



# **FORMULACIÓN DE UN LODO PARA LAS FUTURAS PERFORACIONES EN CAMPO COLORADO**

**CARLOS ARTURO CASTRO SALAZAR**

**DUVAN FERNANDO ROJAS HERRERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**BUCARAMANGA**

**2011**



# **FORMULACIÓN DE UN LODO PARA LAS FUTURAS PERFORACIONES EN CAMPO COLORADO**

**CARLOS ARTURO CASTRO SALAZAR**

**DUVAN FERNANDO ROJAS HERRERA**

**Trabajo de grado para optar el título**

**De Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**M.Sc. Emiliano Ariza León**

**Codirector**

**Ing. Sergio Costa**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

*A **DIOS** por darme la oportunidad de llegar a ser lo que soy puesto que siempre ha sido mi roca mi fuerza y mi salvación. A mi **MADRE, PADRE, HERMANO, ABUELITA** y a mi tía **CLARITA**. Por ser la columna sobre la cual he construido mi vida, y a todos aquellos que me brindaron su apoyo incondicional mis **AMIGOS**.*

*GRACIAS TOTALES*

*"El que puede tener paciencia, puede tener lo que quiera."*

*Benjamín Franklin*

*"Cuando alguien desea algo debe saber que corre riesgos, por eso la vida vale la pena."*

*Paulo Coelho*

***DUVÁN FERNANDO ROJAS .HERRERA.***

*A DIOS y a mi Ángel de la Guarda por mostrarme siempre el mejor camino a seguir. A mi FAMILIA por el apoyo constante y a mis AMIGOS por estar siempre con migo brindándome su apoyo incondicionalmente... GRACIAS*

*"Lo que hagan en la vida, tendrá eco en la eternidad."*

Russell Crow

**CARLOS ARTURO CASTRO SALAZAR**

## AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero **Emiliano Ariza** por su ilustre labor de maestro y su constante apoyo y motivación durante la elaboración de este proyecto.

Al ingeniero **Sergio Costa**, por su aporte cognoscitivo durante toda la realización de este proyecto.

A la **Universidad Industrial de Santander y Escuela de Ingeniería de Petróleos** por ser la fuente de donde emana todo el conocimiento y la ética que necesitamos para ser profesionales íntegros.

A todos nuestros buenos amigos: **Elisa, Yudy, Andrés, Lady A, Sindy S, Diana R, Diana B, Daniel, Shirly, Vanesa, Marly** quienes con sus ocurrencias nos brindaron el apoyo necesario para no desfallecer en nuestras aspiraciones.

Al grupo de investigación **CAMPOS MADUROS**, que con su apoyo técnico y administrativo, logra hacer posible el desarrollo de este proyecto bajo su convenio.

Al laboratorista Alex Beltrán por su valiosa colaboración en el desarrollo de las pruebas de laboratorio.

A la Dirección del **Campo Escuela Colorado** por su colaboración ilimitada en este proyecto.

## GLOSARIO

**Adhesión:** La fuerza que mantiene unidas a moléculas distintas.

**Aditivo de Lodo:** Cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

**Arcillolita:** Roca sedimentaria de grano muy fino. Compuesta por partículas coloidales de alta plasticidad y con diferentes minerales principalmente arcillosos.

**Bentonita:** Arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorillonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado.

**Torta (Cake):** Los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración; denominada torta de lodo.

**Calcio (Ca<sup>++</sup>):** Uno de los elementos alcalinos de la tierra con una valencia de 2 y un peso atómico de aproximadamente 40. Los compuestos de calcio son una causa común de la dureza del agua. También es un componente de la cal, yeso, caliza, etc.

**Caliza:** roca sedimentaria carbonatada que contiene al menos 50% de calcita CaCO<sub>3</sub>, tiene poca dureza en frío y dan efervescencia bajo la acción de un ácido diluido.

**Conglomerado:** Roca sedimentaria detrítica compuesta en su mayoría por partículas de diámetro superior a 2 mm, unidos por cemento.

**Daño a la Formación:** Causa que reduce la productividad de una formación, puede ser ocasionado por la invasión de partículas de lodo o filtrados de lodo dentro de la formación, disminuyendo la permeabilidad.

**Desemulsificante:** Sustancia usada para separar una emulsión de dos o más líquidos inmiscibles.

**Dispersante:** Cualquier producto químico que estimula la dispersión de las partículas, polímeros de carga negativa que neutralizan las cargas positivas que presentan los bordes de las partículas de arcillas.

**Emulsificante:** Una sustancia usada para producir una emulsión de dos líquidos que no son miscibles. Los emulsificantes se pueden dividir, según su comportamiento, en agentes iónicos y no iónicos. Los tipos iónicos también se pueden dividir en tipos aniónicos, catiónicos y anfóteros, según la naturaleza de los grupos iónicos activos.

**Emulsión:** Una mezcla líquida heterogénea, sustancialmente permanente, de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven uno en otro, pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, uno en otro, por agitación mecánica, o más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias llamadas emulsificantes. Las emulsiones pueden ser mecánicas, químicas o una combinación de ambas. Los tipos de emulsión son aceite en agua o agua en aceite.

**Filtración:** El proceso de separación de sólidos suspendidos de su líquido, forzando el líquido a través de un medio poroso. Dos tipos de filtración de fluido ocurren en un pozo: filtración dinámica durante la circulación y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

**Filtrado:** El líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

**Floculante:** Sustancias, como la mayoría de los electrolitos, algunos polisacáridos y ciertos polímeros naturales o sintéticos, que producen el espesamiento de la consistencia de un fluido de perforación. En los fluidos plásticos de Bingham, el punto de cedente y el esfuerzo gel aumentan.

**Inhibidor:** Las sustancias generalmente consideradas como contaminantes del lodo de perforación, como la sal y el sulfato de calcio, son llamadas inhibidores cuando se agregan deliberadamente al lodo para que el filtrado de del fluido de

perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

**Lodo:** Fluidos de perforación base agua o aceite cuyas propiedades han sido modificadas por sólidos comerciales y/o nativos, disueltos y/o suspendidos. Se usa para hacer circular los cortes fuera del pozo y cumplir otras funciones durante la perforación de un pozo. Lodo es el término que se suele atribuir con mayor frecuencia al fluido de perforación.

**Lutitas:** conjunto de rocas sedimentarias detríticas cuyos componentes poseen un diámetro menor a 1/16 mm.

**Permeabilidad:** Es una medida de la capacidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de su medio poroso, la unidad de permeabilidad es el Darcy. Cuando un solo fluido fluye a través de la formación se conoce como permeabilidad absoluta. La permeabilidad efectiva es la permeabilidad de cada fluido en presencia de otros fluidos y la permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

**Revoque:** Los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración.

**Surfactante:** Compuesto químico que posee la propiedad de disminuir la tensión interfacial de algunos fluidos.

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>°API</b>	American Petroleum Institut.
<b>BOPD</b>	Barriles de Aceite por Día.
<b>°C</b>	Grados centígrados.
<b>Ca<sup>++</sup></b>	Ion Calcio.
<b>C<sup>-</sup></b>	Ion Cloro.
<b>Cp</b>	Centipoise.
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit.
<b>Ft</b>	Pies.
<b>HP/HT</b>	Filtrado de alta presión y alta temperatura.
<b>KCl</b>	Cloruro de Calcio
<b>Lpb</b>	Libras por barril
<b>Ppg</b>	Libras por galón.
<b>Ppm</b>	Partes por millón.
<b>Psi</b>	Libras por pulgada cuadrada.
<b>%V</b>	Porcentaje en volumen.
<b>VP</b>	Viscosidad Plástica.
<b>YP</b>	Punto cedente (yieldpoint).

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.	24
1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	25
1.1. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	25
1.1.1. Densidad	25
1.1.2. Reología	25
1.1.3. Pérdidas de filtrado	28
1.1.4. PH del lodo	29
1.1.5. Alcalinidad	29
1.1.6. Lubricidad	30
1.2. FUNCIONES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN	30
1.2.1. Transporte y suspensión de cortes generados durante la perforación	30
1.2.2. Control de presiones de subsuelo	31
1.2.3. Lubricidad y enfriamiento de la broca y sarta de perforación	31
1.2.4. Soporte de las paredes del hueco	32
1.2.5. Suspensión de la sarta y el revestimiento	32
1.2.6. Interpretación de registros eléctricos	32
1.3. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	33
1.4. LODOS BASE AGUA	33
1.4.1. Sistemas Dispersos	33
1.4.2. Sistemas No Dispersos	34
1.4.3. Lodos con Polímeros	35
1.5. LODOS BASE ACEITE	35
1.6. LODOS SINTÉTICOS	38
1.7. FLUIDOS NEUMÁTICOS	38
2. DAÑO DE FORMACION DURANTE LA PERFORACION	40
2.1 PROCESOS PARTICULARES EN EL MEDIO POROSO	42
2.2. FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DAÑO DE FORMACION	44
2.2.1. Composición mineralógica y química	44

2.2.2. Abundancia y tipo del mineral	44
2.3.DAÑO DURANTE LA PERFORACION	45
2.4. CAUSAS DE DAÑO DE FORMACION	45
2.4.1. Invasión de partículas sólidas	45
2.4.2. Hidratación de arcillas (Incompatibilidad fluido-Roca).	46
2.4.3 Cambio de la mojabilidad de la formación	53
2.4.4. Fluidos incompatibles	53
2.4.5. Migración de Finos	54
2.4.6. Bloqueo por agua	54
2.5. METODOS DE RECONOCIMIENTO DEL DAÑO DE FORMACION	55
2.5.1. Registros de resistividad	55
2.5.2. Análisis de Pruebas de presión	55
2.5.3. Análisis de núcleos en laboratorio	55
3. DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACION	57
3.1 LITOLOGIA Y TIPO DE POZO	58
3.2. CONDICIONES DE SEGURIDAD	58
3.3. DAÑO A LA FORMACION	58
3.4. TEMPERATURA	59
3.5. PERDIDAS DE CIRCULACION	59
3.6. INESTABILIDAD DEL AGUJERO	60
3.7. PRESENCIA DE DOMOS SALINOS	60
3.8. FACTORES AMBIENTALES	61
4. GENERALIDADES CAMPO COLORADO	64
4.1. RESEÑA HISTORICA	64
4.2. DESCRIPCION DEL YACIMIENTO	65
4.3. UBICACIÓN GEOGRAFICA	66
4.4. GEOLOGIA DEL CAMPO	69
4.4.1. Geología Estructural del Campo Colorado	69
4.5.GEOLOGIA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)	70
4.5.1. Estratigrafía	71
4.6. ESTRATIGRAFIA CAMPO COLORADO	83

5. FORMULACION DE UN FLUIDO DE PERFORACION PARA EL CAMPO COLORADO	85
5.1. DIAGNOSTICO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS EN CAMPO COLORADO.	85
5.1.1. VENTANA DE LODO	93
5.1.2. CONTENIDO DE ARCILLAS EN CAMPO COLORADO	101
5.1.3. TAMAÑO DE LA GARGANTA DE PORO	104
5.2. PROCESO EXPERIMENTAL	108
5.2.1. RECONOCIMIENTO Y FORMULACION DEL PROBLEMA	108
5.2.2. OBTENCION DE MUCILAGO DE FIQUE	109
5.2.3. EVALUACIÓN DE INHIBIDORES	110
5.2.4. PRUEBA DE TOLERANCIA A LA BENTONITA (BTT).	111
5.2.5. EVALUACIÓN DEL PH ÓPTIMO PARA UTILIZAR LA BENTONITA COMO VISCOSIFICANTE.	119
5.3. FORMULACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	121
5.4. PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION RECOMENDADO PARA CAMPO ESCUELA COLORADO	122
5.4.1. ESTADO MECANICO	122
5.4.2 Formulación De Fluidos De Perforación Sección De 0 A 100 Pies	124
5.4.3 Formulación de fluidos de perforación sección de 100 a 600 pies	125
5.4.4 Formulación de fluidos de perforación sección de 600 a 8000 pies	126
5.5. COSTOS	129
CONCLUSIONES	134
RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFIA	136
ANEXOS	139

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Caída de presión producida por el daño de formación.	40
Figura 2. Estado natural de una arena.	43
Figura 3. Procesos en el Medio Poroso	44
Figura 4. Daño por Taponamiento de Partículas	46
Figura 5. Arreglo Geométrico de la Estructura de las Arcilla	47
Figura 6. Estructura de la Montmorillonita	49
Figura 7. Estado Agregado de la Arcilla.	51
Figura 8. Estado Disperso de la Arcilla	52
Figura 9. Estado Floculado de la Arcilla	52
Figura 10. Alteración de la Mojabilidad	53
Figura 11. Entrada de Finos	54
Figura 12. Factores más importantes que deben ser considerados en la selección de fluidos de perforación	63
Figura 13. Localización del Campo Escuela Colorado	67
Figura 14. Perfil estructural y distribución de bloques del Campo Colorado con sus respectivos pozos activos e inactivos a octubre de 2010.	68
Figura 15. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca VMM.( En el recuadro azul son resaltadas las unidades productoras).	72
Figura 16. Columna estratigráfica de Campo Colorado	84
Figura 17. Ventana de lodo original de Campo Escuela Colorado	96
Figura 18. Ventana de lodo actual de Campo Escuela Colorado	99
Figura 19. Densidades de lodo recomendadas para Campo Escuela Colorado	100
Figura 20. Relación de porcentajes encontrados de minerales arcilla y su cristalización en los grupos PM1 y PM2	103
Figura 21. Clasificación de tipos de roca, Colorado, Mugrosa B y C	106
Figura 22. Yield Point vs Bentonita	113
Figura 23. Yield Point vs Bentonita agregada, formulación con 8 Lb/Bbl de KCl	115

Figura 24. Yield Point vs Bentonita agregada, formulación con 8 Lb/Bbl de Hexilenglicol.	116
Figura 25. Yield Point vs Bentonita agregada, formulación con 8 Lb/Bbl de Mucílago del Fique	117
Figura 26. Comportamiento de la Va vs el Ph.	120
Figura 27. Estado Mecánico <i>COLORADO INFILL XX</i> .	123

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Sistemas de lodo base aceite	36
Tabla 2. Valores de daño y sus condiciones de pozo	42
Tabla 3. Datos básicos del yacimiento	65
Tabla 4. Pozos Bloque I	86
Tabla 5. Pozos Bloque II	87
Tabla 6. Pozos Bloque III	88
Tabla 7. Pozos Bloque IV	89
Tabla 8. Pozos Bloque V	90
Tabla 9. Pozos Bloque VI	91
Tabla 10. Generalización de los lodos utilizados en Campo Colorado	91
Tabla 11 Resultados Prueba de nivel desarrollada por Gonzáles y Gómez	98
Tabla 12. Tipo de roca presente en Campo Colorado	105
Tabla 13. Tamaño de garganta de poro	107
Tabla 14. Propiedades de Obtención Mucílago del Fique	110
Tabla 15. Datos de reología bentonita	113
Tabla 16. Datos de reología bentonita agregada en agua dulce más KCl	114
Tabla 17. Resultados poder de inhibición	118
Tabla 18. Variación de la reología de la bentonita con el pH	119
Tabla 19 Formulación del Lodo	121
Tabla 20. Propiedades del Lodo Perforación (sección de 0 pies – 100 pies).	124
Tabla 21 Formulación del Lodo (sección de 0 pies – 100 pies).	124
Tabla 22. Propiedades del Lodo Perforación (sección de 100 pies – 600 pies)	125
Tabla 23 Formulación del Lodo (sección de 100 pies – 600 pies).	125
Tabla 24. Propiedades del Lodo Perforación (sección de 600 pies–8000 pies).	126
Tabla 25 Formulación del Lodo (sección de 600 pies – 3600 pies y 4600 a 8000 pies.).	127
Tabla 26 Formulación del Lodo (sección de 3600 pies – 4600 pies).	128
Tabla 27. Propiedades de lodo para profundidades mayores a 8000 pies	128
Tabla 28 Formulación del Lodo. Para profundidades mayores a 8000 pies	129
Tabla 29. Volumen de lodo para el primer intervalo 0– 100 pies	130



Tabla 30. Costos del lodo para el primer intervalo (0-100ft).	130
Tabla 31. Volumen de lodo para el segundo intervalo (100 – 600 ft).	131
Tabla 32. Costos del lodo para el segundo intervalo (100 – 600 ft)	131
Tabla 33. Volumen de lodo para el tercer intervalo (600 – 8000 ft).	132
Tabla 34 .Costo del lodo para el tercer intervalo 600 – 8000 pies	132
Tabla 35. Costos estimados	133

## LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO A. Datos para la obtención de la ventana original de Campo Colorado.140

ANEXO B. Datos para la obtención de la ventana actual de Campo Colorado.142

## RESUMEN

**TITULO: FORMULACIÓN DE UN LODO PARA LAS FUTURAS PERFORACIONES EN CAMPO COLORADO\*.**

**AUTORES:**

CARLOS ARTURO CASTRO SALAZAR

DUVÁN FERNANDO ROJAS HERRERA \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Fluido, Lodos, Base Agua, Inhibidor, Arcillas, Daño de Formación, Mucilago de Figue, Hexilenglicol, Prueba de Tolerancia a la Bentonita.

**DESCRIPCIÓN:**

Debido al desarrollo económico, industrial y social que está teniendo el mundo, cada día la exigencia de petróleo crece y con ello el afán de la industria por seguir sustentando estas necesidades. El propósito fundamental de esta tesis es hacer la formulación de un lodo con mínimo impacto de daño a la formación y mínimo impacto ambiental para las futuras perforaciones en campo colorado. Este proyecto surge debido a la necesidad que tiene el CAMPO ESCUELA COLORADO de aumentar la producción haciendo nuevas perforaciones infill que permitan llevar a cabo este objetivo.

El proyecto está estructurado en 5 capítulos, el primero describe las generalidades de los lodos de perforación. En el capítulo 2 se presenta el daño a la formación durante la perforación, las causas y los métodos de reconocimiento. El capítulo 3 muestra cuales son los criterios a tener en cuenta en el diseño de un fluido de perforación. En el capítulo 4 se expresan las generalidades de Campo Colorado. En el capítulo 5 se presenta la formulación de los fluidos de perforación para el Campo; iniciando con un diagnostico de los fluidos utilizados (entre los años de 1923 a 1964), se formuló los fluidos de perforación a utilizar de acuerdo al análisis y las pruebas de laboratorio que se realizaron. Para desarrollar este trabajo se utilizarán los laboratorios de la Universidad Industrial de Santander.

---

\* Tesis de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director del proyecto: M.sc. Emiliano Ariza León. Codirector del proyecto: Ing. Sergio Costa.

## ABSTRACT

**TITLE: FORMULATE A MUD FOR A FUTURE DRILLING IN COLORADO FIELD.\***

**AUTHORS:**

CARLOS ARTURO CASTRO SALAZAR

DUVÁN FERNANDO ROJAS HERRERA \*\*

**KEY WORDS:** Fluid, Mud, Water Base, Inhibitor, Clay, Formation Damage, Figue mucilage, hexylene, Tolerance Test Bentonite.

### **DESCRIPTION:**

The economic, industrial and social that is taking the world, every day the demand for oil grows and with it the desire of the industry to continue to underpin these needs. The primary purpose of this thesis is to formulate a mud with minimal impact of formation damage and minimal environmental impact for future drilling in Colorado Field. This project arises from the need COLORADO SCHOOL FIELD has to increase production by new infill drilling that can carry out this objective.

The project is highly structured in five main chapters; the first describes the general of drilling muds. Chapter 2 presents the formation damage during drilling, causes and methods of recognition. Chapter 3 shows which are the criteria to be considered in designing a fluid drilling. In Chapter 4 express the general Field Colorado. In Chapter 5 presents the formulation of drilling fluids for the Field, starting with a diagnosis of the fluids used (between the years 1923 to 1964) contained the drilling fluids used according to analysis and laboratory tests were performed. To develop this work will use the laboratories of the Universidad Industrial de Santander.

---

\*Undergraduate Project

\*\*Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Project

Director: M.sc. Emiliano Ariza León. Co-Director of Project: Eng. Sergio Costa.

## INTRODUCCIÓN.

Debido al desarrollo económico, industrial y social que está teniendo el mundo, cada día la exigencia de petróleo crece y con ello el afán de la industria por seguir sustentando estas necesidades. Por lo cual las compañías petroleras además de hacer nuevas exploraciones están tratando de recuperar el petróleo aun existente en los campos en explotación. Para ello están perforando nuevos pozos con el fin de aumentar la producción.

Este proyecto surge debido a la necesidad que tiene el CAMPO ESCUELA COLORADO de aumentar la producción haciendo nuevas perforaciones infill que permitan llevar a cabo este objetivo.

Es por ello que el objetivo principal de este proyecto es formular un lodo que genere un mínimo daño a la formación y un mínimo impacto ambiental, de manera que sea útil para dichas perforaciones.

El proyecto está estructurado en 5 capítulos, el primero describe las generalidades de los lodos de perforación. En el capítulo 2 se presenta el daño a la formación durante la perforación, las causas y los métodos de reconocimiento. El capítulo 3 muestra cuales son los criterios a tener en cuenta en el diseño de un fluido de perforación. En el capítulo 4 se expresan las generalidades de Campo Colorado. En el capítulo 5 se presenta la formulación de los fluidos de perforación para el Campo; iniciando con un diagnostico de los fluidos utilizados (entre los años de 1923 a 1964), se formuló los fluidos de perforación a utilizar de acuerdo al análisis y las pruebas de laboratorio que se realizaron.

Para desarrollar este trabajo se utilizarán los laboratorios de la Universidad Industrial de Santander

## 1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos. Se usa para transportar los ripios perforados fuera del pozo y cumplir otras funciones durante la perforación de un pozo.

### 1.1. PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.<sup>1</sup>

**1.1.1. Densidad.** Es la propiedad del fluido que tiene como función principal mantener en sitio los fluidos de la formación.

La densidad se expresa por lo general en lbs/gal, y es uno de los dos factores, de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Durante la perforación de un pozo se trata de mantener una presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación.

**1.1.2. Reología.** La reología está relacionada con los esfuerzos cortantes generados por el lodo mientras este fluye y el comportamiento del mismo en suspensión de los cortes hasta la superficie y la generación de fuerzas estáticas

---

<sup>1</sup>CIED (Centro Internacional de Educación y Desarrollo). Fluidos de Perforación. PDVSA, 2002.p.6.

de gel para suspender los sólidos cuando se detiene la circulación. Estas propiedades son:

**Viscosidad Plástica (VP):** Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre:

- Sólidos
- Sólidos y líquidos
- Líquidos y líquidos

Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de Control de Sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP).

$$\text{Viscosidad} = \frac{\text{Esfuerzo de corte}}{\text{Velocidad de corte}} \quad (1.1)$$

$$V_p \text{ (cp)} = \theta 600 - \theta 300 \quad (1.2)$$

**Viscosidad API:** Es determinada con el Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua.

A la viscosidad embudo se le concede cierta importancia práctica puesto que suspende el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar.

Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la viscosidad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado.

**Punto Cedente (YP):** Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento.

El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación. Un fluido floculado exhibe altos valores de punto cedente.

$$Y_p \text{ (lb/100ft}^2\text{)} = (\theta 300 - V_p) \quad (1.3)$$

**Esfuerzo cedente (Ys):** Es la fuerza requerida para iniciar el flujo, el valor calculado del esfuerzo cortante cuando la velocidad de corte es cero, es independiente del tiempo, pero se le considera como una resistencia del gel en un tiempo cero.

$$Y_s \text{ (lb/100ft}^2\text{)} = (2 * \theta 3) - \theta 6 \quad (1.4)$$

**Resistencia o fuerza de gel:** Es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo).

Las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.

Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:

- Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.
- Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador.

$$\text{Resistencia de gel (lb/100ft}^2\text{)} = \text{Máxima lectura del dia a 3rpm (1.5)}$$

**1.1.3. Pérdidas de filtrado.** El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través de las paredes del pozo hacia el interior de las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores:

- Presión
- Dispersión
- Temperatura
- Tiempo

Se encuentran dos tipos de filtrado en el pozo: El estático en el cual el lodo se encuentra en reposo y el espesor de la torta aumenta con el tiempo. El filtrado dinámico el lodo se encuentra en movimiento, la torta es más delgada y la pérdida de filtrado es mayor. Se encuentran varios métodos para determinar el filtrado a un fluido de perforación:

- *Filtrado API*: A presiones moderadas de 100 psi y a temperatura ambiente.
- *Filtrado de alta presión y alta temperatura (HPHT)*: A condiciones de 500 psi y 250 °F.
- *Filtrado dinámico*: Trabaja hasta condiciones de 2500 psi y 500 °F, con el equipo FANN 90.

**1.1.4. PH del lodo.** El pH indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7,5 a 11,5. Cuando el pH varía de 7,5 a 9,5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9,5 a 11,5, es de alto pH.

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

**1.1.5. Alcalinidad.** La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se puede estimar la concentración de iones  $OH^-$ ,  $CO_3^{2-}$  y  $HCO_3^-$ , presentes en el fluido.

**1.1.6. Lubricidad<sup>2</sup>.** Es la disminución de la resistencia a la fricción de la sarta a la rotación y al movimiento vertical del pozo (torque y arrastre), incrementando la vida útil de la broca y la sarta. La fricción puede suceder entre la sarta y el revestimiento o las paredes del hueco.

Para evaluar en el laboratorio la lubricidad de un lodo se utiliza un equipo especial medidor de la lubricidad llamado lubricitytester que puede simular la rotación de la tubería bajo las condiciones de presión a las que se encuentran sometidas en el pozo.

## **1.2. FUNCIONES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN<sup>3</sup>.**

Los fluidos de perforación son diseñados para cumplir funciones específicas de manera tal que mejore la eficiencia de la operación, mitigando impactos ambientales, daños a las formaciones perforadas y mantenimiento de la eficiencia de los equipos. A continuación se presentan las principales funciones del lodo.

