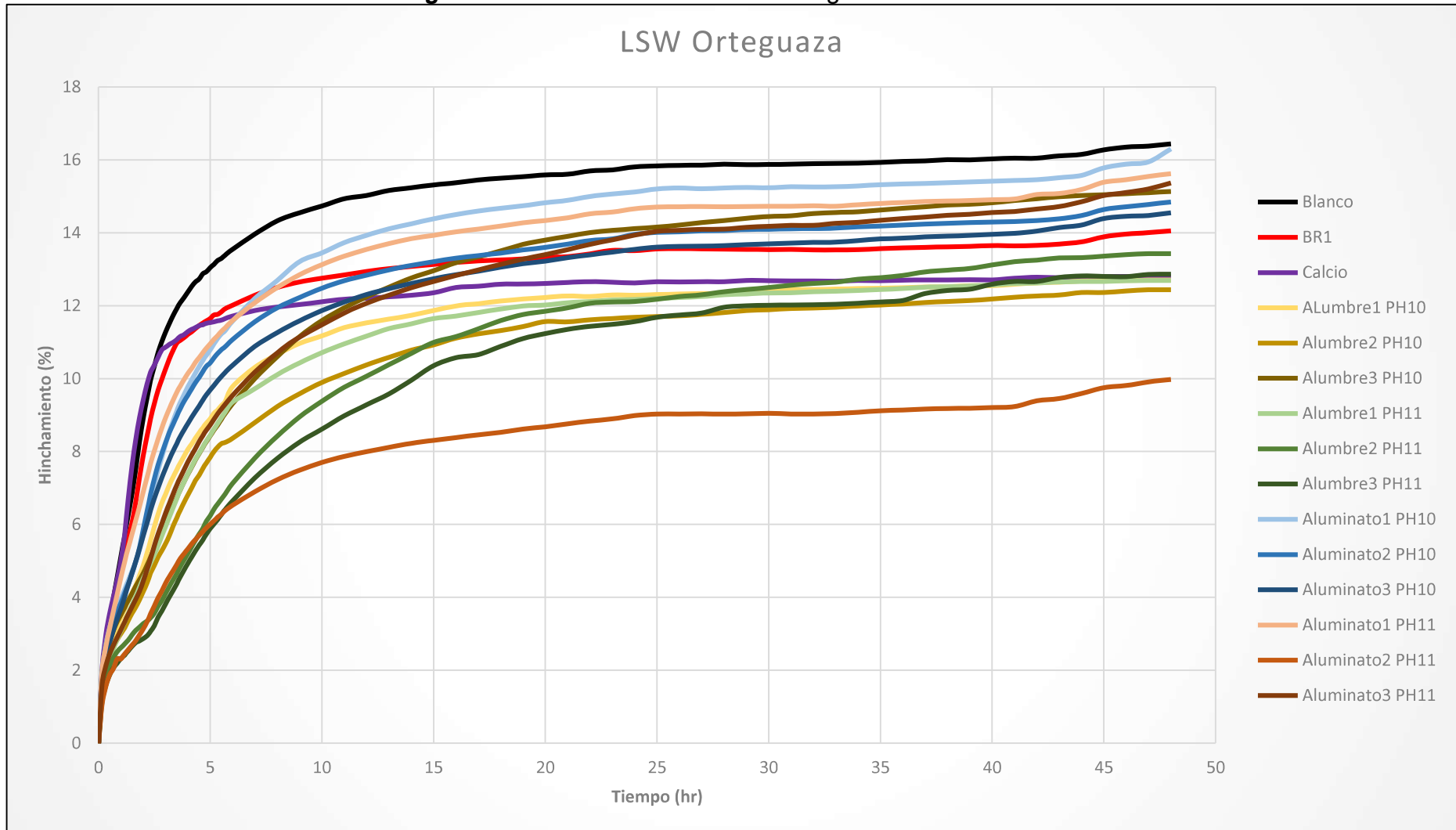


**Figura 1. Resultados del LSW de chalcana con los fluidos**



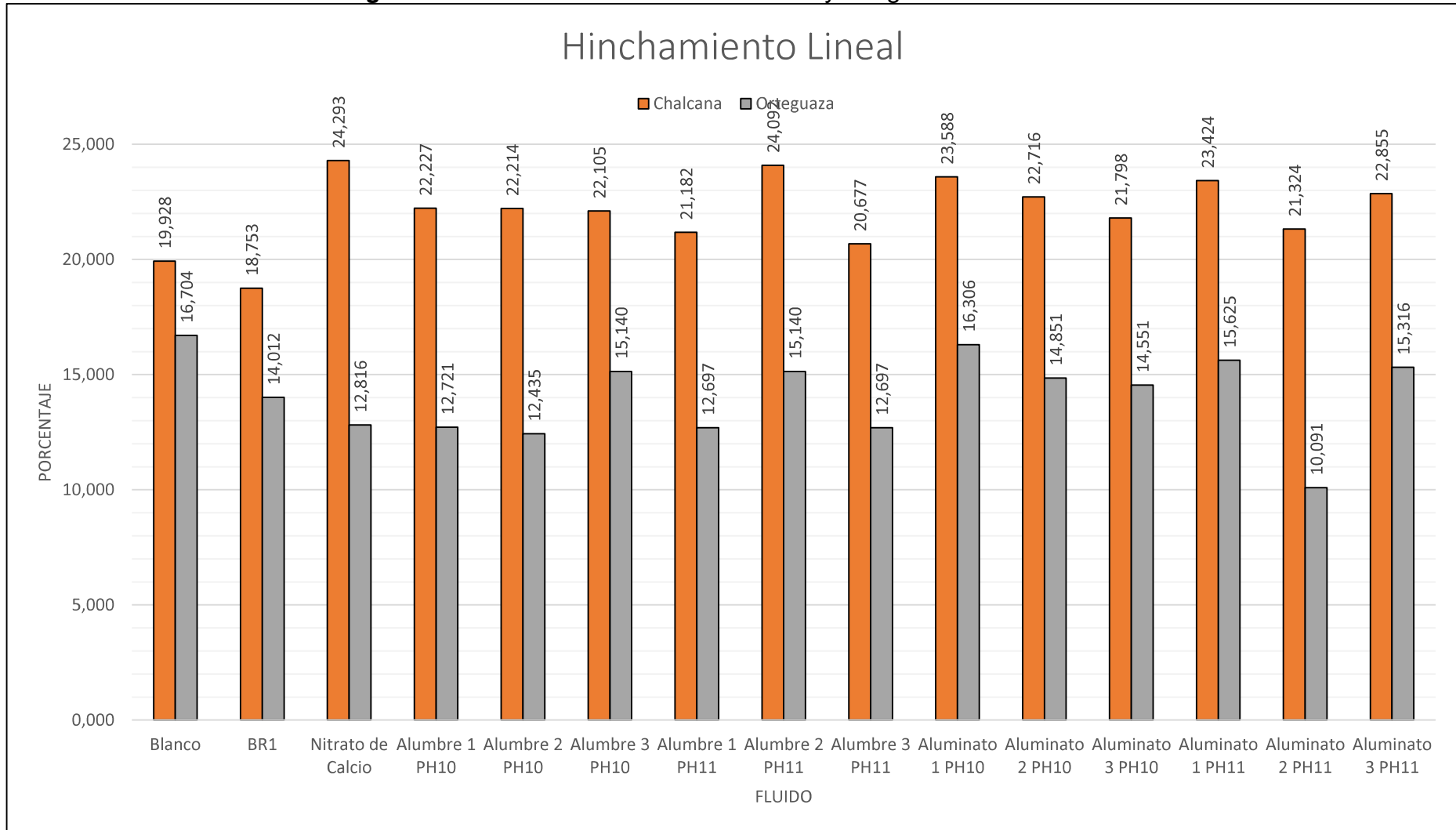
**Realizado por: David Valverde**

**Figura 2.** Resultados del LSW de orteguaza con los fluidos



Realizado por: David Valverde

**Figura 3.** Hinchamiento lineal de chalcana y orteguaza con los fluidos



**Realizado por: David Valverde**

**ANEXO No 19**

**RESULTADOS DE LA PRUEBA DE ÍNDICE DE  
RENDIMIENTO**

HALLIBURTON  
BAROID FLUIDS SERVICES  
DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #13: Prueba de índice de rendimiento

**Objetivo:** Obtener un parámetro que permita determinar la eficiencia del sistema inhibitorio en el fluido de perforación, mediante la medición del peso y las dimensiones de las pastillas construidas de cada formación antes y después de someterlas junto con el fluido de prueba a un proceso de envejecimiento estático por 16 h, a una temperatura representativa durante la perforación de las formaciones.

**Ensayo Normalizado:** No

**Condiciones de Ensayo:**

Temperatura de envejecimiento 190±5 °F

Tiempo de rolado 16 horas

Volumen de fluido 350 mililitros

Peso de pastillas 20±0.5 gramos

Humedad en pastillas 4

**Tabla 1.** Resultados de la prueba de índice de rendimiento en chalcana

<b>Chalcana</b>									
