

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“ESTUDIO DE EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE FLUIDO POLIMÉRICO  
INHIBIDO BASE AMINA-GLICOL EN LA INHIBICIÓN DE  
COMPONENTES ARCILLOSOS EN EL CAMPO ARECUNA DISTRITO  
SAN TOMÉ”**

**REALIZADO POR:**

**YOSLEMI ANCHARÍ FUENTES CEDEÑO**

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito  
Parcial para Optar al Título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**BARCELONA, DICIEMBRE DE 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“ESTUDIO DE EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE FLUIDO POLIMÉRICO  
INHIBIDO BASE AMINA-GLICOL EN LA INHIBICIÓN DE  
COMPONENTES ARCILLOSOS EN EL CAMPO ARECUNA DISTRITO  
SAN TOMÉ”**

**REVISADO POR:**

---

**Ing. Ramón Castillo**  
Asesor Industrial

---

**Ing. Roberto Salas**  
Asesor Académico

**BARCELONA, DICIEMBRE DE 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“ESTUDIO DE EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE FLUIDO POLIMÉRICO  
INHIBIDO BASE AMINA-GLICOL EN LA INHIBICIÓN DE  
COMPONENTES ARCILLOSOS EN EL CAMPO ARECUNA DISTRITO  
SAN TOMÉ”**

**El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:**

**APROBADO**

---

**Ing. Roberto Salas**

Asesor Académico

---

**Ing. Rayda Patiño**

Jurado Principal

---

**Ing. Aura Vilela**

Jurado Principal

**BARCELONA, DICIEMBRE DE 2011**

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo con el Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

**“Los Trabajos de Grado son de la Exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.**

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a Nuestro Dios Todopoderoso, a quién le debo todo mi ser. También dedico este trabajo a mis padres Miguel y Tibusay, por ser inspiradores a obtener este logro y ser una persona cada vez más sabia y mejor ser humano, con el deseo de verme a futuro convertida en mujer, madre y esposa que anime a su familia a vivir una vida más llena. Dedico este trabajo a mi hermano Mitchell, por cultivar mi camino y dejar huellas llenas de paciencia, tolerancia, constancia y sabiduría, que con solo el amor tan grande que nos une, permanecerán intactas en el tiempo. También dedico mi esfuerzo, a mis queridas abuelas Josefina y Lelis, quienes han sido mi apoyo incondicional en momentos de dificultades en mi vida. A mi amado novio Erick López, quien ha sido de mucho apoyo a la largo de mis estudios, por su paciencia, tolerancia y amor. Este trabajo se lo dedico a todas aquellas personas que me apoyaron y estuvieron a mi lado en momentos tan difíciles para lograr esta meta. Por último, lo dedico a usted querido lector, para que con el conocimiento compartido y descubierto en estas páginas, pueda enriquecer con sabiduría no solo su propia vida, sino también la de aquellos que estén involucrados a su entorno profesional.

## **AGRADECIMIENTOS**

Un agradecimiento especial, a Dios por ser Nuestro Ser Supremo. Mi sincero agradecimiento a Inpark Drilling Fluids Anaco, por creer en mí y darme la oportunidad de seguir desarrollándome profesionalmente. Mi agradecimiento especial y sincero al Ingeniero Neptalí Agüero, al T.S.U. Asdrubal Cabello, al T.S.U. Héctor García y a todos por sus colaboraciones.

Agradezco a la Universidad de Oriente, por deberle una gran parte de mi vida profesional. A mi asesor académico el Ing. Roberto Salas, a quien admiro y respeto por su sencillez, profesionalismo y disciplina. Al Ing. Ramón Castillo, mi asesor industrial, por su colaboración y completa disposición. A ambos mis más sinceros agradecimientos por la ayuda brindada en el desarrollo de este proyecto. A mis jurados y amigos, Félix Acosta y Rayda Patiño, a quienes les debo de igual manera mi admiración, respeto y agradecimiento por ser modelos de academia.

Gracias a mis inolvidables profesores Luis Castro, Aura Vilela, Roberto Salas, Rayda Patiño, Carmen Velásquez, Félix Acosta y Oly Guerra por su autenticidad en la impartición de enseñanzas.

## **RESUMEN**

Prevenir la inestabilidad de las zonas problemáticas es muy importante para cada fase de la industria del fluido de perforación, desde los esfuerzos de investigación y desarrollo hasta la implementación en el campo por el ingeniero de fluido.

Nuevas tecnologías están siendo evaluadas y aplicadas para minimizar los problemas operacionales que involucran la hidratación de las arcillas y lutitas. La inestabilidad del pozo es causada por un esfuerzo radical del esfuerzo mecánico y de los ambientes químicos exponiendo la formación al fluido de perforación. Tal inestabilidad del pozo suele ser indicada por arcillas y lutitas reactivas.

En vista de la problemática antes mencionada han sido evaluados y tomados como referencia la actuación de los aditivos utilizados como inhibidores de arcillas tales como las aminas y el glicol en otras regiones del mundo, utilizados para disminuir inconvenientes que involucra la hidratación de la arcilla y lutita.

Luego de una evaluación de las características de los aditivos utilizados en la formulación, de sus propiedades y de la evaluación de los inhibidores utilizando muestras de arcilla comercial mediante pruebas de laboratorio tales como hinchamiento lineal y rolado, se seleccionará el fluido polimérico inhibido Amina-Glicol de mejor desempeño y cuya aplicación sea técnicamente factible para la perforación del campo en estudio.

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
RESUMEN.....	vii
CONTENIDO .....	viii
LISTA DE FIGURAS .....	xiii
LISTA DE TABLAS .....	xv
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN .....	17
1.1. Planteamiento del Problema.....	17
1.2. Objetivos del Estudio .....	18
1.2.1. Objetivo General .....	18
1.2.2. Objetivos Específicos .....	19
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO .....	20
2.1. Antecedentes .....	20
2.2. Reseña de Inpark Drilling Fluids .....	24
2.3. Fluidos de perforación.....	25
2.4. Funciones del fluido de perforación.....	25
2.4.1. Transportar y remover el ripio del fondo del hoyo o pozo.....	25
2.4.2. Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación .....	26
2.4.3. Cubrir la pared del hoyo con un revoque .....	26
2.4.4. Controlar la presión de la formación.....	26
2.4.5. Mantener en suspensión el ripio y el material densificante.....	26
2.4.6. Soportar parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento .....	27
2.4.7. Mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo.....	27



2.4.8. Facilitar la obtención de información acerca de las formaciones perforadas .....	27
2.4.9. Transmitir potencia hidráulica a la barrena .....	27
2.5. Problemas operacionales durante la perforación de pozos.....	28
2.5.1. Corte de gas .....	28
2.5.2. Pérdida de circulación .....	28
2.5.3. Pega de tubería .....	29
2.5.4. Intrusión de agua salada .....	30
2.6. Composición del fluido de perforación.....	30
2.6.1. Fase líquida.....	31
2.6.1.1. Agua.....	31
2.6.1.2. Aceite.....	32
2.6.2. Fase sólida .....	32
2.6.2.1. Sólidos inertes.....	32
2.6.2.2. Sólidos reactivos.....	33
2.7. Clasificación de los fluidos de perforación.....	33
2.7.1. Fluidos base aceite.....	34
2.7.2. Fluidos base agua .....	35
2.7.3. Fluidos no inhibitorios.....	36
2.7.4. Fluidos inhibitorios.....	36
2.7.5. Fluidos neumáticos.....	36
2.8. Aditivos de los fluidos de perforación .....	36
2.8.1. Densificantes .....	37
2.8.2. Viscosificantes.....	37
2.8.3. Controladores de filtrado.....	37
2.8.4. Dispersantes.....	38
2.8.5. Controladores de pH.....	38
2.8.6. Estabilizadores de lutitas .....	39
2.8.7. Polímeros.....	39

2.8.7.1. Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA) .....	40
2.8.7.2. Otros polímeros .....	40
2.8.8. Aminas.....	41
2.8.9. Sales.....	41
2.8.10. Glicoles.....	42
2.9. Contaminantes de los fluidos de perforación .....	42
2.9.1. Cemento.....	43
2.9.2. Lutitas .....	43
2.9.3. Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ).....	43
2.10. Propiedades de los fluidos de perforación.....	44
2.10.1. Densidad .....	44
2.10.2. Reología.....	44
2.10.2.1. Viscosidad plástica .....	45
2.10.2.2. Punto cedente.....	45
2.10.2.3. Resistencia de geles .....	46
2.11. Viscosidad .....	47
2.12. Filtración .....	47
2.13. Contenido de líquidos y sólidos .....	48
2.14. pH .....	48
2.15. Modelos reológicos .....	48
2.15.1. Modelo plástico de Bingham.....	49
2.15.2. Modelo de la Ley Exponencial.....	49
2.16. Tipos de fluidos.....	50
2.16.1. Newtonianos .....	50
2.16.2. No- newtonianos.....	51
2.17. Propiedades químicas .....	51
2.17.1. Alcalinidad .....	51
2.17.2. P <sub>f</sub> y M <sub>f</sub> .....	52
2.17.3. Cloruros .....	54

2.17.4. Dureza de calcio .....	54
2.17.5. Capacidad de intercambio catiónico.....	54
2.18. Arcillas .....	55
2.18.1. Clasificación de las arcillas .....	59
2.18.1.1. Esmectitas.....	59
2.18.1.2. Ilita.....	60
2.18.1.3. Cloritas.....	61
2.18.1.4. Caolinita.....	61
2.18.1.5. Lutitas .....	61
2.18.2. Hidratación de arcillas.....	63
2.18.2.1. Etapas esenciales en la hidratación del agua en la arcilla.....	64
2.18.2.2. Influencia catiónica sobre la hidratación de las arcillas .....	66
2.19. Efectos de la interacción entre las lutitas y el agua.....	67
2.19.1. Dispersión.....	68
2.19.2. Hinchamiento .....	68
2.20. Mecanismo del movimiento del agua en las lutitas.....	70
2.20.1. Desbalance en el potencial químico del agua.....	71
2.20.2. Desbalance en el flujo hidráulico a través de la Lutita.....	71
2.20.3. Teoría de la membrana semi-permeable.....	72
2.21. La Cuenca Oriental de Venezuela.....	72
2.22. Estratigrafía Local .....	74
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	76
3.1. Caracterizar los aditivos químicos empleados en la formulación del fluido Amina-Glicol.....	76
3.2. Determinar la proporción de miscibilidad (concentración lb/bbl), de la amina y el glicol en el fluido polimérico inhibido .....	76
3.3. Aplicar las pruebas de envejecimiento y rolado a los fluidos para comparar sus propiedades con las iniciales.....	79

3.4. Evaluar la inhibición del fluido polimérico inhibido Amina-Glicol mediante ensayos de hinchamiento lineal de arcillas y capacidad inhibitoria .....	81
3.5. Seleccionar el fluido polimérico inhibido Amina-Glicol de mejor desempeño y cuya aplicación sea técnicamente factible para la perforación en el campo Arecuna.....	82
<b>CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b> .....	<b>83</b>
4.1. Caracterizar los aditivos químicos empleados en la formulación del fluido Amina-Glicol.....	83
4.2. Determinar la proporción de miscibilidad (concentración lb/bbl), de la amina y el glicol en el fluido polimérico inhibido .....	87
4.3. Aplicar las pruebas de envejecimiento y rolado a los fluidos para comparar sus propiedades con las iniciales.....	92
4.4. Evaluar la inhibición del fluido polimérico inhibido Amina-Glicol mediante ensayos de hinchamiento lineal de arcillas y capacidad inhibitoria .....	94
4.5. Seleccionar el fluido polimérico inhibido Amina-Glicol de mejor desempeño y cuya aplicación sea técnicamente factible para la perforación en el campo Arecuna.....	120
<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>122</b>
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	<b>124</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA CITADA</b> .....	<b>125</b>
<b>METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO</b> .....	<b>127</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Composición de los Fluidos de Perforación. Fuente: (Manual de BAROID 2002.....	31
Figura 2.2. Reacciones del Azul de Metileno con la Arcilla .....	55
Figura 2.3. Diagrama Estructural de un Octaedro Alumínico Simple .....	56
Figura 2.4. Diagrama Estructural de un Tetraedro de Sílice y una Red Hexagonal .	57
Figura 2.5. Esquema de Arreglo de Átomos de Celda Unitaria de Dos Capas.....	57
Figura 2.6. Esquema de Arreglo de Celda Unitaria de Tres Capas.....	58
Figura 2.7. Estructura de las Arcillas .....	58
Figura 2.8. Diagrama de Red Cristalina Expandible de Tres Capas.....	59
Figura 2.9. Proceso de Hidratación. ....	64
Figura 2.10. Etapas de la Hidratación del Agua en la Arcilla.....	66
Figura 2.11. Ejemplo Gráfico de las Consecuencias del Hinchamiento de Lutitas ....	69
Fig. 2.12 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	73
Figura 4.1. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 1 formulación 1 .....	98
Figura 4.2. % Hinchamiento vs Tiempo fluido dos formulación 1.....	99
Figura 4.3. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 3 formulación 1 .....	99
Figura 4.4. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 4 formulación 1 .....	100
Figura 4.5. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 5 formulación 1 .....	101
Figura 4.6. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 6 formulación 1 .....	101
Figura 4.7. % Hinchamiento vs Tiempo de los fluidos del 1 al 6 de la formulación 1 .....	102
Figura 4.8. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 1 formulación 2 .....	103
Figura 4.9. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 2 formulación 2 .....	103
Figura 4.10. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 3 formulación 2 .....	104
Figura 4.11. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 4 formulación 2 .....	105
Figura 4.12. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 5 formulación 2 .....	106

Figura 4.13. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 6 formulación 2 .....	107
Figura 4.14. % Hinchamiento vs Tiempo de los fluidos del 1 al 6 de la formulación 2 .....	108
Figura 4.15. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 1 formulación 3 .....	109
Figura 4.16. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 2 formulación 3 .....	110
Figura 4.17. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 3 formulación 3 .....	111
Figura 4.18. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 4 formulación 3 .....	112
Figura 4.19. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 5 formulación 3 .....	113
Figura 4.20. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 6 formulación 3 .....	114
Figura 4.21. % Hinchamiento vs Tiempo de los fluidos del 1 al 6 de la formulación 3 .....	115
Figura 4.22. % Hinchamiento vs Tiempo fluido base sin inhibidores .....	116

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Interpretación de Pf y Mf.....	53
Tabla 2.2. Interpretación de las Características del Lodo.....	53
Tabla 2.3. Diámetros Iónicos y de Hidratación de los Cationes Comunes.....	67
Tabla 2.4. Topes Formacionales estimados.....	75
Tabla 3.1. Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación del Fluido Patrón.....	77
Tabla 3.2. Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación 1.....	78
Tabla 3.3. Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación 2.....	78
Tabla 3.4 Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación 3.....	79
Tabla 4.1. Resultados de las propiedades del fluido Patrón.....	88
Tabla 4.2. Resultados de las propiedades para los sistemas de fluidos de la formulación 1.....	89
Tabla 4.3. Resultados de las propiedades para los sistemas de fluidos de la formulación 2.....	90
Tabla 4.4. Resultados de las propiedades para los sistemas de fluidos de la formulación 3.....	91
Tabla 4.5. Resultados de las pruebas de envejecimiento y rolado de los fluidos 1 y 6 de la formulación 1 y de los fluidos 1 y 6 de la formulación 3.....	93
Tabla 4.6. Formulación de los Sistemas a base de Amina- Glicol de los fluidos de la formulación 1, para la realización de las Pruebas de Hinchamiento Lineal.....	95
Tabla 4.7. Formulación de los Sistemas a base de Amina- Glicol de los fluidos de la formulación 2, para la realización de las Pruebas de Hinchamiento Lineal.....	96
Tabla 4.8. Formulación de los Sistemas a base de Amina- Glicol de los fluidos de la formulación 3, para la realización de las Pruebas de Hinchamiento Lineal.....	97
Tabla 4.9. % Hinchamiento y % Inhibición de los fluidos del 1 al 6 de la Formulación 1.....	117

Tabla 4.10. % Hinchamiento y % Inhibición de los fluidos del 1 al 6 de la Formulación 2 .....	117
Tabla 4.11. % Hinchamiento y % Inhibición de los fluidos del 1 al 6 de la Formulación 3 .....	118
Tabla 4.12. Capacidad Inhibitoria (lbs/bls) de la formulación 1.....	119
Tabla 4.13. Capacidad Inhibitoria (lbs/bls) de la formulación 2.....	119
Tabla 4.14. Capacidad Inhibitoria (lbs/bls) de la formulación 3.....	120



# **CAPÍTULO I.**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1. Planteamiento del Problema**

La Industria Petrolera, se encuentra en vanguardia de nuevas tecnologías de perforación, esto debido a que hay horizontes y ventanas de oportunidades que exigen cada vez mejor rentabilidad y eficiencia operativa. En la actualidad el consumo energético ha crecido en un índice acelerado, ya que se ha expandido la población demográfica y geográficamente a un ritmo vertiginoso, lo que hace necesario que se incremente la producción de crudo para cumplir con las demandas de consumo energético, tanto nacional como internacional, y por lo tanto explorar nuevas áreas.

Para la perforación de pozos nuevos se debe seleccionar un fluido que considere varios aspectos técnicos tales como: estabilidad de las lutitas, tolerancia a la contaminación, compatibilidad del fluido y daño de formación. El lodo apropiado para un pozo es aquel que es más económico en la perspectiva total de seguridad, costo de perforación y eventualmente costo de producción. Los factores que intervienen en esta decisión son: condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra sometido el pozo, el comportamiento del fluido bajo las características presentes en cada caso, así como también la presencia de posibles contaminantes que puedan afectar el buen desempeño del sistema. Es por ello que en el diseño de un fluido de perforación se busca cumplir con los requerimientos exigidos por el pozo, teniendo como finalidad minimizar los daños adversos a las formaciones perforadas.

Como consecuencia del proceso geológico de compactación, las lutitas se encuentran parcialmente deshidratadas y durante la perforación entran en contacto con el agua, siendo ésta adsorbida mediante mecanismos basados en gradientes

hidráulicos, químicos y/o térmicos. La interacción del agua con la lutita ocasiona el hinchamiento, la dispersión y la degradación de las propiedades de la roca; alterando los esfuerzos y la presión de poro de la formación, conllevando a problemas operacionales durante la perforación.

Bajo estos inconvenientes y con una visión focalizada en la efectividad inhibitoria de componentes arcillosos del fluido polimérico inhibido empleado en el campo Arecuna, se hace necesario estudiar sistemas base agua que cumplan con las propiedades inhibitorias requeridas permitiendo mantener los costos de perforación en niveles aceptables para la Corporación; con una mayor inhibición, menor concentración de aditivo cotejando la efectividad, la compatibilidad y la proporción de miscibilidad de la amina/glicol en el fluido polimérico inhibido. Atendiendo a estas consideraciones es necesario investigar el efecto amina/glicol como inhibidores, con el fin de lograr optimizar el fluido empleado en el Campo Arecuna Distrito San Tomé, donde la interacción lutita/inhibidor, la sinergia entre aditivos y los mecanismos de inhibición de ambos (amina/glicol) han tenido poca relevancia.

Para adquirir los resultados se realizaran pruebas de laboratorio, utilizando equipos especiales que permitirán interpretar los mismos, mediante gráficos que simulan el comportamiento de la formación ante la presencia del fluido polimérico inhibido, con la finalidad de determinar la eficiencia de inhibición de este fluido.

## **1.2. Objetivos del Estudio**

### **1.2.1. Objetivo General**

Estudiar la efectividad del sistema de fluido polimérico inhibido base Amina-Glicol, en la inhibición de componentes arcillosos en el Campo Arecuna Distrito San Tomé.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

1. Caracterizar los aditivos químicos empleados en la formulación del fluido Amina-Glicol.
2. Determinar la proporción de miscibilidad (concentración lb/bbl), de la amina y el glicol en el fluido polimérico inhibido.
3. Aplicar las pruebas de envejecimiento y rolado a los fluidos para comparar sus propiedades con las iniciales.
4. Evaluar la inhibición del fluido polimérico inhibido Amina-Glicol mediante ensayos de hinchamiento lineal de arcillas y capacidad inhibitoria.
5. Seleccionar el fluido polimérico inhibido Amina-Glicol de mejor desempeño y cuya aplicación sea técnicamente factible para la perforación en el campo Arecuna.

## **CAPÍTULO II.**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. Antecedentes**

Guzmán, estudió la capacidad inhibitoria del fluido viscoelástico empleado en el área de Boyacá con la intención de comparar y comprobar la eficiencia de inhibición del glicol (producto empleado actualmente en la perforación de pozos del área), al igual se analizaran y estudiaran 2 aditivos inhibidores propuestos la Amina y el kla-gard. Esta investigación es de tipo analítica y nivel aprehensivo con un diseño experimental ya que se manipulan las concentraciones de distintos inhibidores con el fin de analizar la capacidad de inhibición de cada uno y el efecto que ocasiona en las propiedades del fluido. A través del análisis del comportamiento de las propiedades se trata de relacionar e interpretar la incidencia de una sobre otra. Los objetivos desarrollados durante la elaboración de la investigación son: descripción geológica del área de Boyacá concluyendo con que la formación roblecito corresponde a una unidad de lutita hidrofóbica con alto contenido mineral. La caracterización de los aditivos químicos empleados en los fluidos analizados permitió conocer los tratamientos recomendados para cada uno y su función en el sistema estudiado, se formularon y evaluaron los fluidos con el fin de demostrar sus propiedades y la variación de las mismas lo que concluyó con la optimización de las propiedades en el sistema de fluido donde se empleó el Kla-Gard. Los fluidos fueron sometidos a pruebas de hinchamiento lineal de arcillas con la comparación de los resultados se obtuvo que el kla-gard mejora la inhibición de arcillas a menor concentración con respecto al glicol y la amina. Se recomienda aplicar el fluido polimérico inhibido con Kla-Gard en las formaciones del área y evaluar su comportamiento<sup>[1]</sup>.

Paraqueima, evaluó gomas xánticas e inhibidores químicos nacionales para la formulación del fluido de perforación base agua FLO-PRO, observando el impacto que tiene la sustitución de la goma y el inhibidor base del sistema por aditivos nacionales.

La realización de este proyecto consistió en hacer formulaciones con los aditivos originales y los ofrecidos por las empresas nacionales, con el fin de analizar las propiedades con ensayos físico-químicos de laboratorio: pruebas de densidad, reología a temperaturas ambiente y a 120°F mediante el uso de los viscosímetros rotacionales Fann y Brookfield, pruebas de filtración estática, pH, contenido de sólidos, alcalinidad del lodo y del filtrado, prueba de envejecimiento a 280°F por 16 horas, entre otras. Mostrando mayor interés en la capacidad de las gomas en generar elevadas viscosidades a bajas tasa de corte y del inhibidor químico de evitar la hidratación de arcillas.

Como resultado final se consiguió una formulación preparadas con una goma e inhibidor nacional, que presentó mejores propiedades que los restantes muestras de los aditivos nacionales, incluso que la goma y el inhibidor base, además de mantener estas propiedades después de la exposición a una alta temperatura y presión. Gracias a este estudio se propuso un sistema con productos nacionales que presentó un buen comportamiento en las propiedades mencionadas, que el sistema FLO-PRO base.

El análisis de la incidencia de las inhibidores con respecto a los polímeros como la goma xántica encargados de dar viscoelasticidad a los sistemas de fluidos desarrollados en esta investigación aportaron información significativa acerca del desempeño de aditivos inhibidores como la amina nacional el cual se empleo en el desarrollo del presente trabajo. Así mismo las técnicas de recolección de dato ensayos y pruebas empleadas por Paraqueima en su trabajo especial de grado refuerzan los procedimientos y data obtenidos en la presente investigación <sup>[2]</sup>.

González y Chacin, estudiaron las nuevas tecnologías en fluidos de perforación deben aumentar la productividad, reducir el daño a los yacimientos y controlar el impacto ambiental, exigen que los fluidos de perforación excedan estas expectativas.