### **1.2.1. Transporte y suspensión de cortes generados durante la perforación.**

Cuando la broca perfora la formación se generan cortes, en algunas ocasiones estos se derrumban, estos cortes son más densos que el fluido y tienden a

---

<sup>2</sup>MALDONADO BAUTISTA, Ángela. Formulación y Evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicada al campo Balco como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos).Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

<sup>3</sup>MALDONADO BAUTISTA, Op. Cit.P.22

depositarse en el fondo del pozo, para remover estos cortes se utiliza un movimiento ascendente del fluido por el anular.

La proporción a la cual se levantan los cortes se calcula como la diferencia entre la velocidad de circulación del lodo en el anular y la velocidad de caída de las partículas, dependiendo del tamaño, forma y densidad de estas, así como la densidad y viscosidad del fluido de perforación. Si no hay un efectivo transporte de estos cortes se acumularan en el anular, incrementando presiones, torque e hidrostática y en otros casos ocasionando pegas, pérdidas de circulación y disminución de la rata de penetración.

Cuando el lodo no está en movimiento este debe adquirir una estructura gelatinosa (geles) para mantener los sólidos en suspensión y evitar que los aditivos y cortes de perforación se depositen en el fondo del pozo y cuando se restaure la circulación recupere su fluidez, gracias a sus propiedades tixotrópicas.

**1.2.2. Control de presiones de subsuelo.** Entre más se profundiza el hueco, las presiones de las formaciones son más altas debido a la sobrecarga y estabilizar los fluidos presentes en las formaciones (agua, gas y Petróleo) es de vital importancia para evitar desplazamiento hacia el hueco y la superficie. Este control se logra suministrando la presión hidrostática necesaria para estabilizar las paredes del pozo y balancear las presiones de formación directamente proporcional a la densidad y altura de la columna del fluido. El peso del lodo está limitado por la mínima presión necesaria para controlar el pozo y la máxima que no fracture la formación.

**1.2.3. Lubricidad y enfriamiento de la broca y sarta de perforación.** La fricción y abrasión a la que es sometida la sarta de perforación y la broca contra las

paredes y el fondo del pozo pueden disminuirse si se forma una capa delgada alrededor de las paredes del hueco, aumentando el tiempo de vida útil de la sarta y la broca. Además por el rozamiento de la sarta contra las paredes del hueco se genera un calor excesivo, absorbido y disipado por el lodo durante la circulación.

**1.2.4. Soporte de las paredes del hueco.** Algunas formaciones tienden a perder estabilidad cuando se perforaban generando derrumbes que desembocan en numerosos problemas.

La composición química y las características del lodo deben integrarse para constituir una pared estable y consistente en las paredes del hueco hasta que se corra y cimente el revestimiento, esto se logra suministrando una densidad adecuada de lodo y la generación de una pared delgada, estable y consistente denominada torta o revoque.

**1.2.5 Suspensión de la sarta y el revestimiento.** Ayuda a soportar enormes pesos a la torre de perforación de la sarta de perforación y revestimiento, por el empuje ascendente que ejerce el fluido. La fuerza de este empuje es igual al peso del volumen desplazado.

**1.2.6. Interpretación de registros eléctricos.** Es de vital importancia la evaluación precisa de las propiedades físicas y químicas de la formación y sus fluidos corriendo registros eléctricos y para este proceso es útil que la conductividad del lodo sea diferente a la de los fluidos presentes en la formación para no causar erosión química ni física en las paredes del hueco.

### 1.3. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN<sup>4</sup>.

Dependiendo de los requerimientos ambientales, económicos y operacionales en la perforación, existe variedad para la elección del lodo de perforación que satisfagan las necesidades de la operación. Los lodos se clasifican de acuerdo a su fase continúa o base, entre ellos tenemos:

- Lodos base agua
- Lodos base aceite
- Fluidos neumáticos
- Lodos sintéticos
- Lodos Biodegradables.

### 1.4. LODOS BASE AGUA.

Los fluidos base agua son aquellos cuya fase continua es agua. Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan por lo general para perforar formaciones no reactivas, productoras o no productoras de hidrocarburos. Para complementar las propiedades requeridas se utilizan aditivos como densificantes, viscosificantes, dispersantes, controladores de filtrado, material de punteo entre otros. Este tipo de fluidos se clasifican en:

**1.4.1. Sistemas Dispersos.** Su principal característica es la dispersión de las arcillas, controlando la hidratación de las arcillas asegurando la estabilidad del

---

<sup>4</sup>GARCIA BADILLO, Ánjela Paola. Formulación de un fluido para perforar la zona de 8 ½" de los pozos del campo Velásquez. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas.

hueco; presenta una alta tolerancia a la contaminación. Según los aditivos químicos utilizados se clasifican en:

Lodos Salados. Su fase continua es una salmuera. Son utilizados generalmente para formaciones con un alto contenido de lutitas hidratables que tienden a desestabilizarse y derrumbarse en contacto con el agua, necesitando inhibición proporcionada por los iones disueltos en la salmuera. Las sales más utilizadas en la preparación de estos fluidos son el cloruro de sodio (CaCl), cloruro de sodio (NaCl) y cloruro de potasio (KCl) o agua de mar.

- Lodos Tratados con calcio. El calcio es usado en los lodos de perforación para evitar la desestabilización de las lutitas, derrumbamiento del hueco y previene el daño de formación. La cal hidratada (hidróxido de calcio), yeso (sulfato de calcio) y cloruro de calcio son los principales aditivos de estos sistemas. Resistente a la contaminación de sal y anhidrita, pero son susceptibles a la gelificación y solidificación a altas temperaturas.

**1.4.2. Sistemas No Dispersos.** Estos lodos no contienen aditivos químicos para controlar las propiedades del lodo, utilizados para perforar pozos someros o en etapas primarias de pozos más profundos. Algunos autores lo consideran como lodos que tiene poco tratamiento químico.

Estos lodos son ineficaces a medida que aumenta la profundidad, temperatura y contaminación de sólidos. Se clasifican en:

- Lodos Primarios. Utilizados al iniciar la perforación. Constituido por agua, bentonita y cal hidratada (Hidróxido de sodio). Poseen una tolerancia muy baja a la contaminación por sólidos y otras sustancias.



- Lodos ligeramente tratados. Presentan un cierto grado de tratamiento para suministrar las propiedades necesarias en la perforación como capacidad de arrastre, control de pérdidas de filtrado y densidad.

**1.4.3. Lodos con Polímeros.** Fluidos constituidos por una mínima cantidad de bentonita, polímeros de cadena larga y alto peso molecular. La mayoría de polímeros empleados en la industria petrolera tienen un rango de operación menor a 300° F, soluble en agua, aceite y soluciones salinas. Especialmente en fluidos de completamiento y fracturamiento.

Los polímeros son susceptibles a degradación por factores como calor, degradación mecánica, oxígeno, ataques biológicos, ácidos, sales y bases.

Estos sistemas son utilizados para encapsular sólidos de perforación, para prevenir la dispersión, cubriendo con una película de lutitas que evita que esta se incorpore en el fluido; Incrementan la viscosidad del lodo; Reduce la pérdida de filtrado y son utilizados como floculantes y defloculantes.

## 1.5. LODOS BASE ACEITE.

Fluidos cuya fase continúa es un aceite como el diesel o aceite mineral. Se utiliza en casos donde se quiere una alta estabilidad de fluidos e inhibición, en pozos de alta temperatura, huecos profundos, pegas y desestabilización del hueco. Son más costosos que los fluidos de perforación base agua por sus componentes.

Estos fluidos son altamente tolerantes a los contaminantes debido a la baja interacción entre el aceite y la formación. Se puede incorporar grandes

cantidades de sólidos perforados al sistema sin afectar en forma significativa las propiedades. Estos fluidos ofrecen máxima lubricidad reduciendo el torque y arrastre, protección contra la corrosión, sus productos son estables térmicamente y resistentes a las bacterias. En las propiedades de los lodos base aceite influye los siguientes parámetros:

- Relación aceite/agua
- Tipo y concertación del emulsificante
- Contenido de sólidos
- Temperatura y presión pozo abajo

Los sistemas de lodo base aceite se clasifican en cuatro categorías. La Tabla 1 detalla los usos principales de estos diferentes sistemas.

**Tabla 1.** Sistemas de lodo base aceite.

<b>SISTEMAS</b>	<b>APLICACIÓN</b>
<b>Emulsión firme o apretada</b>	Para uso general y en áreas de altas temperaturas de hasta 500°F
<b>Filtrado relajado (FR)</b>	Para proveer más altos índices de perforación.
<b>Aceite 100%</b>	Para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos y perforación.
<b>Alto contenido de agua</b>	Para reducir la retención de aceite en los recortes; Usados principalmente en zonas costa afuera que son ambientalmente sensibles.

*Fuente: Manual de fluidos de Baroid*

**1.5.1. Sistemas de emulsión firme.** Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la que el agua dulce o agua salada constituye la fase dispersa y el aceite diesel, crudo u otro aceite constituye la fase continua. El agua aumenta la viscosidad y el aceite reduce la viscosidad.

Los sistemas de emulsión firme ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsificantes y agentes controladores de pérdida de fluido para dar mayor estabilidad a la emulsión y reducir pérdida de filtrado. El volumen de filtrado APAT (alta presión, alta temperatura) es comúnmente menor de 15 ml y debe ser todo aceite.

**1.5.2. Sistemas de filtrado relajado (FR).** Los sistemas de filtrado relajado no tienen nada o muy bajas concentraciones de emulsificante y agente controlador de filtrado. El aumento de filtrado en estos sistemas provee velocidades más rápidas de perforación que las logradas con sistemas de emulsión firme. El volumen de la pérdida de fluido APAT es de 15 a 20 cm. Estos sistemas son estables a temperaturas de hasta 325°F.

**1.5.3. Sistemas Aceite 100%.** Formulados solo con aceite en la fase continua, usados con frecuencia como fluidos de corazonamiento. Su alta tolerancia a la contaminación por sal y anhídrita, estabilidad a altas temperaturas, alto poder inhibitorio y estabilizador de shale y valores altos de lubricidad lo perfilan para ser usados para pozos con estos problemas.

**1.5.4. Sistemas con alto contenido de agua.** Los sistemas de alto porcentaje de agua fueron desarrollados para ser utilizadas en áreas en que las descargas de aceite son restringidas, como en el Mar del Norte. Estos sistemas. Estos sistemas, que tiene una relación aceite-agua de 50/50, pueden reducir hasta un

45% el aceite remanente en los recortes. Los sistemas de alto porcentaje de agua no son recomendados a temperaturas superiores a 250°F.

## 1.6. LODOS SINTÉTICOS.

Los fluidos de perforación sintéticos han sido diseñados para lograr un desempeño similar a los lodos base aceite, para mitigar el impacto ambiental y son de origen vegetal. Los fluidos sintéticos más usados son ésteres, éteres y olefinas isomerizadas. Fluidos que pueden presentar menores problemas ambientales en operaciones costa afuera (off shore) y se pueden biodegradar, pero no han sido muy aplicados por su alto costo.

## 1.7. FLUIDOS NEUMÁTICOS.<sup>5</sup>

En zonas en las que se presentan altas pérdidas de circulación o zonas en las que se requiere una técnica de perforación por debajo del balance de presión (underbalance), es necesario utilizar fluidos de perforación que tengan muy baja densidad, constituidos por aire, neblina o espuma.

La perforación con aire inyecta aire seco o gas en el pozo que alcance velocidades anulares suficientes para remover los cortes generados en la perforación. En la perforación con neblina se inyecta un agente espumante en la corriente de aire que al mezclarse con el agua producida cubre los cortes y los remueve hasta superficie.

---

<sup>5</sup>MALDONADO BAUTISTA, Op. Cit. P.



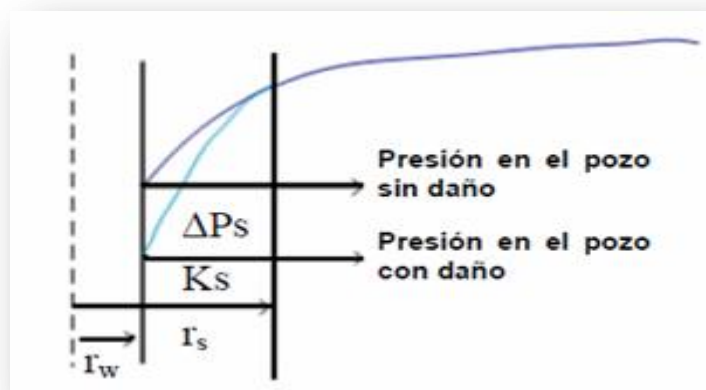
El sistema neumático causa un mínimo daño a la formación, aumenta la rata de penetración, proporciona rápido enfriamiento de la sarta de perforación y la broca y permite la detección inmediata de trazas de hidrocarburos, pero este tipo de fluidos no provee un control adecuado del pozo, pues no ejerce una presión hidrostática sobre él.

## 2. DAÑO DE FORMACION DURANTE LA PERFORACION.<sup>6</sup>

El daño de formación es cualquier causa que reduce la productividad de una formación, puede ser ocasionado por causas químicas, físicas o por la combinación de las dos. Durante cualquier etapa de la vida de un pozo la formación va a ser dañada y la permeabilidad será reducida.

El daño a la formación se presenta en los alrededores del pozo y su radio de Invasión depende de las características de la formación. El radio de daño es la distancia medida desde el centro del pozo ( $r_s$ ). La profundidad de daño se mide a partir de la cara del pozo. Como se observa en la figura 1, Debido a que la presión de yacimiento es requerida para empujar el hidrocarburo a través de una barrera, el pozo debe proporcionar una caída de presión adicional ( $\Delta P_s$ ), y por lo tanto existe menor disponibilidad de energía para lograr que el fluido llegue a superficie es decir menor producción.

**Figura 1.** Caída de presión producida por el daño de formación.



Fuente: Tesis de Grado, Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del arte.

<sup>6</sup> RESTREPO, Karin. GARZA, Carlos. Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas: Estado del Arte. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

El efecto del daño se cuantifica mediante la variable a dimensional llamada factor de daño (S), definida como:

$$S = \frac{kh}{141.2 q B_o \mu} \Delta P_s \quad (1.6)$$

Donde:

K: permeabilidad (mD)

h: espesor de formación vertical (ft)

q: Tasa de flujo (stb/d)

B<sub>o</sub>: Factor volumétrico de formación (rb/stb)

μ: viscosidad (cp)

ΔP<sub>s</sub>: Presión en el pozo con daño (psi)

El factor de daño (SKIN) es la región dañada alrededor del pozo causado durante la perforación, completamiento, cementación, estimulación o en la etapa de producción.

El daño a la formación se determina mediante ensayos, pero de no tener los datos precisos se puede estimar mediante la relación de permeabilidades y radios del skin y la formación.

$$S = \left( \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (1,7)$$

Donde:

k : Permeabilidad media de la formación.

k<sub>skin</sub> : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin)

r<sub>skin</sub> : Radio de daño.

r<sub>w</sub> : Radio del pozo

Se analizará los valores que puede tomar el factor de daño (**Tabla 2**):

$S > 0$ : Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo.

$S = 0$ : Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo.

$S < 0$ : Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturamiento hidráulico o estimulación ácida.

**Tabla 2.** Valores de daño y sus condiciones de pozo.

DAÑO (S)	CONDICION DEL POZO.
$>10$	Altamente dañado
$0 < S < 10$	Dañado
0	Sin Daño
$-3 < S < -1$	Acidificado
$-4 < S < -2$	Fracturado
$< -5$	Fractura Masiva

*Fuente: Curso Depósitos Orgánicos Prevención y control. M.Sc Luis Felipe Carrillo M.*

## 2.1 PROCESOS PARTICULARES EN EL MEDIO POROSO<sup>7</sup>

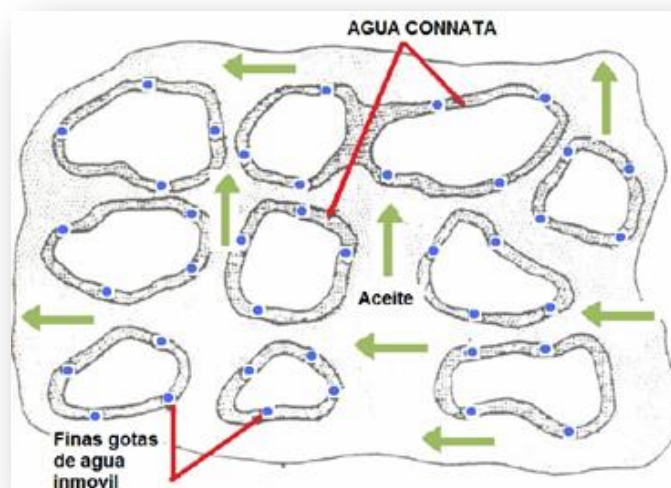
Todos los hidrocarburos son producidos a través de poros, fracturas y cavidades en la formación. Estos canales de flujo varían de tamaño, forma y son susceptibles a ser tapados parcial o totalmente por sólidos contenidos en un flujo

<sup>7</sup> GARCIA BADILLO, Ángela Paola. Formulación de un fluido para perforar la zona de 8 ½ de los pozos del campo Velásquez. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

de perforación o de completamiento.

La mayoría de los poros de la formación se hallan llenos de petróleo, gas y agua. Cuando el pozo se pone en producción varias capas de petróleo y agua que se hallan almacenadas en la formación abandonan la misma migrando hacia el pozo. En arenas productoras cada grano se halla envuelto por una fina capa de agua, esta película es inmóvil y actúa como una barrera lubricante y permite el flujo libre del aceite hacia el hueco, esta es la condición natural de la formación es decir mojada por agua (**Figura 2**).

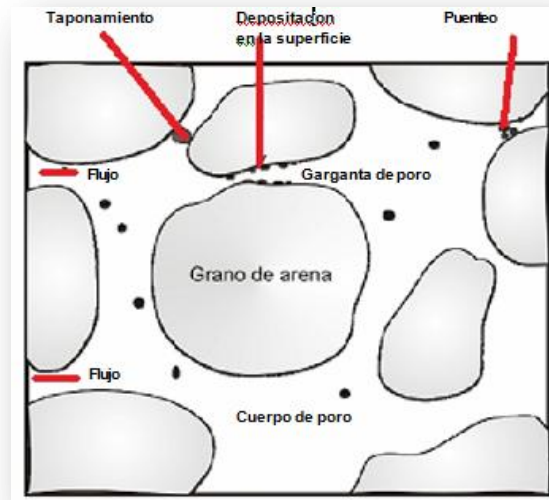
**Figura 2.** Estado natural de una arena.



*Fuente: Conceptos y Prácticas de Perforación. Entrenamiento fase III para ingenieros de fluidos de perforación.*

En el medio poroso se presentan procesos fisicoquímicos, químicos, mecánicos, generados por la reacción entre el fluido invasor con el yacimiento, que conlleva a la movilización, generación, migración y depositación de partículas finas, precipitación de material orgánico e inorgánico, entre otros, los cuales causan daño a la formación. El medio poroso presenta una configuración y distribución de la red poral de diversas formas irregulares, los lugares donde se pueden depositar las diferentes partículas en la superficie del poro y la garganta del poro (**Figura 3**).

**Figura 3.** Procesos en el Medio Poroso.



*Fuente: Tesis de Grado, Daño a la Formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte*

## 2.2. FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DAÑO DEFORMACION<sup>8</sup>.

**2.2.1. Composición mineralógica y química.** El tipo de mineral presente en la roca influye en el daño debido a la facilidad de liberación de finos que tienen algunos minerales o la tendencia al hinchamiento de las arcillas. Estos minerales y arcillas presentes en la formación varían en porcentaje y distribución en la roca.

**2.2.2. Abundancia y tipo del mineral.** La presencia de grandes cantidades de minerales afecta el grado de sensibilidad al daño de la formación. Si existen grandes cantidades de minerales de arcilla altamente sensibles al agua como la esmectita (o montmorillonita), el daño será mayor en una formación con mayor porcentaje de esta. Si la formación contiene illita o Caolinita tendrá una mayor tendencia a presentar migración de finos.

<sup>8</sup> RESTREPO, Op. Cit., p.32

## 2.3.DAÑO DURANTE LA PERFORACION<sup>9</sup>

La principal fuente de daño a la formación es por el filtrado de los fluidos de perforación, estos pueden transportar diferentes tipos de productos químicos, sólidos y pueden producir alteraciones en la mojabilidad, permeabilidad, estructura de las arcillas, taponamiento de los conductos porosos, formación de emulsiones con los fluidos de la formación

## 2.4. CAUSAS DE DAÑO DE FORMACION<sup>10</sup>.

**2.4.1. Invasión de partículas sólidas.** Desde que se inicia el proceso de perforación, el lodo entra en contacto con la formación, alterando las condiciones de equilibrio en la formación debido a la invasión del filtrado del lodo.

La dispersión, floculación y liberación de las arcillas, causan más daño a los pozos, que el hinchamiento de las mismas. La floculación de arcillas se presenta cuando se utilizan surfactantes no iónicos, así como también ácidos y otros fluidos de bajo pH.

Las partículas de sólidos invaden los poros de la formación, puede ser causado por los sólidos del lodo, cemento o salmueras. Si la invasión se hace más profunda el daño será más considerable. Cuando las partículas se depositan conduce al bloqueo de las gargantas del poro, las cuales conllevan a una reducción en la permeabilidad.

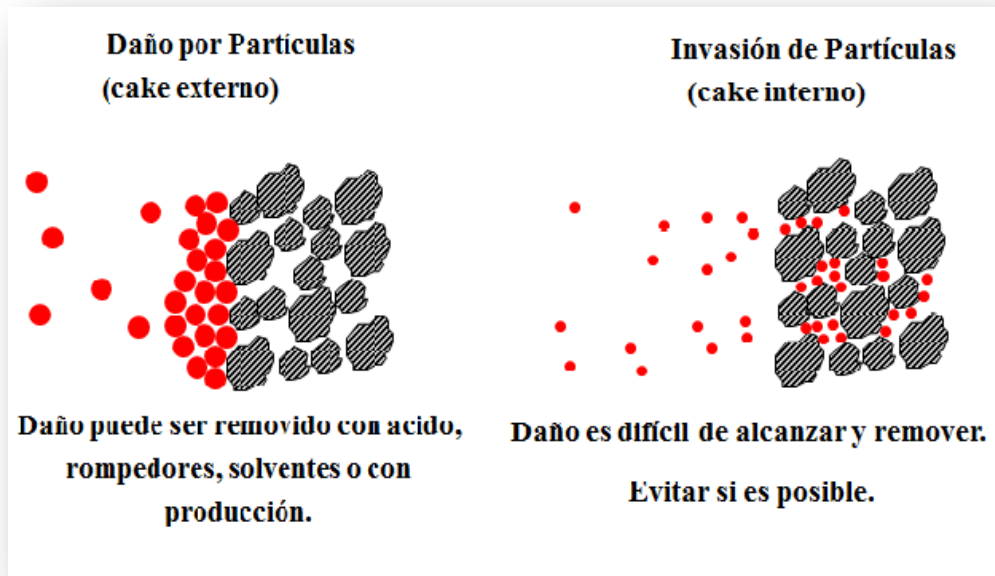
El taponamiento por partículas puede generar dos tipos de daño como se observa en la figura 4. Este daño puede ser ocasionado durante la perforación, cementación, inyección, estimulación u operaciones de workover.

---

<sup>9</sup> GARCIA BADILLO. Op. Cit., p 34

<sup>10</sup>Ibid., p.34

**Figura 4.** Daño por Taponamiento de Partículas.



*Fuente: Diseño de Fluidos de Perforación para reducir daño a la formación, presentación doce semana técnica de Ingeniería de Petróleos. Ing. Sergio Costa Halliburton.*

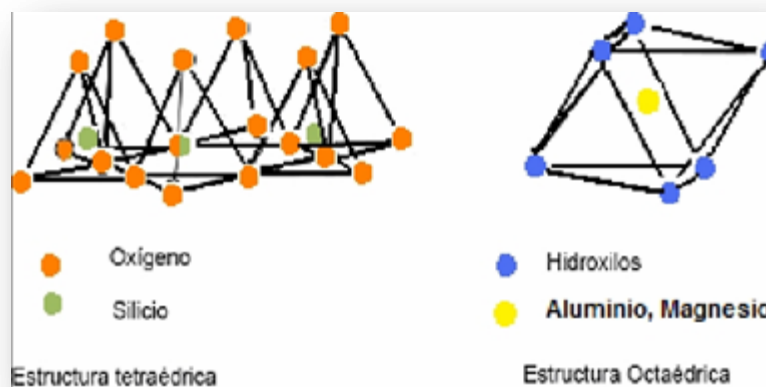
**2.4.2. Hidratación de arcillas (Incompatibilidad fluido-Roca).<sup>11</sup>** Todas las formaciones tienen una fracción de arcilla en su composición, estas arcillas se van a hidratar al ponerse en contacto con el filtrado del fluido de perforación, también se dispersan en fragmentos más pequeños y comienzan a desplazarse o migrar, estas partículas móviles pueden tapan los poros de la formación. Un fluido de perforación puede reaccionar con la formación, esto bloquea la formación y reduce la producción.

Las lutitas son rocas que han sido formadas por la compactación de sedimentos marinos. La apariencia y el comportamiento de las lutitas es variado, pero una característica común es que ellas contienen arcillas. Es por esto, que es apropiado que las lutitas sean llamadas arcillolitas /claystones/, lodolitas / mudstones/ y rocas arcillosas.

<sup>11</sup>RESTREPO. Op. Cit., p 34

**Estructura de las arcillas:** La identificación y clasificación de los minerales de las arcillas se hace con un análisis de Difracción de Rayos x (DRX). Tienen una estructura formada por láminas de cristales, los cuales están compuestos de átomos de una forma tetraedral u octaedral (Figura 5). Según su combinación dan origen a las diferentes clases de arcillas las cuales presentan diferentes propiedades.