<b>Lodo</b>	<b>pH inicial</b>	<b>W inicial Pastilla [gr]</b>	<b>V inicial [cm3]</b>	<b>pH final</b>	<b>W final Pastilla [gr]</b>	<b>V final [cm3]</b>	<b>% Hidratación</b>	<b>% Hinchamiento</b>	<b>% Rendimiento</b>
<b>BR1</b>	8,58	19,856	9,007871071	7,93	28,263	16,55814349	42,34	83,82	126,16
<b>Nitrato de Calcio</b>	7,95	19,887	9,235918439	7,42	0	0	0,00	0,00	0,00
<b>Alumbre 1 PH10</b>	10,52	19,939	8,893847386	7,38	31,359	14,91438693	57,27	67,69	124,97
<b>Alumbre 2 PH10</b>	10,15	19,976	9,301074831	7,6	35,145	15,97303163	75,94	71,73	147,67
<b>Alumbre 3 PH10</b>	10,19	20,034	9,366231222	8,1	36,133	16,37013376	80,36	74,78	155,14
<b>Alumbre 1 PH11</b>	11,9	19,925	9,187051146	9,52	29,334	14,97400729	47,22	62,99	110,21
<b>Alumbre 2 PH11</b>	11,32	19,851	9,040449266	9,48	30,795	15,18340377	55,13	67,95	123,08
<b>Alumbre 3 PH11</b>	11,24	19,879	8,910136484	9,15	30,836	16,25240779	55,12	82,40	137,52
<b>Aluminato 1 PH10</b>	10,3	20,005	9,431387613	9,05	28,656	15,75157657	43,24	67,01	110,26
<b>Aluminato 2 PH10</b>	10,25	19,845	9,007871071	8,73	29,473	14,74035302	48,52	63,64	112,15
<b>Aluminato 3 PH10</b>	10,58	19,895	9,024160168	8,37	29,585	14,51770497	48,71	60,88	109,58
<b>Aluminato 1 PH11</b>	11,3	19,927	9,121894755	9,32	26,782	15,50423455	34,40	69,97	104,37
<b>Aluminato 2 PH11</b>	11,6	19,948	9,219629342	9,18	26,453	15,08691739	32,61	63,64	96,25
<b>Aluminato 3 PH11</b>	11,51	19,924	9,089316559	8,54	28,271	13,7095259	41,89	50,83	92,73