El objetivo de esta investigación es optimizar un fluido de base agua para ser analizado en el área de Lagomedio que sea eficaz, reduzca el daño a la formación, el impacto ambiental y las pérdidas operacionales , ya que en esta área se está usando un fluido base aceite que ha ocasionado grandes restricciones de flujo (Daño a la formación)

Esta investigación se desarrolló de tipo descriptiva con un diseño documental de campo, ya que la información se obtuvo de fuentes secundarias y de las pruebas realizadas directamente en el laboratorio de fluidos. Para esto se revisaron los datos del área y se formularon cuatro sistemas de fluidos a los que se le realizaron las pruebas físico-químicas y reológicas obteniendo los valores de las propiedades de los fluidos y se simularon a condiciones de yacimientos altas temperaturas hasta 200°F y altas presiones hasta 6500lpc dando resultados de propiedades optimas en el fluido base agua de alto rendimiento ya que el usado actualmente en el área un fluido bases aceite al momento del incremento de temperatura las propiedades arrojan valores muy elevados.

Luego de obtenido los resultados se concluye que los sistemas base agua de alto rendimiento presentan excelente integridad en el ensayo de erosión de las muestras de formación del área de Lagomedio y bajo hinchamiento lineal, demostrando una inhibición superior a cualquier otro sistema de polímeros en base agua y se recomienda aplicar el fluido base agua de alto rendimiento en otras formaciones del área y evaluar su comportamiento.

Esta investigación sirvió de base documental, técnica y metodológica ya que se enfoca en la optimización de un fluido para ser implementado en el área Lagomedio en sustitución de un fluido base aceite para el desarrollo de esta investigación se emplearon técnicas y ensayos similares a los procedimientos efectuados durante la evolución de esta investigación como por ejemplo la revisión de data geológica de los campos reformulación de fluidos y comparación de la eficiencia de los mismos <sup>[3]</sup>.

Requena, trabajó con las formaciones geológicas que presentan problemas con la hidratación de arcillas de los campos: Morichal, Jobo, Bare y Melones, evaluando la eficiencia de los glicoles Gem Cp, Gem Gp y BXR-L a concentraciones de 3,5 y 6,5 % aunado a la vez con una sal Acetato de Potasio.

La interacción entre los aditivos y las arcillas fue el enfoque que permitió determinar los inhibidores de mayor eficiencia y explorar el mecanismo por el cual los glicoles logran inhibir las arcillas estando por debajo del punto de nube, sometidos a pruebas de hinchamiento lineal, de dispersión y tiempo de succión capilar. El fluido con glicol Gem Cp combinado con acetato de potasio; resultó con mayor efectividad de inhibición desde el punto de vista de hidratación y dispersión, demostrando a la vez que la condición de punto de nube no es necesaria para alcanzar una buena inhibición. Esto permite concluir que el comportamiento radica en la intervención de los glicoles con la formación de puentes de hidrógenos entre el agua y las arcillas, formando una membrana que restringe la invasión de fluidos y estabilizando las arcillas eficientemente.

Además, la adición de acetato de potasio mejora radicalmente el desempeño de inhibición de los glicoles. En vista, de que el uso de glicoles contrarresta los problemas de hinchamiento de arcillas, se verifica el impulso con éxito seguro por parte de la empresa Halliburton-Baroid de Venezuela, la alternativa del uso de fluidos base agua combinado con glicol.

Este trabajo sirvió de base para la descripción del glicol como inhibidor de arcillas es un estudio similar al presentado por tanto se tomaron referencias bibliográficas y datos acerca del mismo. Así mismo reforzó la descripción de los campos pertenecientes a la Faja del Orinoco para el presente trabajo ya que este describe los campos aledaños a la zona de estudio. Los instrumentos y técnicas de laboratorio para la recolección de datos son similares ya que al igual que en esta investigación Requena Sicirucá desarrollo su investigación en un laboratorio integral de fluidos de perforación <sup>[4]</sup>.

## **2.2. Reseña de Inpark Drilling Fluids**

Inpark Drilling Fluids, S.A. está conformada por una plataforma con una extensa capacidad técnica y productiva, que abarca tradicionales e innovadores campos de la industria petrolera, destinada e brindar servicios y productos de alta calidad con ventajas competitivas. Sus oficinas en las principales ciudades del País, permiten brindar un mayor y mejor servicio en cada una de las operaciones que realizan.

El éxito de sus actividades desarrolladas, se debe a la bien lograda mezcla de audacia y prudencia, anticipación y adaptación, competitividad y creatividad y, por supuesto, a la calidad del equipo de trabajo. Inpark Drilling Fluids, S.A. avanza una política de ampliación de campos de acción desarrollando y fortaleciendo la originalidad comercial en sus ofertas.

Los principios que constituyen la fuerza de Inpark Drilling Fluids, S.A., están reflejados en su dirección, gestión y organización clara, el respeto al factor humano, el clima social, espíritu de servicio y sentido de calidad, entiende la necesidad de la industria petrolera de ser eficiente y competitiva esta asociada a su carácter de motor



fundamental para el crecimiento de las principales áreas de la economía venezolana, por tanto es un compromiso para Inpark Drilling Fluids, S.A. proveer a sus clientes un servicio con una calidad que responda a las más altas exigencias de los mercados nacionales e internacionales <sup>[5]</sup>.

### **2.3. Fluidos de perforación**

Es un fluido, de características físicas y químicas apropiadas, que puede ser base agua o base aceite; de aire; gas o combinaciones de agua y aceite (fluido invertido) con diferentes contenido de sólidos. Debe presentar baja toxicidad, corrosividad e inflamabilidad; pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además, estable a las temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y ser inmune al desarrollo de bacterias <sup>[6]</sup>.

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

El propósito fundamental del fluido es ayudar a hacer rápida y segura la perforación, mediante el cumplimiento de ciertas funciones. Sus propiedades deben ser determinadas por distintos ensayos y es responsabilidad del encargado en fluidos durante la operación comparar las propiedades a la entrada y salida del hoyo para realizar los ajustes necesarios. Si el fluido falla en satisfacer una u otra función, se puede cambiar su composición o mejorarse agregándole agua, arcillas comerciales, material densificante o algún producto químico. Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes: <sup>[7]</sup>.

#### **2.4.1. Transportar y remover el ripio del fondo del hoyo o pozo**

La densidad y la viscosidad son dos propiedades del fluido que tienen influencia en la extracción del ripio. Sin embargo, el factor más importante es la

velocidad de circulación o velocidad anular, que depende del caudal circulante y de la capacidad anular en el hoyo<sup>[7]</sup>.

#### **2.4.2. Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación**

El fluido actúa como lubricante. La fricción originada por el contacto de estos equipos con las formaciones genera calor. Este calor es removido parcialmente por el fluido circulante y expulsado cuando el fluido alcanza la superficie<sup>[7]</sup>.

#### **2.4.3. Cubrir la pared del hoyo con un revoque**

El revoque (torta que se forma en las paredes del hoyo debido a la filtración del fluido de perforación hacia la formación), debe ser liso, delgado, flexible e impermeable para minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería o su adhesión a las paredes del hoyo<sup>[7]</sup>.

#### **2.4.4. Controlar la presión de la formación**

La presión hidrostática ejercida por la columna de fluido debe contrarrestar la presión de las formaciones<sup>[7]</sup>.

#### **2.4.5. Mantener en suspensión el ripio y el material densificante**

La propiedad tixotrópica del fluido permite mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación del fluido para luego conducirlos a la superficie cuando se reinicia. Bajo condiciones estáticas, la resistencia o fuerza de gel en fluidos pesados, debe evitar la precipitación del material densificante<sup>[7]</sup>.

#### **2.4.6. Soportar parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento**

Cuando estos equipos se insertan en el hoyo, el fluido de perforación, apoyado en el fenómeno de flotación de los sólidos en los líquidos, debe contribuir a soportar el peso de los mismos <sup>[7]</sup>.

#### **2.4.7. Mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo**

El fluido debe tener propiedades químicas y físicas que permitan mantener la estabilidad del hoyo, evitando derrumbes o socavamientos en zonas de alta inestabilidad, como Lutitas y arcillas <sup>[7]</sup>.

#### **2.4.8. Facilitar la obtención de información acerca de las formaciones perforadas**

La calidad del fluido debe permitir la obtención de toda la información necesaria para valorar la capacidad productiva de petróleo de las formaciones perforadas. Las características físicas y químicas del fluido deben ser tales que puedan asegurar la información geológica deseada, es decir, la obtención de los mejores registros eléctricos y de toma de núcleos (muestras de la formación preservada intacta) <sup>[7]</sup>.

#### **2.4.9. Transmitir potencia hidráulica a la barrena**

El fluido es el medio por el cual se transmite, a través de la barrena, la potencia hidráulica al fondo del hoyo desde la superficie <sup>[7]</sup>.

## **2.5. Problemas operacionales durante la perforación de pozos**

Durante las operaciones de perforación en un pozo se presentan numerosos problemas que de una u otra forma impiden que se lleve a cabo con eficacia dicha operación. Entre los problemas que se presentan se pueden nombrar los siguientes:

### **2.5.1. Corte de gas**

Cuando se penetra una formación gasífera, el gas se incorpora en el lodo dentro del espacio anular. A medida que el gas circula hacia la superficie, la presión hidrostática encima de gas disminuye. Esta reducción permite la expansión del gas. El grado de expansión es mayor cuando el gas llega a la superficie, donde la presión hidrostática se reduce a cero. A medida que el gas se expande en el lodo, la densidad del lodo disminuye. Por lo tanto, la densidad del lodo es más baja en la superficie, donde la expansión del gas es más alta. Este fenómeno se llama “corte por gas” y se dice que el lodo está “cortado por gas”<sup>[8]</sup>.

### **2.5.2. Pérdida de circulación**

La pérdida de lodo hacia las formaciones se llama pérdida de circulación o pérdida de retornos. Desde el punto de vista histórico, la pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuye a los altos costos del lodo. Otros problemas del pozo, como la inestabilidad del pozo, la tubería pegada, e incluso los reventones, son consecuencias de la pérdida de circulación. Además de las ventajas claras que se obtienen al mantener la circulación, la necesidad de impedir o remediar las pérdidas de lodo es importante para otros objetivos de la perforación, como la obtención de una evaluación de la formación de buena calidad y el logro de una adherencia eficaz del cemento primario sobre la tubería de revestimiento.

La pérdida de circulación puede producirse de dos maneras básicas, una de ellas es por pérdida de lodo hacia las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas y la otra es por pérdida de lodo causada por la fracturación hidráulica producida por presiones inducidas excesivas [8].

### **2.5.3. Pega de tubería**

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema puede variar de una inconveniencia menor que puede causar un ligero aumento de los costos, a complicaciones graves que pueden tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. Un gran porcentaje de casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe el pozo alrededor de la pega de tubería, llamada pescado, y que se perfore de nuevo el intervalo. La prevención y la corrección de los problemas de pega de tubería dependen de la causa del problema.

En general, la tubería se pega mecánicamente o por presión diferencial. La pegadura mecánica es causada por una obstrucción o restricción física. La pegadura por presión diferencial es causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobrebalanceada que actúan sobre la columna de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable. La pegadura mecánica ocurre generalmente durante el movimiento de la columna de perforación. También es indicada por la circulación bloqueada. Sin embargo, ocasionalmente se puede observar una cantidad limitada de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, incluso cuando la tubería está pegada mecánicamente.

La pegadura por presión diferencial ocurre generalmente cuando la tubería está estacionaria, tal como cuando se hacen las conexiones o cuando se realiza un registro. Está indicada por la circulación completa y la ausencia de movimiento

ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, con la excepción del estiramiento y torque de la tubería <sup>[8]</sup>.

#### **2.5.4. Intrusión de agua salada**

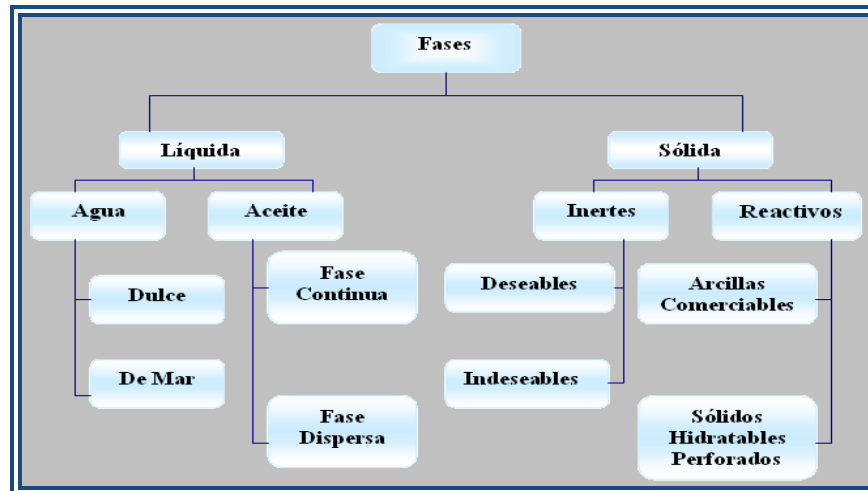
Cualquier amenaza debería ser tratada como una arremetida de gas hasta que se haya determinado que se trata de otro tipo de intrusión. En la mayoría de los casos, una intrusión de agua salada es más fácil de controlar que una intrusión de gas, pero las intrusiones de agua salada pueden causar problemas. El agua salada suele contener sodio, calcio, magnesio y otros iones. Estos iones reaccionan con el lodo para modificar su química. El resultado más común de esta reacción es el aumento de la viscosidad y del filtrado. La concentración y el tipo de ión determinan la medida en que las propiedades del lodo serán afectadas. Altas viscosidades y altos filtrados pueden causar la pérdida de circulación y/o la pegadura de la tubería.

Cuando se detecta una amenaza, los cálculos correspondientes deben ser realizados para identificar el influjo. Si los cálculos indican un flujo de agua salada, será necesario establecer un plan para eliminar el agua salada y la mayor cantidad posible de lodo contaminado cuando éstos lleguen a la superficie. Será necesario restituir lo antes posible las propiedades del lodo a los rangos deseados, mediante la dilución y el tratamiento con los productos químicos apropiados. Si hay suficiente tiempo, pruebas piloto deberían ser realizadas antes de tratar el sistema de lodo <sup>[8]</sup>.

#### **2.6. Composición del fluido de perforación**

La composición de los fluidos de perforación dependerá de las exigencias de cada operación de perforación en particular. La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de formaciones, que a la vez, pueden requerir diferentes tipos de fluidos. En su gran mayoría los lodos de perforación son de base acuosa, donde la

fase continua es el agua o de base aceite, donde la fase continua es el aceite. Sin embargo, en términos generales los lodos de perforación se componen en dos fases, una fase líquida y una fase sólida <sup>[9]</sup>. (Figura 2.1).



**Figura 2.1. Composición de los Fluidos de Perforación. Fuente: (Manual de BAROID 2002**

### 2.6.1. Fase líquida

Esta fase está compuesta por el agua y el aceite.

#### 2.6.1.1. Agua

Puede existir de dos tipos que son:

- **Agua dulce:** Es un fluido newtoniano ideal para perforar zonas de bajas presiones. Es económica, abundante, no requiere tratamiento químico, provee el

mejor líquido en el uso de los métodos de evaluación de formaciones y resulta mejor dispersante químico para controlar sólidos por dilución.

- **Agua salada:** Son aconsejables cuando se está perforando secciones salinas o cuando se requiere mantener el ensanchamiento del hoyo al mínimo. También se usa para operaciones de completación y reacondicionamiento de los pozos.

#### 2.6.1.2. Aceite

El aceite puede coexistir un sistema de perforación según lo que se requiera en el momento de la perforación, es decir, puede estar como fase continua o como fase dispersa <sup>[9]</sup>.

- **Fase continua:** El aceite se puede usar como fase continua para mejorar la estabilidad del hoyo y mantener las arcillas hinchables inhibidas, también para minimizar el atascamiento de tuberías y además para perforar zonas de altas temperaturas.

- **Fase dispersa:** En la fase dispersa, el aceite sirve para darle lubricidad al lodo, disminuir el filtrado API y minimizar los problemas de torque y arrastre.

#### 2.6.2. Fase sólida

Dentro de esta fase se encuentran los sólidos inertes y los reactivos:

##### 2.6.2.1. Sólidos inertes



Dentro de este tipo de sólidos tenemos los deseables y los indeseables

- **Deseables:** Son sólidos no reactivos de alta gravedad específica que sirve para darle peso al lodo, dentro de estos tenemos: Sulfato de Bario, Sulfuro de Plomo, Óxido de Hierro y Carbonato de Calcio.

- **Indeseables:** Son sólidos perforados como Arenas, Sílice, Calizas y Dolomitas. Este tipo de sólidos debe ser removido del lodo tan pronto como sea posible.

#### 2.6.2.2. Sólidos reactivos

Son sólidos arcillosos que poseen cargas eléctricas, se pueden agregar al lodo o ser incorporados de la formación, entre los que se agregan al fluido se encuentran los comerciales (Bentonita) y entre los incorporados a la formación se encuentran las arcillas de la formación<sup>[9]</sup>.

### 2.7. Clasificación de los fluidos de perforación

Generalmente se pueden clasificar en tres tipos de fluidos dentro de las operaciones de perforación, dentro de los cuales se pueden encontrar los fluidos de perforación Base Agua, los Base Aceite y los Fluidos Neumáticos o Aireados<sup>[10]</sup>.

En las operaciones de perforación, se usan diferentes sistemas de fluido base agua (lodos). Los sistemas básicos de fluido de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión del pozo aumentan. Típicamente se usan varios tipos de sistemas de fluido de perforación en cada pozo. Varios factores claves afectan la selección del sistema o de los sistemas de fluido de perforación para un pozo específico. El fluido

de perforación más rentable para un pozo o intervalo debería estar basado en los siguientes criterios:

- Aplicación (sección del hoyo)
- Geología (formaciones esperadas)
- Problemas potenciales (problemas relacionados con las Lutitas, tubería pegada, pérdida de circulación.
- Datos de perforación (Profundidad, tamaño del pozo, etc.).<sup>[10]</sup>.

Entre los sistemas utilizados:

### **2.7.1. Fluidos base aceite**

Estos fluidos tienen como fase continua un aceite, el cual generalmente es diesel; sin embargo, también se utilizan crudos, aceites minerales y sintéticos. Cuando existe una fase discontinua formada por agua se denomina fluido invertido y debe contener agentes emulsificantes para lograr la homogeneidad.

El principal uso de estos fluidos es perforar Lutitas y mantener la estabilidad del hoyo. Son utilizados en la construcción de pozos altamente desviados debido a su gran lubricidad y habilidad para prevenir la hidratación de las arcillas. Pueden ser seleccionados para aplicaciones especiales, como zonas de altas temperaturas y presiones, minimizando el daño a las formaciones y toma de núcleos. Otra razón del uso de estos fluidos es la resistencia a contaminantes tales como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

El costo es la mayor preocupación cuando se seleccionan fluidos base aceite. Inicialmente, el costo por barril es muy alto comparado a los fluidos base agua convencionales. Debido a que estos fluidos pueden ser reacondicionados y rehusados,

los costos para un programa de múltiples pozos pueden ser comparables al uso de fluidos base agua <sup>[10]</sup>.

### **2.7.2. Fluidos base agua**

Son aquellos en los cuales la fase continua es el agua. Generalmente son fáciles de diseñar con bajo costo de mantenimiento y pueden ser formulados para superar cualquier dificultad durante la perforación. En las operaciones de perforación se usan diferentes tipos de sistema de fluidos base agua. Los sistemas básicos de fluido de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión del pozo aumentan.

De acuerdo al efecto del lodo sobre los sólidos perforados y sobre las arcillas de formación, se pueden clasificar los lodos en no dispersos y dispersos. Estos, a su vez, pueden o no estar inhibidos. En un lodo no disperso, no se utilizan adelgazantes (inhibidores de arcillas) y las arcillas comerciales agregadas y/o incorporadas van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural.

El término no-inhibido se refiere a la ausencia de iones de potasio, calcio o sodio que permitan inhibir las arcillas de formación. Un lodo tiene propiedades inhibitorias cuando contienen cationes, o agentes encapsulantes, o ambos, en cantidades suficientes. Por ello, los lodos inhibitorios de base acuosa reducen o inhiben la interacción entre el lodo y las arcillas de la formación.

Además de poseer una reología invertida, los lodos no dispersos de bajo contenido de sólidos dan una alta pérdida de agua en comparación con los lodos dispersos por dos razones principales: primero, por ausencia de defloculantes y segundo porque el contenido de sólidos coloidales es bajo. Actualmente se han diseñado sistemas de fluidos base agua, muy estables dentro de un amplio rango de aplicaciones entre ellas se encuentran los siguientes sistemas: <sup>[10]</sup>.

### **2.7.3. Fluidos no inhibitorios**

Son aquellos que no suprimen significativamente la hidratación de las arcillas, se componen de arcillas nativas o bentonitas comerciales con soda cáustica o cal. También pueden contener defloculantes o dispersantes, como lignitos, lignosulfonatos o fosfatos <sup>[10]</sup>.

### **2.7.4. Fluidos inhibitorios**

Retardan apreciablemente la hidratación de las arcillas, mediante la inclusión de cationes como el sodio, calcio o potasio. Por lo general, el ion potasio proporciona la mayor inhibición para el hinchamiento de las arcillas. Estos sistemas son usados para perforar arcillas hidratables o arenas que las contengan. Como la fuente del catión es una sal, el costo debido a la disposición final del fluido puede encarecer su aplicación <sup>[10]</sup>.

### **2.7.5. Fluidos neumáticos**

Los fluidos neumáticos pueden ser: Aire, niebla, espuma o gas natural. Se usan por lo general, en aquellas áreas donde la pérdida de circulación constituye un problema grave. La perforación con fluidos neumáticos es muy rápida y ofrece la ventaja de causar un mínimo daño a la formación <sup>[10]</sup>.

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

El fluido de perforación está constituido por una serie de compuestos de origen químico, orgánico o inorgánico que se utilizan con la finalidad de lograr en algunos casos y de mejorar en otros, algunas de sus propiedades afectadas por efecto de agentes externos a ellos. Entre los aditivos más importantes se tiene:

### **2.8.1. Densificantes**

Son materiales que al ser disueltos o suspendidos en el fluido de perforación, incrementan la densidad del mismo permitiendo poder controlar las presiones de formación, derrumbes en áreas geológicamente inestables. Cualquier sustancia que posea una densidad más alta que el agua (8,33 LPG) y que se pueda adicionar a un sistema sin que afecte sus propiedades, puede ser utilizado como densificante. Lo más usados son: Hematita ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), Magnetita ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ), Sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ ), Siderita ( $\text{FeCO}_3$ ), Dolomita [ $\text{CaMg}(\text{CO}_3)$ ], Calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) <sup>[11]</sup>.

### **2.8.2. Viscosificantes**

La remoción de los recortes perforados por la mecha es una de las funciones más importantes del fluido de perforación. El uso de viscosificantes permite mejorar la habilidad de remoción por parte del fluido y a la vez proporciona propiedades de suspensión del material densificante durante las operaciones de viaje de tubería, cuando el fluido está en reposo. Los materiales más utilizados son Arcillas y Polímeros <sup>[11]</sup>.

### **2.8.3. Controladores de filtrado**

La cantidad de fluidos que pasan hacia la formación permeable cuando el fluido está sometido a presión diferencial, debe ser controlada para así evitar posibles daños a las formaciones productoras, evitar hinchamiento de Arcillas reactivas (hidrófilas), que pueden originar problemas de inestabilidad del hoyo. La pérdida de filtrado hacia la formación se puede controlar de tres formas distintas: formando un revoque

defloculado sobre las paredes del hoyo, el cual forma una capa delgada y poco permeable. Si la fase líquida que está invadiendo la formación es viscosa (uso de Polímeros), la tasa de filtración es más reducida.

Otra forma para lograr el control de la filtración es mediante la creación de un revoque compresible, adicionándole al fluido materiales coloidales como el asfalto y los almidones. Los materiales más utilizados como controladores de filtrado son la bentonita, los polímeros manufacturados, almidones y adelgazantes orgánicos <sup>[11]</sup>.

#### **2.8.4. Dispersantes**

La reología de un fluido de perforación se puede manejar controlando la concentración del o los viscosificantes que utilice el sistema. Sin embargo, muchas veces no se puede lograr ese control de la reología y se tienen que utilizar materiales adelgazantes, dispersantes o defloculantes, los cuales son químicamente aniónicos y se adhieren a las partículas de arcilla haciéndolas más negativas, lo cual reduce las fuerzas de atracción, incrementan la dispersión y con ello reducen la resistencia al flujo.