**Figura 5.** Arreglo Geométrico de la Estructura de las Arcilla



*Fuente: Conceptos y Practicas de Perforación, Entrenamiento Fase III para Ingenieros de Fluidos de Perforación.*

La estructura tetraedro está representada con el Sílice (Si) en el centro y cuatro Oxígenos ( $O_2$ ) en cada uno de los vértices del tetraedro. Esta estructura son pirámides de base triangular, con todas sus caras iguales (cuatro triángulos equiláteros). Los octaedros son bipirámides con su plano ecuatorial cuadrado y todas sus caras triángulos equiláteros iguales. Las capas de tetraedros y octaedros se acoplan dando láminas que al repetirse forma la estructura cristalina.

Cuando se tiene una estructura con la combinación de una capa tetraédrica y una octaédrica se denominan minerales de capa 1:1 como por ejemplo la Caolinita. Si se combinan dos capas tetraédricas y una octaédrica se denominan minerales de capa 2:1. En estas, existe un mayor espaciamiento y por lo tanto el efecto será mucho mayor al contacto con agua.

Las cargas de los bordes de las hojas cristalinas dependen del pH de la solución. Un valor bajo de pH los bordes van a tener cargas positivas, un pH alto los bordes van a tener cargas negativa, por eso los fluidos de perforación son alcalinos (pH alto) para que las arcillas estén cargadas negativamente para mantener una interacción electrostática mínima.

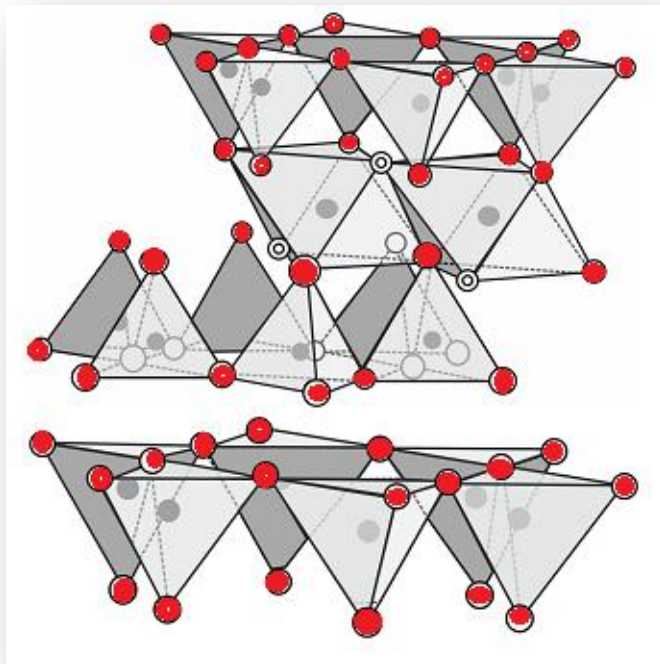
### **Clasificación de las arcillas**

- Arcillas no expandibles (No hinchables): Illita, Clorita, Caolinita, absorben poco agua.
- Arcillas expandibles (Hinchables): Esmectitas (Montmorillonita), absorben grandes volúmenes de agua y se subdividen en partículas más pequeñas durante el proceso de hidratación.

**Montmorillonita:** llamado también esméctita, la estructura de este mineral es 2:1 está compuesta de dos capas tetraedrales de sílice con una capa octaedral de aluminio en el centro. Los átomos comunes tanto a la capa octaedral y tetraedral se convierten en oxígeno en lugar de hidroxilos (Figura 6).

La característica sobresaliente es que el agua y otras moléculas polares, pueden entrar entre las láminas de la unidad causando que el mineral se expanda. Cuando moléculas no polares están entre las láminas de la unidad, pasando por un rango de hinchamiento que va desde 12,5 a 20 Å, hasta separación completa en algunos casos. La montmorillonita es altamente dispersable en agua.

Figura 6. Estructura de la Montmorillonita



*Fuente: Manual de Fluidos de Perforación PDVSA.*

**Illita:** La estructura de este mineral es 2:1, los minerales de illita son similares en sus características estructurales a las micas, la unidad estructural básica está compuesta de dos capas tetraédricas de sílice con una capa octaédrica central de aluminio. Ellas son distinguidas de la montmorillonita principalmente por la ausencia de hinchamiento entre las capas.

Un ión potasio el cual está localizado sobre la superficie de la capa. Dado que las láminas no se separan con la adición de agua, los iones potasio entre las láminas no están disponibles para intercambio, solamente estos iones sobre las superficies externas pueden ser intercambiados por otros cationes.

Los iones potasio pueden ser desplazados bajo la acción de un medio ácido, para formar especies minerales llamadas illitas degradadas, permitiendo que mayor cantidad de agua penetre entre las capas y produzca expansión.

**Clorita:** La estructura de este mineral es 2:1, los cationes de carga entre las capas de tipo montmorillonita son reemplazadas por una lámina octaédrica de hidróxido de magnesio llamada brucita. La lámina de estructura 2:1 está desbalanceada debido a la sustitución de sílice por aluminio, y este exceso de carga negativa es balanceado por un exceso de carga positiva en la lámina de brucita como una consecuencia de las sustituciones del magnesio por aluminio. El espaciamiento basal característico de cloritas es de  $14,2 \text{ \AA}$ .

Dado que estos minerales parecen existir siempre en mezclas con otros minerales arcillosos, los cuales han impedido el estudio de los atributos del mineral.

**Caolinita:** La estructura de este mineral es 1:1, está compuesta de una capa tetraédrica de sílice y una capa octaédrica de aluminio. Debido a la superposición de los planos de hidroxilo y oxígeno en unidades adyacentes, las unidades se mantienen juntas por enlaces de hidrogeno entre las capas. Este efecto enlazante del hidrogeno hace que el mineral no sea fácilmente dispersable en agua. El espesor de estas unidades es de cerca de  $7 \text{ \AA}$ . La caolinita no es expandible en agua, pero ciertos compuestos son capaces de expandir sus cristales como lo son las sales de acetato de potasio y compuestos con fuertes enlaces de hidrógeno tales como urea e hidracina.

Las lutitas son serios contaminantes para los fluidos de perforación porque ellas contienen arcillas, estas están usualmente presentes en los lodos de perforación, ya sea adicionadas intencionalmente para acondicionar el lodo, o incorporadas al lodo como sólidos perforados. Es fundamental el entendimiento de la naturaleza y el comportamiento de los minerales de arcilla para el control del lodo y la tecnología de perforación.

### **Mecanismos de hidratación en las arcillas**

- *Hinchamiento Cristalino:* Conocido como hidratación de superficie, es la absorción de capas de agua en la superficie basal de los cristales.

- **Hinchamiento Osmótico:** La concentración de los cationes entre las láminas del mineral es más elevada que la del agua, el agua es atraída entre las láminas incrementando el espaciamiento. Involucra un hinchamiento más significativo que el cristalino. Los cationes de sodio y calcio están en solución con mayor frecuencia en los fluidos de perforación.

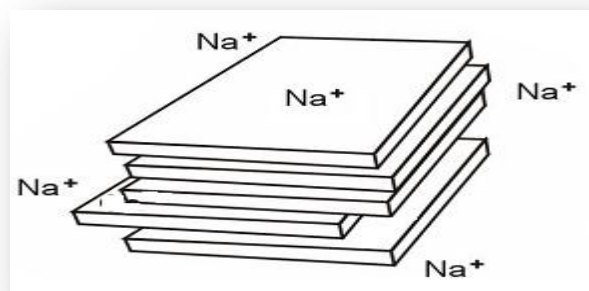
El catión de sodio favorece la hidratación y la separación de las láminas de arcilla. El catión de calcio se asocia a dos laminas manteniéndolas juntas, en contacto con agua el mineral se hidratará y las capas se separan.

La mayoría de las bentonitas halladas en la naturaleza son cálcicas. Los depósitos de bentonita de Wyoming son sódicos y son usados en fluidos de perforación y dan buenas viscosidades a bajas concentraciones del mineral.

**Arcillas en los fluidos de perforación:** Las arcillas se pueden agregar en los fluidos de perforación base agua para controlar la viscosidad, propiedades reológicas y las características del filtrado del fluido. Los principales estados de asociación de las arcillas en los fluidos de perforación son:

**Agregado:** Los minerales de arcilla se encuentran en forma de láminas, pueden ser separadas con agitación mecánica (Figura 7). Aumenta la viscosidad del sistema y en la asociación cara a cara.

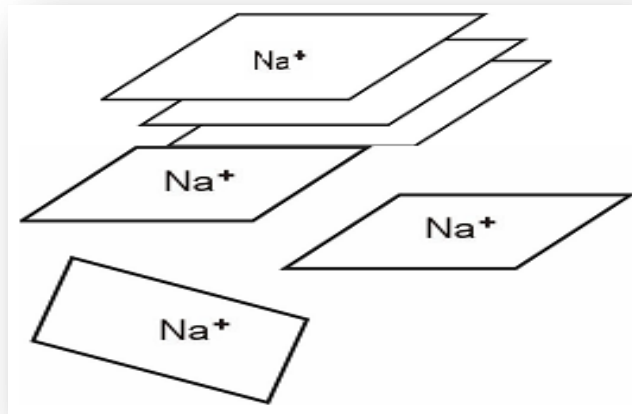
**Figura 7.** Estado Agregado de la Arcilla.



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación PDVSA.

**Disperso:** Son laminas individuales del mineral separadas por una fuerza mecánica, hay una disminución de la asociación cara a cara, (Figura 8).

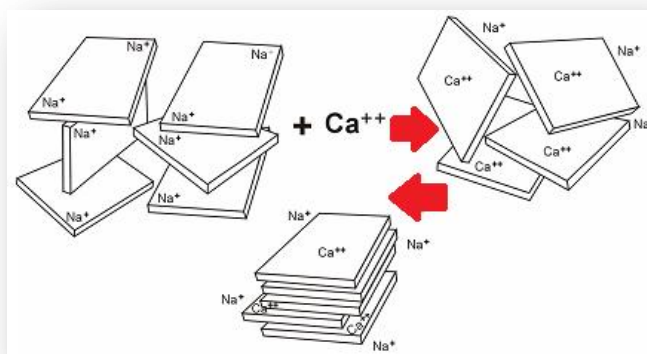
**Figura 8.** Estado Disperso de la Arcilla



*Fuente: Manual de Fluidos de Perforación PDVSA.*

**Floculado:** Se desarrollan fuerzas netas de atracción entre las partículas de arcilla, estas se asocian cara al borde formando una estructura suelta, (Figura 9). Viscosidad elevada y pérdida del control del filtrado. La floculación se produce por alta concentración de sales, alta temperatura, pH.

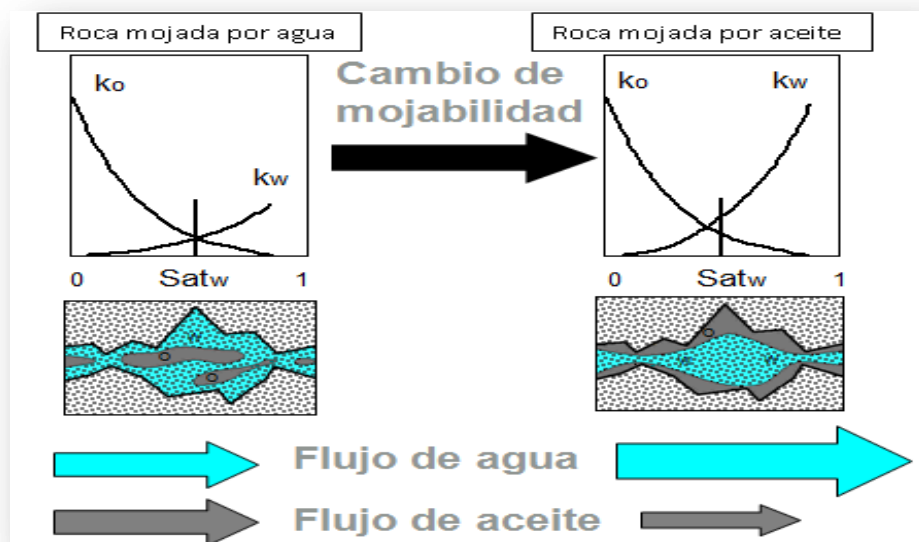
**Figura 9.** Estado Floculado de la Arcilla.



*Fuente: Manual de Fluidos de Perforación PDVSA.*

**2.4.3 Cambio de la mojabilidad de la formación.** El estado natural de la formación es estar mojada por agua si este estado se cambia resultara una fricción de los fluidos producidos y la producción se verá afectada, si los granos se mojan en aceite la formación será más susceptible a producir agua que petróleo. Si se utilizan sistemas con un alto contenido de surfactantes catiónicos (carga positiva) las posibilidades de cambiar la humectabilidad de la formación es alta.

**Figura 10.** Alteración de la Mojabilidad



*Fuente: Diseño de Fluidos de Perforación para reducir daño a la formación, presentación doce semana técnica de Ingeniería de Petróleos. Ing. Sergio Costa Halliburton.*

**2.4.4. Fluidos incompatibles.** Si se mezclan dos fluidos inmiscibles como el agua y el aceite hay posibilidades que se desarrolle una emulsión y se produzca un bloqueo por emulsión, esta es de alta viscosidad es decir reduce la movilidad de los fluidos en el yacimiento y va a dañar la formación.

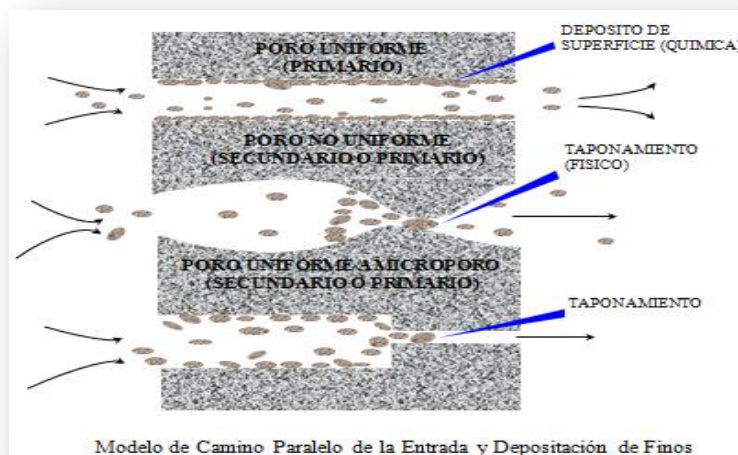
Cuando existe una invasión de fluidos en la formación como el filtrado del lodo ó cemento se pueden presentar reacciones químicas entre estos fluidos y los fluidos de la formación, generando emulsiones, formación de precipitados orgánicos e inorgánicos, debido a la incompatibilidad por su naturaleza y a cambios termodinámicos en la formación. También los filtrados de los lodos base

aceite pueden formar emulsiones al entrar en contacto con el agua de la formación.

Las emulsiones son estabilizadas por agentes tenso activos (surfactantes), los cuales actúan como una película que rodean las gotas de agua impidiendo que ellas se unan. Dependiendo de los efectos que ocurren en la interface entre los fluidos, algunas emulsiones se pueden volver bastante estables, disminuyendo la productividad y taponar completamente un pozo.

**2.4.5. Migración de Finos.** Cuando se tienen altas tasas de flujo y presiones se puede presentar desprendimiento de partículas finas en la superficie del poro, donde migran las partículas y afecta la porosidad y permeabilidad.

**Figura 11.** Entrada de Finos.



*Fuente: Diseño de Fluidos de Perforación para reducir daño a la formación, presentación doce semana técnica de Ingeniería de Petróleos. Ing. Sergio Costa Halliburton.*

**2.4.6. Bloqueo por agua.** Es causado por un incremento en la saturación de agua ( $S_w$ ) en la zona adyacente a la cara de la formación. Si el filtrado de un lodo base agua invade la formación, se produce una saturación de agua en los espacios porosos, reduciendo la permeabilidad de la formación. La saturación de agua de una formación se puede reducir al utilizar una emulsión inversa que deshidrata la formación, puede conducir a una producción reducida y dañada. El

bloqueo por agua es tratado con agentes tenso activos (surfactantes) con el fin de disminuir la tensión interfacial y prevenir la formación de emulsiones.

## 2.5. METODOS DE RECONOCIMIENTO DEL DAÑO DE FORMACION<sup>12</sup>.

Existen varios métodos que permiten una identificación cualitativa del daño ó en otros casos se puede calcular el skin. A continuación se presentan algunas técnicas que son usadas para el reconocimiento del daño a la formación:

**2.5.1. Registros de resistividad.** El grado y profundidad de la invasión del filtrado durante la perforación se puede estimar con dispositivos de resistividad o dispositivos de conductividad. Estos dispositivos proporcionan indicios semi-cuantitativos de un posible daño de formación.

**2.5.2. Análisis de Pruebas de presión.** Es la técnica de campo más efectiva para la detección del daño a la formación ya sea al inicio de la perforación o en cualquier etapa de producción del pozo con pruebas de ascenso de presión y caída de presión que se pueden usar para establecer la existencia de daño a la formación en pozos con alto índice de productividad.

DrillStem Test (DST) Es una prueba de presión corta que se efectúa durante la perforación utilizando una herramienta colocada en la sarta de perforación, esta aísla la formación de la columna de lodo en el anular y permite que los fluidos de la formación fluyan a la sarta de perforación mientras se registra continuamente la presión. Se puede obtener diferente tipo de información dependiendo de los dispositivos integrados en la herramienta, tales como presión inicial del yacimiento, tipo de fluidos producidos, capacidad de producción de la formación, depleción, presencia de daño en la formación.

**2.5.3. Análisis de núcleos en laboratorio.** El análisis de corazones para el reconocimiento del daño a la formación se clasifica en análisis petrográfico del

---

<sup>12</sup>RESTREPO.Op. Cit., p34.

yacimiento y pruebas de flujo en corazones. Existen diferentes técnicas que permiten identificar propiedades mineralógicas de la roca las cuales son:

- **Difracción de rayos X (DRX):** La mineralogía de la mayoría de las arcillas (menos de 4 micrones) puede ser determinada aproximadamente. Permite identificar y cuantificar todos los minerales analizando por separado, las fracciones de arena y arcilla, siendo una buena técnica disponible para determinar la mineralogía de las arcillas.
- **ScanningElectronMicroscopy (SEM):** Es una técnica aplicada antes y después de las pruebas de flujo para determinar el estado natural de la roca, la cual permite obtener información sobre la mineralogía, cantidad y tamaño del material que cubre y llena el espacio poroso (en especial arcillas y cemento). Además ayuda a identificar el mecanismo de daño por sólidos como migración de finos, precipitación de escamas.
- **ScanningElectronMicroscopy (SEM) Cryogenic:** Se desarrolló usando un análisis EDX (EnergyDispersive X-Ray) que permite determinar la distribución de sólidos y fluidos en el espacio poroso. Desde hace algunos años, el Cryo-SEM ha llegado a ser una herramienta poderosa para estudiar la mojabilidad a escala poral por visualización directa de la distribución de fluidos dentro del material del yacimiento.
- **Retorno de Permeabilidad:** Esta prueba se usa para medir el efecto de un fluido de prueba (lodo, filtrado de lodo, o salmuera) sobre la permeabilidad de una formación productora. Se utiliza un núcleo de muestra de la formación productora o sintético (Berea). Después de medida la permeabilidad básica, el corazón es expuesto al fluido de prueba. La permeabilidad se mide nuevamente después de su exposición al fluido de prueba, calculándose el porcentaje de retorno. Un 100% de retorno indica que no hay daño a la formación.

### 3. DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACION.<sup>13</sup>

A través de los años, en cada perforación se ha buscado formular el mejor fluido de perforación que pueda evitar daños a la formación, derrumbes, taponamientos y así minimizar costos en la operación de un pozo.

El diseño de un fluido de perforación se refiere a la selección del tipo, propiedades del fluido y una guía práctica para utilizarse durante la ejecución de las operaciones de perforación. La idea es la selección del fluido considerando las limitaciones y fortalezas con las que se cuentan para desarrollar las actividades.

La selección del fluido adecuado es de vital importancia para el éxito de las operaciones de perforación, los errores en esta fase pueden ser muy costosos y difíciles de corregir, a continuación se mencionan los factores más importantes que deben ser considerados (**Figura 12**):

- Litología y tipo de pozo
- Condiciones de seguridad
- Daño a la formación
- Temperatura
- Pérdidas de circulación
- Inestabilidad del agujero
- Presencia de domos salinos
- Factores ambientales
- Factores económicos

---

<sup>13</sup>H.C.H.Darley.GRAY, George R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids.FifthEdition,Houston.Tx, 1988. Cap 2.

### **3.1 LITOLOGIA Y TIPO DE POZO.**

Es fundamental conocer la composición mineralógica de las formaciones a perforar, utilizar la información litológica de los pozos de referencia en caso de estar disponible, e identificar cualquier tipo de problema detectado con sistemas de lodos anteriores. Además, se requiere saber de la localización (Tierra, Mar, áreas protegidas), si es un pozo exploratorio, de desarrollo o inyección.

### **3.2. CONDICIONES DE SEGURIDAD.**

La seguridad es prioritaria, y el fluido seleccionado debe ser adaptado para mantener las características o propiedades requeridas:

- Ejercer un efectivo control de la presión de formación.
- Realizar una limpieza efectiva del pozo.
- Mantener control sobre los contaminantes encontrados.
- Permitir la rápida densificación.

### **3.3. DAÑO A LA FORMACION.**

La eliminación del daño de formación causado por los fluidos durante la perforación es sumamente costosa, debido a que se tienen que realizar operaciones de estimulación y en ocasiones hasta fracturamientos.

El lodo base aceite al entrar en contacto con la formación productora puede formar emulsiones obstruyendo por completo el flujo de hidrocarburos. El lodo base agua al entrar en contacto con la formación productora (cuyo contenido de

arcilla sea importante) puede desestabilizar las arcillas y ocasionar un bloqueo o reducción de la permeabilidad.

Por las anteriores consideraciones es necesario formular un lodo para que cause el menor daño a la formación.

### **3.4. TEMPERATURA.**

Los componentes de los lodos de perforación se degradan con el tiempo a temperaturas elevadas, a mayor temperatura mayor es la velocidad de degradación. La temperatura crítica es aquella en que el costo de reemplazar el material degradado es poco rentable, puede ser calculada pero para hacerlo se requiere de gran experiencia.

### **3.5. PERDIDAS DE CIRCULACION.**

Si se va a perforar un pozo en una zona donde existe evidencia de que se puede presentar una pérdida de circulación de gran magnitud, el tipo de fluido seleccionado debe ser el más efectivo y económico posible. Para estos los fluidos aireados son los más recomendados, o base agua previo análisis. Se requiere contar con material de pérdida en el pozo para evitar inconvenientes operacionales mayores.

La problemática que se presenta en zonas de pérdida total es:

- Manejo de grandes volúmenes de lodo.
- Logística.

- Costos.
- Retrasos en el avance de la perforación.
- Amago de reventón, si la pérdida es severa y no se controla.

### **3.6. INESTABILIDAD DEL AGUJERO.<sup>14</sup>**

Las dos formas básicas de inestabilidad del agujero son; Contracción y ensanchamiento del hueco. La inestabilidad del hueco ocurre generalmente en las lutitas, que tienen una baja permeabilidad y están parcialmente compuestas por minerales arcillosos; una de las principales causas de inestabilidad de las lutitas es perforar con el peso incorrecto del lodo.

Cuando existe un incremento de esfuerzo en la roca alrededor del hueco a medida que se perfora el pozo, este esfuerzo es contrarrestado, en la mayoría de los casos, por la presión hidrostática de la columna de lodo. Si el esfuerzo de la roca es mayor que la presión hidrostática de lodo, es decir, el peso del lodo es demasiado bajo, entonces la lutita puede fallar y fragmentarse. Una vez que la falla ha ocurrido, la lutita fragmentada puede caer dentro del pozo. En caso de que la presión hidrostática del lodo sea demasiado alta entonces la roca puede fracturarse y causar pérdidas de circulación.

### **3.7. PRESENCIA DE DOMOS SALINOS.**

Cuando se tiene previsto que durante la perforación se va encontrar un domo salino, la selección del fluido de perforación debe ser tal que evite que la formación sea lavada, la mejor solución en estos casos es utilizar un fluido base aceite saturado con sal o si se opta por un fluido base agua debe ser salado

---

<sup>14</sup>Página web. [www.scribd.com](http://www.scribd.com)

saturado. Los principales problemas al perforar un domo salino sin el lodo adecuado son:

- Ensanchamiento del pozo y formación de cavernas
- Flujos de sal.
- Flujos de agua salada.
- Perdidas de circulación.
- Contaminación del fluido de perforación.

### 3.8. FACTORES AMBIENTALES.<sup>15</sup>

La regulación ambiental tiene grandes exigencias sobre los productos a utilizar en los fluidos de perforación, ya sea directamente a través de las restricciones, o indirectamente a través de controles y seguimiento durante las operaciones de construcción del pozo.

Con frecuencia este factor es el de mayor peso para la selección de la base (agua o aceite) del fluido de perforación. Las regulaciones ambientales son variadas y dependen del país y de la región donde se encuentre la locación del pozo a perforar.

Los reglamentos costa afuera tratan principalmente de la descarga del fluido de perforación y de los recortes asociados después del uso.

Los reglamentos en tierra giran en torno a lo que se debe hacer con los residuos del lodo. Las tres principales preocupaciones ambientales son los metales pesados, las sales y el aceite. Además de la contaminación del suelo, existe la

---

<sup>15</sup>ENERGY API.Manual de Fluidos de Perforación. Instituto Americano del Petróleo. Dallas, Texas

posibilidad de contaminación de los sistemas de aguas superficiales (arroyos, corrientes, lagos ríos) y de los sistemas de agua subterránea (acuíferos).

### **3.9. FACTORESECONOMICOS.**

Debe realizarse una lista con los fluidos que técnicamente sean capaces de perforar el pozo con seguridad, eficiencia y bajo impacto ambiental; hacer un estudio comparativo y finalmente seleccionar el más económico.