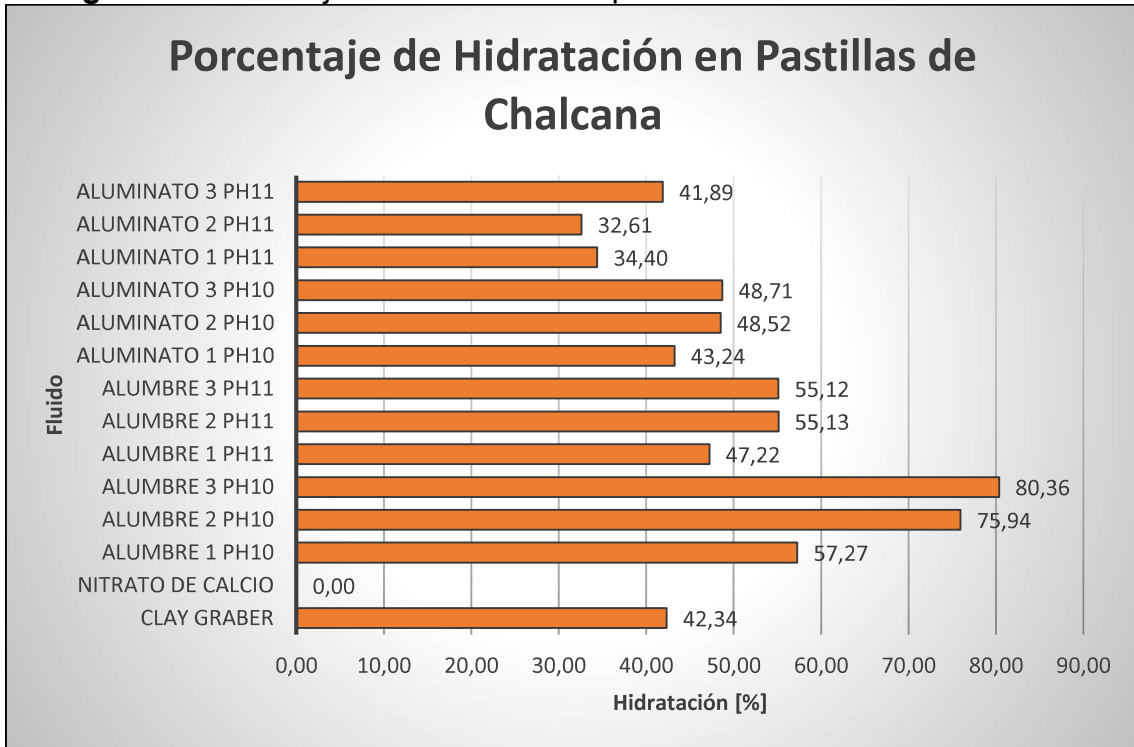
**Realizado por:** David Valverde

**Tabla 2.** Resultados de la prueba de índice de rendimiento en orteguaza

Orteguaza									
Lodo	pH inicial	W inicial Pastilla [gr]	V inicial [cm3]	pH final	W final Pastilla [gr]	V final [cm3]	% Hidratación	% Hinchamiento	% Rendimiento
BR1	8,09	19,885	8,714667311	8,5	0	0	0,00	0,00	0,00
Nitrato de Calcio	7,92	20,008	9,138183853	7,55	0	0	0,00	0,00	0,00
Alumbre 1 PH10	10,46	19,981	8,942714679	8,7	0	0	0,00	0,00	0,00
Alumbre 2 PH10	10,35	19,978	8,926425582	8,56	0	0	0,00	0,00	0,00
Alumbre 3 PH10	10,36	19,926	8,502909039	8,47	0	0	0,00	0,00	0,00
Alumbre 1 PH11	11,81	19,974	8,600643626	9,74	0	0	0,00	0,00	0,00
Alumbre 2 PH11	11,45	19,981	8,812401897	9,82	0	0	0,00	0,00	0,00
Alumbre 3 PH11	11,22	19,973	8,763534604	9,56	0	0	0,00	0,00	0,00
Aluminato 1 PH10	10,34	19,873	8,633221822	8,9	26,856	14,99106481	35,14	73,64	108,78
Aluminato 2 PH10	10,37	19,977	8,747245506	8,71	26,202	10,8396914	31,16	23,92	55,08
Aluminato 3 PH10	10,28	19,986	8,975292875	8,96	22,623	9,248940213	13,19	3,05	16,24
Aluminato 1 PH11	11,45	19,928	8,714667311	10,25	25,457	11,47724785	27,74	31,70	59,45
Aluminato 2 PH11	11,63	20,029	8,910136484	10,31	26,637	13,78936014	32,99	54,76	87,75
Aluminato 3 PH11	11,45	20,002	8,844980093	10,28	28,702	12,54784549	43,50	41,86	85,36

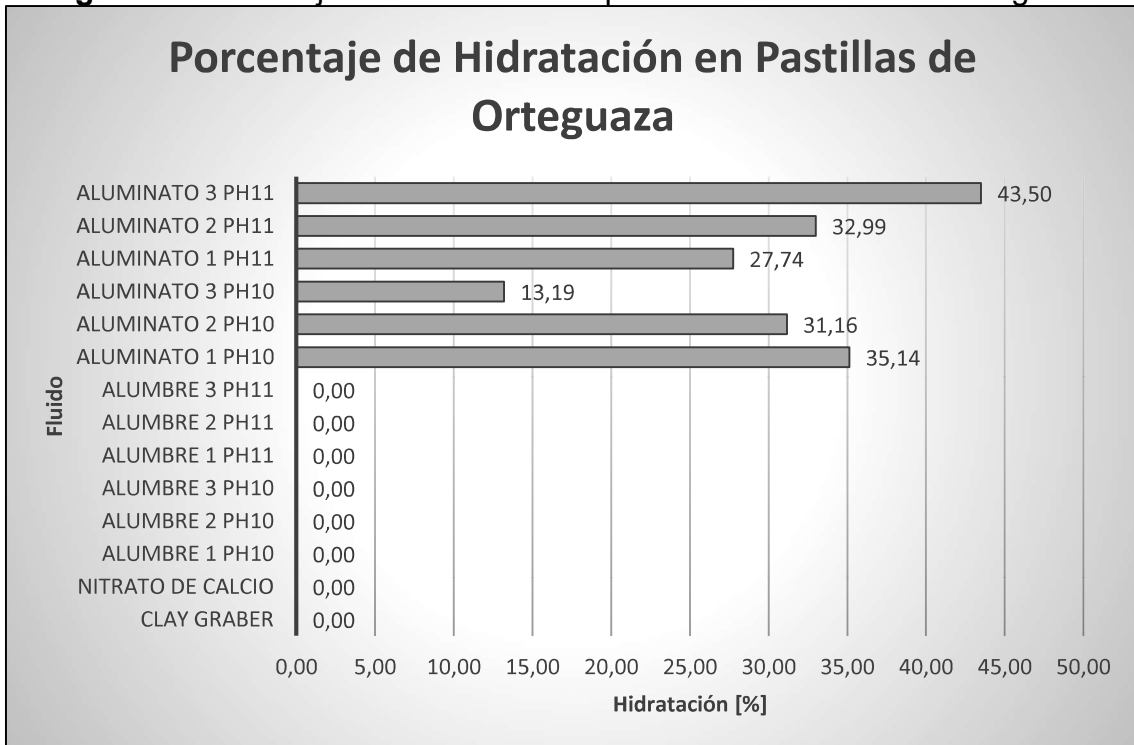
Realizado por: David Valverde

**Figura 1.** Porcentaje de hidratación en pastillas de la formación chalcana



**Realizado por:** David Valverde

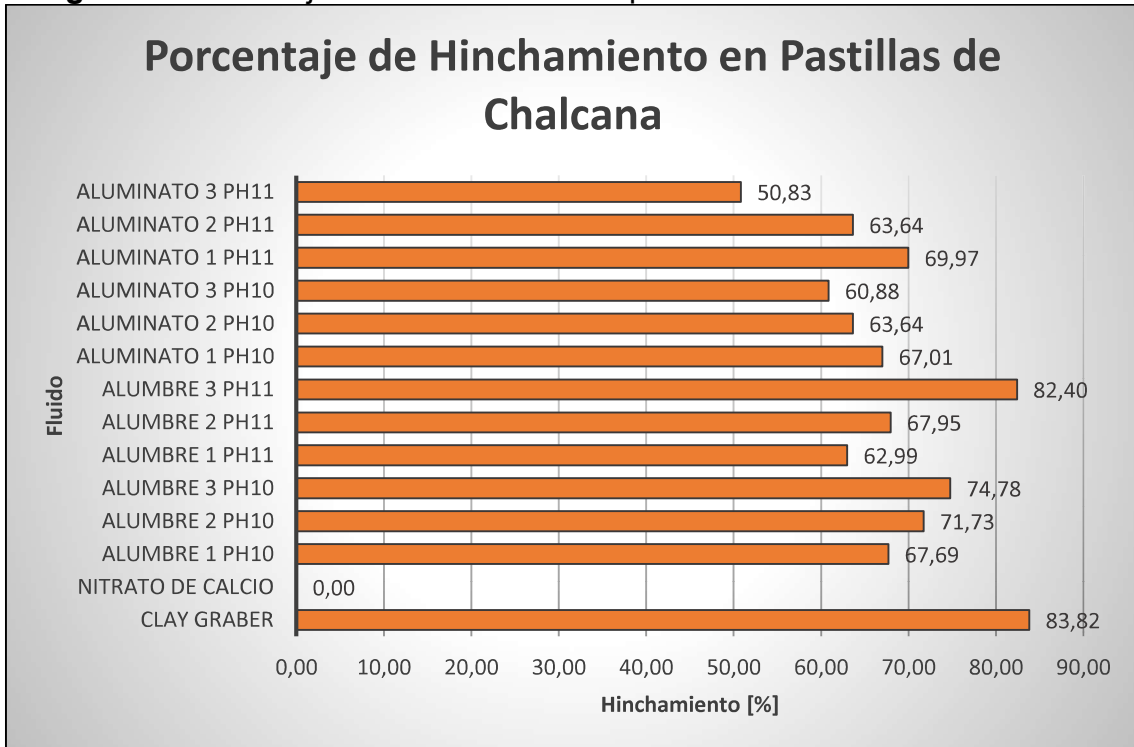
**Figura 2.** Porcentaje de hidratación en pastillas de la formación orteguaza