Estos materiales también reducen la filtración, disminuyen el revoque, contrarrestan efectos e sales disueltas en el sistema, pueden actuar como emulsificantes de aceite en agua y como estabilizadores del flujo a altas temperaturas de fondo del pozo. Los más utilizados son: taninos, silicatos, fosfatos, lignitos, lignosulfonatos modificados <sup>[11]</sup>.

#### **2.8.5. Controladores de pH**

Son materiales que se utilizan para mantener un rango de pH en el sistema con la finalidad de asegurar la acción efectiva de otros aditivos empleados en el lodo. La

detección de contaminantes depende del control de los valores de alcalinidad y del pH del sistema, ya que se verá afectada la solubilidad o precipitación de materiales como polímeros, lignosulfonatos, etc. Entre los materiales usados más frecuentemente para el control del pH se tiene los siguientes: Soda Cáustica (NaOH); Hidróxido de Potasio (KOH); Cal (Ca (OH)<sub>2</sub>) <sup>[11]</sup>.

#### **2.8.6. Estabilizadores de lutitas**

La presencia de Lutitas sensibles al agua, puede originar serios problemas durante la perforación del hoyo, entre los cuales están los derrumbes e hinchamiento de las mismas con las consecuencias de atascamiento de la sarta de perforación, cambio en la reología del fluido y los consecuentes aumentos de los costos de perforación. Para este tipo de formaciones se utilizan agentes especiales para estabilizarlas a través de mecanismo de inhibición de las características de hidratación y la dispersión de materiales arcillosos en el sistema. Los polímeros, aminas y sales aportan inhibición química debido a que estos interactúan con la estructura de la roca para cumplir su función <sup>[11]</sup>.

#### **2.8.7. Polímeros**

Un polímero es cualquier sustancia originada de unidades estructurales, denominadas monómeras, que se repiten en cadena mediante un proceso de polimerización. Son coloides orgánicos de cadena larga que se utilizan hoy día como viscosificantes, agentes de control de filtrado, adelgazantes o como encapsulantes de los sólidos perforados. Los polímeros se clasifican según su estructura química y física. Químicamente existen dos grupos: los que se derivan de la celulosa y los que se derivan de los alcoholes. Físicamente, pueden ser iónicos o no iónicos; los iónicos son los que poseen cargas eléctricas, se ionizan en agua y el tipo de carga que van a desarrollar determinará su utilidad.

Estos a su vez se clasifican en: simples (aniónicos y catiónicos), los cuales poseen un grupo funcional, y los complejos (aniónicos, catiónicos y anfotéricos), que tienen dos o más grupos funcionales. Dentro de los polímeros más importantes se pueden nombrar los siguientes: <sup>[11]</sup>.

#### **2.8.7.1. Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA)**

Son polímeros aniónicos de alto peso molecular, utilizados como encapsulante de arcillas. Trabajan efectivamente con concentraciones bajas de bentonita y en rango de pH de 8,5 a 9,5 porque la presencia del ion calcio limita su efectividad. Cuando la poliacrilamida se adhiere a la partícula de arcilla, ocurre una neutralización de carga y se origina un entrecruzamiento que trae como consecuencia un incremento de viscosidad y una disminución de la dispersión y el desprendimiento de la formación. La acción encapsulante de la poliacrilamida facilita la remoción del ripio de formación y minimiza el efecto de embolamiento de la mecha y la adhesión de las arcillas plásticas al ensamblaje de fondo (BHA) <sup>[11]</sup>.

#### **2.8.7.2. Otros polímeros**

Existen compañías proveedoras de fluidos de perforación que han desarrollado polímeros y copolímeros que tienen la habilidad de inhibir las lutitas. Sin embargo, los derechos de patente, no permiten la divulgación de sus estructuras químicas. Dowell drilling fluids, Inc. Desarrolló un copolímero sintético denominado IDCAP que tiene la habilidad de inhibir el hinchamiento de las arcillas a través de la encapsulación y se adsorbe fuertemente sobre la superficie de las arcillas formando una capa protectora. Es estable térmicamente hasta los 177 °C (350 °F), con un rango de toxicidad muy bajo <sup>[11]</sup>.



### 2.8.8. Aminas

Son derivados del amoníaco, en el cual la molécula uno o más átomos de hidrogeno se han sustituido por radicales de hidrocarburos. El uso de las aminas debe su efectividad básicamente a la capacidad de intercambio iónico de los minerales que conforman las arcillas de formación. Estos constan de capas con una variedad de iones débilmente asociados en las superficies de las mismas. Estos iones, en un entorno de agua se mueven libremente en la hidrósfera de las partículas de arcillas. Estas movilidades de cationes y aniones, sumadas a las grandes cantidades de agua presentes en los sistemas de fluido, son la causa más importante en la hidratación de los estratos de formación.

Básicamente lo que ocurre es la formación de enlaces tipo puentes de hidrógenos entre la amina y los minerales de las arcillas, dicho enlace es de mayor estabilidad que el formado entre los iones inhibitorios y los minerales que conforman los cristales de arcilla. Debido a que los planos de hidratación de la arcilla puede variar entre 5 y 20 Ångstrom los mismos no podrán ser expandidos gracias que los radicales derivados de la amina presentan un radio de hidratación mucho menor (1,5 – 2 Ångstrom), esto permite una mejor penetración de las arcillas evitando su activación <sup>[11]</sup>.

### 2.8.9. Sales

Como inhibidores son muy importantes por ser una fuente de iones, tales como potasio, calcio y sodio, los cuales al interactuar con las arcillas tienden a controlar el hinchamiento en presencia de un medio acuoso. Las sales inorgánicas usadas en fluidos de perforación son el cloruro de potasio (KCL), cloruro de calcio (CaCl<sub>2</sub>) y el cloruro de sodio (NaCl), con la desventaja de aportar cloruros al sistema, por lo que

habrá que tratar los fluidos antes de su disposición final, aumentando los costos totales de perforación.

Las sales orgánicas de uso más común son los formiatos a partir del ácido fórmico, tales como el formiato de potasio (KCOOH) y el formiato de sodio (NaCOOH). Estas sales aportan ventajas importantes al fluido, como alta resistencia térmica, estabilidad de las Lutitas, compatibilidad con los fluidos de la formación y mínimos daños al ambiente. El costo excesivo y la solubilidad de la barita son sus principales desventajas <sup>[11]</sup>.

#### **2.8.10. Glicoles**

Son compuestos orgánicos pertenecientes a la clase de los alcoholes, con propiedades únicas y de especial interés para la industria de los fluidos de perforación. Los aditivos basados en glicoles de uso más difundido son el polipropileno glicol (PPG) y el polietileno glicol (PEG), los cuales son de baja toxicidad, y mejoran la lubricidad, el control de filtrado y la inhibición de las lutitas <sup>[11]</sup>.

#### **2.9. Contaminantes de los fluidos de perforación**

Un contaminante del fluido se define como cualquier componente indeseado que ocasiona cambios dañinos en el fluido que puede ser introducido desde la superficie, ser parte integral de la formación o como resultado de un sobretratamiento. Éstos pueden alterar las propiedades físicas y químicas del fluido rápidamente <sup>[12]</sup>.

La severidad de los problemas ocasionados por los contaminantes depende del tipo y concentración de éstos, y del fluido de perforación. Entre las contaminaciones más frecuentes se encuentran:

### **2.9.1. Cemento**

Se presenta cuando se cementa la tubería de revestimiento y/o se perforan tapones de cemento. El cemento contiene compuestos de calcio que reaccionan con el agua para formar hidróxido de calcio (cal). La cal altera las propiedades reológicas del fluido y la pérdida de filtrado. El aumento en el pH y de la concentración de los iones calcio son los efectos más importantes para reconocer este tipo de contaminante [12].

### **2.9.2. Lutitas**

Al perforar secciones lutíticas éstas se incorporan al fluido como recortes de perforación, y tienden a dispersarse en los lodos base agua; ocasionando problemas como embolamiento de la mecha e inestabilidad de los polímeros. Deben tenerse equipos de control de sólidos de alta calidad para reducir los niveles de contaminación por este medio [12].

### **2.9.3. Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)**

Su presencia se considera como una advertencia de alta presión en la formación. El gas puede encontrarse atrapado en secciones de Lutitas de grandes espesores, puede provenir de arenas portadoras de gas o aparecer después de los trabajos que se hacen con el fin de cambiar la mecha o durante la conexión de tuberías. Forma soluciones ácidas con el agua, floculando las arcillas y causando graves problemas de corrosión. Su presencia se reconoce por la disminución de la densidad del lodo y del pH, por el aumento de pérdidas de filtrado y del punto cedente [12].

## **2.10. Propiedades de los fluidos de perforación**

Para que el fluido de perforación logre cumplir sus funciones básicas necesita contar con una serie de propiedades, las cuales son controladas según los tipos y concentraciones de aditivos que se incluyan en la formación del fluido <sup>[12]</sup>.

### **2.10.1. Densidad**

Peso por unidad de volumen. Generalmente se le da el nombre de peso del lodo y está expresado en libras por galón, libras por pie cúbico. La densidad del lodo depende del tipo de líquido utilizado y del material que se le adicione. La función principal de la densidad es mantener los fluidos contenidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación.

Adicionalmente, mantienen las paredes del hoyo al transmitir la presión requerida por las mismas. Para prevenir entrada de fluidos desde la formación al hoyo, el fluido debe proveer una presión ligeramente mayor a la presión de poros encontrada en los estratos a ser perforados. Un exceso de la densidad del fluido ocasiona altas presiones hidrostáticas provocando la fractura de la formación con la consiguiente pérdida del fluido de control y reducción de la tasa de penetración- la mecha encontrará mayor oposición a penetrar las formaciones por efecto de presión en la cara posterior de la mecha de perforación <sup>[12]</sup>.

### **2.10.2. Reología**

Es la ciencia que estudia la capacidad y comportamiento del flujo de fluidos. Describe el comportamiento de los fluidos de perforación en el espacio anular mediante la relación entre la rata, la presión de flujo, y su influencia combinada sobre las características del fluido. En un fluido de perforación se asume flujo laminar o turbulento, dependiendo de la tasa de flujo, la presión y el tamaño relativo del canal

donde se circula. El flujo laminar está asociado con bajas velocidades, como las que se encuentran en el espacio anular de un hoyo perforado. El flujo turbulento ocurre a altas velocidades y se caracteriza por un errático y desarrollado movimiento de las partículas en el fluido de perforación <sup>[12]</sup>.

#### **2.10.2.1. Viscosidad plástica**

Resistencia al fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. Es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo. Un cambio en el tamaño (reducción) de las partículas sólidas, un cambio en la forma de las mismas o una combinación de ambas, todo aumento en la superficie total expuestas de los sólidos se reflejará en el incremento de los valores de la viscosidad plástica. Existen tres formas de controlar la concentración de los sólidos perforados dilución, sedimentación y control mecánico de los mismos <sup>[12]</sup>.

#### **2.10.2.2. Punto cedente**

Resistencia de un fluido a fluir, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida del lodo, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del lodo. Valores altos de punto cedente pueden tener varias causas: presencia de contaminantes como: sal, cemento o Anhídrita, pueden provocar la floculación de la Arcilla. El punto cedente bajo condiciones de flujo depende de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos del fluido.
- La concentración de los sólidos en el volumen de fluido.
- La concentración y tipos de iones en la fase líquida del fluido.

Valores altos de punto cedente debido a la presencia de contaminantes como sal, cemento o anhidrita, pueden provocar la floculación de la arcilla. Un aumento en la concentración de sólidos aumenta el número de cargas de superficie y disminuye la distancia entre ellas. Para su tratamiento se pueden añadir sustancias químicas que anulen el efecto de las cargas eléctricas sobre las arcillas (fosfatos, taninos, lignosulfonatos). Todo aquello que produzca floculación en un fluido, determinará un incremento en el punto cedente <sup>[12]</sup>.

### **2.10.2.3. Resistencia de geles**

Es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado, después de un periodo de reposo. El conocimiento de esta propiedad es importante para saber si se presentan dificultades en la circulación. El fluido de perforación debe poseer características tixotrópicas que le permitan desarrollar una estructura de gel rígida o semi-rígida durante periodos de reposo, con la finalidad de poder cumplir con las funciones primordiales del lodo de perforación como lo es la suspensión de sólidos indeseables cuando se está realizando un viaje de tubería.

La aparición de problemas en un fluido de perforación se observa con la ocurrencia de geles progresivos o de geles instantáneos. Un amplio margen entre el gel inicial (10 seg) y el gel final (10 min) se denomina gel progresivo e indica acumulación de sólidos. Cuando ambos valores de gel son elevados se está en presencia de floculación <sup>[12]</sup>.

Altas resistencias de gel pueden causar graves problemas como:

- Retención de aire o gas en el fluido.
- Presiones excesivas al romper circulación después de un viaje.
- Reducción de velocidad de sedimentos de sólidos en superficie.

- Efecto de suabeo o succión al sacar tubería.
- Imposibilidad de correr registros eléctricos.

### **2.11. Viscosidad**

Resistencia interna que ofrece un fluido a fluir (deformarse). Para las mediciones de viscosidad se emplea el Embudo Marsh que mide la viscosidad del fluido en un tiempo medido. Es el número de segundos requeridos para que un cuarto (946 ml) de lodo pase a través de un tubo de 3/16 pulgadas, colocando a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo. El valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del lodo <sup>[12]</sup>.

### **2.12. Filtración**

Para prevenir que los fluidos de la formación entren al hoyo, la presión hidrostática de la columna de fluido debe ser mayor que la presión de los fluidos en los poros de la formación. Debido a esto el fluido tiende a invadir las formaciones permeables. Pérdidas masivas de fluido no ocurren debido a que los sólidos en el fluido no penetran la formación y se quedan en las paredes del hoyo, formando un revoque de baja permeabilidad relativa a través del cual solo el filtrado puede pasar. Los fluidos deben ser tratados para mantener la permeabilidad del revoque lo más baja posible con la finalidad de mantener el hoyo estable y minimizar la invasión de filtrado. Existen dos tipos de filtración: estática y dinámica. La estática ocurre cuando el fluido no está en movimiento, mientras que la dinámica ocurre cuando el fluido fluye a lo largo de la superficie filtrante <sup>[12]</sup>.

Los problemas que se pueden presentar durante la perforación a causa de un control de filtración inadecuado son:

- Aumentos excesivos de presión anular debido a la reducción en el diámetro efectivo del hoyo como resultado de un revoque muy grueso.
- Atascamiento diferencial de la tubería debido al aumento de la superficie de contacto entre ésta y la pared del hoyo.
- Desplazamiento insuficiente del fluido durante la perforación primaria y disminución en la producción potencial del yacimiento al dañar al mismo <sup>[12]</sup>.

### **2.13. Contenido de líquidos y sólidos**

El porcentaje de líquidos y sólidos se determina con el equipo de la retorta para medir y separar los volúmenes de agua, aceite y sólidos en una muestra de fluido. El conocimiento de la concentración y composición de los sólidos es considerado básico para el control de la viscosidad y filtración de los fluidos base agua <sup>[12]</sup>.

### **2.14. pH**

Es el grado de acidez o alcalinidad relativa del fluido que permite la detección y el tratamiento de ciertos contaminantes. Se determina a través de logaritmo negativo de la concentración molar (más exactamente de la actividad molar) de los iones hidrógenos <sup>[12]</sup>.

$$\text{pH} = -\log (\text{H}^+) \quad (\text{Ec. 1})$$

### **2.15. Modelos reológicos**

Permiten explicar el comportamiento del lodo. Para ello debe aproximarse estrechamente la relación tensión de corte-velocidad de corte; debe basarse en mediciones que puedan realizarse en el campo en forma de rutina <sup>[12]</sup>.



### 2.15.1. Modelo plástico de Bingham

Es el que más se emplea en el campo. El modelo se apoya en los datos suministrados por el viscosímetro de dos velocidades. Las lecturas en el dial del Fann 600 y 300 rpm se grafican en papel de coordenadas rectangulares. Los dos parámetros del modelo plástico de Bingham son la viscosidad plástica y el punto cedente <sup>[12]</sup>.

$$\mu_p = F_{600} - F_{300} \text{ (cps)} \quad \text{(Ec. 2)}$$

$$P_c = F_{300} - VP \text{ (lb/100pie}^3\text{)} \quad \text{(Ec. 3)}$$

### 2.15.2. Modelo de la Ley Exponencial

A velocidades bajas, las tensiones de corte obtenidas del modelo de Bingham han dado a menudo resultados muy diferentes con respecto a las condiciones reales en el pozo. Esto se explica porque las velocidades de corte en el espacio anular están frecuentemente en un rango de correspondencia a velocidades del FANN por debajo de 60 rpm; ese es un rango que el modelo de Bingham no se aproxima a los de la verdadera reología del lodo. El modelo exponencial está basado en las lecturas obtenidas en el viscosímetro para 600 y 300 rpm cuyos valores corresponden a la ecuación siguiente:

$$F = K \times P^n \quad \text{(Ec 4)}$$

Dónde:

**K**: Factor de consistencia laminar.

Es similar a la viscosidad plástica, dado que un aumento de  $k$  indica generalmente un aumento en la concentración de sólidos o una disminución del tamaño de las partículas.

**n:** Índice del comportamiento laminar.

De acuerdo a su relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte, los fluidos se dividen en newtonianos y no-newtonianos. A su vez los fluidos no newtonianos se clasifican en aquellos cuyo comportamiento es o no función del tiempo.

## **2.16. Tipos de fluidos**

### **2.16.1. Newtonianos**

Fluido básico donde el esfuerzo de cizallamiento o corte es directamente proporcional a la tasa de corte. Inician su movimiento al agregar presión al sistema ( $p > 0$ ). Entre ellos se pueden encontrar el agua, aceite, gasolina, glicerina, entre otros [12].

*Características:*

- No tiene capacidad de suspensión.
- La viscosidad es independiente del esfuerzo de corte y disminuye con temperatura.
- Fluido incompresible.
- La relación punto cedente / viscosidad plástica es igual a cero.
- Perfil de velocidades es constante, se asemeja a una Parábola.
- El índice de comportamiento de flujo es igual a uno.

- Libre de sólidos.

### **2.16.2. No- newtonianos**

Su viscosidad depende de las condiciones del flujo (movimiento de un fluido). El fluido puede ser: Tapón, laminar o turbulento. Los fluidos no newtonianos se clasifican de la siguiente manera, en función de su comportamiento con el tiempo:

- Comportamiento independiente del tiempo: Plástico, pseudoplástico y dilatante.
- Comportamiento en función del tiempo: Tixotrópicos y reopéctico <sup>[12]</sup>.

### **2.17. Propiedades químicas**

Para el control y formulación de sistemas de fluidos de perforación es necesario conocer algunas propiedades químicas, tales como: <sup>[12]</sup>.

#### **2.17.1. Alcalinidad**

Esta se define como la concentración de los iones solubles en agua que pueden neutralizar un ácido y está relacionada con la concentración de los iones hidróxilo (OH<sup>-</sup>), carbonato (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>) y bicarbonato (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) presentes en el fluido. Los iones hidróxilo y carbonato existen a un pH mayor a 8,3; mientras que el ion bicarbonato existe en un rango de pH de 4,3 – 8,3.

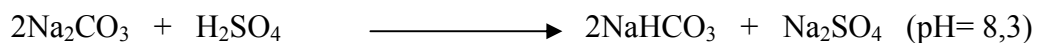
Se dice que una solución es alcalina cuando el número de iones Oxidrilo excede el número de iones Hidrógeno y puede ser considerada como el poder de neutralización de ácido de una sustancia. Entre las pruebas que se le realizan a los fluidos de perforación, las mediciones de alcalinidad pueden ser llevadas a cabo sobre

el lodo completo o sobre el filtrado. Cualquier valor de alcalinidad representa todos los iones que entrarán en reacción con el ácido dentro del espectro de pH.

Actualmente, se utilizan varios métodos para medir la alcalinidad de los lodos:  $P_f$ ,  $M_f$  y  $P_m$ , los cuales se miden determinando la cantidad de una solución ácida estándar que se requiere para neutralizar la alcalinidad presente <sup>[12]</sup>.

### 2.17.2. $P_f$ y $M_f$

Estos ensayos presuponen que la alcalinidad es debida a iones Carbonato, Bicarbonato y Oxidrilos, tomando en cuenta que no hay agentes amortiguadores presentes (Buffers). La cantidad de ácido requerida para reducir el filtrado a un pH de 8,3 es la cantidad necesaria para neutralizar todo el hidróxido y para convertir los Carbonatos a Bicarbonatos de la siguiente manera:



La adición de una cantidad mayor de ácido para titular del punto final  $P_f$  al punto final  $M_f$ , convierte los Bicarbonatos a Dióxido de Carbono y agua. La cantidad de ácido requerida depende de la cantidad de Bicarbonato que exista a nivel de pH.



Estas condiciones son válidas si sólo están presentes los iones Carbonatos, Bicarbonatos y Oxidrilos <sup>[12]</sup>.

La interpretación simultánea de  $P_f$  y  $M_f$ , permite la determinación del origen y grado de la alcalinidad del filtrado como se observa en la tabla 2.1.

**Tabla 2.1. Interpretación de Pf y Mf.**

	<b>OH</b>	<b>CO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	<b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>
<b>P<sub>f</sub> = 0</b>	0	0	<b>M<sub>f</sub>*20</b>
<b>P<sub>f</sub> = M<sub>f</sub></b>	P <sub>f</sub> * 20	0	<b>0</b>
<b>2P<sub>f</sub> = M<sub>f</sub></b>	0	P <sub>f</sub> *40	<b>0</b>
<b>2P<sub>f</sub> &lt; M<sub>f</sub></b>	0	P <sub>f</sub> *40	<b>(M<sub>f</sub> - 2P<sub>f</sub>)*20</b>
<b>2P<sub>f</sub> &gt; M<sub>f</sub></b>	<b>(2P<sub>f</sub> - M<sub>f</sub>)*20</b>	<b>(M<sub>f</sub> - P<sub>f</sub>)*40</b>	<b>0</b>

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

Para saber quién es el ión contaminante, es necesario conocer los valores de P<sub>f</sub> y M<sub>f</sub>. Una indicación de la presencia de Carbonatos y Bicarbonatos es un valor alto de la alcalinidad (M<sub>f</sub>). Una separación notable entre valores de P<sub>f</sub> y M<sub>f</sub> confirma la presencia de CO<sub>3</sub> y HCO<sub>3</sub>. Los Carbonatos predominan cuando el P<sub>f</sub> es aproximadamente la mitad de M<sub>f</sub> mientras que los Bicarbonatos están presentes en un lodo que tenga un pH menor de 10,3 y M<sub>f</sub> alto. Por ejemplo en la tabla 2.2 se observa la interpretación de las características del lodo:

**Tabla 2.2. Interpretación de las Características del Lodo.**

<b>Si Existe</b>	<b>Características del Lodo</b>
<b>OH<sup>-</sup></b>	<b>Estable. Buenas condiciones</b>
<b>OH<sup>-</sup> y CO<sub>3</sub></b>	<b>Estable. Buenas condiciones</b>
<b>CO<sub>3</sub><sup>=</sup> Solamente</b>	<b>Inestable. Puede ser controlado</b>
<b>CO<sub>3</sub><sup>=</sup> y HCO<sub>3</sub></b>	<b>Inestable. Difícil de controlar</b>

$\text{HCO}_3$	Malas condiciones
----------------	-------------------

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

Lodos con problemas de Carbonatos y Bicarbonatos exhiben altas viscosidades y elevadas resistencias de gel y no responden a tratamientos normales y debido a esto la pérdida de filtrado puede aumentar <sup>[12]</sup>.

### **2.17.3. Cloruros**

Los cloruros afectan la reología de los fluidos y causan comúnmente problemas de floculación. En algunos casos ocurren problemas de arremetida por reflujo de agua salada <sup>[12]</sup>.