En el costo del fluido se debe considerar:

- Costo del fluido base
- Costo del mantenimiento
- Costo del tratamiento de los residuos y su disposición final

Después de analizar y considerar los factores mencionados, se está en la posibilidad de seleccionar la base del fluido de perforación a utilizar en cada etapa del pozo. Si se selecciona un fluido base agua y en la etapa a perforar hay presencia de lutitas hidrófilas es necesario conocer las características mineralógicas de dicha formación para prevenir problemas de inestabilidad de pozo. Los indicadores más comunes de inestabilidad son:

- Presencia de derrumbes
- Tendencia al empaquetamiento de la sarta de perforación
- Excesivos arrastres al sacar la sarta
- Altos torques.
- Constantes pegas de la sarta.

**Figura 12.** Factores más importantes que deben ser considerados en la selección de fluidos de perforación



## 4. GENERALIDADES CAMPO COLORADO

### 4.1. RESEÑA HISTORICA.<sup>16</sup>

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono de poco C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos. Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos como el taponamiento de las líneas por parafinas. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 en 1989/06. Se han realizado campañas de “Workover” recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

---

<sup>16</sup>DUQUE ARIAS Carlos Andrés. Informe Geológico final Campo Colorado. ECOPETROL S.A. COLOMBIA. Barrancabermeja, 2003.

## 4.2. DESCRIPCION DEL YACIMIENTO<sup>17</sup>.

En el Campo Colorado se han realizado una serie de estudios básicos para su desarrollo expuestos en la tabla 2. Aunque tiene una gran deficiencia en cuanto a información de fluidos.

Actualmente, el Campo Escuela Colorado se encuentra en actividades de reactivación, cuenta con 23 pozos activos, 52 entre inactivos y abandonados y una proyección de 35 pozos activos al finalizar la etapa inicial de reactivación, con una producción de 435 Bbl/día para el mes de diciembre de 2010.

**Tabla 3.** Datos básicos del yacimiento.

Parámetro	Arena B	Arena C	Unidad
Temperatura de Yacimiento	114	174	°F
API	41.2	39.7	°API
Profundidad Promedia	1700	3500	Ft
Presión de Burbuja	648	2078	Psia
Viscosidad a Pb	1.64	0.462	Cp
Bo a Pb	1.091	1.401	RB/Stb
Aceite Original	20.0	37.3	MM Bls
Área	634	1083	Acres

<sup>17</sup>CRISTANCHO VELASCO, Diana M. HOYOS ROMÁN, Jorge. Procedimientos Metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos de Campo Colorado. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

Parámetro	Unidad
Espaciamiento/Pozo	20-30 Ácres
Producción por Día	470 Bbls/día
Producción Promedio	8MBls
Pozos Perforados	75
pozos Activos	28
Pozos produciendo	28
pozos Cerrados	47
Reservas Remanentes	100 200 MBls
Factor de recobro	7%

*Fuente: Base de datos Campo Escuela Colorado, Marzo de 2011.*

#### 4.3. UBICACIÓN GEOGRAFICA<sup>18</sup>.

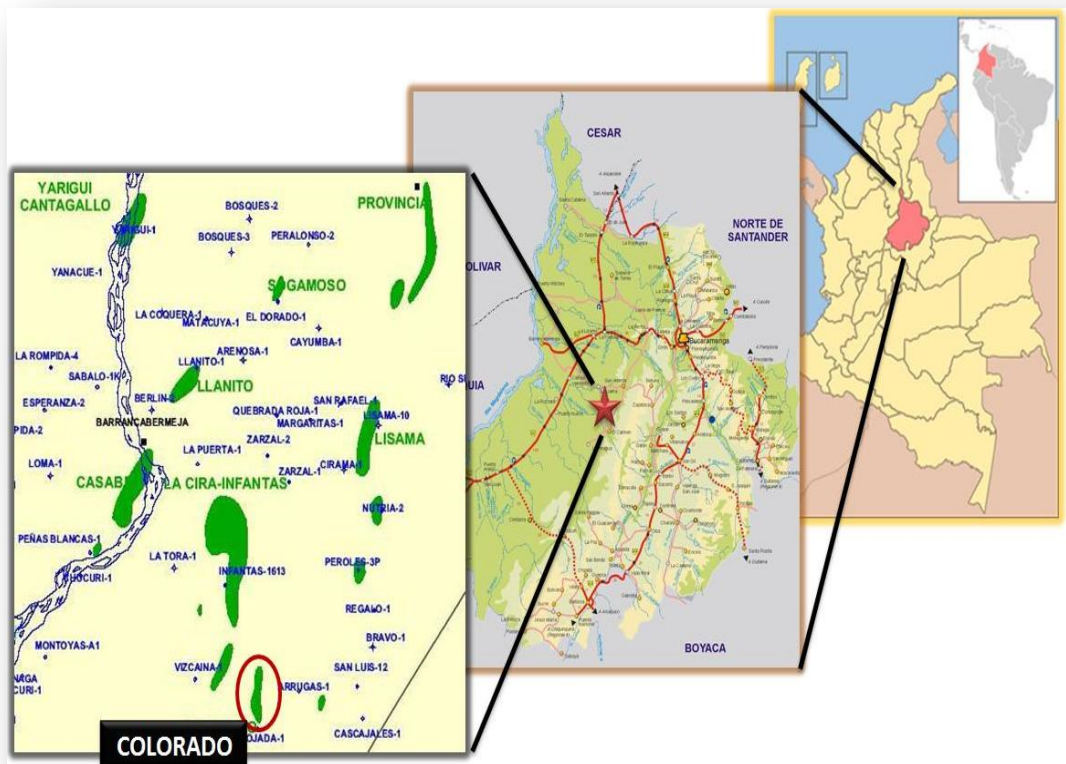
El Campo Colorado está localizado (como lo muestra la **Figura 13**), en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, geográficamente en la Vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Ubicado al sureste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas. Sus coordenadas son:

**X: 1'248.000 – 1'238.000**

**Y: 1'036.000 – 1'042.000**

<sup>18</sup>TOLOZA HORMIGA, Silvia J. Identificación de los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2009. Trabajo de grado (Escuela de Geología). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

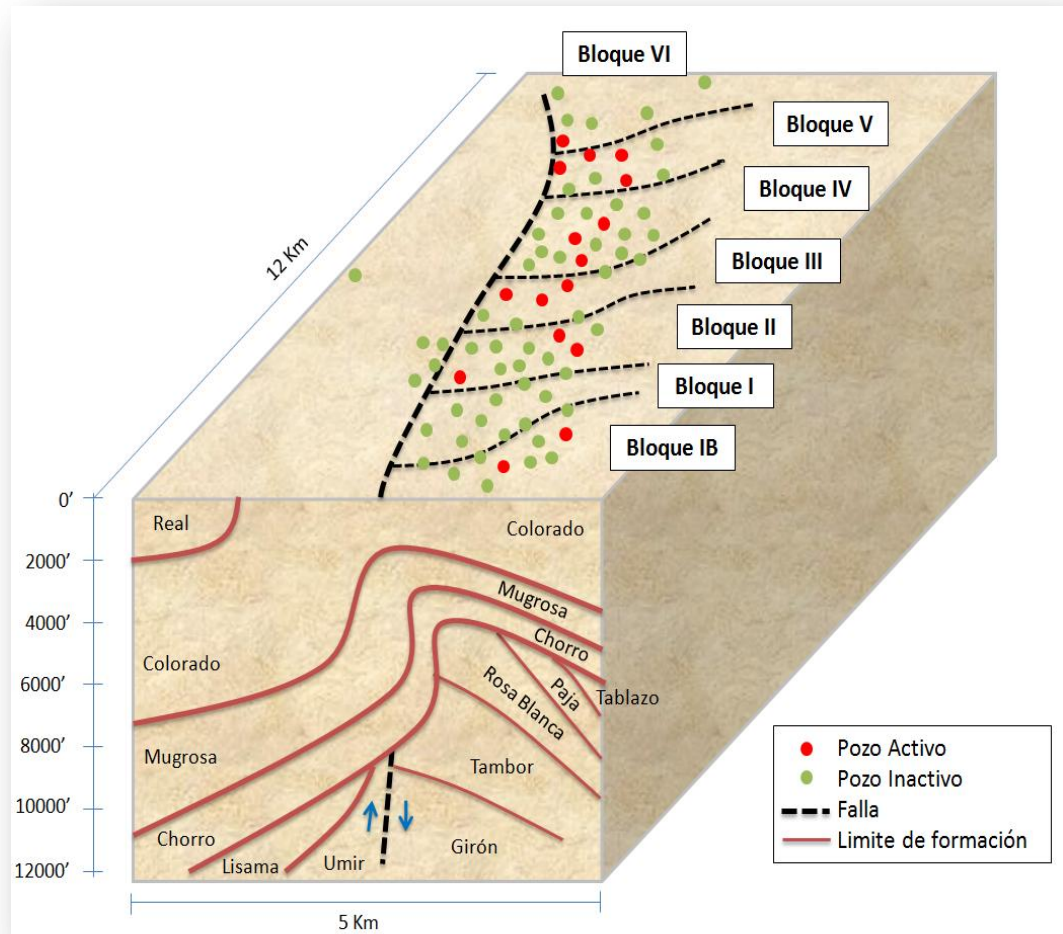
**Figura 13.** Localización del Campo Escuela Colorado.



**Fuente:** MARTÍNEZ GALINDO, Rosa. AMAYA BOHÓRQUEZ, Miguel. Proyecto de Grado. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. 2010

Se maneja un modelo geológico en el que el campo esta compartimentalizado dividido por 7 fallas formando 6 bloques como se muestran en la **Figura 14**.

**Figura 14.** Perfil estructural y distribución de bloques del Campo Colorado con sus respectivos pozos activos e inactivos a octubre de 2010.



Fuente: MARTÍNEZ GALINDO, Rosa. AMAYA BOHÓRQUEZ, Miguel. Proyecto de Grado. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. 2010.

## 4.4. GEOLOGIA DEL CAMPO.

### 4.4.1. Geología Estructural del Campo Colorado<sup>19</sup>.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

Soportado en la interpretación de registros de pozo y de la sísmica disponible para el área cercana al campo. Dichas interpretaciones evidenciaron un sistema de fallas satélites SW–NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante hacia el norte de la estructura. esta manera se infiere una geometría anticlinal.

---

<sup>19</sup>TOLOZA HORMIGA, Silvia J. Caracterización petrofísica y ajuste a la sedimentología para la formación mugrosa en el Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2008. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

#### 4.5. GEOLOGIA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)<sup>20</sup>.

La cuenca se encuentra en un valle relativamente estrecho con un ancho máximo de 80 Km aproximadamente y una longitud de unos 500 Km. Su área es de 30.000 Km<sup>2</sup> aproximadamente. Gran parte de ella cuenca está cubierta por sedimentos del Terciario Superior y depósitos Cuaternarios.

La cuenca del VMM es de tipo intramontaña que limita al este con la cordillera Oriental que presenta la Falla de la Salina, la que sirve de rasgo estructural para definir estas dos provincias. Circunstancia que ha venido a servir para nominarlo el Graben o Semifosa del Valle Medio del Magdalena.

Al oeste se encuentra la Cordillera Central con un complejo sistema de fallas. El límite sur se traza a partir del arco que forma la localidad de Honda con su sistema de fallas aproximadamente del paralelo 5°. Al norte su límite se extiende hasta la población de El Banco 9° 20'. La cuenca comprende los departamentos de Santander (donde se encuentra localizada la mayor producción del país), Boyacá, Antioquia, Cesar y pequeñas extensiones de Caldas y Cundinamarca (Gómez 1983).

Los eventos compresivos del VMM comprenden un lapso prolongado, con algunas interrupciones, entre el Triásico Tardío (?) y el Cretácico Superior. En un principio en el Jurásico se forma un graben supracontinental, bordeado por paleofallas normales con subsidencia por causa de una tectónica de bloques (Badillo, 1996 en Castillo & Gómez, 2008), que permite la acumulación de los sedimentos continentales de las Formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. Luego a comienzos del Cretácico, y por el mismo mecanismo de distensión y fallamiento normal, se produjo una transgresión marina que dura hasta principios

---

<sup>20</sup>Ibid., p.61

del Terciario. La regresión está marcada por la depositación de la Formación Lisama (Badillo, 1996 en Castillo & Gómez, 2008).

La fase de tectónica compresiva del VMM se inició en el Paleoceno y sigue efectuándose en la actualidad según Morales et al., (1958) la depresión misma del VMM habría comenzado a ocurrir a finales del Cretácico, y hasta el Mioceno donde habría tomado su actual configuración.

A mediados del Paleoceno ocurre el levantamiento del Macizo de Santander-Floresta (Badillo, 1996 en Castillo & Gómez, 2008). Durante esta fase, en las zonas anticlinales formadas la erosión, remueve gran parte de la secuencia Cretácica, mientras que la sedimentación y la subsidencia prosiguen en las zonas sinclinales, sin mayores interrupciones (Julivert ,1961).

Desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositan las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes de sedimentación de tipo continental. Durante el Mioceno Medio a Tardío, la fase compresiva es mayor y los sedimentos hasta entonces depositados son fallados y plegados. Durante el mioceno Tardío-Plio-Pleistoceno se deposita la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales se observan poco o nada deformados (Badillo, 1996 en Castillo & Gómez, 2008).

#### **4.5.1. Estratigrafía.**

Dada la importancia económica que representa la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, esta ha sido ampliamente estudiada por las industrias petroleras. La

secuencia estratigráfica planteada por ECOPETROL, abarca unidades desde el pre-Cretáceo hasta la actualidad.

La **Figura 15** corresponde a la columna estratigráfica generalizada de la cuenca, es de gran importancia tener en cuenta que las unidades productoras en el campo corresponden a las Formaciones Mugrosa, Esmeraldas y La Paz, las cuales abarcan una edad terciaria.

**Figura 15.**Columna estratigráfica generalizada de la cuenca VMM.( En el recuadro azul son resaltadas las unidades productoras).

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
TERCIARIO	MIOCENO	REAL	
		COLORADO	
	OLIGOCENO	MUGROSA	(Resaltado en azul)
		ESMERALDAS	
	EOCENO	LA PAZ	
	PALEOCENO	DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO	
LISAMA			
CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO	LA LUNA	
	SANTONIANO		
	CONIACIANO		
	TURONIANO		
	CENOMANIANO		
	ALBIANO	SIMITI	
	APTIANO	TABLAZO	
	BARREMIANO	PAJA	
		ROSABLANCA	
VALANGINIANO	TAMBOR		
JURASICO		GIRON	
PREMESOZOICO		BASAMENTO	

Fuente: ECOPETROL 2003

## PRE – CRETACEO

- **Formación Girón (Triasico-Jurásico).**

La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzoarenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzoarenitas conglomeráticas y conglomerados finos con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos subredondeados, matriz es arcillosa y cemento silíceo. El espesor de ésta formación oscila entre unos 0 a 4.500 metros, con un reporte de 2.600 metros en la sección del Río Lebrija. Se ha definido como una de las facies características de la “Molasa del Jurásico”, con algunas intercalaciones más finas de capas rojas (ECOPETROL, 2003). El ambiente de depositación consiste en un ambiente tipo continental que presenta condiciones oxidantes, esto se puede evidenciar en la coloración rojiza típica de esta formación (Gómez & Morales, 2008).

## CRETACEO

- **Formaciones Los Santos–Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)**

La secuencia comprendida por las Formaciones Los Santos – Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico. En esta área se conocen afloramientos donde el tope de la Formación Girón corresponde a un conglomerado de 80 metros de espesor y está suprayacido discordantemente por la Formación Los Santos. En otros lugares como el Río Chucurí, el tope de esta Formación se encuentra conformado por unas arcillas rojas que presentan

principalmente intercalaciones delgadas de areniscas hacia su base y donde el contacto con la Formación Tambor es concordante.

Hacia la base de la Formación Tambor se encuentra un conjunto rudítico, suprayacido por un intervalo lutítico arenoso seguido por un conjunto arenoso. Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Los análisis petrográficos y petrofísicos en muestras de superficie reportan porosidad del orden de 2,0% y permeabilidad de 0,08 mD. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros, sin determinar su contacto a la base (ECOPETROL, 2003).

- **Formación Rosa Blanca (Hauteriviano – Barremiano.)**

Está formada por calizas gris azulosa compactadas, ocasionalmente se encuentran lutitas margosas. Presenta delgados niveles de areniscas (Gómez, 1983). El contacto inferior con la Formación Santos–Tambor es concordante (ECOPETROL, 2003). El ambiente de depositación corresponde a un ambiente de plataforma, donde se evidencia un paso a través de la secuencia estratigráfica de un ambiente litoral a uno más marino (Gómez & Morales, 2008).

- **Formación Paja (Barremiano)**

Constituida por arcillolitas negras y blancas micáceas finamente laminadas, la parte inferior presenta concreciones calcáreas y septarias. Se considera una roca generadora de petróleo (Gómez, 1983). El ambiente de depositación es marino nerítico inferior a medio, de aguas tranquilas, con bajas condiciones anóxicas y

con ausencia de perturbación, las condiciones de depositación son reductoras, evidenciado en los contenidos de pirita (Gómez & Morales, 2008). Se encuentra reposando en contacto concordante sobre la Formación Rosablanca (informe de ECOPETROL, 2003).

- **Formación Tablazo (Aptiano tardío – Albiano)**

Son margas oscuras calcáreas y compactas en la parte inferior que se convierten hacia arriba en calizas compuestas de color gris azulado de grano grueso. Algunos horizontes lutíticospiratosos son muy comunes. Presenta un ambiente de depositación el cual indica una somerización, con fluctuaciones eustáticas, donde se conserva un ambiente de carácter marino, esto se evidencia en la intercalación que se presenta de niveles de areniscas con arcillolitas (Gómez & Morales, 2008).

- **Formación Simití (Albiano temprano – Albiano medio)**

Esta secuencia consiste de shales blandos, finamente laminados y carbonáceos, de color gris oscuro a negro, se presenta niveles calcáreos en algunos sectores, con algunos niveles de concreciones y algunos niveles conglomerados con nódulos fosfáticos hacia el tope (Morales, 1958 en Gómez & Morales, 2008). El ambiente presente en la depositación de esta formación es de predominio marino, con un importante evento de transgresión generando una profundización de la cuenca (Gómez & Morales, 2008).

Según la Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH), las arcillolitas del cretáceo y los shales del de las Formaciones La Luna y Simití – Tablazo son probablemente

la roca fuente en el reservorio. El TOC es alto (1-6%) y la materia orgánica es esencialmente de tipo II, los valores de Ro están entre 0.6 – 1.2%. la principal roca fuente fue depositada durante dos eventos anóxicos mundiales.

- **Formación La Luna (Turomaniano – Coniaciano – Santoniano).**

La formación La Luna se subdivide en tres miembros de abajo hacia arriba son:

El Miembro Salada consta de lutitas oscuras margosas con concreciones calcáreas con fuerte olor a petróleo cuando se parten.

El Miembro Pujamana consta de lutitas finamente estratificadas a veces calcáreas.

Miembro galemba consta de calizas oscuras separadas por lutitas y liditas negras, niveles de fosfatos son comunes.

Entre el Simití y la Formación La Luna aparece a veces un nivel calcáreo conocido con el nombre de El salto. (Gómez, 1983). El ambiente de depositación es definido como un ambiente Deltáico que refleja condiciones oxidantes y alcalinas, así como luz, temperatura adecuada y abundancia de nutrientes con tasas de depositación bajas lo cual genera que esta formación tenga un buen potencial como roca generadora (Gómez & Morales, 2008). De igual manera García, M. en su artículo “La Supresión De La Reflectancia De Vitritina En Las Formaciones La Luna Y Hondita Y Sus Implicaciones En La Exploración De Hidrocarburos En Las Cuencas Del VSM Y VMM, Colombia” considera esta Formación como una de las mayores rocas generadoras de hidrocarburo y gas en

la cuenca, con un gran potencial de reservas de petróleo y gas aún por descubrir es

- **Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano – Daniano).**

La Formación Umir comprende un conjunto de lutitas oscuras silíceas finamente estratificadas, concreciones ferruginosas y numerosas capas de carbón. Entre la Luna y el Umir es posible una ligera discordancia (Gómez, 1983).

## TERCIARIO

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el reciente la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia (Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo & Covey, 1993; Cooper et al., 1995 en ECOPETROL, 2003).

La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en la unidades operacionales A, B, C, D y E. (Suárez, 1996 en ECOPETROL, 2003) utiliza un esquema crono–estratigráfico en el cual las unidades deposicionales se encuentran limitadas por discordancias y son denominadas informalmente por dicho autor como *Tectonosecuencias*, debido a su relación con eventos tectónicos ocurridos durante esta época en la Cuenca del

VMM. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la *Tectonosecuencia 1* del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo. Las Zonas B y C corresponden a la *Tectonosecuencia 2* y la Zona A a la *Tectonosecuencia 3*.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades arcillolitas de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

- **Formación Lisama (Paleoceno).**

La formación Lisama está compuesta por lutitas abigarradas, arenisca de grano fino a medio de color pardo con cemento ferruginoso y mantos de carbón. El ambiente indica un paso de depositación marina del cretáceo superior a sedimentación continental característica en el terciario, más exactamente un ambiente de depositación lagunar a deltaico terminando aquí las condiciones marinas que dominaron en el Cretáceo. La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalaciones de areniscas arcillosas, gris y marrón, fina, micáceas, y compacta (Montt, M. Gutiérrez D. ECOPETROL S.A., 2005 en Gómez & Morales, 2008). El contacto inferior es transicional con la Formación Umir en el sector del Sinclinal de Nuevo Mundo. El contacto superior con la Formación La Paz, es discordante.

### **Formación La Paz (Eoceno medio).**

Está constituida por tres niveles, el inferior de arenas grises masivas conglomeráticas (Toro), el nivel medio Shales grises en grandes paquetes y el nivel superior de areniscas gruesas. Esta formación presenta un espesor que claramente puede alcanzar los 1000 metros. Corresponde a un ambiente de depositación y de formación más de tipo fluvial en presencia de condiciones oxidantes, confiriéndole una coloración rojiza.

Estas areniscas presentan un potente espesor, porosidad y permeabilidades optimas, lo cual hace que sean consideradas como rocas reservorio. La Formación la Paz en refleja condiciones de depositación predominantemente continental que se mantienen durante el Eoceno (Suárez, 1996 en Gómez & Morales, 2008). La continuidad de la Formación la Paz se ve afectada debido a una variación lateral identificada no solo en su litología si no en su espesor, mostrándose menos arcilloso y de mayor espesor hacia el este. En general la formación La Paz se considera de una estratificación masiva, que en afloramientos muy locales se muestra de manera lenticular con una gradación vertical, conglomerática hacia la base y muy fina hacia el tope. Su contacto inferior con la Formación Lisama es discordante, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Esmeraldas.

- **Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior).**

La Formación Esmeraldas está constituida por areniscas finas, grises y verdosas con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y capas de carbón. Son muy variables de espesor al oeste es de 1300mts, mientras al este alcanza los 175 mts (Gómez 1983). Su ambiente de depositación es interpretado como planicie de inundación

dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal, más exactamente un ambiente Deltáico lagunar que permitió la depositación de material terrígeno muy bien seleccionado, creando una secuencia grano decreciente en los períodos de tranquilidad. Esta formación de manera más detallada consiste de intervalos espesos de arcillolita gris o arcillolitas gris oscuras que embeben cuerpos lenticulares aislados de areniscas de poca continuidad lateral. La parte superior de la Formación Esmeraldas corresponde el horizonte fosilífero Los Corros y es su vez el contacto inferior es concordante con la Formación La Paz y está dado por el cambio litológico que ocurre al pasar a la Formación La Paz, cuya secuencia es principalmente arenosa. Su contacto superior es discordante y esta demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa (Olsson y Pilsburg, 1935 Gómez & Morales 2008).

- **Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno)**

Descansa discordantemente sobre el Esmeralda y Consta de areniscas de grano fino a medio, limolitas abigarradas que predominan en la parte inferior, el tope de la formación está marcado por un horizonte fosilífero que contiene dientes de peces, reptiles y mamíferos (Gómez 1983). El espesor de Mugrosa es ampliamente variable, desde 823 metros (2700 ft) en el Campo Colorado, hasta 488 metros (1600 ft) en el Campo La Cira –Infantas, y hasta 610 metros (2000ft) en el Campo Llanito (TABORDA 1965 en Castillo & Gómez 2008). El ambiente en el cual se depositó esta formación corresponde a un ambiente terrestre, más exactamente un ambiente fluvial de mediana energía. La porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%, además de esto se estableció que la Formación Mugrosa se encuentra subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales (Valderrama R. Pérez V.1977 en Gómez & Morales 2008).

La Formación Mugrosa presenta una sección inferior denominada Zona C (MZC), compuesta de areniscas gris verdosa y gris clara, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular; alternando con arcillolita gris clara y pardo amarillas, abigarradas. La sección superior corresponde a Zona B (MZB), y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas, de color pardo amarillo. Las areniscas se caracterizan por ser lenticulares con estratificación cruzada y gradación vertical.

El tope de la Formación Mugrosa está dado por el horizonte fosilífero de Mugrosa, el cual consta de shales gris verdosos, carbonosos, glauconíticos, en el que se encuentra englobado una fauna de moluscos (Gómez & Morales, 2008).

- **Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior)**

La Formación Colorado consiste de un nivel inferior el cual está compuesto de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, masivas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. Seguido de un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. Presenta un espesor de 210 metros hasta 914 metros. El ambiente de depositación de esta unidad es un ambiente con condiciones de alta oxidación, lo cual indica que es un ambiente continental (Morales, 1958 en Gómez & Morales, 2008). La Formación Colorado se caracteriza por una amplia distribución al oeste de la falla de la Salina y debido a que el ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial, esta formación se constituye en los sedimentos molásicos del antepaís del Valle Medio del Río Magdalena y ha sido datada como Oligoceno superior con base en la asociación

de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior (Wheeler, 1935 en Valderrama R. Pérez V., 1977 en Gómez & Morales, 2008). Esta formación presentan rocas reservorio con buena porosidad entre un 15 – 20% y permeabilidades entre 20 – 600 mD. El contacto inferior está dado por los fósiles de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad (Gómez & Morales, 2008).

