

Análisis de fluidos alternativos para reemplazar el diésel colombiano como fase  
continua en los lodos base aceite implementados en pozos del Piedemonte Llanero  
y su incidencia en la perforación

Erick David Quesada Ortiz y Esteban Salazar Correa

Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos

Director

Wilson Raul Carreño Velasco

Máster en Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos

Codirector

Jasson Andrés Vasquez Lizarazo

Magister en Energías Renovables

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2022

### **Agradecimientos**

A Dios por todas las bendiciones recibidas, por darnos fuerza y sabiduría al permitirnos llevar a cabo este trabajo, superando los distintos obstáculos del diario vivir, nivel académico y problemática mundial; así mismo queremos agradecer a nuestras familias que siempre estuvieron ahí cuando más lo necesitábamos, especialmente a nuestros padres quienes se esforzaron e iluminaron nuestros caminos para conseguir todas nuestras metas propuestas.

A la Universidad Industrial de Santander y todos los miembros del plantel educativo por brindarnos el espacio para desarrollarnos y prepararnos como profesionales al otorgarnos sus valiosos conocimientos, apoyos y oportunidades, a los estudiantes y amigos que se encargaron de contribuir en cada paso, desarrollando nuestro carácter y perfil como futuros ingenieros de petróleos.

Al M.sc. Wilson Raul Carreño Velasco y al Mag. Jasson Andrés Vasquez Lizarazo por su guía en este proyecto y por su amable amparo durante las problemáticas ocasionadas por el COVID-19, siendo este virus una dificultad que nos invitó a transformar nuestra tesis; les agradecemos de corazón a nuestros asesores por sus conocimientos, paciencia y voluntad de fortalecer este trabajo.

Erick David Quesada Ortiz y Esteban Salazar Correa

### **Dedicatoria**

A Dios por bendecirme y permitirme continuar este camino para superar toda clase de desafíos y lograr mis metas.

A mi madre por todo su amor, sus esfuerzos y palabras de ánimo para convertir mis objetivos en logros.

A mi familia por todos sus consejos y apoyo para afrontar todas las dificultades durante mi vida.

A mi abuelo Eduardo quien hoy me guarda desde el cielo y quien siempre me ayudo a esforzarme al 100% día a día.

A mis amigos, con quienes compartí numerosos momentos que me permitieron disfrutar de esta experiencia a pesar de la distancia.

Erick David Quesada Ortiz.

### **Dedicatoria**

A Dios por guardarme cada día y guiar mi camino hasta llegar a la meta.

A mis padres por darme su apoyo incondicional y confianza en todo momento.

A mi abuelita Anita que desde el cielo me ve, te he extrañado mucho

y esto también va por ti.

A mis amigos de infancia, porque a pesar de la distancia y de la pandemia siempre se mantuvieron cerca.

A mis compañeros de la universidad, quienes estuvieron tan cercanos a mí y he forjado más que una amistad.

A todos ustedes les dedico este proyecto ya que son mi razón de ser y mi fuerza para seguir adelante, gracias por acompañarme.

Esteban Salazar Correa.

**Tabla de contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción.....	22
1. Objetivo .....	27
1.1 Objetivo general.....	27
1.2 Objetivos específicos.....	27
2. Generalidades estratigráficas .....	28
2.1 Generalidades Zona De Estudio.....	28
2.2 Cuenca de los llanos orientales .....	32
2.3 Sedimentación.....	33
2.4 Evolución Tectónica y Marco Tectónico Regional.....	33
2.5 Geología Estructural.....	35
2.6 Sistema petrolífero .....	40
2.7 Formación Carbonera .....	44
2.7.1 Miembro C8.....	45
2.7.2 Miembro C7.....	46
2.7.3 Miembro C6.....	46
2.7.4 Miembro C5.....	46
2.7.5 Miembro C4.....	47
2.7.6 Miembro C3.....	47
2.7.7 Miembro C2.....	47
2.7.8 Miembro C1.....	48

3. Fluidos de perforación.....	48
3.1 Funciones de los fluidos de perforación .....	49
3.1.1 Remoción de los recortes del pozo.....	49
3.1.2 Control de las presiones de la formación.....	49
3.1.3 Suspensión y descarga de los recortes .....	50
3.1.4 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la broca y del ensamble de perforación .....	50
3.1.5 Garantía de la evaluación adecuada de la formación .....	51
3.1.6 Obturación de las formaciones permeables .....	51
3.1.7 Estabilidad del pozo .....	51
3.1.8 Minimización de los daños a la formación .....	52
3.1.9 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la broca .....	52
3.1.10 Control de la corrosión .....	53
3.1.11 Facilitación de la cementación y completamiento .....	53
3.1.12 Minimización del impacto sobre el medio ambiente.....	53
3.2 Propiedades de los fluidos de perforación.....	54
3.2.1 Densidad .....	54
3.2.2 Propiedades reológicas .....	54
3.2.3 Viscosidad.....	55
3.2.4 Viscosidad API o Embudo (seg/qt o seg/I).....	55
3.2.5 Viscosidad Efectiva (cP o mPa.seg).....	55
3.2.6 Viscosidad Aparente (cP o mPa.seg).....	56
3.2.7 Viscosidad Plástica (cP o mPa.seg).....	56
3.2.8 Punto de Cedencia .....	56