### **2.17.4. Dureza de calcio**

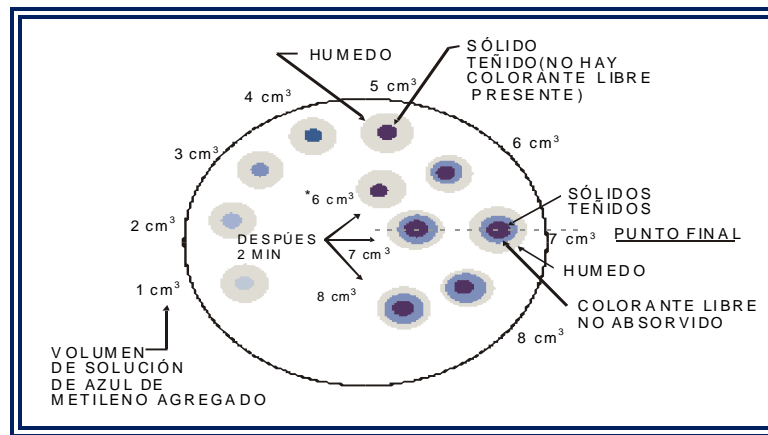
La dureza del agua o el filtrado se debe principalmente a la presencia de calcio y magnesio. Cuando el EDTA (ácido etilendiaminotetraacético o su sal) es añadido al filtrado, éste se combina con el calcio y el magnesio, y el punto final es determinado con un indicador apropiado. El calcio es un contaminante que afecta las propiedades del fluido y disminuye el rendimiento de las arcillas. Debe ser tratado con carbonato de sodio para precipitarlo como un sólido inerte <sup>[12]</sup>.

### **2.17.5. Capacidad de intercambio catiónico**

La superficie de las arcillas tienen “lugares de intercambio”, donde los iones residen temporalmente. Estos “lugares de intercambio”, ofrecen una vía eléctrica a través de la arcilla debido a la conductancia de la superficie de las mismas. CIC es la habilidad de la superficie de un cristal para absorber agua de los lugares disponibles

para intercambio iónico. Estos intercambios de iones pueden alterar la porosidad y reducir la permeabilidad y la resistividad de la formación. Los cationes compensadores que se absorben en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla.

La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CIC (capacidad de intercambio catiónico). La capacidad de intercambio Catiónico esta expresada en mili equivalente por 100 gr. de arcilla seca (meq/100). La CEC de la Montmorillonita está comprometida dentro del rango de 80 a 150 meq/100 gr. de arcilla seca. CEC de las Illitas y cloritas es de aproximadamente 10 a 40 meq/100 gr. de arcilla. La CIC varía con el tipo y cantidad de arcillas presentes (Figura 2.2). Su uso en las ecuaciones de Waxman-Smits permite calcular la saturación de agua en formaciones arcillosas <sup>[12]</sup>.



**Figura 2.2. Reacciones del Azul de Metileno con la Arcilla**

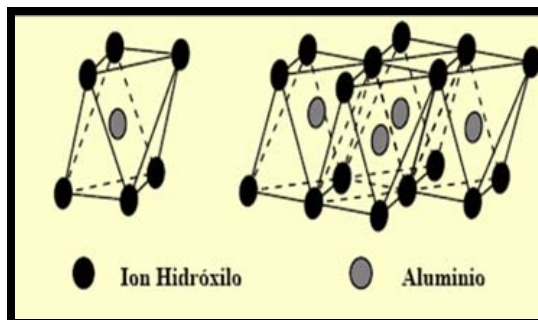
*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

## 2.18. Arcillas

Las arcillas no son minerales, sino un agregado de minerales y de sustancias coloidales que se han formado mediante la desintegración química de las rocas aluminicas. Desde el punto de vista mineralógico, son silicatos de aluminio hidratado de dos, tres y cuatro capas, que desarrollan plasticidad cuando se mojan, las cuales

tienen un máximo tamaño de partícula de dos micrones. En la naturaleza, consisten de una mezcla heterogénea de minerales finamente divididos, como feldespatos, calcita, pirita y una amplia mayoría de minerales de arcilla. Los minerales de arcilla son de naturaleza cristalina, y la estructura atómica de sus cristales es el factor primordial que determina sus propiedades. La identificación de las arcillas se lleva a cabo por análisis de difracción de Rayos X o espectro de adsorción.

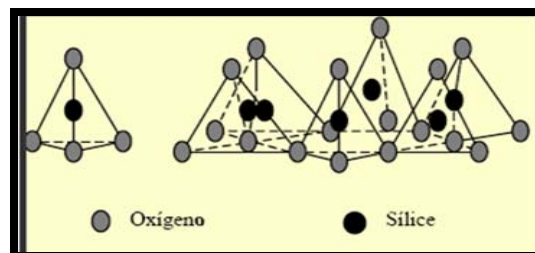
Los minerales agregados a las arcillas forman parte del grupo de los filosilicatos, que se caracterizan por poseer láminas alternadas de tetraedros y octaedros. Según se observa en la Figura 2.3, la estructura de la arcilla se basa en planos de oxígeno y/o grupos hidróxilo, arreglados para formar láminas, que son octaédricas, si los cationes internos son aluminio, hierro o magnesio <sup>[13]</sup>.



**Figura 2.3. Diagrama Estructural de un Octaedro Aluminico Simple**

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

Según se observa en la Figura 2.4, la estructura de la arcilla se basa en planos de oxígeno y/o grupos hidróxilo, arreglados para formar láminas, que son tetraédricas si los cationes internos son silicio.



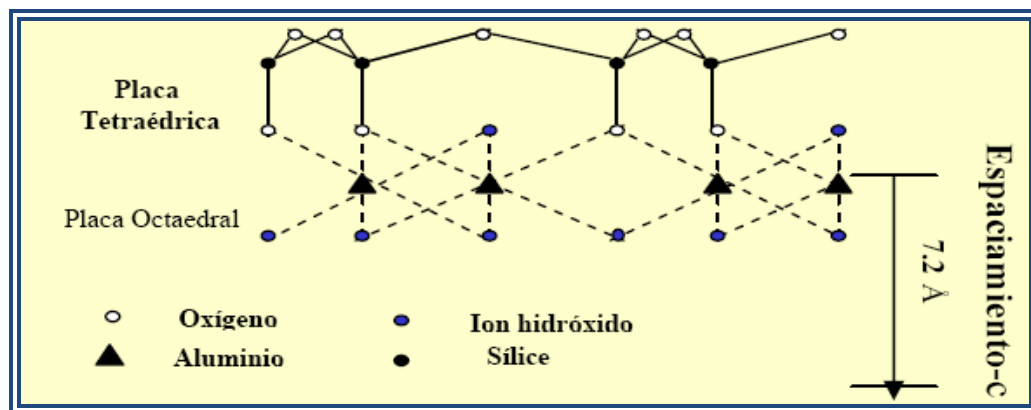


**Figura 2.4. Diagrama Estructural de un Tetraedro de Sílice y una Red Hexagonal**

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

Las láminas de arcilla se arreglan de tal manera de formar capas. Cada capa consta de una combinación de hojas de sílice dispuesta tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesia dispuesta octaédricamente (ocho caras). Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica. Las arcillas de tres capas se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado y una hoja octaédrica <sup>[13]</sup>.

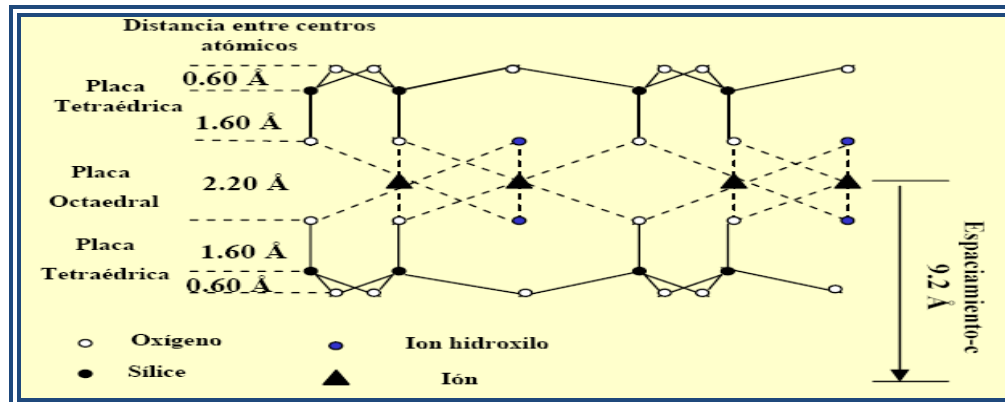
En la Figura 2.5 se presentan esquemas de arreglos de átomos en las láminas de un mineral de dos capas.



**Figura 2.5. Esquema de Arreglo de Átomos de Celda Unitaria de Dos Capas**

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

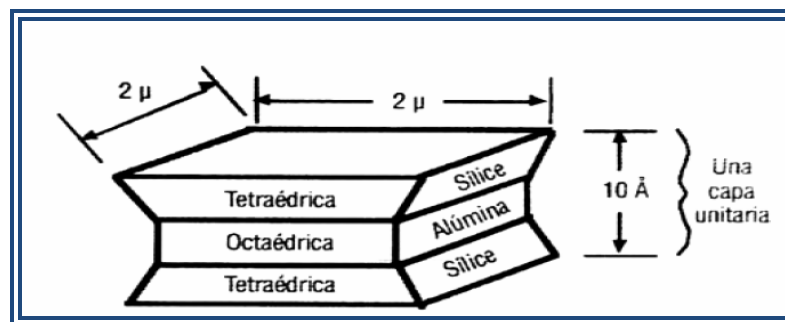
En la Figura 2.6 se presentan esquemas de arreglos de átomos en las láminas de un mineral de tres capas.



**Figura 2.6. Esquema de Arreglo de Celda Unitaria de Tres Capas.**

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

Son de naturaleza cristalina, y la estructura atómica de sus cristales es el factor primordial que determina sus propiedades. En la figura 2.7 se observa la estructura de las arcillas. La capa y el espacio entre capa forman lo que se conoce como la unidad estructural. Estas unidades estructurales, o celdas unitarias se apilan, a su vez, cara a cara para formar una red cristalina y poseen unas dimensiones determinadas para cada tipo de arcilla. La distancia entre un plano en una celda y su correspondiente en la siguiente se denomina “espaciamiento-c” o “espaciamiento basal” que se puede obtener a partir de difracción de rayos X.

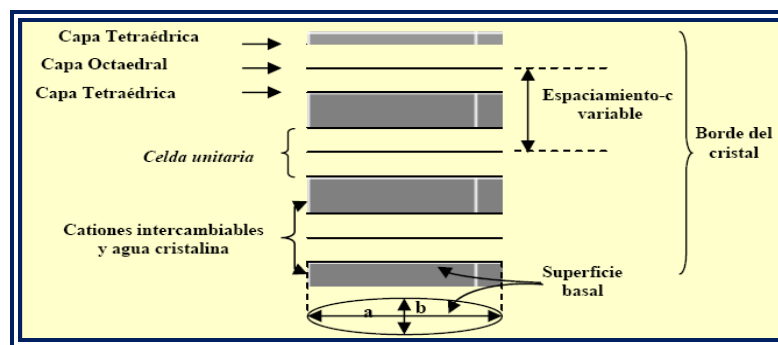


**Figura 2.7. Estructura de las Arcillas**

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

En la Figura N°2.8 se observa un diagrama de una red de arcilla expansible, donde se reconoce el espaciamiento-c y las coordenadas laterales las cuales se extienden hasta tener tamaño de un micrón <sup>[13]</sup>.

Durante el hinchamiento, el espacio entre capas aumenta a medida que entra el agua, lo que se refleja en un incremento en el espaciamiento basal.



**Figura 2.8. Diagrama de Red Cristalina Expandible de Tres Capas**

Fuente: (Manual de BAROID 2002.)

### 2.18.1. Clasificación de las arcillas

Existe un gran número de minerales arcillosos pero los que interesan en relación con los fluidos de perforación pueden ser clasificados en dos tipos. El primer tipo corresponde a las arcillas laminares no hinchables o dispersables: Ilita, Clorita y Caolinita. El segundo tipo son las Esmectitas laminares muy hinchables <sup>[13]</sup>.

#### 2.18.1.1. Esmectitas

Estas son arcillas de tres placas, que consisten de una lámina octaédral aluminica entre dos laminas tetraédricas de sílice. En este tipo de arcilla ocurre la sustitución de los cationes  $\text{Si}^{4+}$  en la capa tetraédrica por  $\text{Al}^{3+}$  lo cual crea una carga negativa que es compensada por la adsorción de cationes ( $\text{Na}^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ). Este tipo

de estructura permite que el agua penetre entre las láminas tetraédricas y octaédricas a través de enlaces de hidrógeno, lo cual determina una expansión de la celda cristalográfica y explica su alto índice de plasticidad. La elevada área superficial de las Esmectitas permite la intercalación de un gran número y variedad de cationes intercambiables, lo que se refleja en una elevada capacidad de intercambio catiónico (entre 60 – 150 meq/100gr de arcilla), característica de esta familia de arcillas.

Esta alta capacidad de intercambio catiónico es la responsable de la elevada capacidad de adsorción de agua (hinchamiento) de las Esmectitas al entrar en contacto con un medio acuoso. El hinchamiento de las Esmectitas depende de la naturaleza de los cationes intercambiables, de la localización y cantidad de las sustituciones isomórficas, y del tamaño de partícula de la Esmectita<sup>[13]</sup>.

La Montmorillonita (cálcica, sódica y magnésica) es una de las especies más importantes de este grupo de arcilla. En las Lutitas predomina generalmente la Montmorillonita cálcica ya que esta en equilibrio con el agua de la formación la cual es generalmente rica en calcio. La Montmorillonita sódica se añade normalmente a un fluido para aumentar la viscosidad y reducir la pérdida del fluido<sup>[13]</sup>.

#### **2.18.1.2. Iilita**

Pertenecen al grupo de los minerales llamados micas. Son arcillas de tres capas con una estructura similar a la de la Montmorillonita, a excepción de que las sustituciones son predominantemente aluminio por sílice en la placa tetraedral. Están compuestas por una capa octaedral aluminica en medio de dos placas tetraédricas de sílice. Las Iilitas se diferencian de las Montmorillonitas en que no poseen una red expandible y el agua no puede penetrar entre las placas, por ésta razón no exhiben un hinchamiento notable.

Exhiben una CIC entre 10 – 40 meq/100 gr de arcilla. Si estas arcillas son expuestas a medios acuosos con altas concentraciones de cationes diferentes al potasio (por ejemplo  $\text{Na}^+$  y  $\text{Ca}^{2+}$ ) se puede inducir un desplazamiento del potasio ocasionando la inestabilidad de las arcillas. Exhiben una CIC entre 10 – 40 meq/100 gr de arcilla <sup>[13]</sup>.

#### **2.18.1.3. Cloritas**

Son arcillas que se caracterizan por tener una estructura en la que se combinan láminas octaédricas de  $\text{Mg}_3(\text{OH})_6$ , denominadas brucitas, con las capas de tres láminas presentes en las Illitas y Montmorillonitas. Normalmente no presenta agua entre las capas, por lo cual la Clorita es una arcilla que no sufre hinchamiento considerable, pero en ciertas Clorita degradada parte de la capa de brucita puede ser removida, lo cual imparte cierto grado de hidratación y expansión de la estructura. Las cloritas siempre se encuentran mezcladas con otros minerales de arcillas. La CIC se encuentra entre 10 – 40 meq/100 gr de arcilla <sup>[13]</sup>.

#### **2.18.1.4. Caolinita**

Estas arcillas son altamente dispersables en agua. Presentan una estructura de dos capas (una tetraédrica ligada a otra octaédrica). Tiene muy poca o ninguna sustitución isomórfica, por lo cual tiene muy poca o ninguna adsorción de cationes. Las partículas están unidas por enlaces de hidrógeno suficientemente fuertes para excluir el agua de la superficie de la arcilla, por esto se considera que las colinitas no se hinchan. Tienen una CIC entre 3 – 15 meq/100 gr de arcilla <sup>[13]</sup>.

#### **2.18.1.5. Lutitas**

Las Lutitas son rocas sedimentarias de grano fino formadas por la consolidación de arcilla, limo o fluido, y se caracteriza por poseer una estructura

laminar. Las Lutitas están constituidas principalmente por minerales de arcilla, en una proporción que puede variar entre 15% - 100% y minerales accesorios, como el cuarzo, los carbonatos y los feldespatos. De esto se deduce que las Lutitas cubren un amplio rango de composiciones y pueden tener propiedades mecánicas, petrofísicas y fisicoquímicas muy diferentes, dependiendo de dicha composición <sup>[13]</sup>.

Las Lutitas se caracterizan por poseer una baja permeabilidad y una alta sensibilidad al agua. Los pequeños radios de poro y la retención de agua por parte de las arcillas explican por qué las Lutitas se consideran frecuentemente impermeables. La permeabilidad puede oscilar entre  $10^{-6}$  y  $10^{-12}$  Darcy. Tienen un espacio poral bastante reducido ( $50 \text{ \AA}$ ), el cual contiene aire,  $\text{CO}_2$  y agua en menores cantidades. Como consecuencia, los mecanismos de transporte, tanto hacia adentro como hacia fuera de la formación, son muy lentos; adicionalmente, no puede formarse un revoque sobre las paredes del pozo. La porosidad total de las Lutitas disminuye con la compactación (profundidad), al igual que sucede en otras rocas. En 1979, Walker clasificó a las Lutitas en cuatro grandes grupos, de acuerdo con su comportamiento durante la perforación:

- **Lutitas dispersables:** Estas Lutitas se hidratan y se dispersan en presencia de fluidos de perforación base agua, incrementando el peso y modificando las propiedades reológicas del fluido, y creando cavernas profundas en el pozo.
- **Lutitas hinchables:** Son Lutitas hidratadas y débilmente consolidadas que disminuyen el diámetro del hoyo, y se adhieren a la mecha y/o a la sarta, lo que puede conducir al atascamiento de la sarta <sup>[13]</sup>.
- **Lutitas desprendibles:** Son Lutitas moderadamente hidratables, que presentan un comportamiento dúctil. Los fragmentos se desprenden fácilmente del hoyo, pero no se hinchan ni se dispersan, y permanecen intactos hasta llegar a la superficie. La inestabilidad puede ser causada por uno de dos mecanismos: La Lutita puede ser debilitada por la penetración de agua a lo largo de las

superficies de las microfracturas y los planos de estratificación. Por otra parte, el segundo mecanismo se origina cuando una pequeña cantidad de arcilla está rodeada por una matriz de cuarzo y feldespato. Su acumulación en algunas secciones puede producir altos torques y arrastres <sup>[13]</sup>.

- **Lutitas frágiles:** el comportamiento frágil de estas Lutitas produce un desmoronamiento progresivo de las paredes del pozo, que aunque no es inmediato, puede generar grandes cavernas a largo plazo <sup>[13]</sup>.

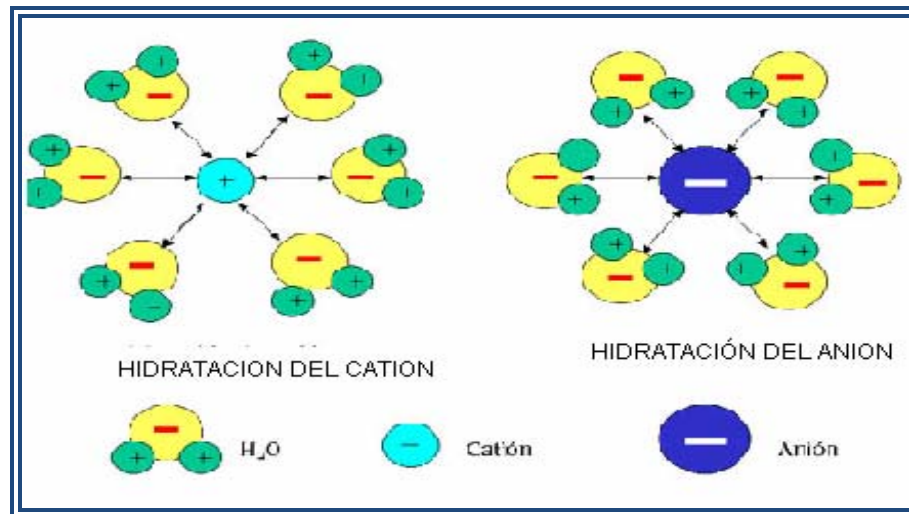
### 2.18.2. Hidratación de arcillas

Los minerales arcillosos presentan un tamaño reducido de partícula, sus pequeñas dimensiones hacen que se comporte como un sistema coloidal cuando entra en contacto con agua, mientras que la presencia de cargas le permite atraer sustancias ubicadas en la solución en contacto con ellas. Se ha establecido que la molécula de agua es polar, ésta se comporta como un pequeño imán, ya que se halla compuesta por un átomo de oxígeno ( $O^{2-}$ ) y dos de hidrógeno ( $H^+$ ). Es precisamente esta polaridad que presenta el agua líquida, la que le permite disolver muchos compuestos <sup>[12]</sup>. (Figura 2.9).

Entre las características principales de la hidratación de arcillas se encuentran:

- Las arcillas están formadas por cristales muy pequeños.
- Tienen la capacidad de intercambiar iones (Sustitución isomórfica, hace referencia al reemplazo de iones de tamaños parecidos en una estructura cristalina durante el proceso de síntesis del cristal).
- Son capaces de variar su composición química interna.
- Pueden alojar moléculas en el interior de su espacio interlaminaar.

- Los cambios físicos de la estructura laminar, por ejemplo el hinchamiento, son reversibles <sup>[13]</sup>.



**Figura 2.9. Proceso de Hidratación.**

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

#### 2.18.2.1. Etapas esenciales en la hidratación del agua en la arcilla

**ETAPA 1:** Al principio la arcilla se encuentra en un estado deshidratado, son algunos iones de sodio ( $\text{Na}^+$ ), potasio ( $\text{K}^+$ ) o tal vez calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) adsorbidos en el espacio interlaminar <sup>[13]</sup>.

**ETAPA 2:** Desde el punto de vista electrostático, las cargas negativas en la arcilla se acumulan en las superficies planas de las laminillas, mientras que los bordes acumulan cargas positivas. Luego los iones de sodio tienden a concentrarse sobre las caras planas <sup>[13]</sup>.



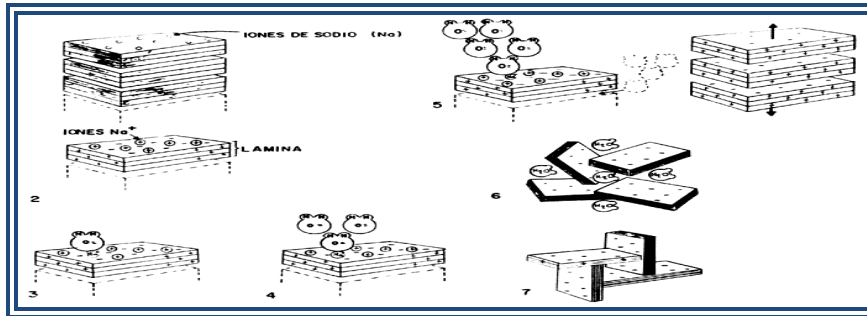
**ETAPA 3:** Al ponerse en contacto con la arcilla, las moléculas de agua son atraídas fuertemente hacia las superficies planas debido a la presencia de los iones sodio cargados positivamente. Hay que recordar que, a escala molecular, las fuerzas electrostáticas son las más importantes <sup>[13]</sup>.

**ETAPA 4:** En este estado, las moléculas de agua se hacen más dipolares, atrayendo a otras de su especie <sup>[13]</sup>.

**ETAPA 5:** La carga negativa en la superficie de las laminillas se incrementa conforme las moléculas de agua se enlazan unas con otras al aumentar su polarización. Llega un momento en que la carga superficial es tal, que las láminas se repelen entre sí separándose unas de otras por lo que el espacio interlaminar se expande, originando el hinchamiento característico de las arcillas <sup>[13]</sup>.

**ETAPA 6:** Las moléculas de agua continúan llenando el espacio interlaminar, neutralizando parcialmente las superficies expuestas y manteniendo las láminas apartadas unas de otras, hasta que el agua es eliminada mediante algún procedimiento de secado, lo cual origina una contracción del volumen de la hojuela.

**ETAPA 7:** El equilibrio de la hidratación es alcanzado cuando termina la mezcla de la arcilla con el agua, dando como resultado una estructura interna hidratada que hace coincidir los bordes cargados positivamente con las caras planas cargadas negativamente, de modo que se forma una estructura de castillo de naipes, por lo que las moléculas de agua entran y salen libremente. Este castillo puede derrumbarse mediante una agitación vigorosa de la suspensión, pero tiende a formarse de nuevo si la agitación termina, esto es, si el medio queda libre de esfuerzos mecánicos. Este último efecto se debe a que las hojas mantienen la fuerte carga electrostática que las atrae (Figura 2.10).