- **Formación Real (Mioceno)**

Descansa discordantemente sobre El Colorado, formado por un conglomerado basal, seguido de areniscas compactas, con intercalaciones de arcillas grises, algunos niveles contienen gran número de troncos de árboles silicificados, mantos de lignito y en la parte superior las areniscas contienen materiales volcánicos. Su espesor es muy variable (Gómez, 1983).

- **Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)**

Esta formación esta principalmente compuesta por gravas de escasa cementación, arcillas negras, conglomerados y depósitos de tipo piroclásticos. Su espesor es de unos 250 mts. (Julivert, 1961). Representa espesor que van desde 350 metros hasta 575 metros.

#### 4.6. ESTRATIGRAFIA CAMPO COLORADO<sup>21</sup>.

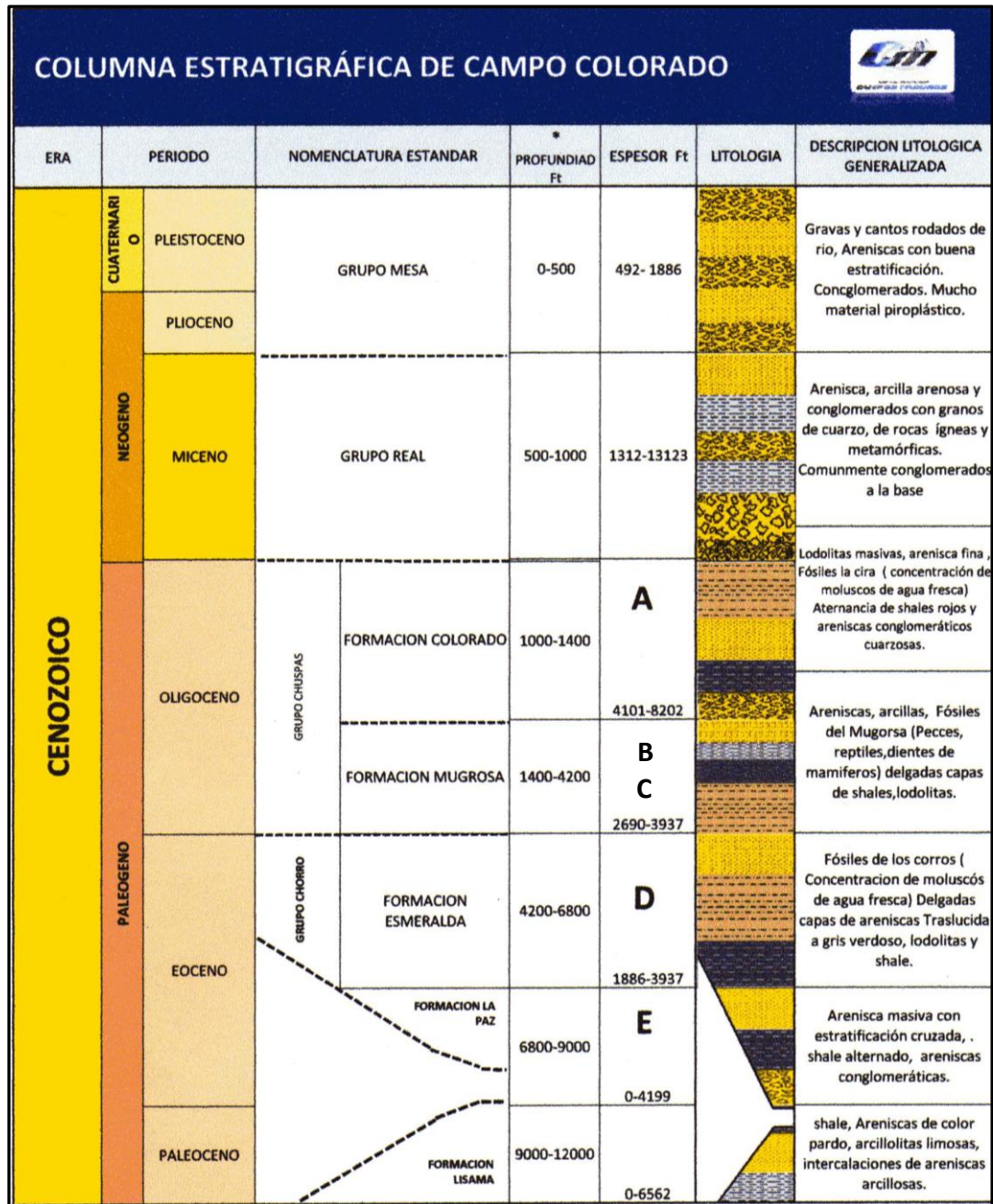
Respecto a la estratigrafía del Campo Colorado se tiene que de base a tope se encuentran las formaciones La paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. Estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema fluvial meandrítico. Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la cordillera central al occidente y el levantamiento de la cordillera oriental al oriente.

Debido a que la litología es uno de los principales factores en la formulación de un fluido de perforación, se modificó una columna estratigráfica existente en los archivos de Campo Escuela Colorado, a la cual se le adicionó una descripción litológica generalizada y una descripción visual de los tipos de rocas presentes además de una en cada una de las formaciones que componen Campo Colorado **(Figura 16)**.

---

<sup>21</sup>Carlos Andrés Duque, INFORME GEOLÓGICO FINAL CAMPO COLORADO. Ecopetrol S.A.2003.Pag18

Figura 16. Columna estratigráfica de Campo Colorado.



CONGLOMERADO



ARCILLA



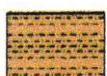
SHALE

\*

Estos datos son promediados de acuerdo a las formaciones productoras Mugrosa y Esmeralda



ARENISCA



LODOLITA



DISCORDANCIA

Fuente. Modificada de Archivo Campo Escuela Colorado.

## 5. FORMULACION DE UN FLUIDO DE PERFORACION PARA EL CAMPO COLORADO

### 5.1. DIAGNOSTICO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS EN CAMPO COLORADO.

Durante el proceso de perforación en el Campo Colorado se construyeron 75 pozos. Para dichos pozos se tiene información de los reportes de perforación diario, el cual se utilizó para extraer toda la información posible; durante este proceso se realizó un análisis de los 75 files existentes, donde se encontró escasa información sobre los tipos de fluidos y las propiedades medidas.

Las propiedades generalmente reportadas fueron: viscosidad marsh, % aceite, filtrado API y densidad del lodo. De otras propiedades fundamentales en lodos, tales como viscosidad plástica, yield point, viscosidad aparente, entre otras, solo se tiene información parcial de algunos pozos.

Luego de extraer la información de todos los pozos se procedió a clasificarla de acuerdo a los 6 diferentes bloques que conforman el campo, posteriormente se determinó el siguiente comportamiento de las propiedades según las profundidades que se manejaron durante la perforación en los diferentes pozos que conforman los bloques.

Del BLOQUE I se tiene información de 13 pozos de los 20 perforados (Tabla 4).

Para la profundidad 0 a 600 ft de dichos pozos, se reportó un lodo convencional con una densidad alrededor de 8,33 Lb/gal y una viscosidad Marsh de alrededor de 70 Seg. En la siguiente fase del pozo (600 ft a 4700 ft) se utilizó un lodo

emulsionado con alto pH, viscosidad Marsh 40 a 60 seg, filtrado API de 4 a 7 cc, y densidades de alrededor de 11 Lb/gal en profundidades entre

**Tabla 4.** Pozos Bloque I.

Bloque	Pozo	Información Existente
I	Col 10	Sin Datos
	Col 11	Sin Datos
	Col 13	ok
	Col 14	Sin Datos
	Col 15	Sin Datos
	Col 16	ok
	Col 18	Sin Datos
	Col 19	ok
	Col 21	Sin Datos
	Col 22	ok
	Col 23	ok
	Col 24	ok
	Col 25	ok
	Col 26	ok
	Col 28	ok
	Col 27	Sin Datos
	Col 29	ok
	Col 38	ok
	Col 60	ok
Col 77	ok	

Fuente: los autores.

Para el BLOQUE II se perforaron 16 pozos de los cuales se obtuvo información de 11 pozos (Tabla 5). Se utilizó para las primeras profundidades que oscilan entre 0 a 520 ft un lodo convencional con densidad alrededor de 8,33 Lb/gal. En

la siguiente fase y hasta la profundidad total se utilizó un lodo calado y un lodo calado emulsionado con viscosidad Marsh 75 a 90 Seg , filtrado API de 4 cc, y con densidades de 9 y 11 Lb/Gal respectivamente, en profundidades entre 520 ft a 5000 ft.

**Tabla 5.** Pozos Bloque II.

Bloque	Pozo	Información Existente
LI	Col 4	Sin Datos
	Col 6	Sin Datos
	Col 9	Sin Datos
	Col 11	Sin Datos
	Col 12	ok
	Col 20	Sin Datos
	Col 31	ok
	Col 35	ok
	Col 44	ok
	Col 52	ok
	Col 53	ok
	Col 63	ok
	Col 64	ok
	Col 68	ok
Col 70	ok	
Col 76	ok	

Fuente: los autores.

Durante la perforación de los 8 pozos del BLOQUE III se reportó información de 7 pozos de los cuales se tiene que : se utilizó para las primeras profundidades que oscilan entre 0 a 620 un lodo convencional con densidad alrededor de 8,33 Lb/Gal y durante el trascurso de la perforación hasta la profundidad total se utilizó

un lodo calado y un lodo calado emulsionado con viscosidades Marsh alrededor de 60 y 80 Seg, porcentaje de aceite entre 8% y 10 %, filtrado 8cc y 4cc respectivamente y densidades de 10 Lb/Gal a 12 Lb/Gal , en profundidades entre 620 ft a 5000 ft (Tabla 6).

**Tabla 6.** Pozos Bloque III.

Bloque	Pozo	Información Existente
III	Col 3	ok
	Col 30	ok
	Col 32	Sin Datos
	Col 33	ok
	Col 41	ok
	Col 46	ok
	Col 50	ok
	Col 69	ok

*Fuente: los autores.*

En el BLOQUE IV se perforaron 17 pozos de los cuales se reportó información de 9 pozos y que a profundidades de 0 a 620 ft se utilizó un lodo convencional con una densidad de 8,33 Lb/Gal y para la profundidad comprendida entre este punto y la profundidad total la cual oscila entre 620ft a 4000ft se utilizó un lodo calado y un lodo calado emulsionado con viscosidad Marsh entre 40 y 80 seg, filtrado 6 y 4 cc respectivamente, un porcentaje de aceite de alrededor de 8% y una densidad de lodo 10,9 Lb/Gal y 12 Lb/Gal (Tabla 7).

**Tabla 7. Pozos Bloque IV.**

Bloque	Pozo	Información Existente
IV	Col 1	Sin Datos
	Col 2	Sin Datos
	Col 5	Sin Datos
	Col 7	Sin Datos
	Col 8	Sin Datos
	Col 34	Ok
	Col 40	Ok
	Col 42	Sin Datos
	Col 43	Ok
	Col 45	Ok
	Col 59	Ok
	Col 62	Sin Datos
	Col 65	Sin Datos
	Col 66	Sin Datos
	Col 67	Ok
Col 71	Ok	
Col 72	Ok	

*Fuente: los autores*

Para el BLOQUE V se tiene que la perforación de sus 8 pozos se reportó información de 6 con la profundidades comprendidas entre 0 y 520 ft con un lodo convencional con densidad de alrededor de 8,33 Lb/Gal, y durante el trascurso de la perforación y hasta la profundidad total las cuales oscilan entre 520ft y 5000 ft utilizaron un lodo calado y posteriormente un lodo calado emulsionado, con viscosidad Marsh entre 50 y 60 Seg, filtrado 5 y 3 cc, un porcentaje de aceite 0% y 6%, y una densidad de 9 Lb/Gal y 12 Lb/Gal. Respectivamente (Tabla 8).

**Tabla 8.** Pozos Bloque V.

Bloque	Pozo	Información Existente
V	Col 36	Sin Datos
	Col 39	Sin Datos
	Col 47	Sin Datos
	Col 55	ok
	Col 56	ok
	Col 58	ok
	Col 74	ok
	Col 75	ok

*Fuente: los autores*

Por último en el BLOQUE VI tenemos 6 pozos perforado los cuales a una profundidad entre 0 y 520 ft utilizaron un lodo convencional con densidad alrededor de 8,33 Lb/Gal, para la profundidad comprendida entre este punto y la profundidad total la cual oscila entre 520 ft y 5000 ft se utilizó un lodo calado y un lodo calado emulsionado con viscosidad March 85 Seg y 95 Seg , filtrado 55 cc y 90cc , un porcentaje de aceite de 0% y 6%, y una densidad 10 Lb/Gal y 12,5 Lb/Gal respectivamente (Tabla 9).

**Tabla 9.** Pozos Bloque VI.

Bloque	Pozo	Información Existente
VI	Col 37	ok
	Col 48	ok
	Col 49	ok
	Col 54	ok
	Col 57	ok
	Col 61	ok

*Fuente: los autores*

Luego de la recopilación de toda la información disponible en Campo Colorado, se muestra una generalización del tipo de lodo utilizado durante la perforación de cada uno de los bloques (Tabla 10.).

**Tabla 10.** Generalización de los lodos utilizados en Campo Colorado.

BLOQUE I	PROFUNDIDAD Ft	TIPO DE FLUIDO	PERFORACION (AÑO)
	0´a 620´	lodo agua bentonita	
	620´a 3000´	lodo calado	1953 y 1960
	3000´a 4500´	lodo calado emulsionado	

BLOQUE II	PROFUNDIDAD Ft	TIPO DE FLUIDO	PERFORACION(AÑO)
	0´a 520´	lodo agua bentonita	
	520´a 3000´	lodo calado	1946 y 1962
	3000´a 6200´	lodo calado emulsionado	



BLOQUE	PROFUNDIDAD Ft	TIPO DE FLUIDO	PERFORACION (AÑO)
III	0´a 620´	lodo agua bentonita	1956 y 1962
	620´a 2500´	lodo calado	
	2500´a 11482´	lodo calado emulsionado	

BLOQUE	PROFUNDIDAD Ft	TIPO DE FLUIDO	PERFORACION(AÑO)
IV	0´a 620´	lodo agua bentonita	1957 y 1962
	620´a 2000´	lodo calado	
	2000´a 6400´	lodo calado emulsionado	

BLOQUE	PROFUNDIDAD Ft	TIPO DE FLUIDO	PERFORACION(AÑO)
V	0´a 520´	lodo agua bentonita	1960 y 1962
	520´a 3500´	lodo calado	
	3500´a 5800´	lodo calado emulsionado	

BLOQUE	PROFUNDIDAD Ft	TIPO DE FLUIDO	PERFORACION(AÑO)
VI	0´a 520´	lodo agua bentonita	1959 y 1960
	520´a 3500´	lodo calado	
	3500´a 7200´	lodo calado emulsionado	

Fuente: los autores

### 5.1.1. VENTANA DE LODO

Teniendo en cuenta que dentro de la formulación del lodo se debe definir la densidad, pero no se tienen datos de presión actualizados debido a la depleción del yacimiento, hubo la necesidad de buscar un método para obtenerlas a partir de las densidades utilizadas durante la perforación, con las cuales se supone se contralaba la presión de formación.

Para la elaboración de la ventana de lodo (rango de densidades con la profundidad, con las que se debe perforar un pozo de manera segura controlando la presión de formación y sin causar fracturamiento de la misma) del Campo Colorado se tomaron los datos de densidad obtenidos del informe diario de perforación (reportado durante el desarrollo de las perforaciones efectuadas en los años 1923-1964).

- **DETERMINACION DE LA VENTANA DE LODO ORIGINAL.**

En la perforación de un pozo la densidad utilizada debe tener un margen de seguridad para controlar la presión de formación, el cual está entre 0,3 y 0,5 lb/gal; esta densidad se denomina densidad mínima del lodo. En el campo Colorado se conocen las densidades utilizadas a cada profundidad por tanto podemos estimar la densidad equivalente de formación (representa la presión de formación) restando el margen de seguridad, en este trabajo de 0,3 lb/gal. Con la densidad equivalente se obtuvo el gradiente y la presión de formación original a cada profundidad así:

$$\rho_f = \rho_{Lodomin} - 0,3 \quad (1,8)$$

$$G_f = 0.052 * \rho_f \quad (1,9)$$

$$P_f = G_f * h \quad (1,10)$$

$G_f$  = Gradiente de formación (psi/ft).

$\rho_f$  = Densidad equivalente de formación (Lb/gal)

$P_f$  = Presión de formación (psi).

$h$  = Profundidad (ft)

Para determinar la densidad máxima del lodo, se requirió calcular la presión de fractura original a cada profundidad, la cual se determinó con el método de Hubert and Willis.

$$P_{fr} = P_f + \frac{1}{3} * (P_{sc} - P_f) \quad (1,11)$$

$P_{fr}$  = Presión de fractura (psi).

$P_f$  = Presión de formación (psi).

$P_{sc}$  = Presión de sobrecarga (psi).

1/3= constante de matriz de relación de esfuerzo horizontal a vertical.

Para determinar la presión de sobrecarga a cada profundidad se utilizó la correlación de Eaton.

A partir de la presión de fractura se obtiene la densidad equivalente de fractura y la densidad máxima del lodo así:

$$\rho_{fr} = \frac{P_{fr}}{0.052 * h} \quad (1,12)$$

$$\rho_{lodomax} = \rho_{fr} - 0,5 \quad (1,13)$$

$\rho_{fr}$  = Densidad de fractura (Lb/gal)

$\rho_{lodomax}$  = Densidad de lodo máxima (Lb/gal)

$P_{fr}$  = Presión de fractura (psi).

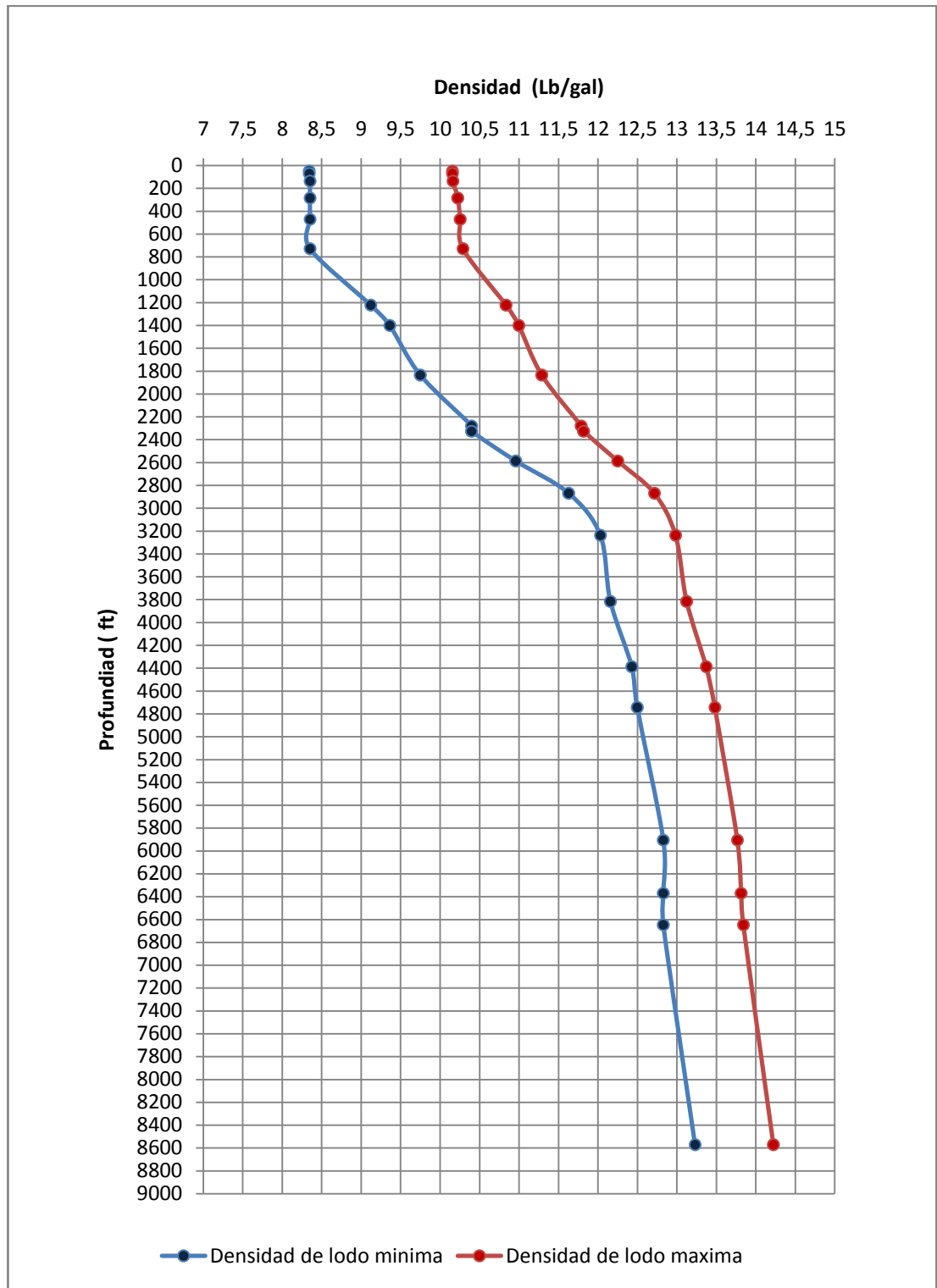
$h$  = Profundidad (ft)

Con la densidad de lodo mínima y máxima se construyeron las ventanas de lodo.

La ventana del lodo generalizada del Campo Colorado, se determinó primero construyendo las ventanas de lodo para cada pozo, posteriormente se realizó una ventana de lodo para cada uno de los bloques que componen el campo y finalmente se generalizó la ventana de lodo para todo el Campo Colorado (ver **Anexo 1**).

Una vez obtenidos los valores correspondientes a las densidades mínimas y máximas de lodo se obtuvo la ventana de lodo original de campo colorado durante los periodos comprendidos entre 1923-1964 (**Figura 17**).

Figura 17. Ventana de lodo original de Campo Escuela Colorado.



Fuente: los autores

- **DETERMINACION DE LA VENTANA DE LODO ACTUAL.**

La ventana de lodo actual se obtuvo a partir de la ventana de lodo original teniendo en cuenta la depleción existente en el campo.

Los porcentajes de depleción para las arenas productoras se obtuvieron de acuerdo al estudio realizado por González y Gómez<sup>22</sup>, basados en la presión de formación original de las arenas productoras y las presiones actuales determinadas a partir de pruebas de nivel estático realizadas en algunos pozos (**Tabla11**). Para arenas B la presión actual es aproximadamente 516 psi, si se compara con la original que fue de 900 psi, se puede observar que la presión actual es el 57,3% de la inicial y para las arenas c la presión es de 1278 psi, y si se compara con el valor original de 3000 psi corresponde al 42,6%. Suponiendo que el mismo comportamiento se cumple al rango de profundidades de cada arena y las zonas de arcilla tienen la misma tendencia de la presión de formación original (que no se depletan) se obtiene la densidad del lodo mínima.

$$\rho_{Lodomin} = \rho_f + 0,3 \quad (1,14)$$

La densidad máxima del lodo de la ventana actualizada se determinó siguiendo la metodología planteada anteriormente (ecuaciones.(1,8)-(1,13)) (ver **Anexo 2**).

<sup>22</sup>GONZÁLES, Mauricio.GÓMEZ, Mario. Reevaluación de las Presiones de Formación y Fractura a Partir de Registros en el Campo Colorado. Estado del Arte. Bucaramanga, 2011. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

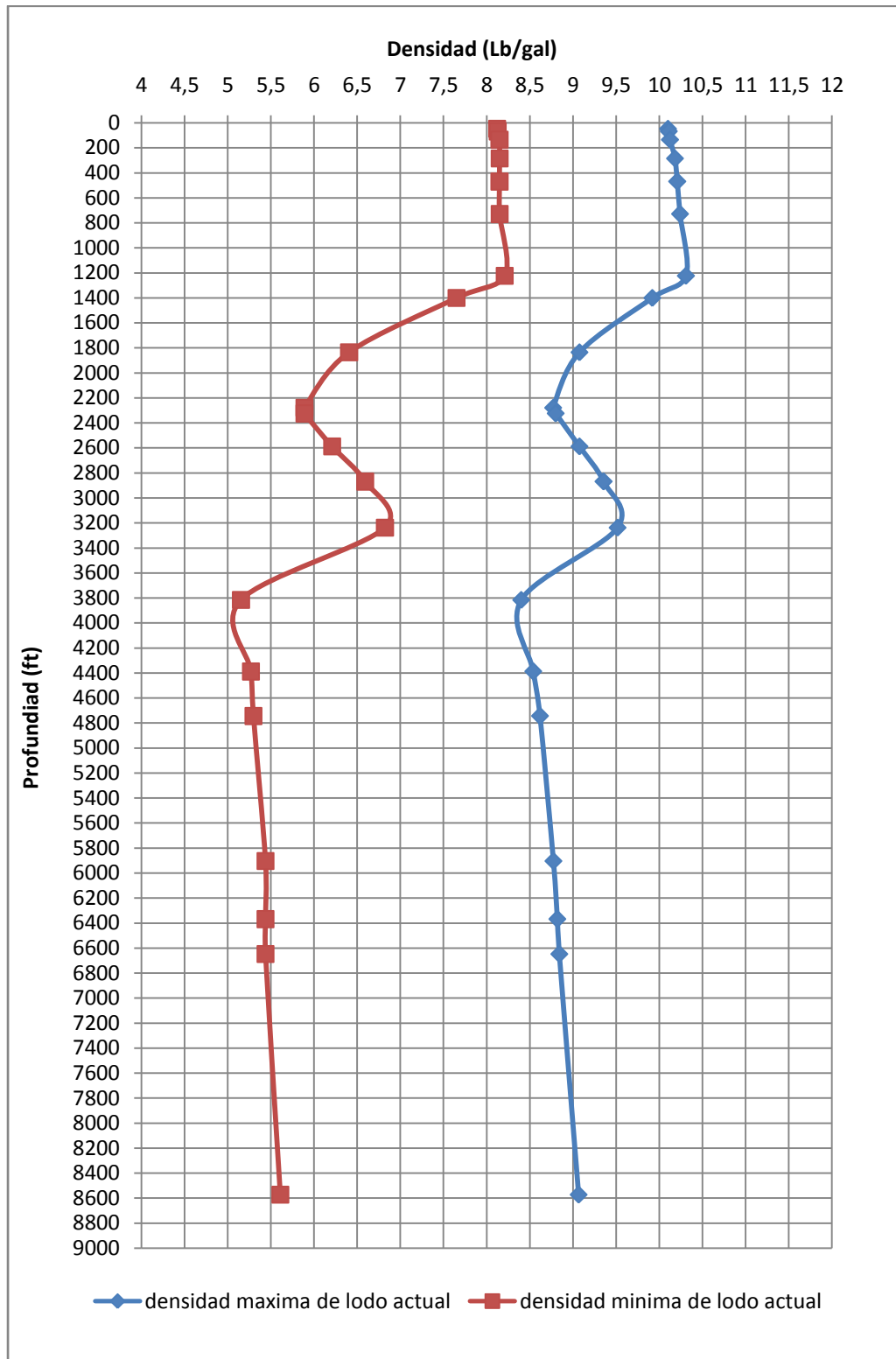
**Tabla 11** Resultados Prueba de nivel desarrollada por Gonzáles y Gómez.