**Realizado por:** David Valverde

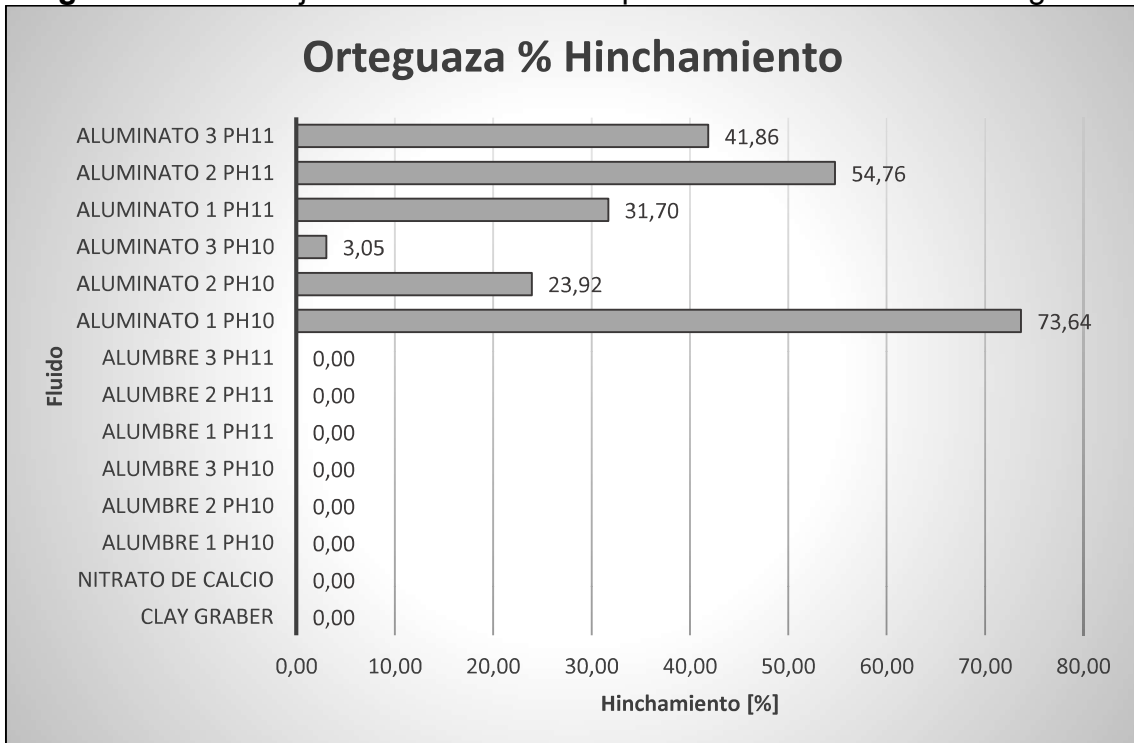


**Figura 3.** Porcentaje de hinchamiento en pastillas de la formación chalcana



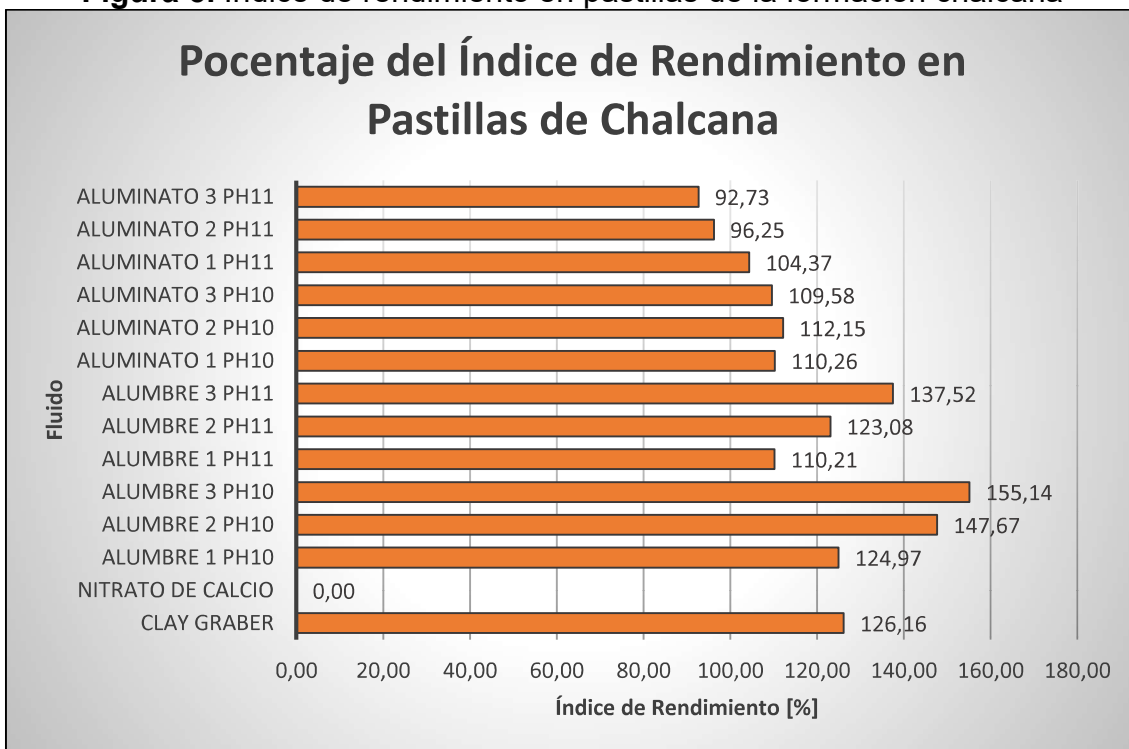
**Realizado por:** David Valverde

**Figura 4.** Porcentaje de hinchamiento en pastillas de la formación orteguaza



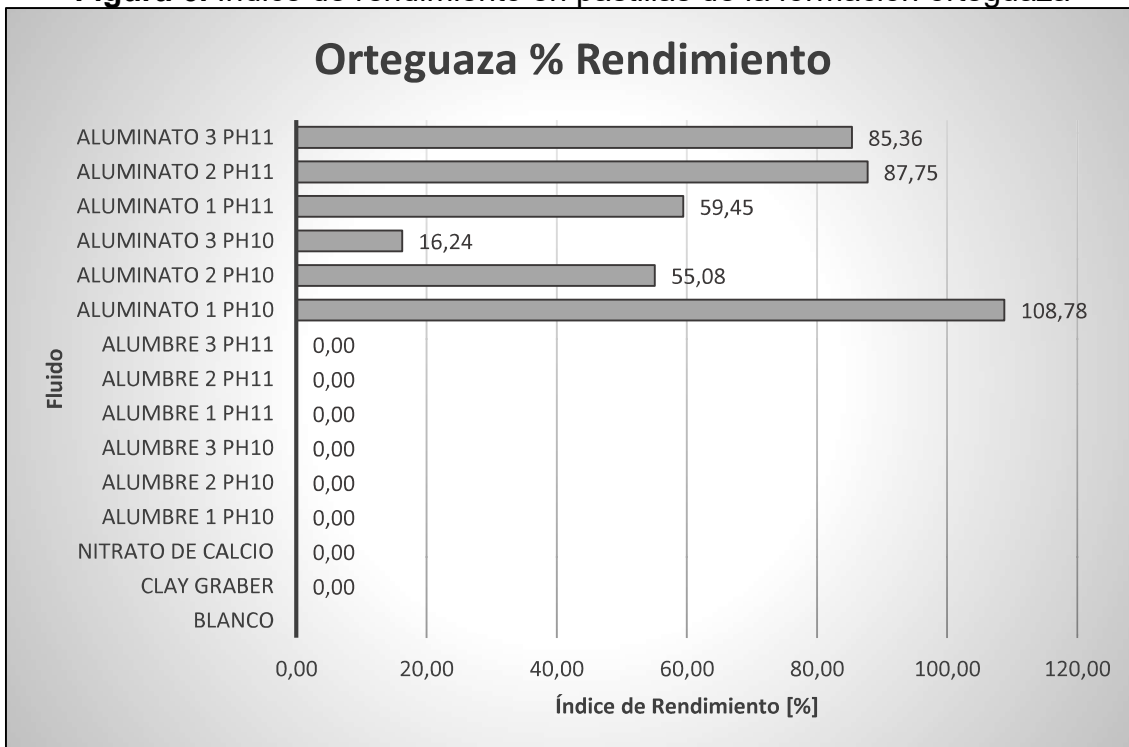
**Realizado por:** David Valverde

**Figura 5.** Índice de rendimiento en pastillas de la formación chalcana



Realizado por: David Valverde

**Figura 6.** Índice de rendimiento en pastillas de la formación orteguaza



Realizado por: David Valverde

**ANEXO No 20**  
**RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT**

HALLIBURTON

BAROID FLUIDS SERVICES

DRILLING FLUIDS LABORATORY

Ficha Técnica #14: Prueba de taponamiento de permeabilidad (PPT)

Objetivo: Obtener un parámetro que permita determinar la eficiencia del lodo para evitar la pérdida de fluido a través de los espacios de poro, a una temperatura representativa durante la perforación de las formaciones.