**Figura 2.10. Etapas de la Hidratación del Agua en la Arcilla**

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

#### 2.18.2.2. Influencia catiónica sobre la hidratación de las arcillas

El poder relativo de sustitución de un catión por otro está indicado por la siguiente secuencia:  $H^+ > Al^{+3} > Ca^{+2} > Mg^{+2} > H^+ > NH_4^+ > Na^+ > Li^+$ . Un catión puede servir de enlace para mantener unidas a las partículas del mineral arcilloso, lo cual reduce la hidratación. Los cationes multivalentes producen un enlace más fuertes entre las capas que los cationes monovalentes, lo cual resulta generalmente en la agregación de las partículas de arcilla. El potasio, un catión monovalente, constituye la excepción de la regla. Los cationes absorbidos pueden hidratarse y atraer una envoltura de agua que tiene una forma definida. El tamaño y la forma del catión hidratado afectan su capacidad de encajar entre las superficies entre capas de la arcilla y afectan tanto el hinchamiento de la arcilla como la hidratación de la misma. Los pequeños iones, como el potasio, que encajan entre las capas de arcilla, son intercambiados con mayor facilidad y de manera permanente. En la Tabla 2.3, indica una lista del diámetro de los cationes más comunes, en estados hidratados y deshidratados. El diámetro iónico del ion potasio es 2,65 Å, valor muy cercano a la distancia disponible entre las celdas unitarias de 2,8 Å y es deseable para permitir la compactación cristalina. Debido a su tamaño reducido el ión potasio puede encajar con facilidad entre las hojas de sílice, neutralizando la deficiencia de carga en la capa.

De esta manera se evita la entrada de agua en la estructura cristalina evitando la hidratación y expansión del mineral. Ångstrom ( $1 \text{ \AA} = 10^{-10} \text{ m}$ ) <sup>[13]</sup>.

**Tabla 2.3. Diámetros Iónicos y de Hidratación de los Cationes Comunes**

<b>Catión</b>	<b>Diámetro Iónico (Å.)</b>	<b>Diámetro Hidratado (Å.)</b>
<b>Li<sup>+</sup></b>	1,56	14,6
<b>Na<sup>+</sup></b>	1,90	5,50 -11,2
<b>K<sup>+</sup></b>	2,65	4,64 – 7,6
<b>Mg<sup>2+</sup></b>	1,30	21,6
<b>Ca<sup>2+</sup></b>	1,90	19,2

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

### 2.19. Efectos de la interacción entre las lutitas y el agua

Cuando una Lutita se expone a un fluido de perforación base agua, la fase continua de éste interactúa directamente con la roca, hidratando la misma. Es conocido que el mineral de arcilla representa una fracción importante en la composición de las Lutitas. Un extenso proceso de compactación desplazó el agua de las formaciones lutíticas dejándolas deshidratadas, haciendo a las Lutitas potencialmente hidrófilicas <sup>[13]</sup>.

Como las Lutitas se componen de minerales no arcillosos, como el cuarzo y feldspatos, y materiales arcillosos, ocurren diversos mecanismos de hidratación. Los minerales no-arcillosos no reaccionan; las Ilitas, Caolinitas y Cloritas se hidratan creando problemas de sólidos; y las Esmectitas se hidratan, se hinchan y reaccionan con soluciones iónicas. Cuando ocurre el proceso de hidratación se producen dos fenómenos distintos, los cuales, a su vez, traen como consecuencia diferentes tipos de problemas:

### **2.19.1. Dispersión**

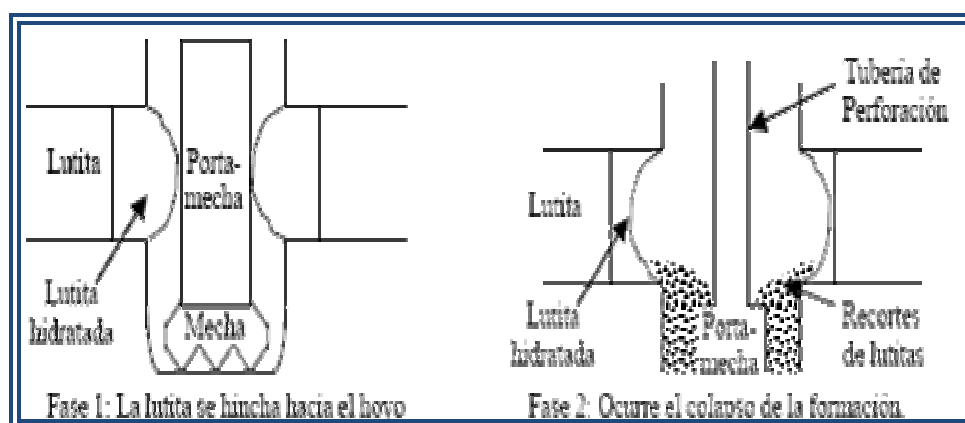
Se define como la desintegración del cuerpo de la Lutita debido al contacto con el agua. Una característica importante de las Lutitas es la cohesión intergranular y la resistencia a la dispersión mecánica. Cuando la Lutita entra en contacto con el agua, un proceso de desprendimiento de granos ocurre rápidamente, más aún, si la roca está en una corriente líquida la dispersión se acentúa por un proceso de erosión causado por la turbulencia del flujo.

Al perforar zonas lutíticas, los recortes originados por ésta práctica se dispersan incrementando los sólidos indeseables, alterando las propiedades reológicas, la tasa de penetración y el fluido en general. Si la dispersión no es controlada, los daños en el fluido pueden resultar difíciles de controlar, ya que, los equipos de control de sólidos no logran separar del fluido partículas de granulometrías tan bajas, como las que se presentan al dispersarse las Lutitas <sup>[13]</sup>.

### **2.19.2. Hinchamiento**

La entrada del agua en las Lutitas conduce a la adsorción del líquido por parte de las arcillas que componen la roca, ocasionando la expansión de la estructura del mineral, lo cual aumenta su volumen total, en un fenómeno denominado hinchamiento. Todos los tipos de arcillas adsorben agua, pero son las Esmectitas las que se hidratan con mayor incremento de volumen, debido a que dentro de su estructura existe una red expandible <sup>[13]</sup>.

Durante la construcción de pozos, este fenómeno es el causante de la mayor cantidad de problemas al perforar Lutitas con fluidos base agua. Cuando formaciones lutíticas son penetradas con agua, el primer efecto es hincharse hacia el hoyo abierto y aumentar la presión de formación antes de colapsar. Luego ocurren los eventos donde las paredes del hoyo se derrumban, originando socavamientos, sólidos indeseados en el sistema y embolamiento de la mecha; lo que a su vez pueden causar el colapso y pérdida del hoyo (Figura 2.11).



**Figura 2.11. Ejemplo Gráfico de las Consecuencias del Hinchamiento de Lutitas**

*Fuente: (Manual de BAROID 2002)*

Las arcillas sufren hinchamiento a través de dos mecanismos diferentes, que son los siguientes:

- ✓ **Hinchamiento cristalino:** También conocido como hidratación de superficie, resulta de la adsorción de capas mono-moleculares de agua en las superficies basales del cristal, tanto en las caras externas como en las capas intracristalinas de la estructura de la arcilla, este último caso en las que poseen una red cristalina expandible. La naturaleza estructural de la molécula de agua proporciona propiedades casi cristalinas. Esto se debe a que a  $10\text{\AA}$  de la superficie el agua tiene un volumen específico de casi 3% menos que el agua

libre, comparado con el del hielo, el cual es 8% mayor. Además, el agua en la estructura tiene una viscosidad mayor que el agua libre.

Los cationes intercambiables influyen sobre el agua cristalina de dos maneras. En primer lugar, muchos de los iones se hidratan ellos mismos, formando capas de agua a su alrededor ( $K^+$  y  $Na^+$  son excepciones). En segundo lugar, se enlazan a la superficie del cristal compitiendo con las moléculas de agua, tendiendo a perturbar su estructura ( $Na^+$  y  $Li^+$  son excepciones, ya que sus enlaces son débiles y tienden a difundirse) <sup>[13]</sup>.

✓ **Hinchamiento osmótico:** Ocurre cuando la concentración de cationes entre las capas es mucho mayor que en el seno de la solución. Por consecuencia, el agua se desplaza hacia la sección entre las celdas unitarias, incrementando el espaciamiento-c y permitiendo el desarrollo de una doble capa difusa. Aunque no exista ninguna membrana semi-permeable, el mecanismo es esencialmente osmótico porque está fundamentado en una diferencia de concentración de electrolitos.

El hinchamiento osmótico causa un aumento mucho mayor en volumen que el provocado por el hinchamiento cristalino, la Montmorillonita sódica puede absorber aproximadamente 0,5 gr de agua por gramo de arcilla seca duplicando su volumen en la región de hinchamiento cristalino inmediatamente adyacente a la cara de la lámina de arcilla pero aproximadamente 10 gr. de agua en región osmótica más alejada de la cara <sup>[13]</sup>.

## 2.20. Mecanismo del movimiento del agua en las lutitas

El mecanismo responsable del hinchamiento de las Lutitas ha sido atribuido a presiones capilares, osmóticas, desbalance hidráulico en la presión de poro, entre otros. Varios investigadores han tratado de analizar el problema en función del tipo de Lutitas y los efectos químicos y/o mecánicos. Existen diversas fuerzas impulsoras

que ocasionan el movimiento de agua hacia la Lutita, debido a gradientes químicos, hidráulicos, térmicos y eléctricos. La suma de estas fuerzas crea un flujo neto hacia la Lutita que afecta la presión de poro, estabilidad y resistencia de la roca. En la actualidad, los mecanismos de más amplia aceptación para explicar la entrada o salida de agua de la Lutita son:

### **2.20.1. Desbalance en el potencial químico del agua**

Cuando una Lutita es expuesta al agua se desarrolla un fuerte esfuerzo de hidratación debido al contraste de salinidad entre Lutita y el agua. El potencial químico constituye la fuerza impulsora de este proceso. El agua se mueve desde la zona de mayor potencial químico (fluido de perforación, agua) hacia la de menor potencial (Lutita), el flujo continuará hasta que se alcance el equilibrio. Pequeños contrastes entre el potencial químico del fluido de perforación y la Lutita pueden generar esfuerzos adicionales bastante significativos. El esfuerzo generado por la hidratación (presión de hinchamiento) se sumará a los esfuerzos mecánicos que actúan en el pozo debido a las diferencias entre la presión del pozo y los esfuerzos de la tierra <sup>[13]</sup>.

### **2.20.2. Desbalance en el flujo hidráulico a través de la Lutita**

Las Lutitas tiene permeabilidades extremadamente pequeñas, por lo cual no se forma revoque sobre la pared del hoyo y no ocurre pérdidas de filtrado como las areniscas. En el caso de existir micro-fracturas, el comportamiento es de permeabilidad dual, es decir, alta en las micro-fracturas y baja en el resto del material.

Con un fluido en sobre balance (presión de la columna de fluido, mayor a la presión de la formación), el flujo de agua produce desde el pozo hacia la Lutita, incrementando la presión de poro. Es de hacer notar que bastan pequeñas cantidades

de filtrado para incrementar considerablemente la presión de la formación en los alrededores del pozo. La velocidad de invasión del filtrado depende de la composición del filtrado y de la Lutita <sup>[13]</sup>.

### **2.20.3. Teoría de la membrana semi-permeable**

Establece que la Lutita funciona como una membrana semi-permeable que solo permite el flujo del solvente (fase continua del fluido). En los fluidos base aceite, la membrana existe, por lo que el flujo osmótico rige la entrada de agua hacia la Lutita.

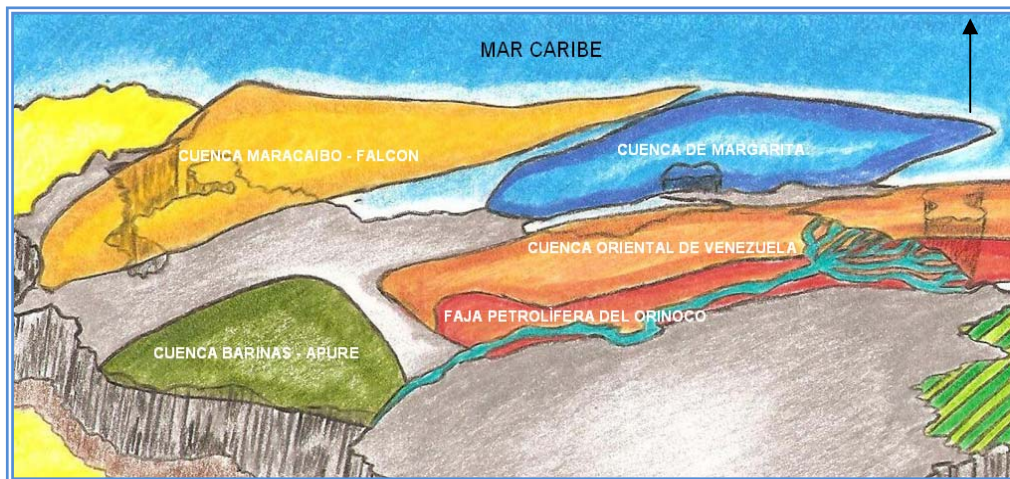
Aún no se ha podido establecer el concepto de membrana semi-permeable y flujo osmótico en fluidos base agua. Sin embargo, se han logrado identificar membranas semi-permeables con filtración, donde hay restricción parcial del soluto. Si se considera que la interfase Lutita/fluido es una membrana filtrante, donde el flujo está regulado por gradientes químicos, hidráulicos, térmicos y eléctricos, se podría decir que la actividad del agua es un factor importante del flujo en los poros de la Lutita. Esta membrana se ve afectada por restricciones de tamaño y cambios químicos (precipitación de poros) <sup>[13]</sup>.

### **2.21. La Cuenca Oriental de Venezuela**

Está situada en la zona centro-este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural limitada al sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Arecuna hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental.



Hacia el este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, siendo ésta un área nueva para la explotación de hidrocarburos <sup>[14]</sup>. (Figura 2.12).



**Fig. 2.12 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela**

La Cuenca Oriental de Venezuela (Figura 2.12) comprende los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como la extensión meridional del Estado Sucre y el Estado Delta Amacuro, prolongándose mar adentro hacia la Plataforma Deltana y el sur de Trinidad. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas que en conjunto abarca unos 164.000 km<sup>2</sup> de superficie, lo cual la hace la primera en extensión superficial y la segunda en magnitud e importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la cuenca del Lago de Maracaibo.

Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para la parte meridional de la Cuenca Oriental o Faja Petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores

recursos petrolíferos de América del Sur. Tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido oeste-este, una anchura promedio de 200 km de Norte a Sur. Es también una de las cuencas más prolíficas en el mundo.

La composición relativamente uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco sugiere un origen común, y el fuerte componente parafinoso probablemente se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente fluvial a deltaico, el cual es menos marino que la sección productora <sup>[14]</sup>.

## **2.22. Estratigrafía Local**

FORMACION MESA:

EDAD: Reciente – Pleistoceno

TOPE: Superficie

AMBIENTE: Fluvial @ marino somero.

La sección Mesa esta constituidas por arenas de grano grueso y gravas muy duras; conglomerados rojos a casi negros, arenas de color blanco - amarillentas, con estratificación cruzada <sup>[14]</sup>.

FORMACION LAS PIEDRAS:

EDAD: Plioceno – Mioceno Superior

TOPE: Superficie

AMBIENTE: Fluvial @ marino somero.

Está constituida principalmente por areniscas micáceas friables de grano fino y colores claros a gris verdoso intercaladas con lutitas, arcillitas sideríticas, lutitas ligníticas y lignitos.

**FORMACIÓN FREITES:**

EDAD: Mioceno Medio

TOPE: -800'

AMBIENTE: Marino Somero.

Está constituida principalmente de lutitas verdes a grises con areniscas en el tope y base que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: un intervalo superior de unos 100 metros con capas delgadas de areniscas a arcillosas de grano fino de color blanco a verdoso; un intervalo predominante lutítico y un intervalo inferior aproximadamente de 100 metros de areniscas.

**FORMACIÓN OFICINA:**

EDAD: Oligoceno a Mioceno.

TOPE: -1850'

AMBIENTE: Fluvio-Deltaico.

Es una alternancia de lutitas grises, gris oscura y marrón intercalada e interestratificada con arenisca y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes pero menores son las capas delgadas de lignito y lutitas lignitíficas<sup>[14]</sup>.

En la tabla 2.4 se puede observar los topes estimados de las formaciones correspondientes a la estratigrafía local.

**Tabla 2.4. Topes Formacionales estimados**

<b>FORMACIONES</b>	<b>TOPES</b>
<b>MESA - LAS PIEDRAS</b>	<b>SUPERFICIE</b>
<b>FREITES</b>	-800'
<b>OFICINA</b>	-1850'

## **CAPÍTULO III.**

### **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

El contenido del presente capítulo hace referencia a la descripción sistemática de la metodología aplicada para el logro de los objetivos trazados al inicio de la investigación. De esta forma establecer las técnicas, equipos, herramientas, fases del desarrollo de la investigación y procedimientos utilizados para el: Estudio de efectividad del sistema de fluido polimérico inhibido base amina –glicol en la inhibición de componentes arcillosos en el campo Arecuna Dtto. San Tomé.

#### **3.1. Caracterizar los aditivos químicos empleados en la formulación del fluido Amina-Glicol**

Durante esta etapa se determinaron las propiedades y características de los aditivos químicos utilizados en la formulación del fluido polimérico inhibido base amina-glicol, utilizando herramientas tales como: libros, manuales, tesis y páginas de internet que permitieron obtener información acerca de efectividad, ventajas y desventajas, para de este modo tener conocimiento de los aditivos a usar en la formulación.

#### **3.2. Determinar la proporción de miscibilidad (concentración lb/bbl), de la amina y el glicol en el fluido polimérico inhibido**

Durante el desarrollo de este objetivo se determinaron a nivel de laboratorio las concentraciones óptimas de la amina y el glicol en la formulación del sistema estudiado, esto se logró mediante pruebas de ensayo y error mezclando inicialmente una libra de amina y variando la concentración del glicol en 0.25 lbs para cada prueba iniciando con 1.75 lbs hasta llegar a 3.00 lbs de glicol. De este modo se obtuvo la

formulación uno que comprende seis fluidos, en esta formulación cada fluido tuvo una concentración constante de amina (1lbs) y una variación del glicol (0.25 lbs c/u), como se mencionó anteriormente, para de este modo observar el efecto del glicol a las diferentes concentraciones. De igual modo se planteó realizar dos formulaciones adicionales cambiando en estas solo la concentración de la amina en la formulación dos utilizando constante 1,5 lbs y en la formulación tres 2 lbs manteniendo la variación de 0.25 lbs para cada fluido comenzando con 1.75 lbs de glicol hasta realizar seis fluidos llegando a una concentración de 3.00 lbs de glicol, las concentraciones de los aditivos utilizados junto a los inhibidores se calculó mediante balance de masa.

Lo antes descrito se realizó a fin de evaluar la capacidad inhibitoria de los sistemas de fluidos, estos se formularon de acuerdo a la exigencia de inhibición, se añadieron los productos de acuerdo a un orden de mezclado pre-establecido y calculado para preparar un barril equivalente, utilizando las mismas velocidades de corte y tiempo de agitación durante el mezclado. Estas concentraciones se muestran en las **Tablas 3.1 a la 3.4**. Partiendo de dichas concentraciones se evaluaron y analizaron las propiedades reológicas (Viscosidad Plástica, Punto Cedente, Resistencia de Geles) y el filtrado de los fluidos a condiciones establecidas por la API. En la tabla a continuación se observa las concentraciones de los aditivos del fluido patrón:

**Tabla 3.1. Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación del Fluido Patrón**

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	336cc	–
GOMA XANTICA	1.00 Lbs/Bl.	15
SODA CAUSTICA	0.20 Lbs/Bl.	15
PAC LV	2.00 Lbs/Bl.	15
BARITA	36.27 Lbs/Bl	20



<i>PAC LV</i>	15 min	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
<i>STRATA DRILL</i>	20 min	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>
<i>GLICOL</i>	20 min	<b>1.75</b>	<b>2.00</b>	<b>2.25</b>	<b>2.50</b>	<b>2.75</b>	<b>3.00</b>
<i>BARITA</i>	20 min	36.28	36.26	36.24	36.22	36.20	36.18

En la tabla 3.4 se pueden observar las concentraciones de los aditivos utilizados en la formulación 3 de cada uno de los fluidos.

**Tabla 3.4 Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación 3**

<b>Aditivo (lbs)</b>	<b>Tiempo de mezcla</b>	<b>Fluido 1</b>	<b>Fluido 2</b>	<b>Fluido 3</b>	<b>Fluido 4</b>	<b>Fluido 5</b>	<b>Fluido 6</b>
<i>AGUA</i>	–	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
<i>GOMA XANTICA</i>	15 min	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
<i>SODA CAUSTICA</i>	15 min	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
<i>PAC LV</i>	15 min	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
<i>STRATA DRILL</i>	20 min	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>
<i>GLICOL</i>	20 min	<b>1.75</b>	<b>2.00</b>	<b>2.25</b>	<b>2.50</b>	<b>2.75</b>	<b>3.00</b>
<i>BARITA</i>	20 min	36.28	36.26	36.24	36.22	36.20	36.18

### **3.3. Aplicar las pruebas de envejecimiento y rolado a los fluidos para comparar sus propiedades con las iniciales**

El envejecimiento de los fluidos de perforación en containers presurizados demuestran efectivamente los efectos térmicos sobre la viscosidad y, además, el comportamiento de varios aditivos a elevadas temperaturas. El envejecimiento se

realiza bajo condiciones que pueden variar desde la estática hasta la dinámica, y desde temperatura ambiente a temperatura elevada.

Es por ello que se le aplicaron las pruebas de envejecimiento a los fluidos en estudio y se compararon las propiedades iniciales (tomadas antes de la prueba de envejecimiento) con las que fueron expuestas a alta temperatura (150 °F) y alta presión (100 psi) por 16 horas.

Para realizar esta prueba se tomaron cuatro fluidos de las formulaciones para ser estudiados, dichos fluidos fueron: fluidos 1 y 6 de la formulación 1 y 3. A estos fluidos se le realizaron pruebas para determinar sus propiedades reológicas, viscosidad, densidad y ph inicialmente a temperatura ambiente y sin presión, luego a estos mismos fluidos se le aplicaron las pruebas de envejecimiento y rolado la cual consiste en colocar los fluidos en un recipiente metálico y colocarlos en el horno de rolado a una presión de 100 psi y una temperatura de 150 °F durante 16 horas simulando condiciones de yacimiento, para luego extraer estos fluidos y tomarle nuevamente las propiedades antes mencionadas y compararlas con las tomadas inicialmente, para así determinar si el fluido es resistente o no a condiciones de yacimiento.

Las propiedades se tomaron usando los equipos de laboratorio tales como: viscosímetro ofite, balanza de lodos y peachimetro, los cuales permitieron obtener los datos necesarios para comparar las propiedades antes y después de la prueba de envejecimiento y rolado.



### **3.4. Evaluar la inhibición del fluido polimérico inhibido Amina-Glicol mediante ensayos de hinchamiento lineal de arcillas y capacidad inhibitoria**

En esta etapa se realizaron las formulaciones de los fluidos y se ejecutaron las pruebas de hinchamiento lineal y capacidad inhibitoria, la cual permitió evaluar el desempeño de los fluidos en contacto con las muestras, los comportamientos de las muestras se analizaron de acuerdo a las pruebas de laboratorio utilizadas las cuales se explican brevemente:

En cuanto a *la prueba de hinchamiento lineal* esta prueba se basó generalmente en la medición del cambio de volumen experimentado por la arcilla (% de hinchamiento) o en la medición de la presión necesaria para impedir el hinchamiento cuando la muestra se encontraba en contacto con el fluido. A pesar de no ser un estudio exacto, puesto que los resultados son de tipo relativo, este ensayo permitió observar el comportamiento de la roca ante el fluido en termino de expansión y dispersión, al poderse observar el cambio de volumen de la matriz en una sola dirección por el contacto con el fluido y el tiempo de expansión. Esta prueba se llevó a cabo preparando los fluidos con las concentraciones ya establecidas, luego se hizo una pastilla con 20 lbs de arcilla comercial después de haber sido pesada en la balanza y de haber sido introducida en el equipo de compactación presurizando a 10.000 psi por 30 min ,de este moda se preparó la pastilla de arcilla, tanto el fluido como la pastilla se colocaron en el equipo de hinchamiento lineal este consta de un cilindro el cual posee la pastilla en la parte inferior y el fluido se le añade por la parte superior, esto se dejó en el equipo durante 16 horas.