TaPozos	Fecha de la prueba de nivel	Bloque	Arenas	Densidad En Lb/gal	Profundidad Media de Cañoneo (ft)	Altura de la columna de fluido (ft)	Presión de Formación (Psi)
Col 21	02/02/2007	1	B	6,950	2051,5	601,5	217,506
Col 45	02/02/2007	4	C	6,950	4419,5	2692,5	973,623
Col 56	02/02/2007	5	C	6,950	4972	4379	1583,471
Col 63	10/05/2009	2	B	6,950	2519	2253	814,697

*Fuente: Trabajo de grado Gonzáles y Gómez.*

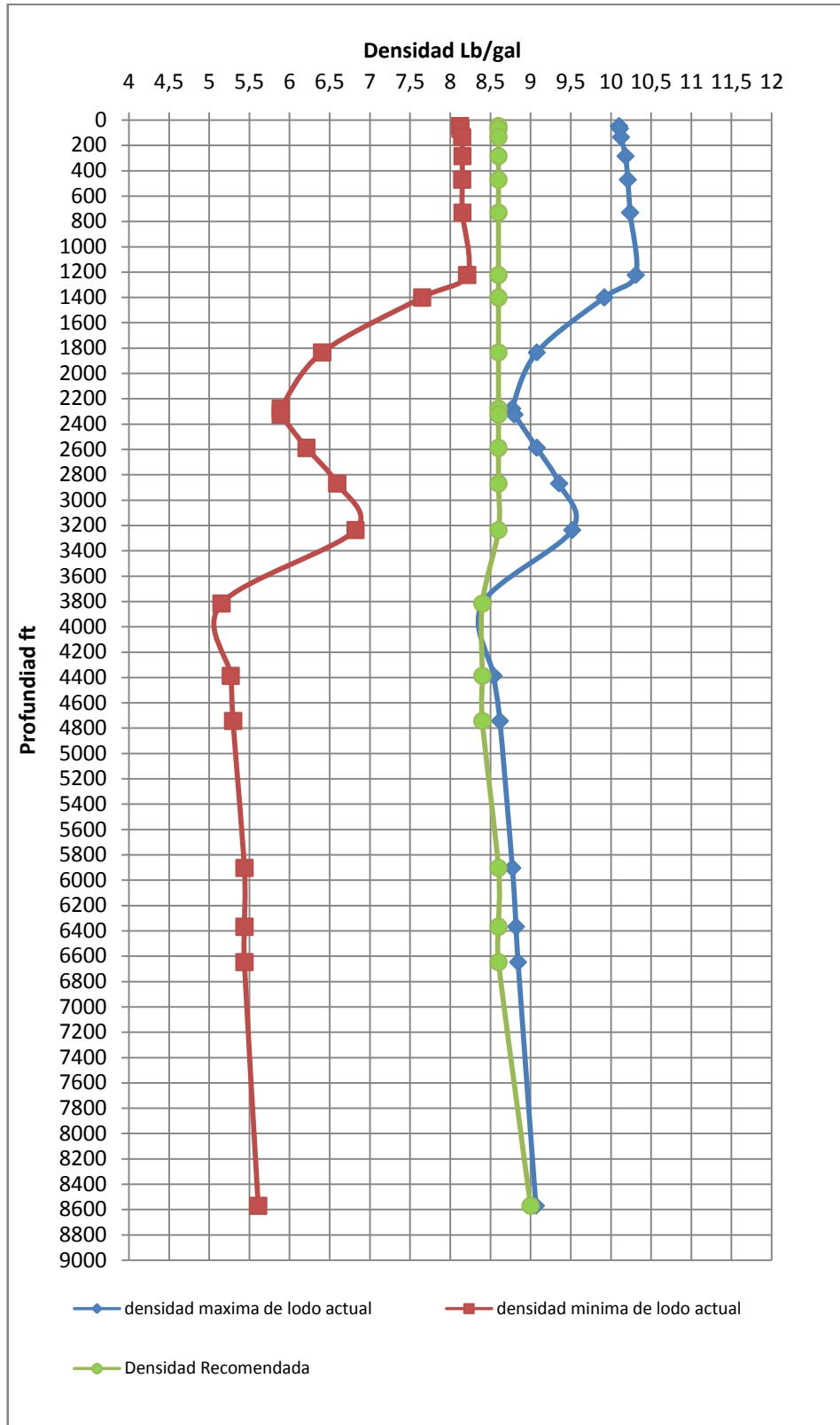
Con la ventana de lodo actual (**Figura 18**) y teniendo en cuenta los comportamientos de la densidad a diferentes profundidades, se puede observar que la depleción más marcada se encontró en los intervalos comprendidos entre 1223 y 4388. Por tal motivo se recomienda que: Las densidades de lodo óptimas para perforar son 8,6 Lb/gal para intervalos de 0 a 3600 pies, 8,4 Lb/gal para intervalos de 3600 a 4600 pies, 8,6 Lb/gal para intervalos de 4600 a 8000 pies y 9Lb/gal para intervalos de 8000 a 8600 pies (**Figura 19**).

Figura 18. Ventana de lodo actual de Campo Escuela Colorado.



Fuente: los autores

**Figura 19.** Densidades de lodo recomendadas para Campo Escuela Colorado.



Fuente: los autores

### 5.1.2. CONTENIDO DE ARCILLAS EN CAMPO COLORADO

En la literatura existente de Campo Escuela Colorado no se hallaron registros de problemas con intervalos arcillosos. A continuación se presenta información acerca de un estudio de caracterización petrográfica y mineralógica del Campo hecho en el laboratorio de Difracción de rayos x de la escuela de ingeniería Química para una tesis del grupo de investigación de Campos Maduros.

- **PRUEBAS DE DIFRACCION DE RAYOS X REALIZADAS EN CAMPO ESCUELA COLORADO<sup>23</sup>.**

En estas pruebas fueron determinados dos grupos petrográficos (PM1 y PM2) de las muestras en secciones delgadas representados en areniscas de tamaños grueso, medio, fino, muy fino y lodolitas.

- **PM1:**corresponde a diez areniscas de tamaño medio y una con tamaño grueso, las cuales presentan granos muy angulares a subredondeados, con esfericidad subesférica, elongados y subelongados, sus contactos son flotantes, puntuales y longitudinales, su calibrado oscila entre pobremente calibrado a moderadamente calibrado, sus porcentajes promedio de armazón, matriz, cemento y porosidad son de 45.3%, 7.8%, 19.2% y 8% respectivamente, la característica que las diferencia del grupo PM2 es que presentan altos porcentajes de cemento de calcita. En cuanto a su clasificación composicional, corresponden a siete litarenitas y cuatro litarenitas feldespáticas (clasificación Folk, 1974).

---

<sup>23</sup>RAMIREZ ROJAS. caracterización petrográfica y mineralógica preliminar de facies arenosas y lodosas de la formación mugrosa (pozos: 11, 21, 26 y 27) en el sector del campo escuela colorado, cuenca del valle medio del magdalena, departamento de Santander, Colombia. Bucaramanga, 2010. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

- **PM2:** está representado por once areniscas de tamaño fino, dos de tamaño muy fino y cuatro lodolitas, la redondez de sus granos varía de muy angulares a subredondeados, su esfericidad oscila entre granos esféricos, subesféricos, elongados y subelongados, los contactos entre sus partículas está entre flotantes, puntuales y longitudinales, su calibrado varía de muy pobremente calibrado a moderadamente bien calibrado, sus porcentajes promedio de armazón, matriz, cemento y poros son 67.1%, 23.2%, 3.5% y 6.2% respectivamente. En cuanto a su clasificación composicional corresponden a nueve litarenitas feldespáticas, siete litarenitas y una arcosa lítica (clasificación Folk, 1974).

La **Figura 20** se muestra la relación de porcentajes encontrados de minerales arcilla y su cristalización en los grupos PM1 y PM2.

**Figura 20.** Relación de porcentajes encontrados de minerales arcilla y su cristalización en los grupos PM1 y PM2.

GRUPO	ARENISCA	MUESTRA	PRINCIPALES GRUPOS DE MINERALES ARCILLA										
			ESMECTITAS (%)		CLORITAS (%)		MICA (%)	CAOLINITAS (%)			CRISTALIZACION		
			Mg. Ca	Na	Clorita	C. Exp.	Illita	Caols.	H.D.	H.H	ALTA	MODER.	
PM1	GRUESA	C26 3846					100						
	MEDIA	C25 1875'9			15.5	17.7	17.7		49.1				
		C11 2332'9			23.5	20.6	26.5	29.4					
		C11 2629	3		26	29	16		26				
		C26 3538				47.1	52.9						
		C26 3754			10.4	16.7	10.4		62.5			Hal. D.	
		C21 3780'9						100				K	
		C27 3832'6			16	16	12.5		55.5			Hal. D.	
		C27 3917							100				
		C24 3976			34.6	38.5	27						
C26 4140					17		83				Hal. D.		
PM2	FINA	C24 2142'5			18.9	30.2	13.2	37.7					
		C11 2284'5			32	32	36						
		C19 3272			15.1	13.6	12.5	15.1	31.2				
		C21 3439'4		4.3	25	33.3	16.6	20.8					
		C26 3648'9					100						
		C26 3831				61.5							
		C26 3848	21.1		19.3	30.6		29					
		C26 3864					17.5	22.5	60				Hal. D.
		C54 3893	4.5				36.5	59					
		C24 3979'5			10.4	18.8		70.8				K	
		C3 4062'6			46.7	53.3							
		MUY FINA	C27 4109'4			14.8	14.8		55.6		14.8	K	
		C9 4357'5			10.2				84	5.8		Hal. D.	
	LODOLITA	C26 3557'4			52.9	47.1							
		C21 3639'5			13.6		18.2	36.4	18.2				
C26 4121'7		2		10		18.3		67				Hal. D.	
C27 4511'4			1.6	9.4	9.4	14	65.6				K		

Fuente:RAMIREZ ROJAS. Caracterización petrográfica y mineralógica preliminar de facies arenosas y lodosas

- **HD Y Hal.D:**Halosita Deshidratada
- **HH:**Halosita hidratada,
- **Moder.:** Moderada
- **C.Exp.:** Clorita expandible, Caols.
- **K:**Caolinita.

La figura 18 Muestra: La nomenclatura usada en el presente trabajo para la discriminación de las diferentes muestras consiste en indicar primero el pozo al cual pertenecen seguido de su profundidad en pies, por ejemplo para referir una muestra a profundidad de 3637 pies del pozo C21, se indica como muestra C21 3637.

Los resultados de difracción de rayos x (DRX) muestran que la presencia de caolinitas, illitas (micas), cloritas y esmectitas (pura y en estratificados) pueden generar los principales daños a formación por minerales arcilla como migración de finos, expansión de arcillas y precipitación de hidróxidos de hierro.

### **5.1.3. TAMAÑO DE LA GARGANTA DE PORO.**

En el año 2008 para Campo Colorado se realizaron una serie de pruebas petrofísicas con análisis de algunos corazones existentes para conocer ciertas propiedades del campo.

Se hizo además una determinación de los tipos de roca para el campo, utilizando el Método de Winland R35.

Winland correlaciona la porosidad, permeabilidad y el radio de garganta de poro correspondiente para varias saturaciones de mercurio, encontrando que al 35% arrojaba la mejor correlación. El radio de garganta de poro R35 es una función del tamaño y el sorting de la garganta de poro.

Con los datos de corazones de porosidad y permeabilidad al aire para los pozos C3, C19, C24, C25, C26, C27 y C53, y con R35 de 0.1, 0.5, 2, 5, 10, 20, 40, 60, 90 y 120 micrones, se graficó permeabilidad vs porosidad determinándose 4 tipos de roca presentes:

La **Tabla 12** muestra los cuatro tipos de roca presentes, según datos de corazones, encerrados en un ovalo, observándose que al tipo de roca IV corresponde a una roca con valores muy bajos de porosidad y permeabilidad ( $K < 0.01$  y  $\Phi < 0.05$ ).

Esta clasificación por tipos de roca permite observar su distribución de acuerdo, al radio de garganta de poro y las características de flujo del yacimiento.

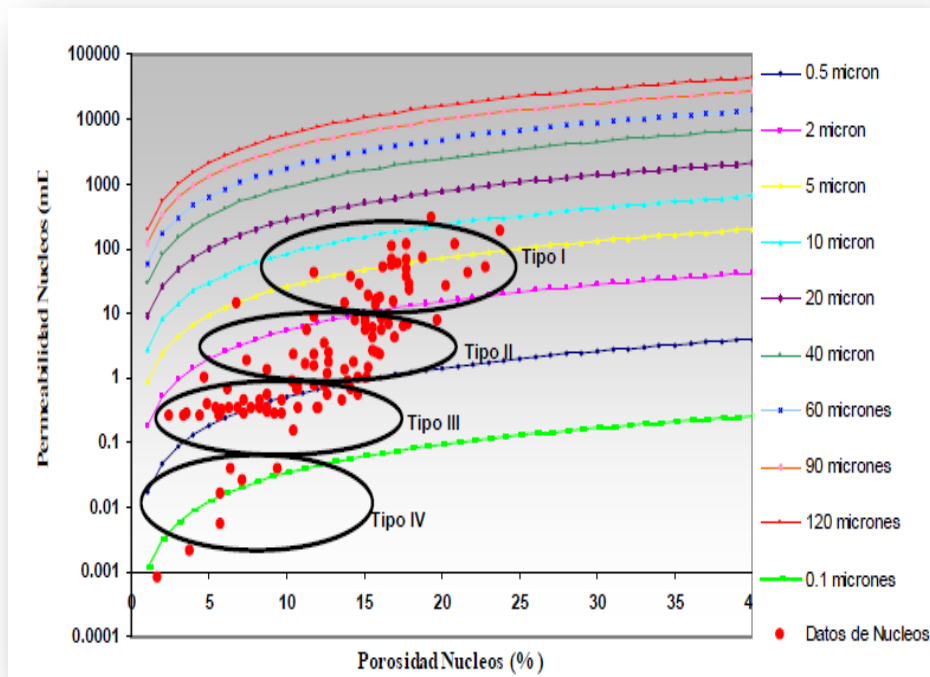
**Tabla 12.** Tipo de roca presente en Campo Colorado.

TIPO DE ROCA	TAMAÑO RADIO DE PORO (MICRONES)
I	entre 2 y 10
II	entre 0,5 y 2
III	entre 0,2 y 0,5
IV	< 0,2

*Fuente:* RAMIREZ ROJAS. Caracterización petrográfica y mineralógica preliminar de facies arenosas y lodosas

La **FIGURA 21** muestra la clasificación hecha de tipos de roca presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa B y C.

**Figura 21.** Clasificación de tipos de roca, Colorado, Mugrosa B y C



Fuente: RAMIREZ ROJAS. Caracterización petrográfica y mineralógica preliminar de facies arenosas y lodosas

Por otro lado se determinó el tamaño de la garganta de poro aplicado una correlación generalizada<sup>24</sup> donde:

$$\text{Tamaño de la garganta poral (micrones)} = \sqrt{K \text{ (md)}}$$

1/3 Tamaño de la garganta poral (micrones) = Tamaño del material de puenteo (micrones)

Con datos existentes de permeabilidades halladas en algunas muestras de corazones de Campo Colorado y aplicando la correlación anterior, se determinó el tamaño de garganta de poro como se muestra en la **Tabla 13**.

<sup>24</sup> Diseño de Fluidos de Perforación para reducir Daño de Formación. HALLIBURTON. DECIMO SECUNDA SEMANA TÉCNICA DE INGENIERA DE PETRÓLEOS. Universidad Industrial de Santander 2010.

**Tabla 13.** Tamaño de garganta de poro.

BLOQUE	POZO	PROFUNDIDAD (FT)	K (MD)	GARGANTA DE PORO ( MICRONES)
I	Col 19	3200	0,85	0,92
	Col 24	3000	0,27	0,52
	Col 26	3900	3,52	1,88
	Col 27	4500	0,26	0,51
	col 60	5000	14,1	3,75
II	Col 9	3800	0,62	0,79
	Col 35	5200	22,3	4,72
	Col 53	3690	23,2	4,82
III	Col 3	4050	0,84	0,92

*Fuente: los autores*

Esto corrobora que estos resultados son similares a los obtenidos por el Método de Winland R35.

De acuerdo a los datos determinados anteriormente y teniendo en cuenta que el Campo Colorado presenta permeabilidades demasiado bajas se decidió no utilizar un material de punteo, para disminuir el daño de formación ya que el tamaño de la garganta de poro es demasiado pequeño.

## 5.2. PROCESO EXPERIMENTAL

Como su nombre lo indica, la palabra diseño hace referencia a un proceso previo de configuración en la búsqueda de una solución, en este caso se trata de esquematizar un número de pruebas con las que se pueda analizar y manipular deliberadamente una o más variables, para observar los cambios en estas, y así poder dar análisis a los resultados planteados en el diseño.

### 5.2.1. RECONOCIMIENTO Y FORMULACION DEL PROBLEMA

La recurrente búsqueda de petróleo ha llevado a la necesidad de tratar de recuperar la mayor cantidad de hidrocarburo de campos petroleros con un alto grado de depleción de sus arenas productoras; y para hacer esto realidad es necesario desarrollar una formulación de lodo, con el cual se puedan hacer perforaciones infill en dichos campos maduros.

Estos fluidos de perforación deben buscar objetivos específicos tales como; generar bajos efectos sobre las formaciones debido a que estas podrían estar depletadas por la disminución de presión que han sufrido las formaciones a través de los tiempos además de cumplir con las funciones básicas de los fluidos de perforación y de acuerdo a las nuevas reglamentaciones generar un mínimo impacto ambiental.

Con el fin de contar con un fluido de perforación que pueda inhibir las arcillas que causan problemas de hinchamiento durante la perforación de futuros pozos de Campo Colorado, se planeó probar tres inhibidores: Glicol, Kcl y el Mucilago de Fique (probado en un trabajo de investigación realizado en la Escuela de

Ingeniería de Petróleos recientemente<sup>25</sup>). Su efectividad será evaluada siguiendo el método modificado de tolerancia a la bentonita (BTT) expuesto por Correa y Orozco<sup>26</sup>.

De los inhibidores probados se seleccionara el mejor desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Con el inhibidor seleccionado y los demás aditivos del lodo se realizarán pruebas básicas API a los fluidos de perforación formulados con las tres densidades definidas anteriormente. Estas pruebas se determinaran en el Laboratorio de Lodos y Cementos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

## 5.2.2. OBTENCION DE MUCILAGO DE FIQUE

El proceso de obtención de Mucilago del Fique a partir de la Planta de Fique traída del municipio de Curití Santander, se llevó acabo en los laboratorios de Procesos de la Escuela de Ingeniería Química y en los laboratorios de Fluidos de la escuela de Ingeniería de Petróleos bajo las condiciones que muestran la **Tabla 14**.

La concentración óptima de Mucílago del Fique como inhibidor fue tomada con base en el estudio hecho por Correa y Orozco, quienes definieron una concentración optima de 8 LB/Bbl.

---

<sup>25</sup> CORREA, Nathalie. OROZCO, Eusebio. Evaluación de los Componentes Efectivos del Mucílago del Fique para la Inhibición de Arcillas: Estado del Arte. Bucaramanga, 2010. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.

<sup>26</sup>Ibid., p.138

**Tabla 14.** Propiedades de Obtención Mucílago del Fique.

Mucílago del Fique	
<b>Numero de Hojas</b>	18
<b>Cantidad de Jugo luego de la extracción</b>	5 Litros
<b>Cantidad de Jugo utilizado</b>	2 Litros
<b>Secado en Horno</b>	75°C
<b>Tiempo de secado</b>	13 Horas
<b>Densidad Aparente Mucílago Obtenido</b>	1,77 (g/cm <sup>3</sup> )

Fuente: Los Autores

### 5.2.3. EVALUACIÓN DE INHIBIDORES

Se evaluaron tres tipos de inhibidores cuyas características se describen a continuación:

- Glicol (Hexilenglicol): El Glicol es un agente de taponamiento deformable usado en fluidos de perforación base agua, utilizado para la inhibición de lutitas.

Este tipo de lodo es ideal para perforar las arenas depletadas donde la pega por presión diferencial causa grandes problemas. Otras ventajas incluyen el mejoramiento de la integridad de los ripios y la calidad de la torta, una mayor tolerancia de sólidos, un mejor rendimiento de las brocas y una tasa de perforación más alta.

Este tipo de lodo ambientalmente es aceptable puesto que tiene baja toxicidad y a sus reducidas frecuencias de eliminación de desechos. Los

fluidos de perforación base glicol han sido concebidos como una alternativa ambientalmente segura en comparación con otros fluidos<sup>27</sup>.

- Mucilago de Fique: Se tomó como criterio, en la selección de este producto como inhibidor de arcillas la investigación que ha venido desarrollando el profesor Emiliano Ariza León mediante varios proyectos de grado en entre estos el realizado por Correa y Orozco en la evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique, para la inhibición de arcillas y la investigación hecha por Caldera y Ospina<sup>28</sup> en el estudio de factibilidad para el uso de fique como producto estabilizador de arcillas.
- KCl (Cloruro de Potasio): Es un inhibidor utilizado en este estudio ya que el ion potasio evita la hidratación e hinchamiento de las arcillas. La inhibición ocurre porque las arcillas ejercen una mayor energía de atracción por el ion potasio que por otros cationes específicos.

#### 5.2.4. PRUEBA DE TOLERANCIA A LA BENTONITA (BTT).

Esta prueba se realizará para medir la efectividad de los agentes inhibidores de arcillas a partir del comportamiento de la Bentonita (arcilla hinchable) en presencia de ellos. Durante esta prueba la variable respuesta es el Yield Point expresado en (Lbf/100ft<sup>2</sup>).

---

<sup>27</sup> HERRERAGÓMEZ. Estudio de efectividad del sistema de fluidos Amina, Glicol, PHPA en la inhibición de los componentes arcillosos de las formaciones Orteguzza, Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo en un Campo del Oriente Ecuatoriano, Ecuador. Quito, 2010. Trabajo de grado (Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos), Escuela Politécnica Nacional.

<sup>28</sup> CALDERA, Luis. OSPINA, Gustavo. Estudio de Factibilidad para el uso del Mucilago de Fique como Producto Estabilizador de Arcillas: Estado del Arte. Bucaramanga, 2005. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

Metodología para el desarrollo de la prueba:

- Un barril equivalente de agua fresca.
- Se adiciona 8 lb/Bbl de compuesto inhibidor.
- Tiempo de agitación 3 minutos.
- Se adiciona bentonita hasta un nivel de 40 lb.

**Cálculos de inhibición para cada formulación inhibidora<sup>29</sup>.** En la gráfica Yield Point vs Bentonita agregada se representa el comportamiento de la bentonita hinchada con agua dulce y el comportamiento de la bentonita hinchada con el agua dulce y producto inhibidor; El área entre estas curvas se definirá como la capacidad de inhibición. A mayor área entre las curvas, mayor capacidad de inhibición. Se calculará esta área mediante una macro de Excel con el método de los trapecios.

## PRUEBAS Y RESULTADOS

Para cada formulación manejamos una cantidad de inhibidor de 8 Lb/Bbl. Primero calculamos el área bajo la curva de la bentonita hinchada en agua dulce.

La **Tabla 15** muestra los datos reológicos medidos en el laboratorio de Lodos y Cementos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos par la muestra base bentonita sin inhibidor, cuyo comportamiento del YP será la referencia para determinar la efectividad de los inhibidores.