Ensayo Normalizado: Norma API

Standard Procedure for Laboratory Testing Drilling Fluids, API Recommended Practice 13B-2, Appendix L High-Temperature/High-Pressure Filtration Testing, July 1996, "Spurt Loss".

Condiciones de Ensayo:

Temperatura de ensayo 150±5 °F

Diferencial de presión 1000 psi

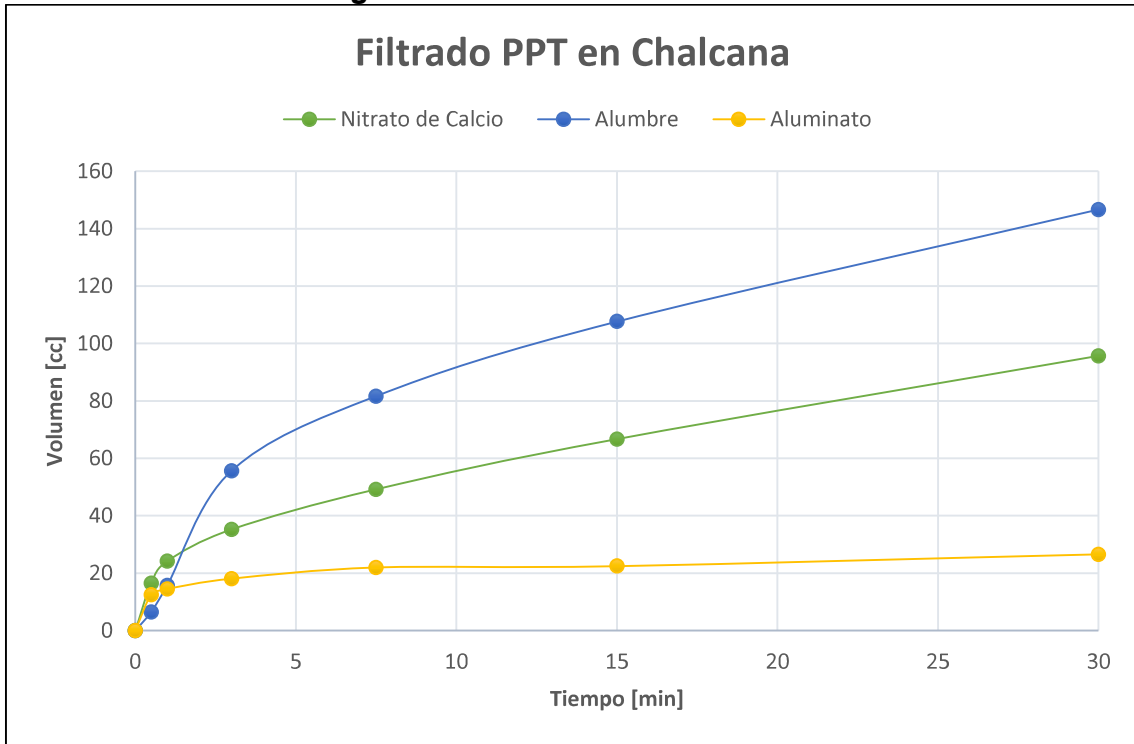
Volumen de fluido 350 mililitros

**Tabla 1.** Filtrado PPT de los mejores fluidos inhibidores rolados

Filtrado PPT del Fluido Rolado con Mejor LSM [cc]						
Tiempo	Chalcana			Orteguaza		
	Nitrato de Calcio	Alumbre	Aluminato	Nitrato de Calcio	Alumbre	Aluminato
0	0	0	0	0	0	0
0,5	16,5	6,5	12,5	18	33	21
1	24,2	15,7	14,5	21,7	39	26
3	35,2	55,7	18,1	30,2	42	40,2
7,5	49,2	81,7	22	41,2	47	55,2
15	66,7	107,7	22,5	51,2	105	76,2
30	95,7	146,7	26,6	64	123	111,2
SL	5,4	33,4	34,8	36,8	-58	-1,6