Después de haber transcurrido el tiempo necesario 16 horas (960 min) para que las curvas tomaran una apariencia constante se detuvo la prueba para luego graficar los resultados como porcentaje de hinchamiento versus tiempo.

Este equipo arroja resultados de porcentaje de hinchamiento con respecto al tiempo, cuyos resultados se toman para realizar graficas antes mencionada, y hacer comparaciones entre los fluidos. Dicha prueba fue realizada a todos los fluidos de cada formulación para determinar cuál de ellos obtuvo menor porcentaje de hinchamiento y a su vez mayor inhibición que es lo que se desea.

En cuanto a *la capacidad inhibitoria* se basó en determinar cuánto tolera el fluido a la arcilla; es decir la capacidad de tolerar el fluido polimérico inhibido base amina-glicol a las arcillas.

Esta prueba se realizó mediante ensayos agregando ciertas libras de arcillas hasta que el fluido floclara, al agregarle la arcilla y el fluido floclara esa es la tolerancia del fluido a la arcilla y se denomina capacidad inhibitoria.

### **3.5. Seleccionar el fluido polimérico inhibido Amina-Glicol de mejor desempeño y cuya aplicación sea técnicamente factible para la perforación en el campo Arcuna**

Para comprobar la capacidad de inhibición de los diferentes fluidos a base amina-glicol, se hicieron análisis y comparaciones de los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio mediante resultados cuantitativos (capacidad inhibitoria, % de hinchamiento lineal), mediante gráficas se seleccionó el fluido de mejor desempeño.

El fluido a escoger fue aquel que tuvo menor porcentaje de hinchamiento, esto se logró a través de los resultados obtenidos de la prueba de hinchamiento lineal, se compararon todos los fluidos de cada una de las formulaciones y se escogió el fluido polimérico inhibido base amina-glicol de mejor desempeño en comparación con los demás fluidos.

## **CAPÍTULO IV.**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

La revisión e interpretación de la información, así como los cálculos realizados en este proyecto, permitió obtener resultados y respuestas a muchas de las interrogantes que surgieron durante su desarrollo. En este capítulo se reflejan de manera clara y precisa esos resultados, los cuales permitieron dar cumplimiento a los objetivos planteados para el estudio de este proyecto.

#### **4.1. Caracterizar los aditivos químicos empleados en la formulación del fluido Amina-Glicol.**

Durante esta etapa se determinaron las propiedades y características de los aditivos químicos utilizados en la formulación, además se obtuvo información acerca de su efectividad, ventajas y desventajas.

Los aditivos utilizados en la formulación del fluido polimérico inhibido fueron agua, goma xántica, pac-ly, soda caustica, glicol, strata drill y barita. Los sistemas de perforación a base de aminas se describen a continuación:

##### **Agua**

Representa la fase continua del sistema. Es necesaria para la preparación del volumen del lodo requerido. Es aquella que está compuesta por dos moléculas de hidrogeno y una molécula de oxígeno.

### **Goma Xántica**

Es un biopolímero polisacárido de alto peso molecular, provee viscosidad y suspensión en fluidos a base de agua dulce, agua de mar, cloruro de potasio y cloruro de sodio.

#### *Aplicaciones*

- Viscosificar fluidos a base de agua dulce o de salmueras usados para perforar, moler, ensanchar y en operaciones de empaque de grava.
- Suspender agentes puenteantes y materiales densificantes en sistema de agua dulce y de salmueras.

#### *Ventajas*

- Provee propiedades tixotrópicas y características de flujo no newtoniano a un amplio rango de salinidad con baja concentración.
- Reduce la fricción.
- Reduce al mínimo el potencial de daño a la formación.

### **Soda Caústica**

Es un hidróxido cáustico usado en la Industria Petrolera en la elaboración de Lodos de Perforación base Agua.

A temperatura ambiente, el hidróxido de sodio es un sólido blanco cristalino sin olor que adsorbe humedad del aire (higroscópico). Cuando se disuelve en agua o se neutraliza con un ácido libera una gran cantidad de calor que puede ser suficiente como para encender materiales combustibles. El hidróxido de sodio es muy corrosivo. Generalmente se usa en forma sólida o como una solución de 50%.

### **Pac Lv**

Es un polímero aniónico celulósico de bajo peso molecular, empleado como reductor de filtrado en fluidos base agua. Ayuda al control de la filtración en fluidos cargados de sólidos sin causar incrementos significativos en la viscosidad y geles. Encapsula la lutita a fin de evitar su hinchamiento y desintegración.

#### *Características:*

- Es un polvo de color crema claro.
- Su densidad oscila entre 0,75 – 0,85 gr/cm<sup>3</sup>.
- Tiene una estabilidad de hasta 300 °F.
- Tolera las sales que comúnmente se encuentran durante la perforación.
- Efectivo en agua dulce, agua salada y salmueras.
- Efectivo en pequeñas concentraciones para controlar el filtrado.
- Efectivo para un amplio rango de pH, desde moderado hasta alto.
- No necesita bactericida.
- No es tóxico.
- Se debe agregar con lentitud.

#### *Aplicaciones/Funciones:*

- Controlar la velocidad de filtración sin aumentar significativamente la Viscosidad del fluido
- Encapsular la lutita a fin de evitar su hinchamiento y desintegración

### **Strata Drill (Amina)**

Es un inhibidor de la amina y surfactante base diseñada para estabilizar las lutitas y arcillas reactivas durante la perforación con fluidos de perforación base agua.

Inhibe la inflamación de arcilla y la hidratación de recortes de la prevención y la reducción de bolas poco torque y arrastre. Las adiciones de StrataDrill a la viscosidad de sistemas a base de agua minimizan los incrementos debidos a la incorporación de sólidos reactivos reduciendo las tasas de dilución. Que no es tóxico y biodegradable y puede ser utilizado en entornos de perforación mar adentro.

*Ventajas:*

- Reduce las tasas de dilución.
- Reduce el torque y arrastre.
- Temperatura estable a 400 °F.
- No toxico y biodegradable.
- Compatible con la mayoría de los sistemas a base de agua.

 **Glicol**

El glicol se denomina sistemáticamente etano-1,2-diol. Se trata del diol más sencillo, nombre que también se emplea para cualquier poliol. Su nombre deriva del griego *glicos* (dulce) y se refiere al sabor dulce de esta sustancia.

Es una sustancia ligeramente viscosa, incolora e inodora con un elevado punto de ebullición y un punto de fusión de aproximadamente -12 °C (261 K). Se mezcla con agua en cualquier proporción.

 **Barita**

Es un producto de alta pureza manufacturada bajo licencia del Instituto Americano del Petróleo y porta el Monograma API. Está constituido primordialmente por Sulfato de Bario, es usado para incrementar la densidad de

todos los fluidos de perforación y es químicamente inerte con casi todos los aditivos de los fluidos de perforación. Aplicable en todos los fluidos de perforación con el propósito de incrementar la densidad.

#### **4.2. Determinar la proporción de miscibilidad (concentración lb/bbl), de la amina y el glicol en el fluido polimérico inhibido**

Durante esta etapa se determinaron a nivel de laboratorio las concentraciones óptimas de la amina y el glicol en la formulación del sistema estudiado.

Estas concentraciones se muestran en las **Tablas 3.1 a la tabla 3.4**. Partiendo de dichas concentraciones se evaluaron y analizaron las propiedades reológicas (Viscosidad Plástica, Punto Cedente, Resistencia de Geles) y el filtrado de los fluidos a condiciones establecidas por la API. Los resultados se muestran en las **Tablas 4.1 a tabla 4.4**.

Las propiedades fueron afectadas en bajas proporciones y se vio reflejado en su aumento; ya que las aminas deshidratan las arcillas presentes en el fluido de perforación trayendo como consecuencia el intercambio iónico entre las plaquetas de dichas arcilla.

En la tabla a continuación se muestran los resultados de las propiedades correspondientes al fluido patrón.

**Tabla 4.1. Resultados de las propiedades del fluido Patrón**

<b>PROPIEDADES</b>	<b>FLUIDO PATRON</b>
<i>Densidad(lbs/bls)</i>	9
<i>Temp. de Reología °F</i>	120
<i>PH</i>	10,5
<i>L600 rpm</i>	30
<i>L300 rpm</i>	22
<i>L200 rpm</i>	18
<i>L100 rpm</i>	14
<i>L6 rpm</i>	5
<i>L3 rpm</i>	4
<i>Gel 10 seg.</i>	5
<i>Gel 10 min.</i>	5
<i>VP cps</i>	<b>8</b>
<i>PC lbs/100pie<sup>2</sup></i>	<b>14</b>

En la tabla 4.2 se muestran los resultados de las propiedades para cada uno de los fluidos correspondientes a la formulación 1.



**Tabla 4.2. Resultados de las propiedades para los sistemas de fluidos de la formulación 1**

<b>PROPIEDADES</b>	<b>Fluido 1</b>	<b>Fluido 2</b>	<b>Fluido 3</b>	<b>Fluido 4</b>	<b>Fluido 5</b>	<b>Fluido 6</b>
<i>Densidad (lbs/bls)</i>	9	9	9	9	9	9
<i>Temp.de Reología °F</i>	120	120	120	120	120	120
<i>PH</i>	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
<i>L600 rpm</i>	30	30	30	33	28	37
<i>L300 rpm</i>	21	22	22	24	21	26
<i>L200 rpm</i>	18	17	17	19	17	22
<i>L100 rpm</i>	13	12	12	14	12	15
<i>L6 rpm</i>	4	3	4	5	4	5
<i>L3 rpm</i>	3	2	3	3	3	4
<i>Gel 10 seg.</i>	3	3	4	4	3	5
<i>Gel 10 min.</i>	4	4	5	5	4	6
<i>VP cps</i>	9	8	8	9	7	11
<i>PC lbs/100pie<sup>2</sup></i>	12	14	14	15	14	15

En la tabla 4.3 se muestran los resultados de las propiedades para cada uno de los fluidos correspondientes a la formulación 2.

**Tabla 4.3. Resultados de las propiedades para los sistemas de fluidos de la formulación 2**

<b>PROPIEDADES</b>	<b>Fluido 1</b>	<b>Fluido 2</b>	<b>Fluido 3</b>	<b>Fluido 4</b>	<b>Fluido 5</b>	<b>Fluido 6</b>
<i>Densidad(lbs/bls)</i>	9	9	9	9	9	9
<i>Temp. de Reología °F</i>	120	120	120	120	120	120
<i>PH</i>	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
<i>L600 rpm</i>	30	29	29	28	29	29
<i>L300 rpm</i>	21	20	21	19	20	20
<i>L200 rpm</i>	18	17	17	15	17	16
<i>L100 rpm</i>	14	12	13	11	13	13
<i>L6 rpm</i>	4	4	6	3	4	3
<i>L3 rpm</i>	3	3	5	2	3	2
<i>Gel 10 seg.</i>	4	2	4	3	4	3
<i>Gel 10 min.</i>	5	4	5	4	5	4
<i>VP cps</i>	9	9	8	9	9	9
<i>PC lbs/100pie<sup>2</sup></i>	12	11	13	10	11	11

En la tabla 4.4 se muestran los resultados de las propiedades para cada uno de los fluidos correspondientes a la formulación 3.

**Tabla 4.4. Resultados de las propiedades para los sistemas de fluidos de la formulación 3**

<b>PROPIEDADES</b>	<b>Fluido 1</b>	<b>Fluido 2</b>	<b>Fluido 3</b>	<b>Fluido 4</b>	<b>Fluido 5</b>	<b>Fluido 6</b>
<i>Densidad(lbs/bls)</i>	9	9	9	9	9	9
<i>Temp. de Reología °F</i>	120	120	120	120	120	120
<i>PH</i>	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
<i>L600 rpm</i>	30	30	30	28	30	28
<i>L300 rpm</i>	21	22	22	20	22	19
<i>L200 rpm</i>	19	19	18	18	17	16
<i>L100 rpm</i>	13	14	14	13	14	12
<i>L6 rpm</i>	4	4	4	4	5	3
<i>L3 rpm</i>	3	3	3	3	4	2
<i>Gel 10 seg.</i>	4	5	4	3	5	3
<i>Gel 10 min.</i>	5	6	5	4	6	4
<i>VP cps</i>	9	8	8	8	8	9
<i>PC lbs/100pie<sup>2</sup></i>	12	14	14	12	14	10

En la tabla 4.1 se pueden observar las propiedades del fluido patrón que fue aquel que se preparó sin inhibidores en su composición, comparando estas propiedades con las reflejadas en las tablas 4.2; 4.3 y 4.4 correspondiente a las formulaciones que contienen inhibidor, se puede notar que la adición de dichos productos no tuvo ninguna relevancia en cambios en cuanto a las propiedades, lo que quiere decir que dichos inhibidores permiten mantener el sistema estable. Cabe

destacar que durante la preparación de los fluidos no hubo separación de fases, la mezcla se mantuvo emulsionada, esto se determinó mediante observación directa.

Se pudo obtener la proporción de miscibilidad de la amina y el glicol usando bajas concentraciones de ambos inhibidores (ver tabla 3.2; 3.3 y 3.4), en todos los fluidos preparados se mantuvo la miscibilidad, esto demostró que se pueden usar dichos aditivos en un mismo sistema sin alterar sus propiedades y mantener la mezcla.

#### **4.3. Aplicar las pruebas de envejecimiento y rolado a los fluidos para comparar sus propiedades con las iniciales**

El envejecimiento de los fluidos de perforación en containers presurizados demuestran efectivamente los efectos térmicos sobre la viscosidad y, además, el comportamiento de varios aditivos a elevadas temperaturas. El envejecimiento se realiza bajo condiciones que pueden variar desde la estática hasta la dinámica, y desde temperatura ambiente a temperatura elevada.

Es por ello que se le aplicaron las pruebas de envejecimiento a los fluidos en estudio y se compararon las propiedades iniciales (tomadas antes de la prueba de envejecimiento) con las que fueron expuestas a alta temperatura (150 °F) y alta presión (100 psi) por 16 horas.

Para realizar esta prueba se tomaron cuatro fluidos de las formulaciones para ser estudiados dichos fluidos fueron: fluido 1 y 6 de la formulación 1 y 3 los resultados se observan en la tabla 4.5.

**Tabla 4.5. Resultados de las pruebas de envejecimiento y rolado de los fluidos 1 y 6 de la formulación 1 y de los fluidos 1 y 6 de la formulación 3**

	<b>Fluido 1 Form 1</b>	<b>Fluido6Form 1</b>	<b>Fluido1Form 3</b>	<b>Fluido 6 Form 3</b>
<b>L 600</b>	29	28	29	27
<b>L300</b>	21	20	21	19
<b>L200</b>	18	16	18	16
<b>L100</b>	13	12	14	11
<b>L6</b>	4	3	3	3
<b>L3</b>	3	2	2	2
<b>Gel 10 seg</b>	4	3	3	3
<b>Gel 10 min</b>	5	5	4	4
<b>Pc (lbs/100pie<sup>2</sup>)</b>	13	12	13	11
<b>Vp (cps)</b>	8	8	8	8
<b>Filtrado antes (cc)</b>	11	11	12.8	13
<b>Filtrado después (cc)</b>	14.2	13.2	13.3	13

Como se puede observar en la tabla 4.5 los resultados de los fluidos una vez sometidos a la prueba de envejecimiento no se vieron afectados por la alta presión y temperatura debido a que las propiedades no cambiaron con respecto a las propiedades iniciales (véase tabla 4.2 y 4.4). Por ejemplo en la tabla 4.2 para el fluido 1 se puede observar el punto cedente fue de 9 y la viscosidad plástica 12 y al compararlo con los resultados obtenidos luego de la prueba de envejecimiento y filtrado en la tabla 4.5 el fluido 1 se observa que el punto cedente fue de 13 y la viscosidad plástica 11, la variación entre ambos fue a penas de 1 cps para el caso de

la viscosidad plástica, lo que demuestra que el fluido no se vio afectado al ser sometido a alta presión y temperatura.

Lo que demuestra que el fluido polimérico inhibido base amina- glicol es un fluido que soporta alta presión y temperatura sin verse afectadas ninguna de sus propiedades, con ellos se disminuye costos operacionales ya que este fluido se comporta de forma resistente ante las fuerzas ambientales.

Esta prueba demostró que el sistema es estable a condiciones de laboratorio y puede ser usado a condiciones de yacimiento, ya que sus propiedades se mantuvieron; además se realizó la prueba de filtrado API antes y después de la prueba de envejecimiento y rolado y no hubo gran variación por ejemplo el fluido 1 de la formulación 3 fue 12.8cc antes de la prueba y 13.3cc después de la prueba, se puede observar que la diferencia luego de la prueba fue de solo 0.5cc, demostrando una vez más que a condiciones de yacimiento el fluido es estable.

#### **4.4. Evaluar la inhibición del fluido polimérico inhibido Amina-Glicol mediante ensayos de hinchamiento lineal de arcillas y capacidad inhibitoria**

A nivel de laboratorio se determinaron concentraciones óptimas de cada uno de los productos inhibidores en los sistemas de fluidos y se ejecutaron las pruebas de Hinchamiento Lineal, la cual permitió evaluar el desempeño de estos sistemas en contacto con las muestras. A continuación se muestran las formulaciones de los diferentes sistemas a base de amina-glicol para la realización de las pruebas de hinchamiento lineal.

En la tabla 4.6 se observan los productos y concentraciones a utilizar para la realización de las pruebas de hinchamiento de la formulación 1.

**Tabla 4.6. Formulación de los Sistemas a base de Amina- Glicol de los fluidos de la formulación 1, para la realización de las Pruebas de Hinchamiento Lineal**

Productos	Tiempo de mezcla	<i>Concentraciones Lbs/bls</i>					
		Fluido 1	Fluido 2	Fluido 3	Fluido 4	Fluido 5	Fluido 6
<i>AGUA</i>	–	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>
<i>GOMA XANTICA</i>	15 min	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>
<i>SODA CAUSTICA</i>	15 min	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>
<i>PAC LV</i>	15 min	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>
<i>STRATA DRILL</i>	20 min	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>
<i>GLICOL</i>	20 min	<b>1.75</b>	<b>2.00</b>	<b>2.25</b>	<b>2.50</b>	<b>2.75</b>	<b>3.00</b>
<i>BARITA</i>	20 min	<b>36.27</b>	<b>36.25</b>	<b>36.23</b>	<b>36.21</b>	<b>36.19</b>	<b>36.17</b>

En la tabla 4.7 se observan los productos y concentraciones a utilizar para la realización de las pruebas de hinchamiento de la formulación 2.

**Tabla 4.7. Formulación de los Sistemas a base de Amina- Glicol de los fluidos de la formulación 2, para la realización de las Pruebas de Hinchamiento Lineal**

<b>Productos</b>	<b>Tiempo de mezcla</b>	<i>Concentraciones Lbs/bls</i>					
		<b>Fluido 1</b>	<b>Fluido 2</b>	<b>Fluido 3</b>	<b>Fluido 4</b>	<b>Fluido 5</b>	<b>Fluido 6</b>
<i>AGUA</i>	–	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>
<i>GOMA XANTICA</i>	15 min	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>
<i>SODA CAUSTICA</i>	15 min	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>
<i>PAC LV</i>	15 min	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>
<i>STRATA DRILL</i>	20 min	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>	<b>1.50</b>
<i>GLICOL</i>	20 min	<b>1.75</b>	<b>2.00</b>	<b>2.25</b>	<b>2.50</b>	<b>2.75</b>	<b>3.00</b>
<i>BARITA</i>	20 min	<b>36.28</b>	<b>36.26</b>	<b>36.24</b>	<b>36.22</b>	<b>36.20</b>	<b>36.18</b>

En la tabla 4.8 se observan los productos y concentraciones a utilizar para la realización de las pruebas de hinchamiento de la formulación 3.



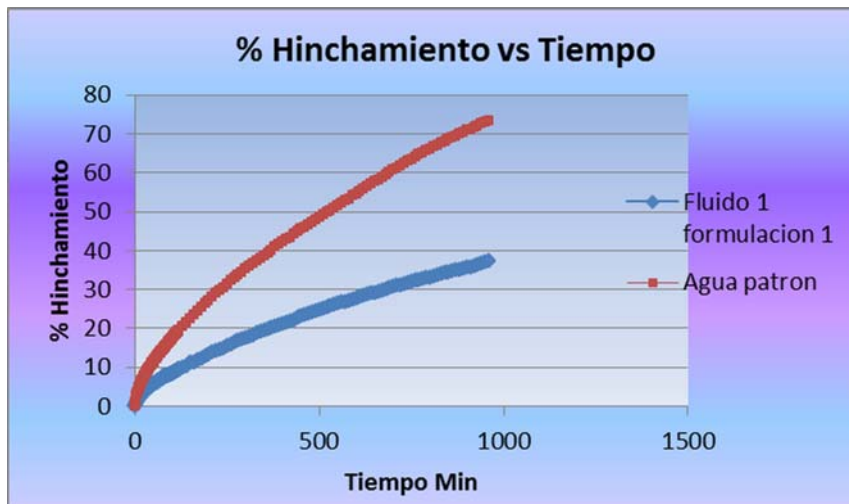
**Tabla 4.8. Formulación de los Sistemas a base de Amina- Glicol de los fluidos de la formulación 3, para la realización de las Pruebas de Hinchamiento Lineal**

Productos	<i>Concentraciones Lbs/bls</i>						
	Tiempo de mezcla	Fluido 1	Fluido 2	Fluido 3	Fluido 4	Fluido 5	Fluido 6
<i>AGUA</i>	–	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>
<i>GOMA XANTICA</i>	15 min	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>
<i>SODA CAUSTICA</i>	15 min	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>	<b>0.20</b>
<i>PAC LV</i>	15 min	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>
<i>STRATA DRILL</i>	20 min	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>
<i>GLICOL</i>	20 min	<b>1.75</b>	<b>2.00</b>	<b>2.25</b>	<b>2.50</b>	<b>2.75</b>	<b>3.00</b>
<i>BARITA</i>	20 min	<b>36.29</b>	<b>36.28</b>	<b>36.26</b>	<b>36.25</b>	<b>36.23</b>	<b>36.21</b>

Estos sistemas de fluidos incluyen diferentes concentraciones de Strata Drill (amina) y Glicol, estos fluidos preparados con dichos inhibidores interactuaron con pastillas de arcillas realizadas con muestras de arcilla comercial, en los porcentajes que se muestran en las tablas **4.6; 4.7 y 4.8**. Para evaluar el comportamiento con dicha arcilla mediante la prueba de Hinchamiento Lineal.

Los resultados de las pruebas de hinchamiento lineal realizadas con muestras de arcilla comercial, se muestran a continuación en las siguientes **Figuras 4.1 a la Figura 4.22**.

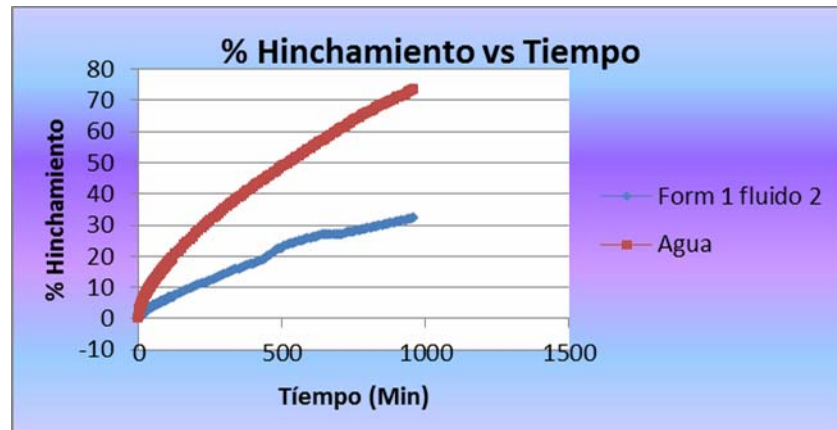
En la **Figura 4.1**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 1 de la formulación 1. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.00 lbs de Amina y 1,75 lbs de glicol evaluados. Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 37,2 % de hinchamiento.