---

<sup>29</sup>Ibid., p.138

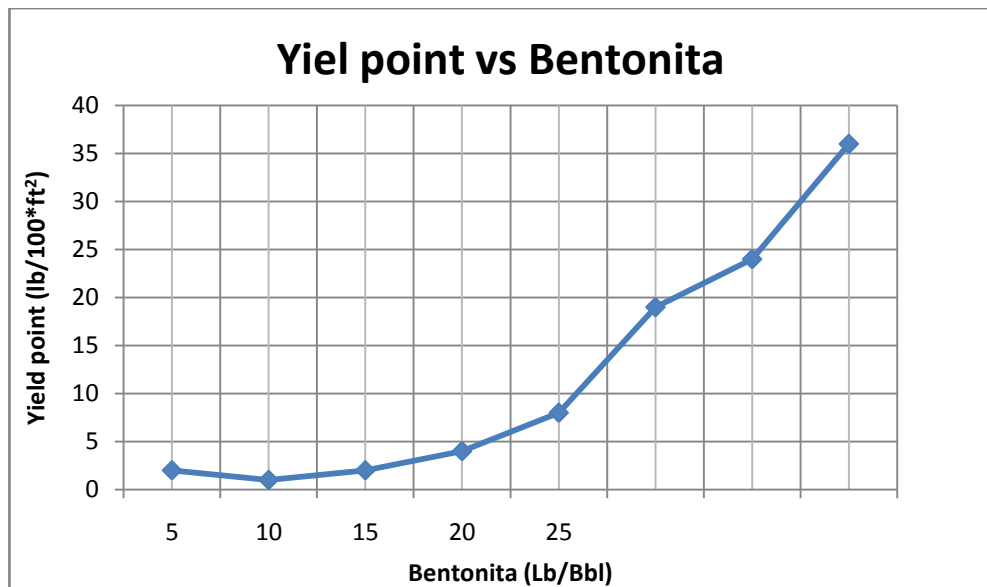
**Tabla 15.** Datos de reología bentonita.

Prueba preliminar 1bbl de Agua dulce + bentonita						
Bentonita agregada (Lb/Bbl)	pH	Ø300	Ø600	Va (cp)	Vp(cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )
5	8,87	3	4	2	1	2
10		3	5	2,5	2	1
15		5	8	4	3	2
20		9	14	7	5	4
25		16	24	12	8	8
30		25	31	15,5	6	19
35		41	58	29	17	24
40	8,55	65	94	47	29	36

Fuente: Los Autores

En la **Figura 22** se grafica Yield Point vs Bentonita sin inhibidor.

**Figura 22.** Yield Point vs Bentonita



Fuente: Los Autores

El área bajo esta curva usando el método de los trapecios es: **390 (Lb/Bbl)\*Lb/100\*ft<sup>2</sup>**).

Medición que se toma como estándar para el cálculo de la capacidad de inhibición.

Continuando con el cálculo de la capacidad de inhibición, se planteó el procedimiento para la formulación con KCl.

En la **Tabla 16** se muestra los datos reológicos que se midieron para cada adición de bentonita que se le realizó a la muestra base con las 8 Lb/Bbl de KCl, luego se construyó la gráfica yield point vs bentonita agregada, de donde se analiza la capacidad de inhibición del KCl.

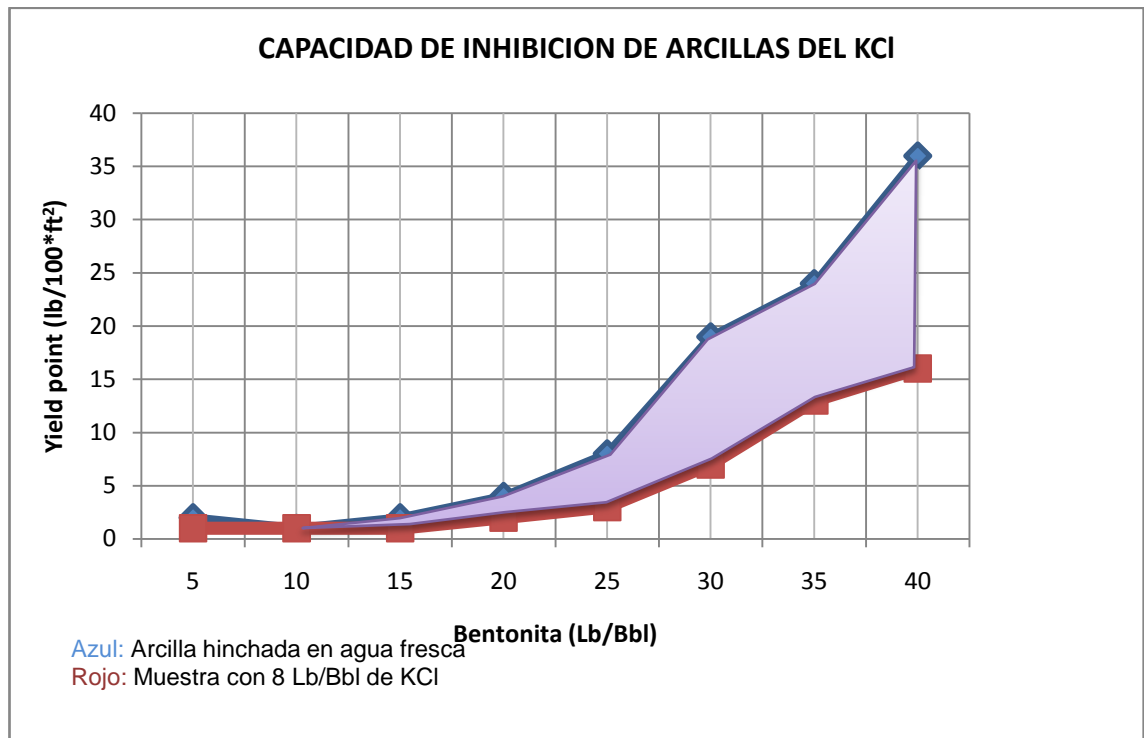
**Tabla 16.** Datos de reología bentonita agregada en agua dulce más KCl.

Prueba preliminar 1bbl de Agua bentonita + KCl (8Lb/Bbl)							
Bentonita agregada (Lb/Bbl)	Lb/Bbl Inhibidor	pH	Ø300	Ø600	Va (cp)	Vp(cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )
5	8	8,05	2	3	1,5	1	1
10			2	3	1,5	1	1
15			3	5	2,5	2	1
20			4	6	3	2	2
25			6	9	4,5	3	3
30			10	13	6,5	3	7
35			15	17	8,5	2	13
40		7,73	20	24	12	4	16

Fuente: Los Autores

En la **Figura 23** se gráfica yield point vs bentonita agregada, de la muestra bentonita hinchada en agua dulce y la formulación con 8 Lb/Bbl de KCl.

**Figura 23.** Yield Point vs Bentonita agregada, formulación con 8 Lb/Bbl de KCl.



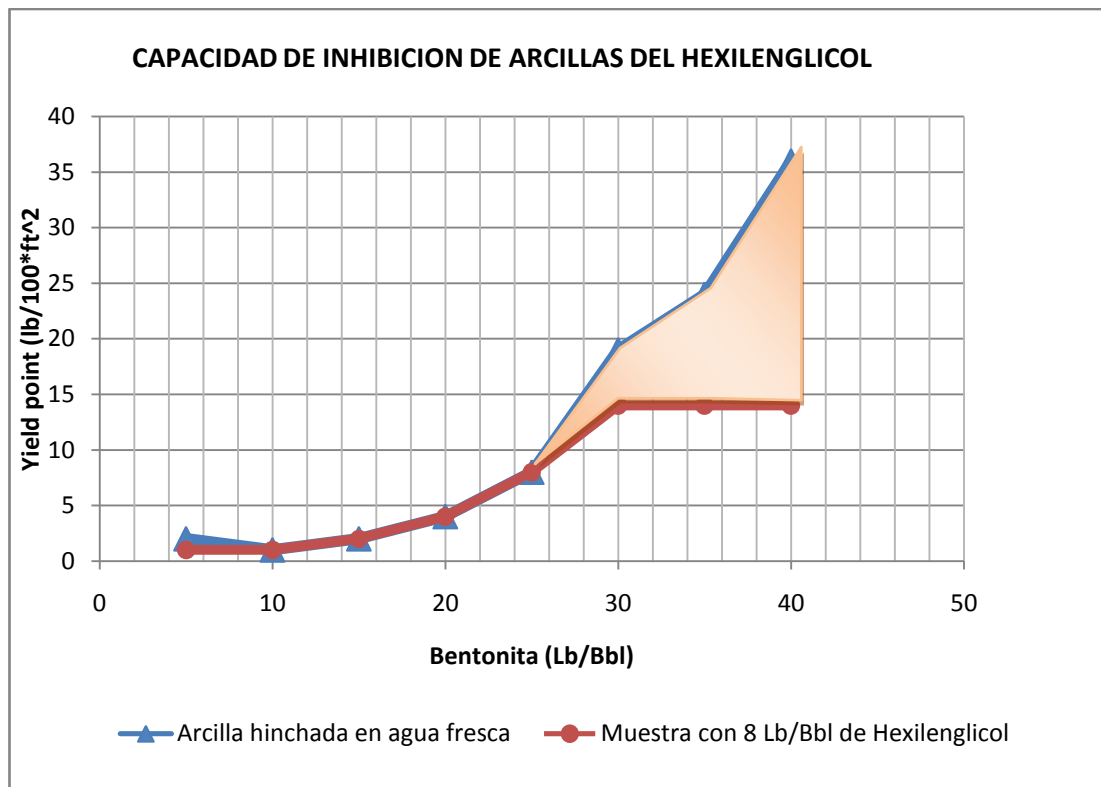
Fuente: Los Autores

El área bajo la curva usando el método de los trapecios es: 180 (Lb/Bbl)\*Lb/100\*ft<sup>2</sup>).según el criterio anteriormente expuesto su valor de capacidad de inhibición sería: (390-180) Lb/Bbl\*Lb/100\*ft<sup>2</sup>= **210 (Lb/Bbl)\*Lb/100\*ft<sup>2</sup>**).

Se aplica la misma metodología para los demás inhibidores.

En la **Figura 24** se gráfica YP vs bentonita agregada, de la muestra bentonita hinchada en agua y la formulación con 8 Lb/Bbl de Hexilenglicol.

**Figura 24.** Yield Point vs Bentonita agregada, formulación con 8 Lb/Bbl de Hexilenglicol.



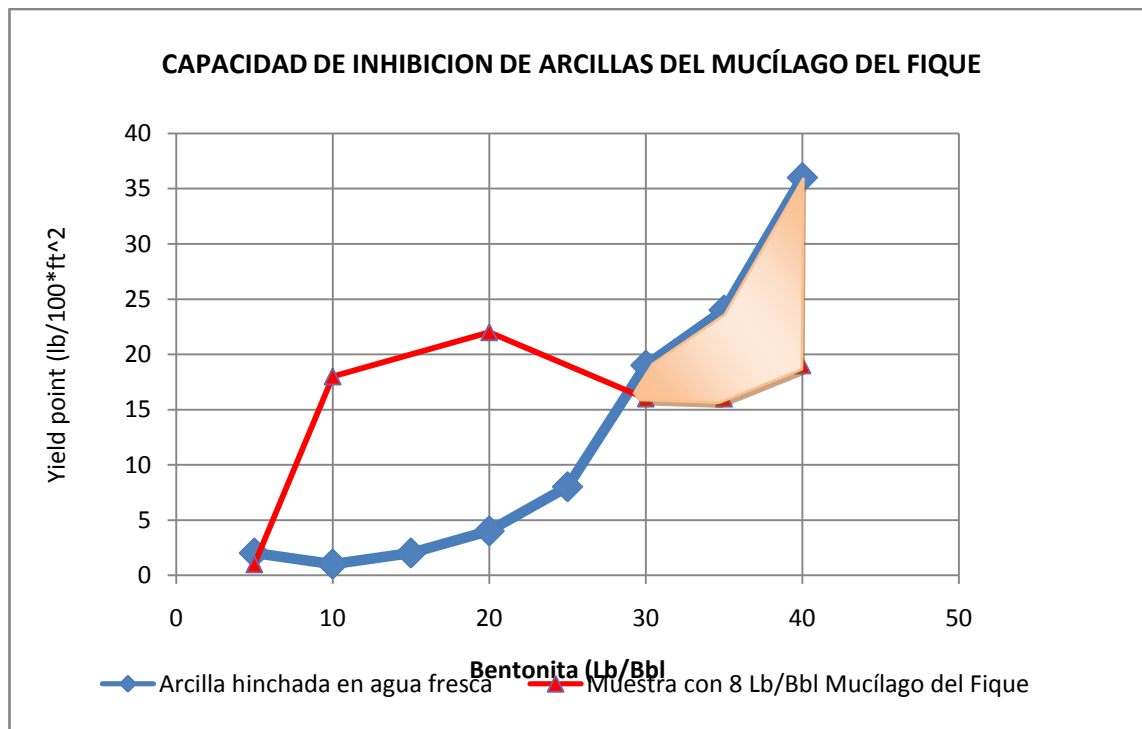
Fuente: Los Autores

El área bajo la curva (Muestra Hexilenglicol) usando el método de los trapecios es: 185 (Lb/Bbl)\*Lb/100\*ft<sup>2</sup>) y el área de la curva de arcilla hinchada en agua fresca corresponde a 390 (Lb/Bbl)\*Lb/100\*ft<sup>2</sup>).

La capacidad de inhibición es: (367,5-167,5) Lb/Bbl\*Lb/100\*ft<sup>2</sup>= **205 (Lb/Bbl)\*Lb/100\*ft<sup>2</sup>**).

En la **Figura 25** se gráfica YP vs bentonita agregada, de la muestra bentonita hinchada en agua y la formulación con 8 Lb/Bbl de Mucílago de Fique..

**Figura 25.** Yield Point vs Bentonita agregada, formulación con 8 Lb/Bbl de Mucílago del Fique.



Fuente: Los Autores

El área bajo la curva (Muestra Mucílago del Fique) usando el método de los trapecios es:  $292,5 \text{ (Lb/Bbl)*Lb/100*ft}^2$  y el área de la curva de arcilla hinchada en agua fresca corresponde a  $390 \text{ (Lb/Bbl)*Lb/100*ft}^2$ .

La capacidad de inhibición sería:  $(390-292,5) \text{ Lb/Bbl*Lb/100*ft}^2 = 97,5 \text{ (Lb/Bbl)*Lb/100*ft}^2$ .

## Resultados para las formulaciones con KCl, Glicol y Mucílago del Figue.

A continuación en la **Tabla 17** se resume los resultados del poder inhibidor de los productos probados.

**Tabla 17.** Resultados poder de inhibición.

Formulación	Capacidad de inhibición ((Lb/Bbl)*Lb/100*ft <sup>2</sup> )
<i>KCl</i>	210
<i>Hexilenglicol</i>	205
<i>Mucílago del Figue</i>	97,5

Fuente: Los Autores

Se puede observar que el inhibidor que tiene mayor capacidad de inhibición es el KCl, se tomó la decisión de no utilizarlo como el inhibidor debido a que el KCl (Cloruro de Potasio) es un compuesto muy contaminante y uno de los objetivos de este proyecto es minimizar el daño ambiental.

Mucílago del Figue, fue el componente con menor poder inhibidor esto se debe a que durante la preparación tubo presencia de espuma la cual no pudo ser controlada por Estearato de Aluminio (antiespumante disponible el Laboratorio de Lodos), además debido a que no se han realizado estudios de preservación del producto, se decidió no utilizarlo como el inhibidor del fluido a formular.

El Glicol tiene un poder de inhibición similar al del KCl. causa mínimo daño a la formación y genera un mínimo impacto ambiental, por esta razón se decidió utilizar este componente para la formulación de los lodos a utilizar en Campo Colorado.

### 5.2.5. EVALUACIÓN DEL PH ÓPTIMO PARA UTILIZAR LA BENTONITA COMO VISCOSIFICANTE.

Se realizó en el laboratorio de Lodos y Cementos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos una prueba de variación de la viscosidad con respecto al pH, esta prueba se desarrolló de la siguiente manera: a 30 Lb/Bbl de bentonita se le adicionaron diferentes niveles de concentración de NaOH (de 0 a 4 Lb/Bbl), y se tomaron las lecturas de reología a  $\Theta 600$  y posteriormente se obtuvieron los valores de  $V_a$  (viscosidad aparente).

En la **Tabla 18** se muestran las lecturas y cálculos hechos para lograr la curva de comportamiento  $V_a$  vs pH.

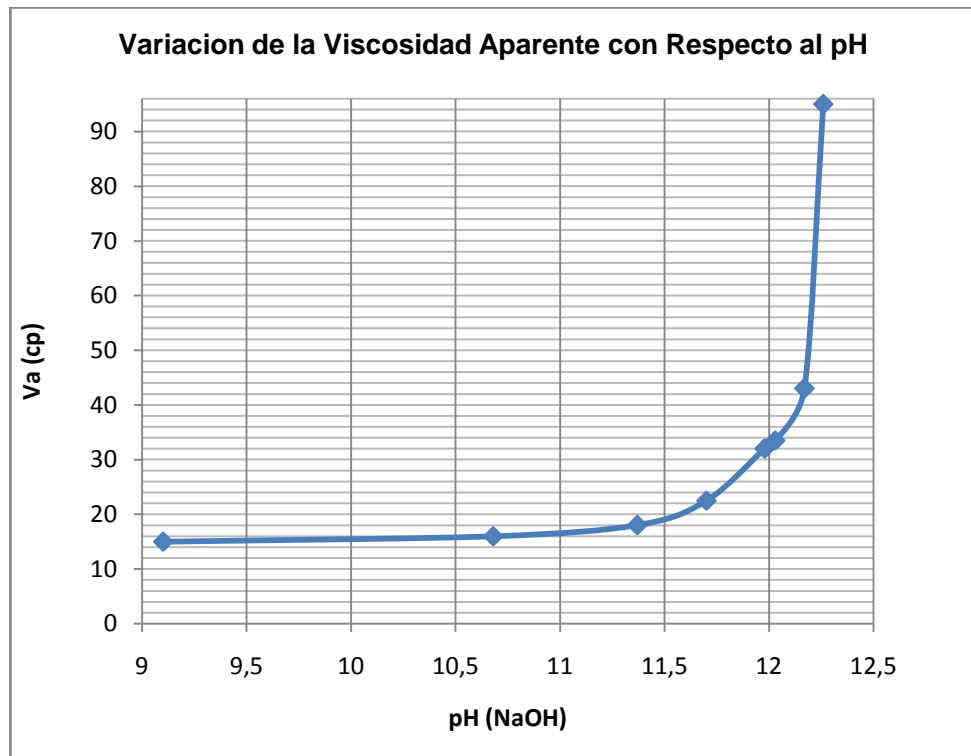
**Tabla 18.** Variación de la reología de la bentonita con el pH.

BENTONITA	NaOH	rpm 600	$V_a$ (cp)	pH
30 (Lb/Bbl)	0	30	15	9,1
	0,5	32	16	10,68
	1	36	18	11,37
	1,5	45	22,5	11,7
	2	64	32	11,98
	2,5	67	33,5	12,03
	3	86	43	12,17
	4	190	95	12,26

Fuente: Los Autores

En la **Figura 26** se presenta la variación de la viscosidad aparente vs pH.

**Figura 26.** Comportamiento de la Va vs el pH.



*Fuente: Los Autores*

Con base en la **Figura26**. Se recomienda utilizar un pH menor a 11,5 los cuales serían rangos permisibles de pH para obtener una viscosidad de fluido controlada.

### 5.3. FORMULACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

De acuerdo al análisis de la ventana de lodo y los resultados obtenidos en el laboratorio, la formulación de lodo planteada es la siguiente:

**Tabla 19** Formulación del Lodo.

PRODUCTO	FUNCIÓN
GLICOL	Hexilen glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas
Bentonita	Viscosificante
PAC- L	Polímero controlador de filtrado
SAPP	Dispersante
SODA CAUSTICA (NaOH)	Controlador de PH
CARBONATO DE CALCIO (CaCO <sub>3</sub> )	Material densificante y puenteante

*Fuente: Los Autores*

Teniendo en cuenta los planes de desarrollo del Campo Escuela Colorado, se tiene previsto perforar pozos infill, y además profundizar en otras arenas; se plantea perforar un pozo a una profundidad de 8000 pies, en tres secciones para las cuales se tendrá un lodo con las características que se describen a continuación. Los lodos formulados para cada sección fueron preparados en el Laboratorio de Lodos y Cementos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

## 5.4. PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION RECOMENDADO PARA CAMPO ESCUELA COLORADO.

Es de vital importancia la planeación detallada de los tipos de fluidos de perforación a utilizar teniendo en cuenta aspectos cruciales tales como: Densidades de lodo a diferentes profundidades de acuerdo al tipo de formación encontrada, aditivos químicos, volúmenes necesarios para perforar, volúmenes de lodo en superficie útiles para afrontar problemas relacionados con pérdidas de circulación y los costos relacionados con cantidades de aditivos e ingeniería para el manejo, seguimiento y control del fluido.

### 5.4.1. ESTADO MECANICO.

Basados en la información existente en el archivo de Campo Colorado se tomó el estado mecánico del pozo Colorado 37 perteneciente al Bloque VI, perforado en el año de 1959a una profundidad de 6488 pies. Siendo uno de los más profundos perforado en dos secciones:

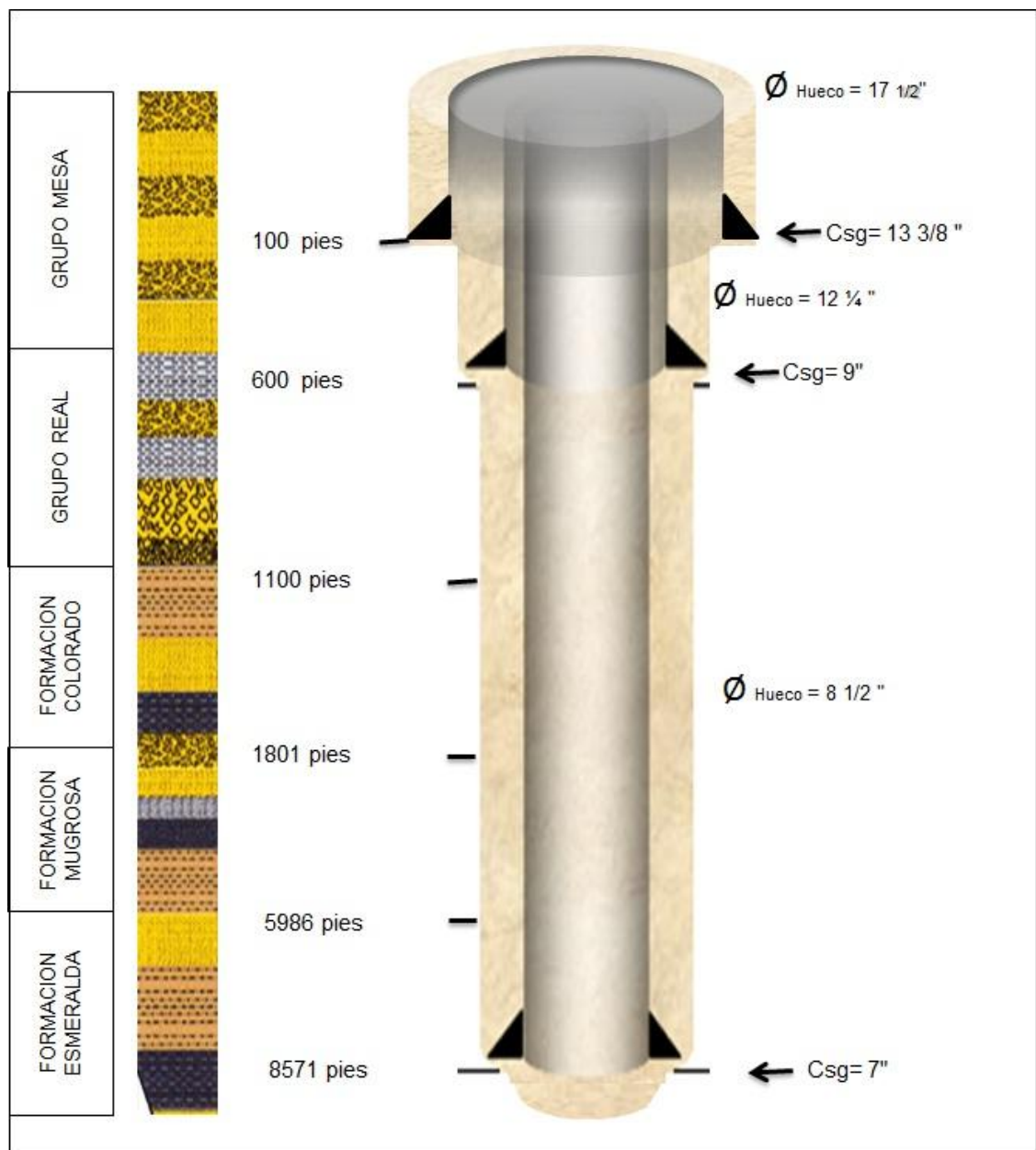
- Sección I: Broca 12 1/4" completado con Casing de 9 5/8", J-55, 40#/ft a una profundidad de 600 pies.
- Sección II: Broca 8 5/8" completado con Casing de 6 5/8", N-80, 20#/ft a una profundidad de 6488 pies.

Con base en este pozo se propone perforar el pozo denominado como **COLORADO INFILLXX** compuesto por tres secciones (**Figura 22**):

- Sección I: Broca 17 1/2" completado con Casing de 13 3/8", J-55, 48#/ft a una profundidad de 100 pies.

- Sección II: Broca 12 1/4" completado con Casing de 9 5/8", J-55, 40#/ft a una profundidad de 600 pies.
- Sección II: Broca 8 1/2" completado con Casing de 7", N-80, 20#/ft a una profundidad de 8000 pies.

**Figura 27.** Estado Mecánico *COLORADO INFILL XX*.



Fuente: Los Autores

## 5.4.2 Formulación De Fluidos De Perforación Sección De 0 A 100 Pies.

Para la primera sección que comprende el intervalo de 0 a 100 pies se empleará lodo base agua con bentonita como viscosificante con las propiedades mostradas en la **Tabla 20**.

**Tabla 20.** Propiedades del Lodo de Perforación (sección de 0 pies – 100 pies).

INTERVALO (pies)		TIPO DEL FLUIDO	DENSIDAD	VISC.	Vp	Yp	GELES	pH
			(ppg)	(seg)	(cps)	lb/100ft <sup>2</sup>	(10/10)	
0.0	100	Agua- Bentonita	8,6	88	23	15	5/6	9,5
			FILTRADO API	Pf/Mf	CLORUROS	CALCIOS	TORTA	
			(ml)		(ppm)	(ppm)		
			7,5	0	400	180	1/32"plastica Consistente	

Fuente: Los Autores

En la **Tabla 21** se puede observar la formulación del lodo para el intervalo de 0 a 100 pies.