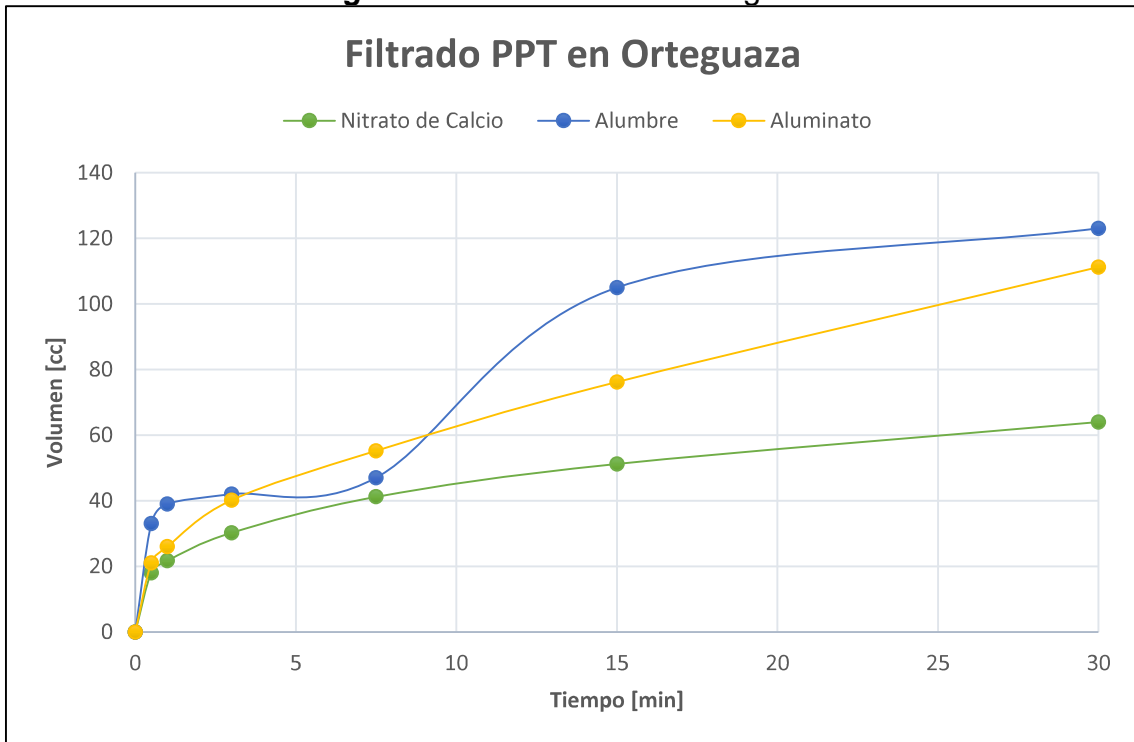
**Realizado por:** David Valverde

**Figura 1.** Filtrado PPT en chalcana



**Realizado por:** David Valverde

**Figura 2.** Filtrado PPT en orteguaza

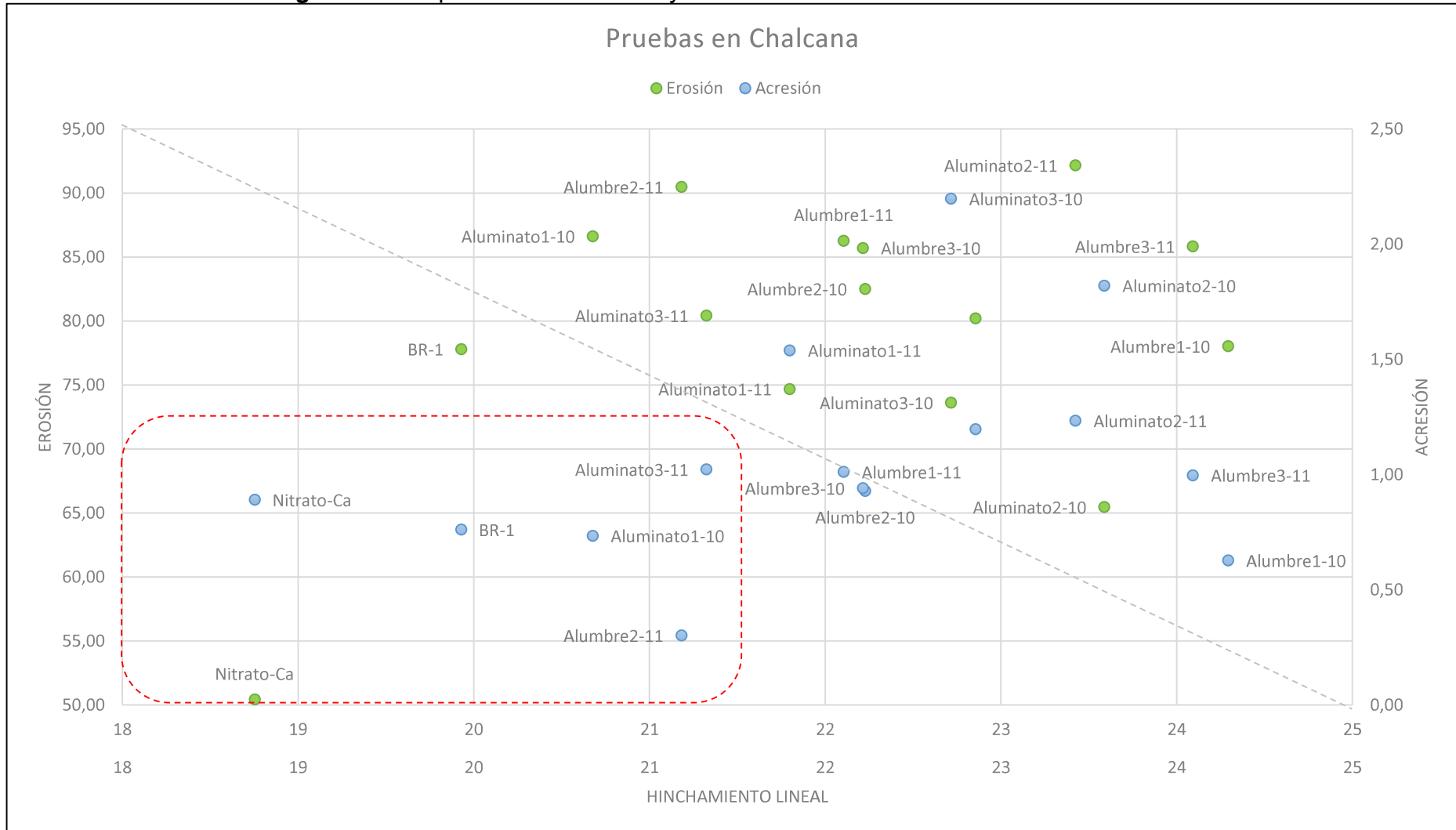


**Realizado por:** David Valverde

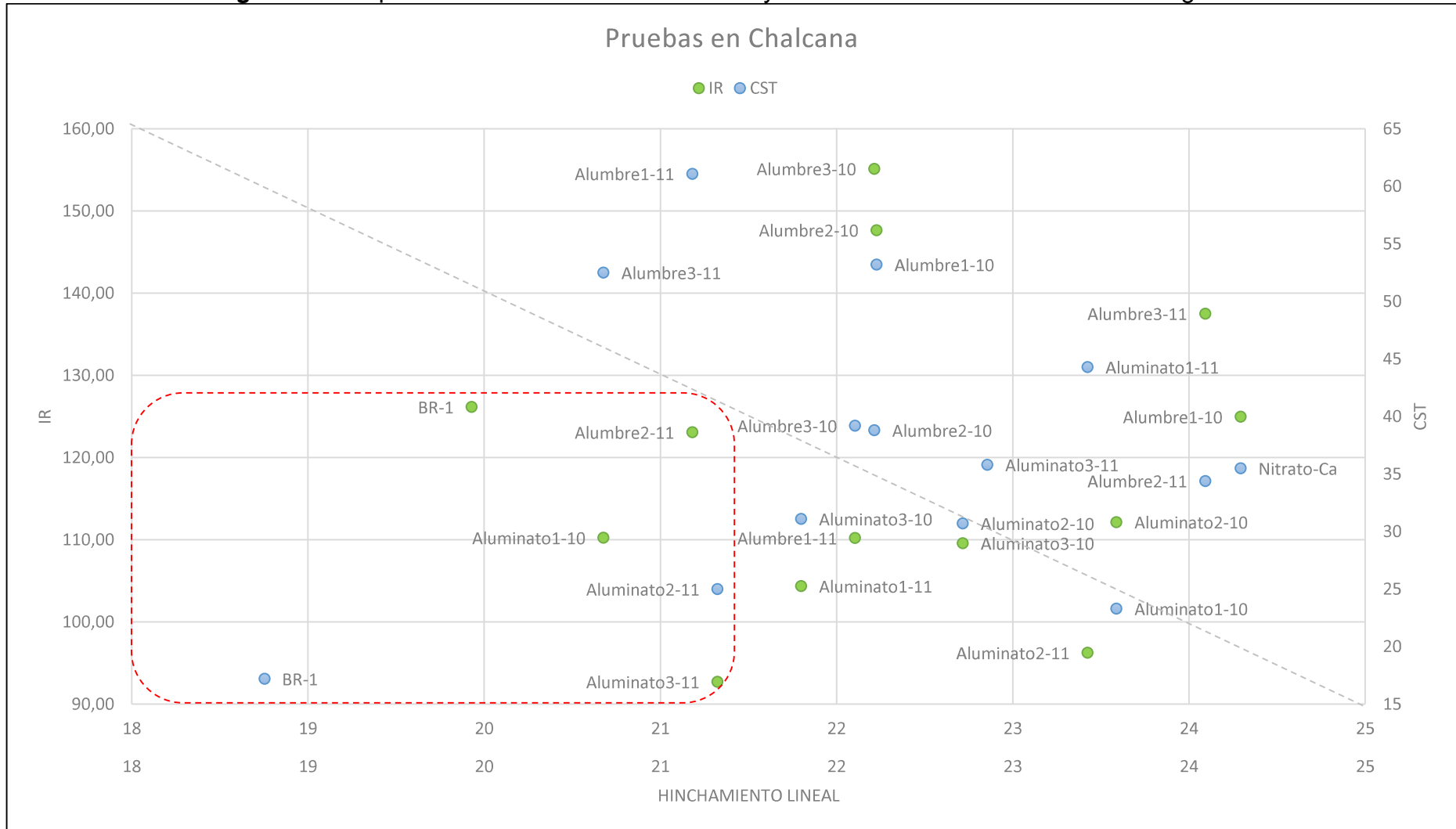