**Figura 4.1. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 1 formulación 1**

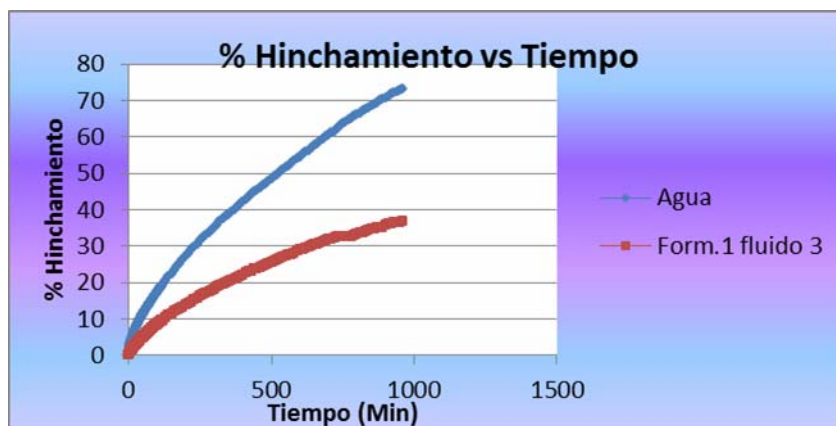
En la **Figura 4.2**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 2 de la formulación 1. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.00 lbs de Amina y 2.00 lbs de glicol evaluados.

Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 32,2 % de hinchamiento.



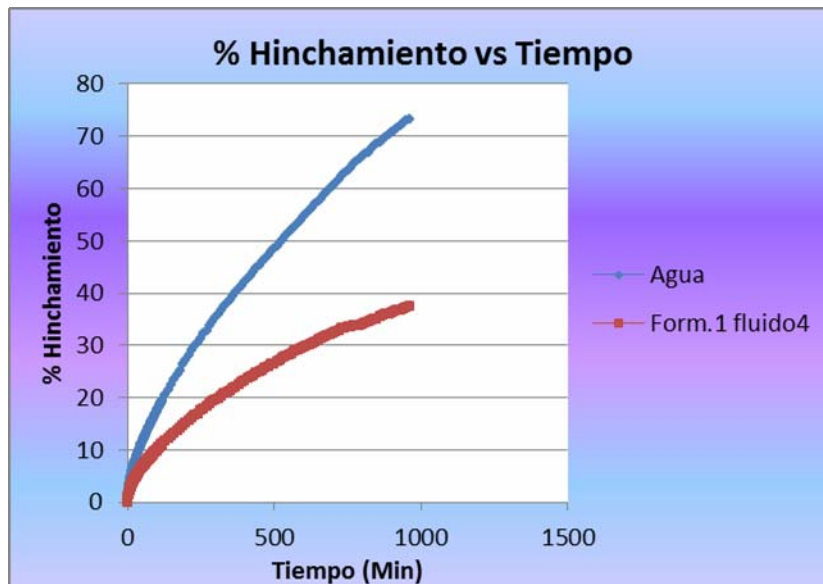
**Figura 4.2. % Hinchamiento vs Tiempo fluido dos formulación 1**

En la **Figura 4.3**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 3 de la formulación 1. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.00 lbs de Amina y 2.25 lbs de glicol evaluados. Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 36,8 % de hinchamiento.



**Figura 4.3. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 3 formulación 1**

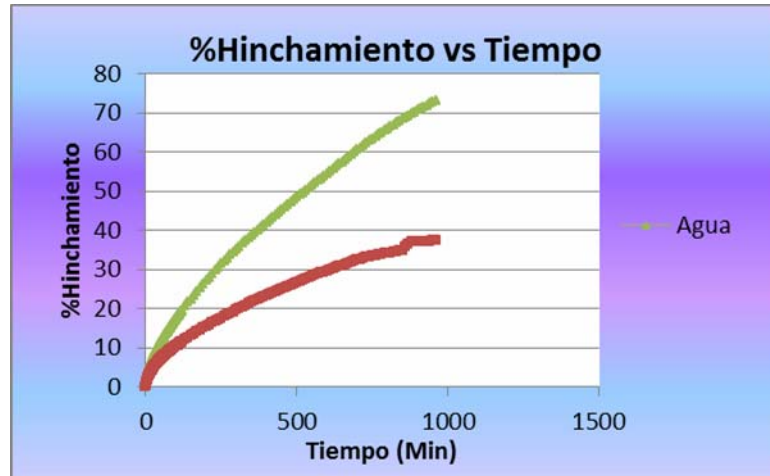
En la **Figura 4.4**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 4 de la formulación 1. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.00 lbs de Amina y 2.50 lbs de glicol evaluados. Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 37,4 % de hinchamiento.



**Figura 4.4. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 4 formulación 1**

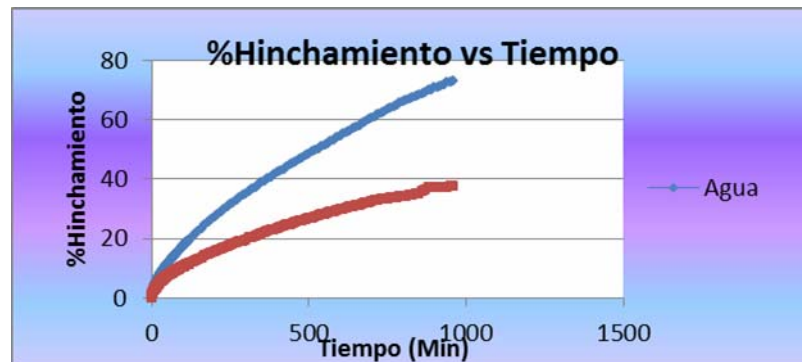
En la **Figura 4.5**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 5 de la formulación 1. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.00 lbs de Amina y 2.75 lbs de glicol evaluados.

Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 38 % de hinchamiento.



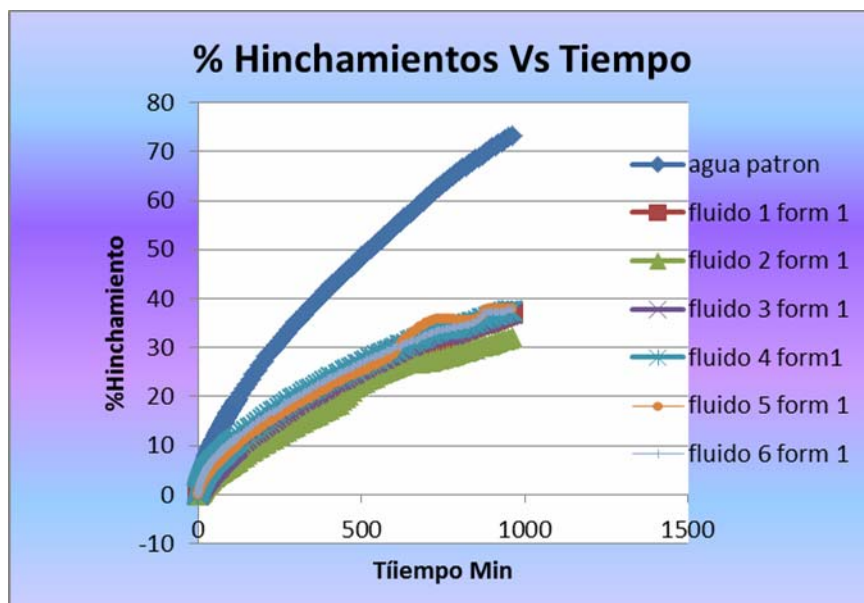
**Figura 4.5. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 5 formulación 1**

En la **Figura 4.6**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 6 de la formulación 1. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.00 lbs de Amina y 3.00 lbs de glicol evaluados. Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 37,53 % de hinchamiento.



**Figura 4.6. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 6 formulación 1**

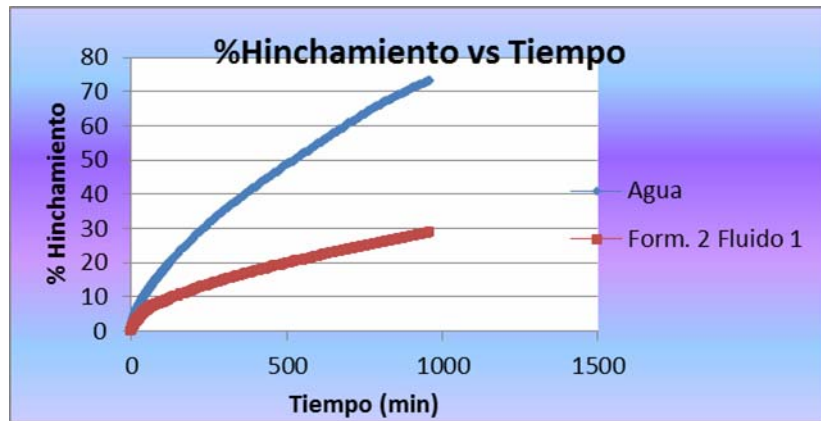
En la **Figura 4.7**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón y los sistemas de fluidos 1, 2, 3, 4,5 y 6 de la formulación 1. Estos sistemas de fluidos representan diferentes concentraciones de glicol y una concentración constante de Aminas (1,00 lbs). Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento, mientras que el fluido el cual presentó menor porcentaje de hinchamiento fue el fluido 2 con la adición de 2,00 lbs de glicol y 32,2% de hinchamiento.



**Figura 4.7. % Hinchamiento vs Tiempo de los fluidos del 1 al 6 de la formulación 1**

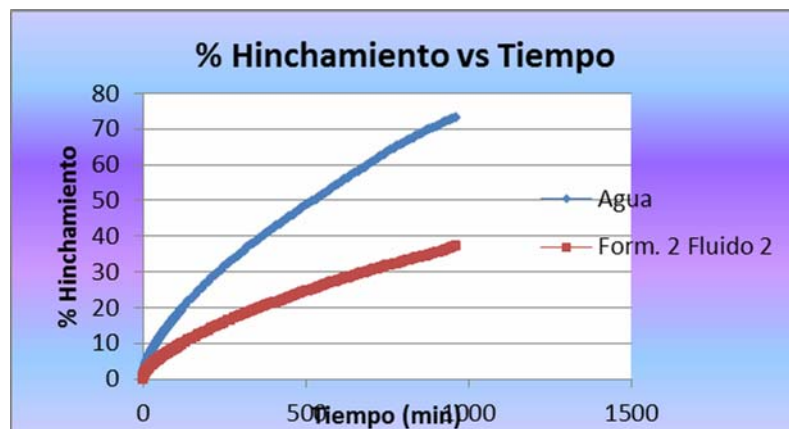
En la **Figura 4.8**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 1 de la formulación 2. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.50 lbs de Amina y 1.75 lbs de glicol evaluados

Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 28,78 % de hinchamiento.



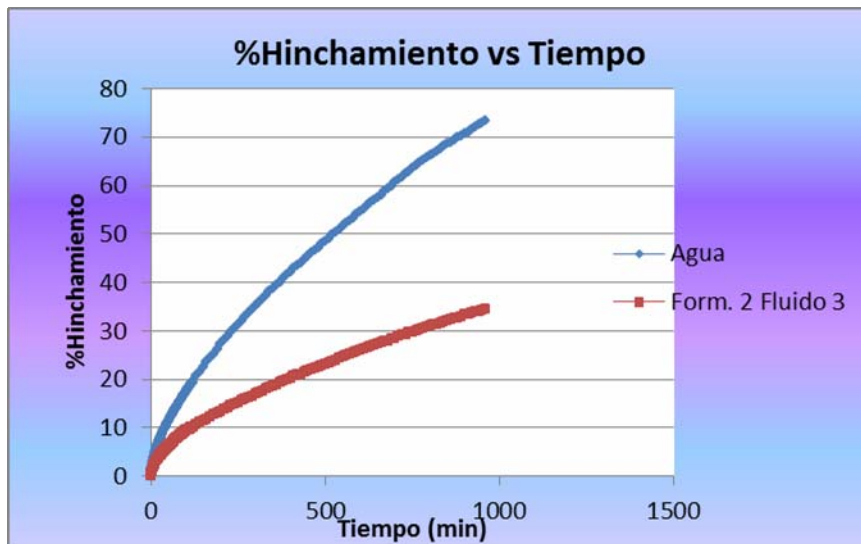
**Figura 4.8. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 1 formulación 2**

En la **Figura 4.9**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 2 de la formulación 2. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.50 lbs de Amina y 2.00 lbs de glicol evaluados. Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 37,1 % de hinchamiento.



**Figura 4.9. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 2 formulación 2**

En la **Figura 4.10**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 3 de la formulación 2. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.50 lbs de Amina y 2.25 lbs de glicol evaluados. Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 34,5 % de hinchamiento.

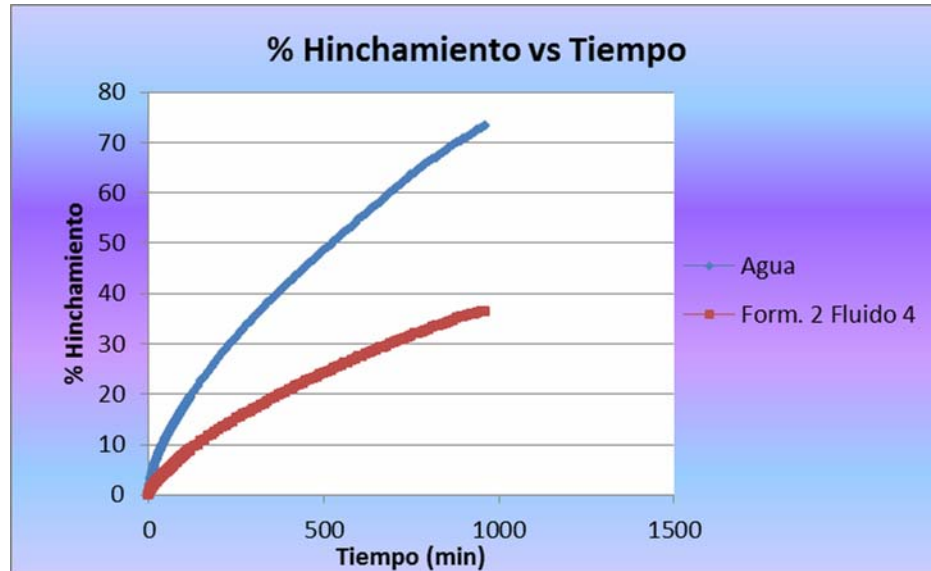


**Figura 4.10. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 3 formulación 2**

En la **Figura 4.11**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 4 de la formulación 2. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.50 lbs de Amina y 2.50 lbs de glicol evaluados.

Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 36,42 % de hinchamiento.

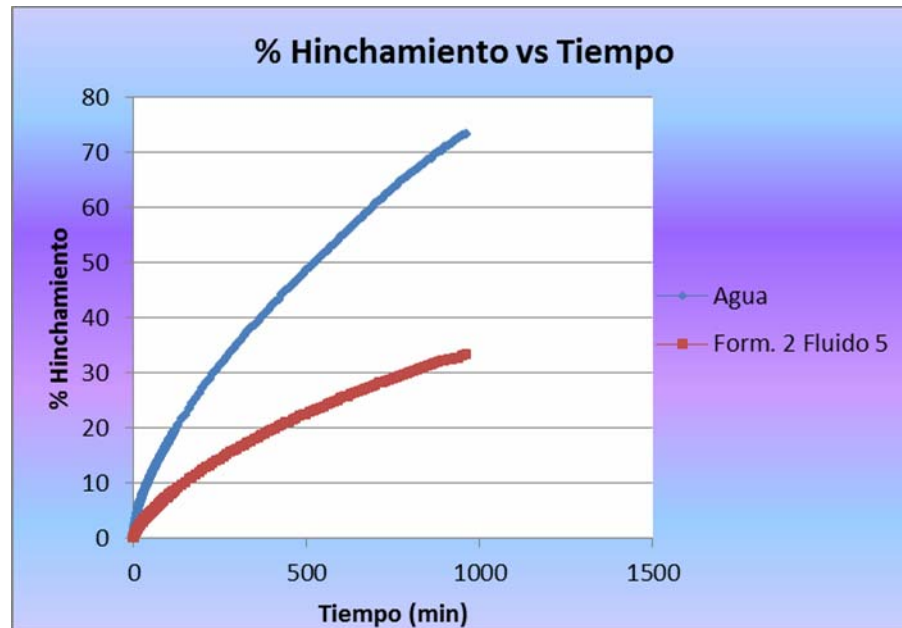




**Figura 4.11. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 4 formulación 2**

En la **Figura 4.12**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 5 de la formulación 2. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.50 lbs de Amina y 2.75 lbs de glicol evaluados.

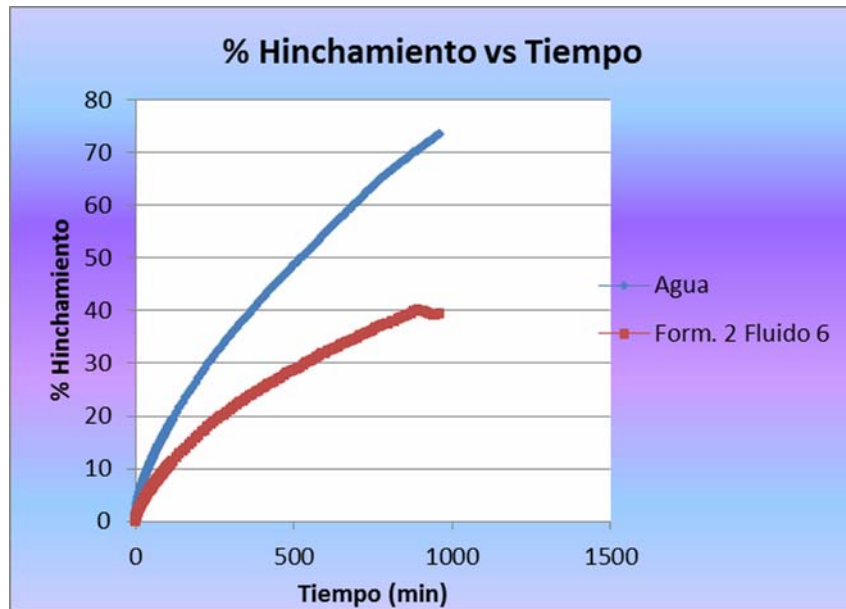
Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 33,3 % de hinchamiento.



**Figura 4.12. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 5 formulación 2**

En la **Figura 4.13**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 6 de la formulación 2. Este sistema de fluido representa la concentración de 1.50 lbs de Amina y 3.00 lbs de glicol evaluados.

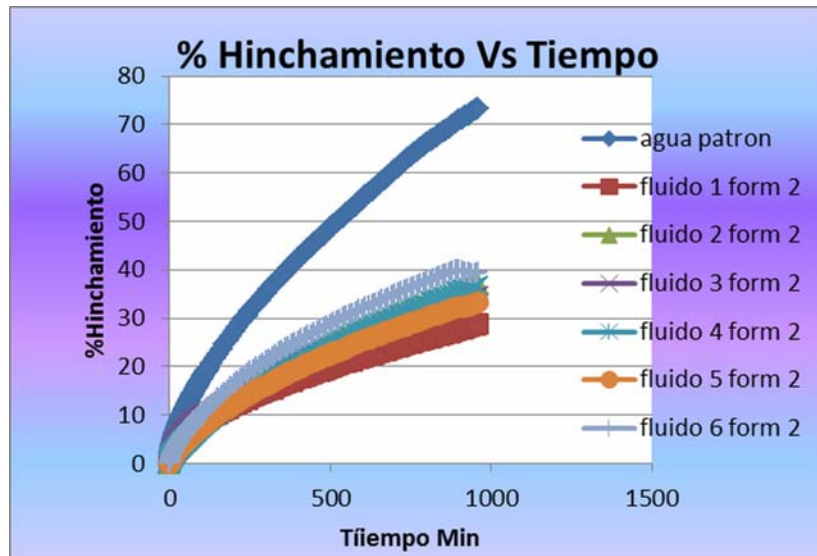
Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 39,39 % de hinchamiento.



**Figura 4.13. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 6 formulación 2**

En la **Figura 4.14**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón y los sistemas de fluidos 1, 2, 3, 4,5 y 6 de la formulación 2. Estos sistemas de fluidos representan diferentes concentraciones de glicol y una concentración constante de Aminas (1,50 lbs).

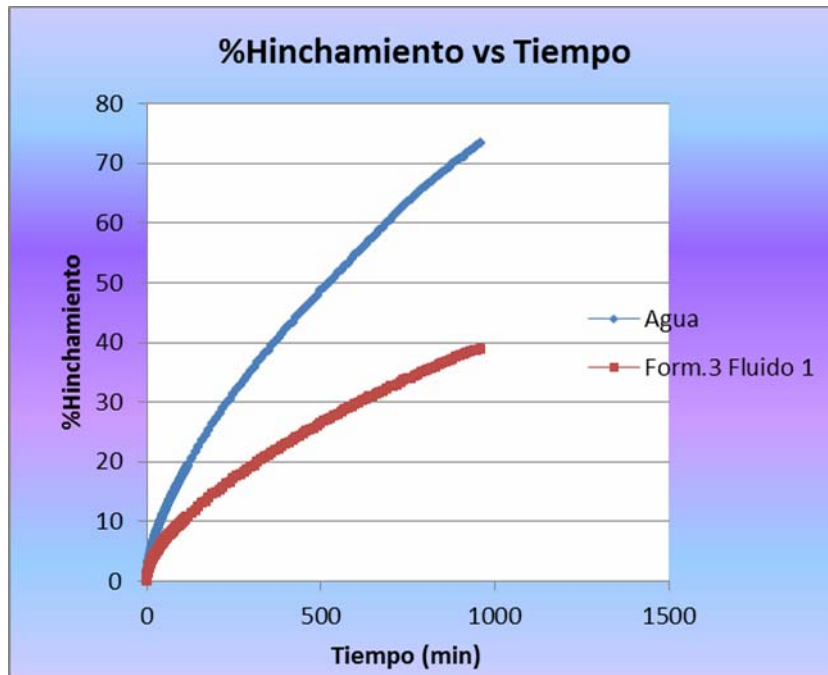
Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento, mientras que el fluido el cual presentó menor porcentaje de hinchamiento fue el fluido 1 con la adición de 1,75 lbs de glicol y un 28,78% de hinchamiento.



**Figura 4.14. % Hinchamiento vs Tiempo de los fluidos del 1 al 6 de la formulación 2**

En la **Figura 4.15**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 1 de la formulación 3. Este sistema de fluido representa la concentración de 2.00 lbs de Amina y 1.75 lbs de glicol evaluados.

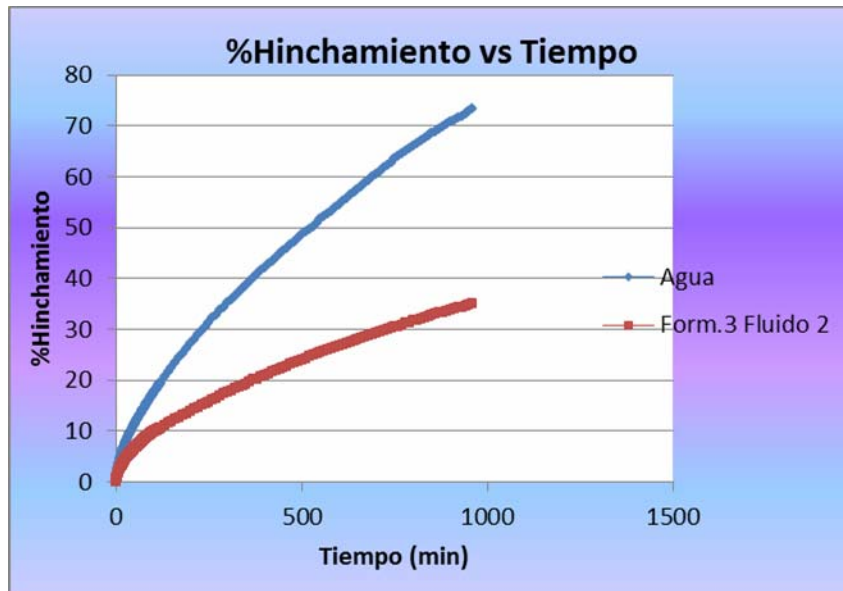
Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 38,9 % de hinchamiento.



**Figura 4.15. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 1 formulación 3**

En la **Figura 4.16**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 2 de la formulación 3. Este sistema de fluido representa la concentración de 2.00 lbs de Amina y 2.00 lbs de glicol evaluados.