**Tabla 21** Formulación del Lodo (sección de 0 pies – 100 pies).

PRODUCTO	FUNCIÓN	CONCENTRACIÓN
<b>GLICOL</b>	Hexilen glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas	2 Lb/Bbl
<b>Bentonita</b>	Wayoming Viscosificante	30 lb/bbl
<b>PAC- L</b>	Polímero controlador de filtrado	1 Lb/Bbl
<b>SAPP</b>	Dispersante	1 Lb/Bbl
<b>SODA CAUSTICA (NaOH)</b>	Controlador de PH. Alcalinizante	4 Lb/Bbl

Fuente: Los Autores

### 5.4.3 Formulación de fluidos de perforación sección de 100 a 600 pies.

Para la segunda sección que comprende el intervalo de 100 a 600 pies se empleará lodo base agua con bentonita como viscosificante con las propiedades mostradas en la **Tabla 22**.

**Tabla 22.** Propiedades del Lodo de Perforación (sección de 100 pies – 600 pies).

INTERVALO		TIPO DEL FLUIDO	DENSIDAD	VISC.	Vp	Yp	GELES	pH
(pies)			(ppg)	(seg)	(cps)	lb/100ft <sup>2</sup>	(10/10)	
100	600	Agua-Bentonita	8,6	88	23	15	5/6	9,5
			FILTRADO API (ml)	Pf/Mf	CLORUROS (ppm)	CALCIOS (ppm)	TORTA	
			7,5	0	400	180	1/32"plastica Consistente	

Fuente: Los Autores

En la **Tabla 23** se puede observar la formulación del lodo para esta sección.

**Tabla 23** Formulación del Lodo (sección de 100 pies – 600 pies).

PRODUCTO	FUNCIÓN	CONCENTRACIÓN
GLICOL	Hexilen glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas	2 Lb/Bbl
Bentonita	Viscosificante	30 lb/bbl
PAC- L	Polímero controlador de filtrado	1 Lb/Bbl
SAPP	Dispersante	1 Lb/Bbl
SODA CAUSTICA (NaOH)	Controlador de PH. Alcalinizante	4 Lb/Bbl

Fuente: Los Autores

#### 5.4.4 Formulación de fluidos de perforación sección de 600 a 8000 pies.

Para la tercera sección que comprende el intervalo de 600 a 8000 pies se empleará lodo base agua con bentonita como viscosificante con las propiedades mostradas en la **Tabla 23**.

**Tabla 24.** Propiedades del Lodo de Perforación (sección de 600 pies – 8000 pies).

INTERVALO		TIPO DEL FLUIDO	DENSIDAD	VISC.	Vp	Yp	GELES	pH
(pies)			(ppg)	(seg)	(cps)	lb/100ft2	(10/10)	
600	3600	Agua-Bentonita	8,6	88	23	15	5/6	9,5
			FILTRADO API	Pf/Mf	CLORUROS	CALCIOS	TORTA	
			(ml)					
7,5	0	400	180	1/32"plastica Consistente				
INTERVALO		TIPO DEL FLUIDO	DENSIDAD	VISC.	Vp	Yp	GELES	pH
(pies)			(ppg)	(seg)	(cps)	lb/100ft2	(10/10)	
3600	4600	Agua-Bentonita	8,4	78	17	11	4/6	9,5
			FILTRADO API	Pf/Mf	CLORUROS	CALCIOS	TORTA	
			(ml)					
8,5	0	300	160	1/32"plastica Consistente				
INTERVALO		TIPO DEL FLUIDO	DENSIDAD	VISC.	Vp	Yp	GELES	pH
(pies)			(ppg)	(seg)	(cps)	lb/100ft2	(10/10)	
4600	8000	Agua-Bentonita	8,6	88	23	15	5/6	9,5
			FILTRADO API	Pf/Mf	CLORUROS	CALCIOS	TORTA	
			(ml)					
7,5	0	400	180	1/32"plastica Consistente				

Fuente: Los Autores

Se debe tener en cuenta el intervalo de 3600 – 4600 pies se debe perforar con un lodo de 8,4 Lb/gal para evitar fracturar la formación como se muestra en la **(Figura 19)**.

En la **Tabla 25** se puede observar la formulación del lodo para los intervalos 600 a 3600 pies y 4600 a 8000 pies.

**Tabla 25** Formulación del Lodo (sección de 600 pies – 3600 pies y 4600 a 8000 pies.).

PRODUCTO	FUNCIÓN	CONCENTRACIÓN
GLICOL	Hexilen glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas	2 Lb/Bbl
Bentonita	Viscosificante	30 lb/bbl
PAC- L	Polímero controlador de filtrado	1 Lb/Bbl
SAPP	Dispersante	1 Lb/Bbl
SODA CAUSTICA (NaOH)	Controlador de PH. Alcalinizante	4 Lb/Bbl

*Fuente: Los Autores*

En la **Tabla 26** se puede observar la formulación del lodo para el intervalo comprendido entre 3600 a 4600 pies.

**Tabla 26** Formulación del Lodo (sección de 3600 pies – 4600 pies).

PRODUCTO	FUNCIÓN	CONCENTRACIÓN
GLICOL	Hexilen glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas	2 Lb/Bbl
Bentonita	Viscosificante	28 lb/bbl
PAC- L	Polímero controlador de filtrado	1 Lb/Bbl
SAPP	Dispersante	1 Lb/Bbl
SODA CAUSTICA (NaOH)	Controlador de PH. Alcalinizante	4 Lb/Bbl

*Fuente: Los Autores*

Teniendo en cuenta que **COLORADO INFILL XX** llegaría a una profundidad aproximada de 8000 ft se presenta las propiedades y la formulación para un lodo con su máxima densidad (9 Lb/gal) permisible de acuerdo a la **Figura 17** (ventana de lodo actual).

En la **Tabla 27** se puede observar las propiedades del lodo para profundidades mayores a 8000 pies.

**Tabla 27.** Propiedades de lodo para profundidades mayores a 8000 pies.

INTERVALO	TIPO DEL FLUIDO	DENSIDAD	VISC.	Vp	Yp	GELES	pH
(pies)		(ppg)	(seg)	(cps)	lb/100ft2	(10/10)	
8000	Agua-Bentonita	9	89	17	3	4/6	9,5
		FILTRADO API (ml)	Pf/Mf	CLORUROS (ppm)	CALCIOS (ppm)	TORTA	
		8,8	0	350	120	1/32"plastica Consistente	

*Fuente: Los Autores*

En la **Tabla 28** se puede observar la formulación del lodo para esta sección.

**Tabla 28** Formulación del Lodo. Para profundidades mayores a 8000 pies

PRODUCTO	FUNCIÓN	CONCENTRACIÓN
GLICOL	Hexilen glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas	8 Lb/Bbl
Bentonita	Viscosificante	30 lb/bbl
PAC- L	Polímero controlador de filtrado	1 Lb/Bbl
SAPP	Dispersante	1 Lb/Bbl
SODA CAUSTICA (NaOH)	Controlador de PH. Alcalinizante	4 Lb/Bbl
CARBONATO DE CALCIO (CaCO <sub>3</sub> )	Material densificante y puenteante	35 Lb/Bbl

*Fuente: Los Autores*

## 5.5. COSTOS

A continuación se tienen en cuenta los costos relacionados con: Los aditivos químicos, volúmenes de lodo por sección a perforar, volúmenes de lodo en superficie y los costos por obra de ingeniería necesarios para perforar el pozo **COLORADO INFILL XX**.

- **SECCIÓN DE 0 A 100 PIES.**

En la **Tabla 28** se observa el volumen de fluido que se requiere para perforar el primer intervalo.

**Tabla 29.** Volumen de lodo para el primer intervalo 0– 100 pies.

<b>SISTEMA DE LODO: INHIBIDO BASE AGUA.</b>	
<b>Hueco: 17-1/2"</b>	
<b>Requerimientos de Volúmenes Estimados</b>	
<b>Superficie: 74,37 bbls</b> <b>Hueco: 29,75 bbls</b>	
<b>Volumen Total: 104,13bbls</b>	

*Fuente: los autores.*

En la **Tabla 30** se observa los costos de los productos por barril y el precio del volumen total necesario para el primer intervalo.

**Tabla 30.** Costos del lodo para el primer intervalo (0-100ft).

<b>LISTA DE PRODUCTOS</b>				
<b>PRODUCTO</b>	<b>CONCENTRACIÓN ( lbs/bbl)</b>	<b>PRESENTACIÓN DEL PRODUCTO.</b>	<b>COSTO DEL PRODUCTO (USD)</b>	<b>COSTO TOTAL POR BARRIL (USD)</b>
BENTONITA	30	SACO X 50 Lbs.	21.5	12.9
GLICOL	2	UNIDAD X 100 Lbs. (14 gal)	5,00	0,11
SAPP	1	SACO X 50 Lbs.	90,0	1,80
PAC-L	1	SACO X 50 Lbs.	119.5	2.39
NaOH	4	SACO X 100 Lbs.	90,0	3.6
<b>COSTO POR BARRIL (USD).</b>				<b>20.8</b>
<b>COSTO VOLUMEN TOTAL (USD)</b>				<b>2165.80</b>

*Fuente: los autores.*

- **SECCIÓN DE 100 A 600 PIES.**

En la **Tabla 31** se observa el volumen de fluido que se utilizaría para perforar el segundo intervalo.

**Tabla 31.** Volumen de lodo para el segundo intervalo (100 – 600 ft).

<b>SISTEMA DE LODO: INHIBIDO BASE AGUA.</b>	
<b>Hueco: 12-1/4"</b>	
<b>Requerimientos de Volúmenes Estimados</b>	
<b>Superficie: 221,45 bbls</b> <b>Hueco: 88,58 bbls</b>	
<b>Volumen Total: 310,00bbls</b>	

*Fuente: los autores.*

En la **Tabla 32** se observa los costos de los productos por barril y el precio del volumen total necesario para el segundo intervalo.

**Tabla 32.** Costos del lodo para el segundo intervalo (100 – 600 ft).

<b>LISTA DE PRODUCTOS</b>				
<b>PRODUCTO</b>	<b>CONCENTRACION (lbs/bbl)</b>	<b>PRESENTACIÓN DEL PRODUCTO.</b>	<b>COSTO DEL PRODUCTO (USD)</b>	<b>COSTO TOTAL POR BARRIL (USD)</b>
<b>BENTONITA</b>	28	SACO X 50 Lbs.	21.5	12.04
<b>GLICOL</b>	2	UNIDAD X 100 Lbs. (14 gal)	5,00	0,11
<b>SAPP</b>	1	SACO X 50 Lbs.	90,0	1,80
<b>PAC-L</b>	1	SACO X 50 Lbs.	119.5	2.39
<b>NaOH</b>	4	SACO X 100 Lbs.	90,0	3.61
<b>COSTO POR BARRIL (USD).</b>				<b>19.96</b>
<b>COSTO VOLUMEN TOTAL (USD)</b>				<b>6188.19</b>

*Fuente: los autores.*

- **SECCIÓN DE 600 A 8000 PIES.**

En la **Tabla 33** se observa el volumen de fluido que se utilizaría para perforar el tercer intervalo.

**Tabla 33.** Volumen de lodo para el tercer intervalo (600 – 8000 ft).

<b>SISTEMA DE LODO: INHIBIDO BASE AGUA.</b>	
<b>Hueco: 8-1/2</b>	
<b>Requerimientos de Volúmenes Estimados</b>	
<b>Superficie: 1412,1 bbls</b> <b>Hueco: 564,87 bbls</b>	
<b>Volumen Total: 1977bbls</b>	

*Fuente: los autores.*

En la **Tabla 34** se observa los costos de los productos por barril y el precio del volumen total necesario para el tercer intervalo.

**Tabla 34.** Costo del lodo para el tercer intervalo 600 – 8000 pies.

<b>LISTA DE PRODUCTOS</b>				
<b>PRODUCTO</b>	<b>CONCENTRACIÓN ( lbs/bbl)</b>	<b>PRESENTACIÓN DEL PRODUCTO.</b>	<b>COSTO DEL PRODUCTO (USD)</b>	<b>COSTO TOTAL POR BARRIL (USD)</b>
<b>BENTONITA</b>	30	SACO X 50 Lbs.	21.5	12.9
<b>GLICOL</b>	2	UNIDAD X 100 Lbs. (14 gal)	5,00	0,11
<b>SAPP</b>	1	SACO X 50 Lbs.	90,0	1,80
<b>PAC-L</b>	1	SACO X 50 Lbs.	119.5	2,28
<b>NaOH</b>	4	SACO X 100 Lbs.	90,0	2,76
<b>CaCO3</b>	35	SACO X 50 Lbs.	17.1	11.97
<b>COSTO POR BARRIL (USD).</b>				<b>31.82</b>
<b>COSTO VOLUMEN TOTAL (USD)</b>				<b>62907.18</b>

*Fuente: los autores.*

En la **Tabla 34** se observan los costos estimados para la perforación del pozo denominado **COLORADO INFILL XX** con los lodos formulados.

**Tabla 35.** Costos estimados.

SISTEMA DE FLUIDOS	
INTERVALO.	COSTO FLUIDO (USD).
0 - 100 ft	2165,8
100 - 600ft	6188,19
600 - 8000ft	62907,18
<b>TOTAL ESTIMADO: 71.261,17</b>	

SERVICIO TÉCNICO				
PERSONAL	CANTIDAD	(USD/DÍA)	No. DÍAS	Sbtl. (USD)
ING. FLUIDOS.	1	500	30	15000
AYUDANTE DE FLUIDOS.	1	200	30	6000
SOPORTE LABORATORIO.	1	280	30	8400
<b>TOTAL ESTIMADO: 29.400</b>				

LOGÍSTICA		
LOGÍSTICA	VALOR ESTIMADO (USD)	Sbtl. (USD)
TRANSPORTE TERRESTRE	10000	10000
TRÁILER	200	16000
<b>TOTAL ESTIMADO: 26.000</b>		

<b>COSTO TOTAL SERVICIO DE FLUIDOS (USD )</b>	<b>126.661</b>
<b>INPREVISTOS 5%</b>	<b>6.333</b>
<b>COSTO TOTAL SERVICIO DE FLUIDOS (USD - SIN IVA)</b>	<b>132.994</b>

*Fuente: los autores.*

## CONCLUSIONES

- Teniendo en cuenta la depleción que han sufrido las arenas productoras de Campo Colorado (Arenas B y C), se generó una ventana de lodo actual, la cual permitió identificar las densidades mínimas y máximas rangos entre los cuales se pueden oscilar los valores de densidad óptimos para perforar dichas arenas. La densidades recomendadas fueron 8,4 Lb/Bbl, 8,6 Lb/Bbl y 9 Lb/Bbl.
- Para perforar un pozo en el Campo Colorado se formularon lodos con la adición de: bentonita (como viscosificantes), Glicol (agente inhibidor), SAPP (dispersante), PAC-L (controlador de filtrado), Soda Caustica (controlador pH) y Carbonato de Calcio (material densificante).
- Teniendo en cuenta la posible presencia de arcillas hinchables dentro de las formaciones que se van a perforar en Campo Colorado, Se probaron 3 inhibidores (KCl, Glicol; Mucilago del Fique), de los cuales se seleccionó el glicol que cumplía con aspectos técnicos, ambientales y económicos.
- Basados en la ventana de lodo se definió un posible intervalo problema el cual podría generar fractura de formación, por ello se definió una densidad de 8,4 Lb/gal para perforar el intervalo comprendido entre 3600 pies y 4400 pies.
- Con el fin de generar un fluido que minimice el daño a la formación se realizó un estudio sobre la garganta de poro de las formaciones productoras y se determinó que debido a los rangos de permeabilidad tan bajos no era necesario adicionar al fluido de perforación un material de punteo puesto que la invasión de fluido a la zona productora sería mínima.

## RECOMENDACIONES

- Durante la selección de los productos a utilizar en la formulación del lodo se buscó que dichos productos fuesen compatibles con el medio ambiente tales como el Mucilago de Fique producto el cual ya se había probado como inhibidor en otros estudios, pero no se cuenta con un análisis de preservación y optimización del Mucílago como inhibidor de arcillas, lo cual se recomienda realizar para industrializar este producto.
- Es recomendable realizar la prueba especializada de hinchamiento lineal a muestras de zanja de los pozos existentes en Campo Colorado para tener mayor claridad sobre la efectividad de la inhibición de las arcillas presentes en las formaciones productoras. La Escuela de Ingeniería de Petróleos no cuenta con el equipo para esta prueba.
- Es indispensable tomar registros en los nuevos pozos que vayan a ser perforados en Campo Colorado, a fin de evaluar las presiones y determinar los gradientes de presión para con ellos definir rangos más exactos entre los que se deben encontrar las densidades para cada pozo.
- Durante la perforación de los primeros pozos infill en el Campo Colorado es de vital importancia la toma y registro de todos los datos durante el desarrollo de la perforación tales como las propiedades y comportamientos de los lodos utilizados, que sirven de base para mejorar la formulación del lodo en los siguientes pozos.
- Se recomienda realizar un estudio de estabilidad de pozos que permita estimar con mayor exactitud la ventana del lodo teniendo en cuenta los parámetros térmicos y químicos de la interacción del lodo con la formación.

## BIBLIOGRAFIA

1. ALBERTY, M.W. and McLean, M.R. Fracture Gradients in Depleted Reservoirs Drilling Wells in Late Reservoir Life. Paper No. 67740, SPE. 2001.
2. BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de Ingeniería. Agosto, 1998.
3. BAKER HUGHES. Drilling Fluids Reference Manual. 2006.
4. BAROID. Manual de Fluidos de Perforación. 1999.
5. CRISTANCHO VELASCO, Diana M. HOYOS ROMÁN, Jorge. Procedimientos Metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos de Campo Colorado. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.
6. DUER, Walter. Fluidos de Perforación: ¿Qué son y para qué sirven?. En: Petróleo Internacional. Bogotá. (Junio- Julio, 2010) p. 24-27.
7. DUQUE ARIAS Carlos Andrés. Informe Geológico final Campo Colorado. ECOPETROL S.A. COLOMBIA. Barrancabermeja, 2003.

8. ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación. Instituto Americano del Petróleo. Dallas, Texas.
  
9. FLOREZ ARDILA, Diana Carolina. VILLAMIZAR SERRANO, Marcela. Determinación del Hinchamiento Lineal en Cortes de Perforación Utilizando StrainGages. Bucaramanga, 2010. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.
  
10. GARCIA BADILLO, Ájela Paola. Formulación de un fluido para perforar la zona de 8 1/2 de los pozos del campo Velásquez. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas.
  
11. GARCIA MANTILLA, Jerson Andrés. FONSECA SALAS, Crispín Aurelio. Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2009. Trabajo de grado (Escuela de Geología). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.
  
12. H.C.H. Darley. GRAY, George R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Fifth Edition, Houston. Tx, 1988.
  
13. MALDONADO BAUTISTA, Ángela. Formulación y Evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicada al campo Balco como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga, 2006. Trabajo de

grado (Ingeniería de Petróleos).Universidad Industrial de Santander.  
Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

14.MOREIRA CUADROS, Lastenio Fidel. Análisis del Fluido de Perforación  
Visplex Para Pozos Horizontales Utilizado en un Campo del Oriente  
Ecuatoriano. 2000.

15.PDVSA. Manual de Fluidos de Perforación. 2002.

16.RESTREPO, Karin. GARZA, Carlos. Daño a la Formación por Precipitación  
de Parafinas: Estado del Arte. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado  
(Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de  
Ingenierías Fisicoquímicas.

17.TOLOZA HORMIGA, Silvia J. Identificación de los factores geológicos que  
afectan las características geoquímicas de los crudos del Campo Escuela  
Colorado. Bucaramanga, 2009. Trabajo de grado (Escuela de Geología).  
Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-  
Químicas.

18.RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. 2001.

# ANEXOS

## ANEXO A. Datos para la obtención de la ventana original de Campo Colorado.

A continuación se presenta la tabla correspondiente a los resultados graficados en el capítulo 5. Donde se halla la ventana del lodo original de Campo Colorado.

**Tabla 36.** Datos para la obtención de la ventana del lodo original de Campo Colorado (**Figura 16**).

BLOQUE	Fecha inicio perforación	PROF (ft)	$\rho$ mínima de lodo (lb/gal)	$\rho$ Equivalente (lb/gal)	Gf Equivalente (Psi/ft)	Pfa partir de la $\rho$ Equivalente (PSI)	Gsc (Psi/ft)	Psc (psi)	Pfr (psi)	$\rho$ fractura (lb/gal)	$\rho$ de lodo máxima (lb/gal) <sup>2</sup>
LI	Sep./1.958	47	8,34	8,04	0,42	19,6	0,830	39,0	26,0	10,65	10,15
I	Ene/1.954	69	8,34	8,04	0,42	28,8	0,830	57,3	38,2	10,65	10,15
IV	Nov./1.960	135	8,35	8,05	0,42	56,5	0,830	112,1	74,8	10,66	10,16
V	Feb./1.961	285	8,35	8,05	0,42	119,3	0,840	239,4	158,9	10,72	10,22
VI	Oct./1.960	470	8,35	8,05	0,42	196,7	0,845	397,2	262,9	10,76	10,26
IV	Mar/1.957	730	8,35	8,05	0,42	305,6	0,850	620,5	409,5	10,79	10,29
VI	Jun./1.960	1223	9,12	8,82	0,46	560,9	0,855	1045,7	720,9	11,34	10,84
IV	Nov./1.961	1401	9,36	9,06	0,47	660,0	0,855	1197,9	837,5	11,50	11,00
I	Nov./1.954	1835	9,75	9,45	0,49	901,7	0,860	1578,1	1124,9	11,79	11,29
V	Ene/1.961	2278	10,4	10,1	0,53	1196,4	0,870	1981,9	1455,6	12,29	11,79
II	Abr./1.946	2325	10,4	10,1	0,53	1221,1	0,875	2034,4	1489,5	12,32	11,82
IV	Mar/1.957	2588	10,96	10,66	0,55	1434,6	0,884	2287,8	1716,1	12,75	12,25
V	Ago./1.962	2869	11,63	11,33	0,59	1690,3	0,886	2541,9	1971,3	13,21	12,71

VI	Ago./1.959	3237	12,03	11,73	0,61	1974,4	0,886	2868,0	2269,3	13,48	12,98
III	Abr./1.956	3816	12,16	11,86	0,62	2353,4	0,895	3415,3	2703,8	13,63	13,13
III	Dic./1.958	4388	12,43	12,13	0,63	2767,8	0,905	3971,1	3164,9	13,87	13,37
I	Mar/1.954	4744	12,5	12,2	0,63	3009,6	0,915	4340,8	3448,9	13,98	13,48
III	Nov./1.959	5903	12,83	12,53	0,65	3846,2	0,925	5460,3	4378,8	14,27	13,77
IV	Nov./1.958	6368	12,83	12,53	0,65	4149,1	0,933	5941,3	4740,6	14,32	13,82
IV	Jul./1.958	6647	12,83	12,53	0,65	4330,9	0,937	6228,2	4957,0	14,34	13,84
III	Nov./1.956	8571	13,23	12,93	0,67	5762,8	0,955	8185,3	6562,2	14,72	14,22

Fuente: los autores

## ANEXO B. Datos para la obtención de la ventana actual de Campo Colorado.

A continuación se presenta la tabla correspondiente a los resultados graficados en el capítulo 5. Donde se halla la ventana del lodo actual de Campo Colorado.

**Tabla 37.** Datos para la obtención de la ventana del lodo actual de Campo Colorado (**Figura 17**).

PROF (ft)	P original de formación (psi)	P actual de formación (psi)	densidad formación (Lb/gal)	densidad mínima de lodo (Lb/gal)	Psc (psia)	presión de fractura (psi)	densidad equivalente de fractura (Lb/gal)	densidad máxima de lodo (Lb/gal)
47	19,6	19,6	8,02	8,32	39,0	25,4	10,4	9,9
69	28,8	28,8	8,03	8,33	57,3	37,4	10,4	9,9
135	56,5	56,5	8,05	8,35	112,1	73,2	10,4	9,9
285	119,3	119,3	8,05	8,35	239,4	155,3	10,5	10,0
470	196,7	196,7	8,05	8,35	397,2	256,9	10,5	10,0
730	305,6	305,6	8,05	8,35	620,5	400,1	10,5	10,0
1223	900	504,0	7,93	8,23	1045,7	666,5	10,5	10,0
1401	960	537,6	7,38	7,68	1197,9	735,7	10,1	9,6
1835	1050	588,0	6,16	6,46	1578,1	885,0	9,3	8,8
2278	1196,4	670,0	5,66	5,96	1981,9	1063,6	9,0	8,5
2325	1221,1	683,8	5,66	5,96	2034,4	1089,0	9,0	8,5
2588	1434,6	803,4	5,97	6,27	2287,8	1248,7	9,3	8,8
2869	1690,3	946,6	6,34	6,64	2541,9	1425,2	9,6	9,1
3237	1974,4	1105,7	6,57	6,87	2868,0	1634,4	9,7	9,2
3816	2353,4	1317,9	6,64	6,94	3415,3	1947,1	9,8	9,3
4388	2767,8	1550,0	6,79	7,09	3971,1	2276,3	10,0	9,5
4744	3009,6	1685,4	6,83	7,13	4340,8	2482,0	10,1	9,6
5903	3846,2	2153,9	7,02	7,32	5460,3	3145,8	10,2	9,7
6368	4149,1	2323,5	7,02	7,32	5941,3	3408,8	10,3	9,8
6647	4330,9	2425,3	7,02	7,32	6228,2	3566,2	10,3	9,8
8571	5762,8	3227,2	7,24	7,54	8185,3	4714,6	10,6	10,1

Fuente: los autores