**ANEXO No 21**

**COMPARACIÓN DE PRUEBAS DEL SISTEMA  
INHIBITORIO**

**Figura 1.** Comparacion de Erosion y Acresion vs Hinchamiento lineal en Chalcana



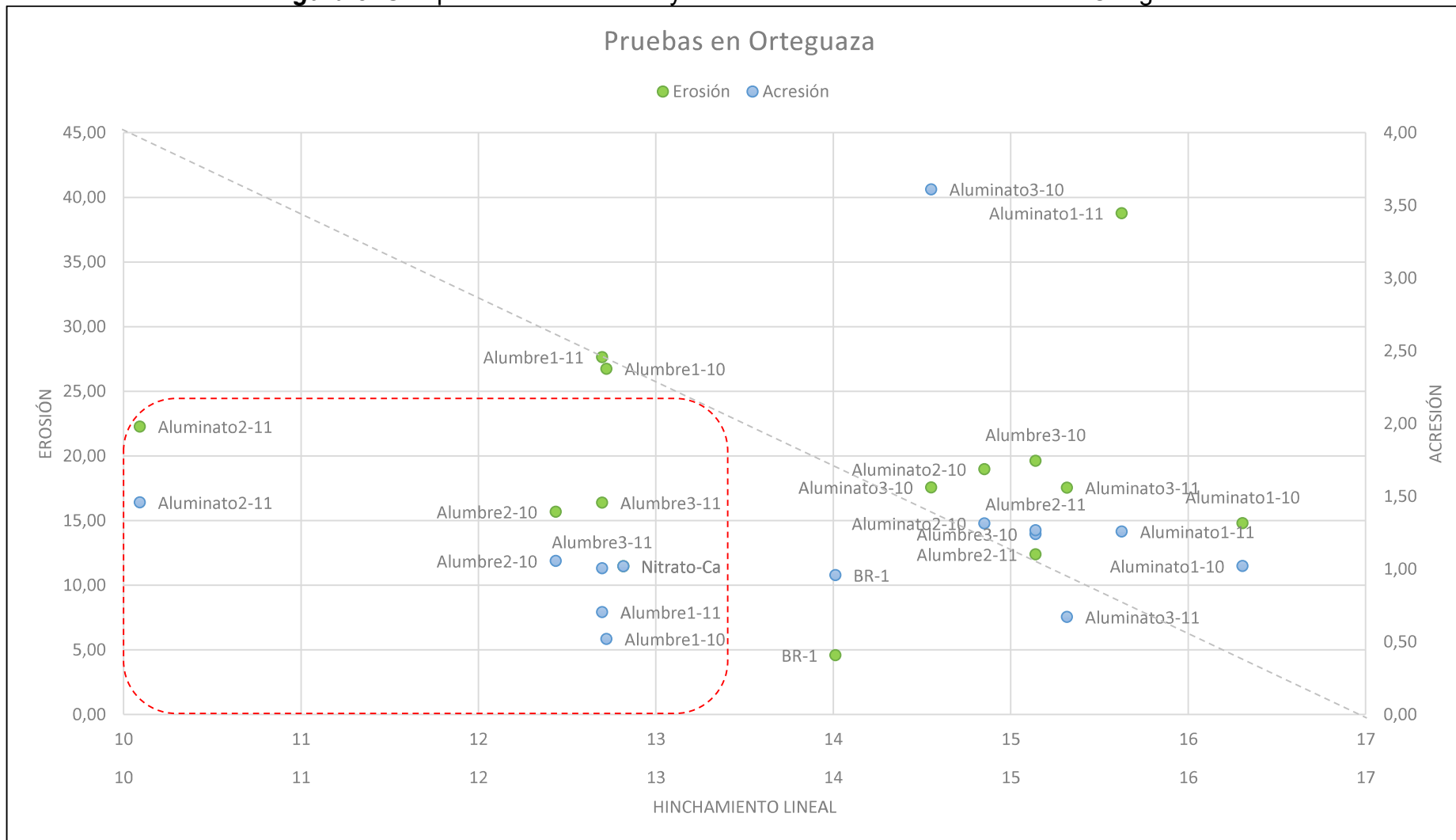
**Figura 2.** Comparacion de Indice de rendimiento y CST vs Hinchamiento lineal en Orteguaza