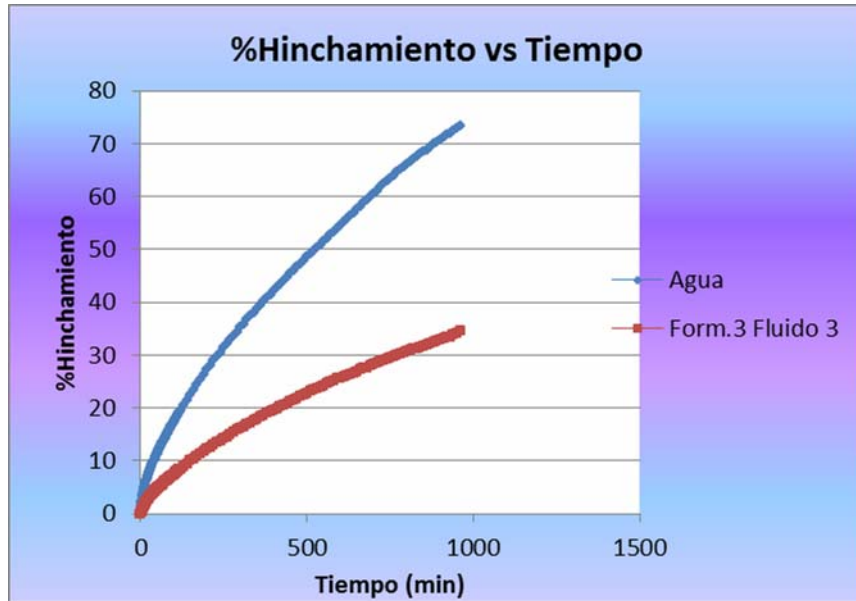
Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 35 % de hinchamiento.



**Figura 4.16. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 2 formulación 3**

En la **Figura 4.17**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 3 de la formulación 3. Este sistema de fluido representa la concentración de 2.00 lbs de Amina y 2.25 lbs de glicol evaluados.

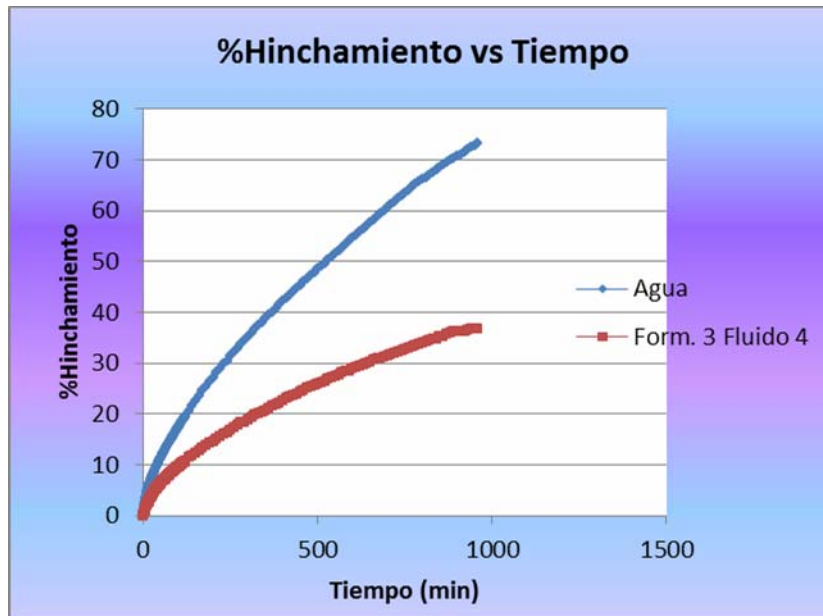
Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 34,6 % de hinchamiento.



**Figura 4.17. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 3 formulación 3**

En la **Figura 4.18**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 4 de la formulación 3. Este sistema de fluido representa la concentración de 2.00 lbs de Amina y 2.50 lbs de glicol evaluados.

Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 36,8 % de hinchamiento.

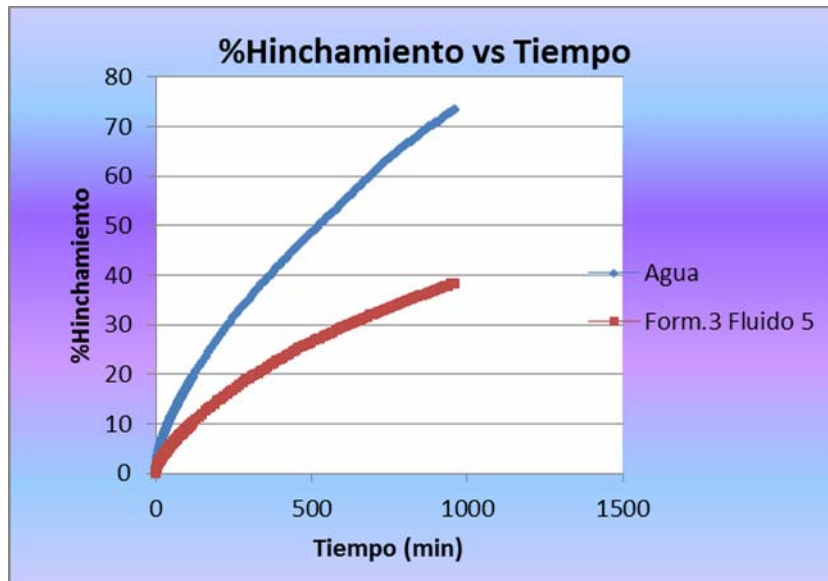


**Figura 4.18. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 4 formulación 3**

En la **Figura 4.19**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 5 de la formulación 3. Este sistema de fluido representa la concentración de 2.00 lbs de Amina y 2.75 lbs de glicol evaluados.

Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 38,2 % de hinchamiento.

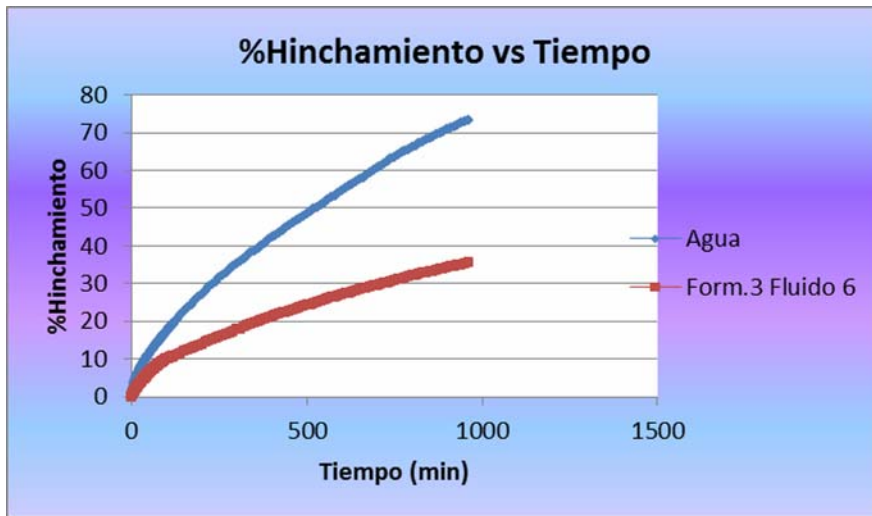




**Figura 4.19. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 5 formulación 3**

En la **Figura 4.20**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido 6 de la formulación 3. Este sistema de fluido representa la concentración de 2.00 lbs de Amina y 3.00 lbs de glicol evaluados.

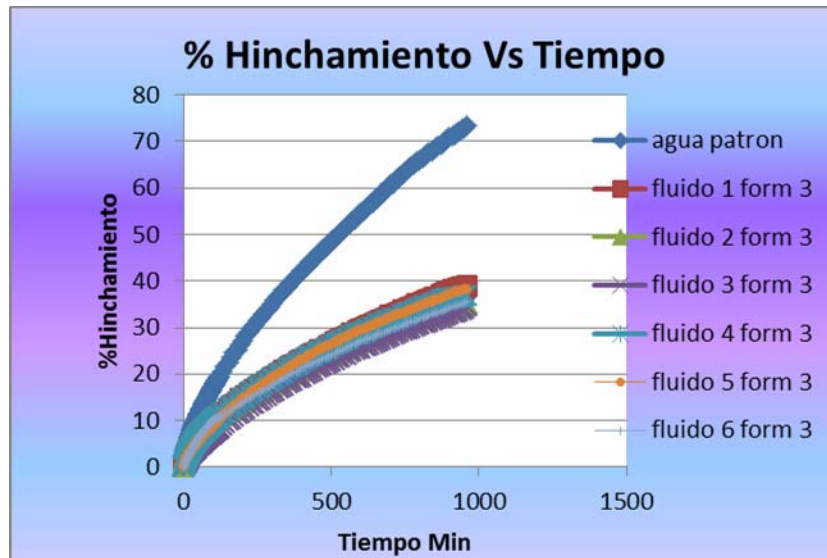
Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido presentó 35,65 % de hinchamiento.



**Figura 4.20. % Hinchamiento vs Tiempo fluido 6 formulación 3**

En la **Figura 4.21**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón y los sistemas de fluidos 1, 2, 3, 4,5 y 6 de la formulación 3. Estos sistemas de fluidos representan diferentes concentraciones de glicol y una concentración constante de Aminas (2,00 lbs).

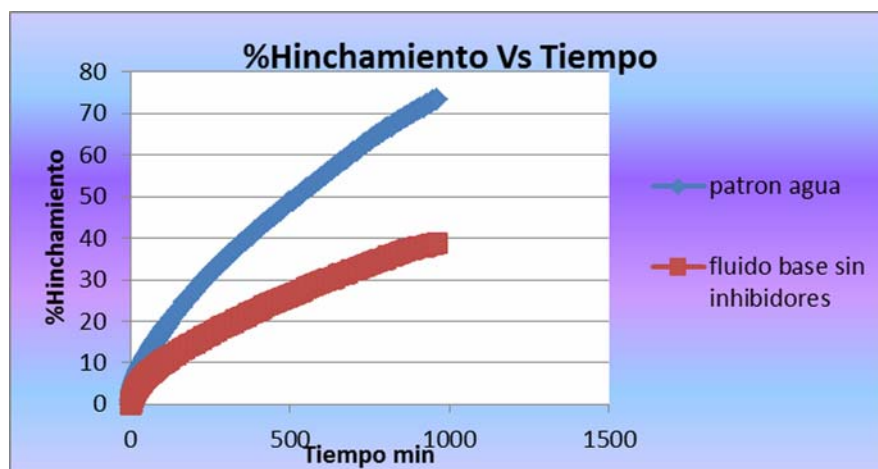
Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento, mientras que el fluido el cual presentó menor porcentaje de hinchamiento fue el fluido 2 con la adición de 2,00 lbs de glicol y un 35% de hinchamiento.



**Figura 4.21. % Hinchamiento vs Tiempo de los fluidos del 1 al 6 de la formulación 3**

En la **Figura 4.22**, se muestra la relación entre el porcentaje de hinchamiento de la arcilla y el tiempo para el fluido patrón agua y el sistema de fluido patrón sin inhibidores (amina-glicol). Este sistema de fluido representa la concentración de todos los aditivos utilizados para un fluido.

Como se puede observar el fluido patrón presentó 73,3 % de hinchamiento mientras que el fluido patrón sin inhibidores 38,8 % de hinchamiento.



**Figura 4.22. % Hinchamiento vs Tiempo fluido base sin inhibidores**

Al comparar las gráficas se pudo observar que en cada una de las formulaciones uno de los fluidos se destacó en cuanto a menor porcentaje de hinchamiento, estos fluidos fueron los siguientes: fluido 2 de la formulación 1 con 32.2 % de hinchamiento, fluido 1 de la formulación 2 con 28,78 % de hinchamiento y fluido 3 de la formulación 3 con 34.6 %. Se puede notar que entre estos fluidos que se destacaron en cada formulación uno de estos tres tuvo el menor porcentaje de hinchamiento siendo el fluido 1 de la formulación 2 con 28.78 % de hinchamiento.

En las siguientes tablas (4.9 a 4.11) se mostraran para cada fluido de las tres formulaciones el porcentaje de hinchamiento y el porcentaje de inhibición, las cuales sirvieron para evaluar la inhibición del fluido polimérico inhibido amina-glicol, comparando los resultados y obteniendo el fluido de mejor desempeño.

En la tabla 4.9 se muestran los porcentajes de hinchamiento e inhibición correspondientes a los fluidos de la formulación 1.

**Tabla 4.9. % Hinchamiento y % Inhibición de los fluidos del 1 al 6 de la Formulación 1**

<b>Fluido(StrataDrill/Glicol)</b>	<b>% HINCHAMIENTO</b>	<b>% INHIBICIÓN (100-%hinchamiento)</b>
<b>Fluido 1 (1,0/1,75)</b>	37,2	62,8
<i>Fluido 2 (1,0/2,0)</i>	<i>32,2</i>	<i>67,8</i>
<b>Fluido 3 (1,0/2,25)</b>	36,8	63,2
<b>Fluido 4 (1,0/2,50)</b>	37,4	62,6
<b>Fluido 5 (1,0/2,75)</b>	38	62
<b>Fluido 6 (1,0/3,00)</b>	37,53	63,47

En la tabla 4.10 se muestran los porcentajes de hinchamiento e inhibición correspondientes a los fluidos de la formulación 2.

**Tabla 4.10. % Hinchamiento y % Inhibición de los fluidos del 1 al 6 de la Formulación 2**

<b>Fluido(StrataDril/Glicol)</b>	<b>% HINCHAMIENTO</b>	<b>% INHIBICIÓN (100-%hinchamiento)</b>
<i>Fluido 1 (1,50/1,75)</i>	<i>28,78</i>	<i>71,22</i>
<b>Fluido 2 (1,50/2,0)</b>	37,1	62,9
<b>Fluido 3 (1,50/2,25)</b>	34,5	62,6
<b>Fluido 4 (1,50/2,50)</b>	36,42	63,58

<b>Fluido 5 (1,50/2,75)</b>	33,3	66,7
<b>Fluido 6 (1,50/3,00)</b>	39,39	60,61

En la tabla 4.11 se muestran los porcentajes de hinchamiento e inhibición correspondientes a los fluidos de la formulación 3.

**Tabla 4.11. % Hinchamiento y % Inhibición de los fluidos del 1 al 6 de la Formulaci3n 3**

<b>Fluido(StrataDrill/Glicol)</b>	<b>% HINCHAMIENTO</b>	<b>% INHIBICI3N (100-%hinchamiento)</b>
<b>Fluido 1 (2,0/1,75)</b>	38,9	61,1
<b>Fluido 2 (2,0/2,0)</b>	35	65
<b>Fluido 3 (2,0/2,25)</b>	<b>34,6</b>	<b>65,4</b>
<b>Fluido 4 (2,0/2,50)</b>	36,8	63,2
<b>Fluido 5 (2,0/2,75)</b>	38,2	61,8
<b>Fluido 6 (2,0/3,00)</b>	35,65	64,35

El c3lculo del porcentaje de inhibici3n permiti3 determinar la habilidad para inhibir la desintegraci3n del cuerpo de la lutita, sirvi3 para comprobar el desempe3o inhibitorio de los diferentes sistemas evaluados. Las formulaciones utilizadas para realizar esta prueba se pueden observar en las **Tablas 4.6; 4.7 y 4.8**. Los resultados fueron expresados en porcentaje de inhibici3n. Las muestras de arcillas utilizadas para realizar estas pruebas fueron arcillas comerciales.



En la tabla 4.14 se puede observar la capacidad que tienen los fluidos de inhibir la adición de arcillas correspondiente a la formulación 3.

**Tabla 4.14. Capacidad Inhibitoria (lbs/bls) de la formulación 3**

<b>Formulación 3</b>	<b>Fluido 1</b>	<b>Fluido 2</b>	<b>Fluido 3</b>	<b>Fluido 4</b>	<b>Fluido 5</b>	<b>Fluido 6</b>
<b>Cond.Iniciales (lbs/bls)</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>65</b>
<b>Después de Envj.(lbs/bls)</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>65</b>

#### **4.5. Seleccionar el fluido polimérico inhibido Amina-Glicol de mejor desempeño y cuya aplicación sea técnicamente factible para la perforación en el campo Arcuna**

En esta etapa, se pudo obtener la concentración óptima para el área en estudio, comparando cada uno de los diferentes fluidos de las tres formulaciones usando arcillas comerciales mediante las pruebas de Hinchamiento Lineal y capacidad inhibitoria. Esto se puede observar en las **Tablas 4.9 a la tabla 4.11**, en donde el fluido 1 de la formulación 2 fue el que tuvo un mejor comportamiento y siendo óptimo con un 71,22 % de inhibición siendo el mejor resultado en comparación con los otros fluidos, se utilizó para este fluido 1.50 lbs/bls de amina y 1.75 lbs/bls de glicol; sin embargo cabe destacar que el fluido 2 de la formulación 1 obtuvo un alto porcentaje de inhibición de 67,8% donde se utilizó 1.00 lbs/bls de amina y 2.00 lbs/bls de glicol, siendo este último rentable, debido a que se utilizó menos concentración de inhibidores.



El fluido seleccionado de mejor desempeño y cuya aplicación es técnicamente factible para la perforación del campo Arecuna es el fluido 1 de la formulación 2, el cual tiene un 71.22 % de inhibición, además es un fluido que mantiene sus propiedades bajo condiciones de yacimiento y en un fluido que permite obtener buenos resultados de inhibición a una baja concentración de aditivos inhibidores.

## CONCLUSIONES

1. Al caracterizar los fluidos de perforación a base de Amina- Glicol, se determinó que la proporción de miscibilidad del fluido fue satisfactoria.
2. Al aplicar las pruebas de envejecimiento y rolado los fluidos mantuvieron sus propiedades con respecto a las iniciales.
3. Los sistemas de fluidos arrojaron menor porcentaje de hinchamiento con respecto al fluido base.
4. Durante las pruebas de hinchamiento lineal realizadas a los distintos fluidos se pudo notar, que el fluido 1 de la formulación 1 y fluido 2 de la formulación 2 resultaron ser los más eficientes y presentan la mayor capacidad para retardar la hidratación de las arcillas.
5. El fluido 2 de la formulación 1 es económicamente rentable.
6. El fluido 1 de la formulación 2 es técnicamente óptimo.
7. Los fluidos que contienen en su formulación una menor cantidad de inhibidor, se comportaron igual de efectivos que los que contenían una mayor cantidad, para controlar el hinchamiento.
8. A medida que se incrementaron las concentraciones de amina- glicol, no se observó cambios significativos en cuanto al Punto Cedente y Viscosidad Plástica.

9. A medida que se incrementaron las concentraciones de amina- glicol, no se observó cambios significativos en cuanto al filtrado.

## RECOMENDACIONES

1. Utilizar el fluido 1 de la formulación 2 del sistema de fluido a base de Amina-Glicol, en donde se obtuvo la concentración técnicamente óptima para la inhibición de componentes arcillosos.
2. Utilizar el fluido 2 de la formulación 1 del sistema de fluido a base de Amina-Glicol, cuyo resultado fue económicamente rentable.
3. Continuar los estudios en otros sistemas base agua.
4. Caracterizar los fluidos estudiados, utilizando muestras de arcillas y lutitas provenientes de formación a diferentes profundidades.
5. Continuar los estudios usando otros tipos de aminas en los sistemas de fluidos a base de amina-glicol.

## BIBLIOGRAFÍA CITADA

1. **Guzmán, T. (2009) “Capacidad inhibitoria del fluido viscoelástico empleado en el campo machete unidad de explotación Boyacá” INST UNIV. POLT. SANTIAGO MARIÑO 2009.**
2. **Paraqueima, A. (2009) “Evaluación de Gomas Xánticas e inhibidores químicos nacionales, para la formulación del fluido de perforación base agua FLO-PRO.”. Trabajo de Grado, UDO, Venezuela, 2009.**
3. **González Sánchez, D. y Chacin Añez, R. (2007) titulado “Optimización de un fluido base agua para ser utilizado en el área de Lagomedio Bloque IX y X del Lago de Maracaibo”. Trabajo de Grado, PSM, LUZ 2007.**
4. **Requena Sicirucá, E. (2005) “Estudio del mecanismo de estabilización de arcillas con el uso de glicol como aditivo en los fluidos de perforación base agua”. Trabajo de grado, UDO 2005.**
5. **[www.inparkdrillingfluids.com](http://www.inparkdrillingfluids.com)**
6. **González, F. (2003). Pozo I.Guia de estudios para la materia pozos I. Universidad Central de Venezuela.**
7. **[www.yacimientosdegascondensado.blogspot.com/.../funciones-del-fluido-de-perforación](http://www.yacimientosdegascondensado.blogspot.com/.../funciones-del-fluido-de-perforación).**

8. [www.yacimientosdegascondensado.blogspot.com/.../problemas-operacionales-fluido-de-perforación](http://www.yacimientosdegascondensado.blogspot.com/.../problemas-operacionales-fluido-de-perforación).
9. [www.yacimientosdegascondensado.blogspot.com/.../composición-de-los-fluidos-de-perforación](http://www.yacimientosdegascondensado.blogspot.com/.../composición-de-los-fluidos-de-perforación)
10. [www.yacimientosdegascondensado.blogspot.com/.../tipos-de-fluidos-de-perforación](http://www.yacimientosdegascondensado.blogspot.com/.../tipos-de-fluidos-de-perforación).
11. P.D.V.S.A. CIED (2002). “Manual Fluidos de Perforación”.
12. Unidad de perforación y mantenimiento de pozos, Manual M-I de fluidos de control, Octubre de 2006.
13. [www.wikipedia.org/wiki/Arcilla](http://www.wikipedia.org/wiki/Arcilla).
14. González de J., C., Iturralde J. y Picard, X., “Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”, Tomo I, Ediciones Foninves, Caracas (1980).

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	ESTUDIO DE EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE FLUIDO POLIMÉRICO INHIBIDO BASE AMINA-GLICOL EN LA INHIBICIÓN DE COMPONENTES ARCILLOSOS EN EL CAMPO ARECUNA DISTRITO SAN TOMÉ
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
<b>Fuentes Cedeño, Yoslemi Ancharí</b>	CVLAC: V- 19.984.314 E MAIL:
	CVLAC: V – E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

FLUIDOS POLIMÉRICOS

FLUIDOS INHIBIDOS

COMPONENTES ARCILLOSOS

AMINA-GLICOL

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CS. APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

### RESUMEN (ABSTRACT):

Prevenir la inestabilidad de las zonas problemáticas es muy importante para cada fase de la industria del fluido de perforación, desde los esfuerzos de investigación y desarrollo hasta la implementación en el campo por el ingeniero de fluido.

Nuevas tecnologías están siendo evaluadas y aplicadas para minimizar los problemas operacionales que involucran la hidratación de las arcillas y lutitas. La inestabilidad del pozo es causada por un esfuerzo radical del esfuerzo mecánico y de los ambientes químicos exponiendo la formación al fluido de perforación. Tal inestabilidad del pozo suele ser indicada por arcillas y lutitas reactivas.

En vista de la problemática antes mencionada han sido evaluados y tomados como referencia la actuación de los aditivos utilizados como inhibidores de arcillas tales como las aminas y el glicol en otras regiones del mundo, utilizados para disminuir inconvenientes que involucra la hidratación de la arcilla y lutita.

Luego de una evaluación de las características de los aditivos utilizados en la formulación, de sus propiedades y de la evaluación de los inhibidores utilizando muestras de arcilla comercial mediante pruebas de laboratorio tales como hinchamiento lineal y rolado, se seleccionará el fluido polimérico inhibido Amina-Glicol de mejor desempeño y cuya aplicación sea técnicamente factible para la perforación del campo en estudio.



## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

### CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
<b>SALAS, ROBERTO</b>	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
<b>PATIÑO, RAYDA</b>	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
<b>VILELA, AURA</b>	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
<b>GUZMÁN, EDGAR</b>	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

### FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	12	02
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estudio de efectividad del sistema de fluido polimérico inhibido base amina-glicol en la inhibición de componentes arcillosos.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L  
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4  
5 6 7 8 9.**

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero de Petróleo

---

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

---

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Petróleo

---

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

---

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

### **DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

*“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”*

---

**AUTOR**

**Yoslemi Ancharí Fuentes Cedeño**

---

**TUTOR**

Prof. Roberto Salas

---

**JURADO**

Prof. Rayda Patiño

---

**JURADO**

Prof. Aura Vilela

---

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**