**Realizado por: David Valverde**

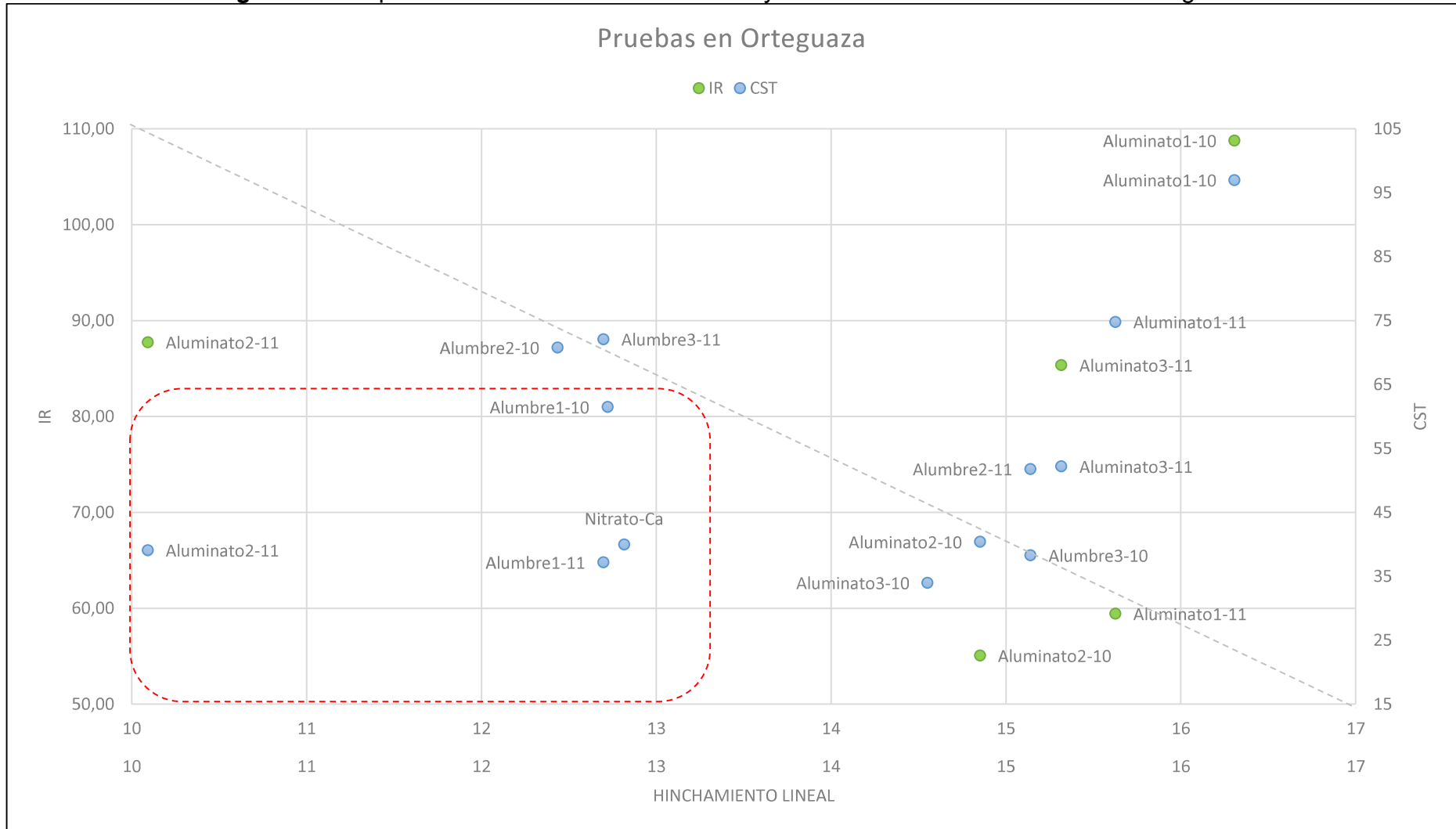


**Figura 3.** Comparacion de Erosion y Acresion vs Hinchamiento lineal en Orteguaza



Realizado por: David Valverde

**Figura 4.** Comparacion de Indice de rendimiento y CST vs Hinchamiento lineal en Orteguaza



**Realizado por: David Valverde**

**Tabla 1.** Evaluación de la comparación de las pruebas inhibitorias

Sistema	Concentración (lpb)	PH	Chalcana					Orteguaza					Total
			Erosión	Acreción	CST	IR	Total	Erosión	Acreción	CST	IR	Total	
BR1	0.25	9	x	✓	✓	✓	3	x	x	x	x	0	3
Nitrato de calcio	7	8	✓	✓	x	x	2	x	✓	✓	x	2	4
Alumbre	3	10	x	x	x	x	0	x	✓	✓	x	2	2
	6		x	x	x	x	0	✓	✓	x	x	2	2
	9		x	x	x	x	0	x	x	x	x	0	0
	3	11	x	x	x	x	0	x	✓	✓	x	2	2
	6		x	✓	x	✓	2	x	x	x	x	0	2
	9		x	x	x	x	0	✓	✓	x	x	2	2
Aluminato	3	10	x	✓	x	✓	2	x	x	x	x	0	2
	6		x	x	x	x	0	x	x	x	x	0	0
	9		x	x	x	x	0	x	x	x	x	0	0
	3	11	x	x	x	x	0	x	x	x	x	0	0
	6		x	x	✓	x	1	✓	✓	✓	x	3	4
	9		x	✓	x	✓	2	x	x	x	x	0	2

Realizado por: David Valverde