3.2.9 Esfuerzo Cedente (YS) .....	57
3.2.10 Tixotropía o Fuerza de Gel .....	57
3.2.11 Perdida de Filtrado .....	58
3.2.12 Revoque .....	58
3.2.13 Porcentaje de Líquidos y Sólidos .....	58
3.2.14 Estabilidad de la Emulsión (ES).....	59
3.2.15 Relación agua – aceite .....	59
3.2.16 El pH.....	59
3.2.17 Alcalinidad .....	60
3.2.18 Lubricidad .....	60
3.3 Lodos Base Aceite.....	61
3.3.1 Ventajas y desventajas OBM .....	63
3.4 Sistemas De Lodo Base Aceite .....	64
3.4.1 Emulsión y emulsión inversa .....	66
3.5 Componentes lodo base aceite .....	68
3.5.1 Aceite (fase continua).....	68
3.5.2 Emulsificante .....	68
3.5.3 Viscosificante.....	69
3.5.4 Agua .....	69
3.5.5 Controlador de filtrado .....	70
3.5.6 Humectante .....	70
3.5.7 Densificante .....	70
3.5.8 Fuente de salinidad .....	71

3.5.9 Inhibidores de corrosión .....	71
3.5.10 Fuente de alcalinidad .....	71
3.5.11 Secuestrante de oxígeno.....	72
4. Materiales y aditivos .....	72
4.1 Diésel.....	72
4.2 Biodiésel .....	72
4.2.1 Principales diferencias del Biodiésel con el Diésel.....	73
4.3 Aceite mineral blanco .....	74
4.3.1 Ventajas del aceite mineral respecto el Diésel.....	75
4.3.2 Descripción del aceite mineral grado técnico .....	76
4.4 Glicerina .....	76
4.4.1 Usos de la glicerina .....	77
4.5 Arcilla Organofílica.....	77
4.5.1 Propiedades características de la arcilla .....	77
4.6 Almidón de papa .....	78
4.6.1 Obtención del almidón de papa.....	78
5. Impacto ambiental de los principales lodos de perforación .....	79
5.1 Lodos de perforación y políticas ambientales en el mundo.....	79
5.2 Cálculo del grado de toxicidad de un aceite .....	80
5.3 Toxicidad de lodos .....	81
5.4 Toxicidad de aditivos .....	82
5.5 Medidas tomadas y su internacionalización .....	82
5.5.1 Normas ISO 14000.....	83

6. Desarrollo .....	83
6.1 Análisis de propiedades.....	88
6.1.1 Densidad .....	88
6.1.2 Viscosidad.....	88
6.1.3 Filtrado y torta del lodo .....	90
6.1.4 LGS.....	91
6.1.5 Porcentaje de sólidos .....	91
6.1.6 Relación Aceite/agua.....	92
6.1.7 Alcalinidad del lodo (Pom).....	93
6.1.8 Cloruros en todo el lodo de perforación .....	94
6.1.9 El exceso de cal.....	95
6.1.10 Sólidos ajustados por sal.....	95
6.1.11 Contenido de sal de la fase acuosa (%), WPS (ppm) y contenido de calcio en lodo (Caom) .....	96
6.1.12 Estabilidad eléctrica.....	96
6.1.13 Actividad del agua .....	98
6.1.14 Análisis de contaminación del fluido base aceite por gases (H <sub>2</sub> S)y (CO <sub>2</sub> ).....	98
6.1.15 Análisis de contaminación por Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S).....	99
6.1.16 Análisis de contaminación por (CO <sub>2</sub> ) .....	100
6.1.17 Análisis preliminar. ....	100
6.1.18 Recomendación .....	101
6.2 Biodiésel de palma. ....	101
6.3 Pruebas preliminares del biodiésel de palma. ....	103

6.4 Preparación de las formulaciones y realización de pruebas. ....	108
6.4.1 Emulsión Firme (Relación O/W: 80/20; 60/40).....	108
6.4.2 Filtrado Relajado (Las relaciones O/W: 80/20; 60/40) .....	109
6.4.3 Alto % Agua (Las relaciones O/W: 50/50; 40/60).....	109
6.4.4 Sistemas De Lodo (100 % Aceite) .....	110
6.5 Análisis y discusión sobre resultados obtenidos del biodiésel de palma.....	115
6.6 Glicerina .....	132
6.6.1 Pruebas preliminares glicerina. ....	134
6.6.2 Compatibilidad y formulación de las muestras .....	137
6.6.3 Formulación lodo base Low Tox .....	138
6.6.4 Formulación lodo base glicerina .....	139
6.7 Análisis y discusión sobre formulaciones .....	140
6.7.1 Resultados formulación base Low Tox .....	140
6.7.2 Resultados formulación base glicerina .....	141
6.8 Aceite mineral grado técnico .....	144
6.9 Análisis y discusión sobre formulación/resultados .....	148
6.9.1 Análisis global.....	163
6.10 Toxicidad y ambiente .....	170
6.10.1 Aceite mineral .....	170
6.10.2 Biodiésel de palma .....	172
6.10.3 Glicerina.....	173
6.11 Análisis global.....	174
6.12 Modelo estadístico.....	175

6.13 Análisis de los términos estadísticos .....	186
6.15 Análisis de regresiones para las principales propiedades afectada en relación a los aditivos químicos: .....	204
6.16 Análisis global estadístico .....	205
6.17 Análisis económico .....	207
7. Conclusiones .....	213
8. Recomendaciones.....	216
Bibliografía .....	218

### Tabla de tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Ventajas y desventajas del OBM.....	63
Tabla 2. Aplicaciones de los sistemas lodo base aceite. ....	65
Tabla 3. Indicadores de problemas comunes. ....	65
Tabla 4. Ficha técnica del aceite mineral blanco grado técnico. ....	75
Tabla 5. Grados de toxicidad y sus respectivos valores.....	80
Tabla 6. Volumen de fluidos (evidencia). ....	85
Tabla 7. Resultado de propiedades del fluido de perforación base aceite fabricado en diésel colombiano, obtenidos mediante pruebas de laboratorio a medida que se perforaba.....	86
Tabla 8. Comparación y resultados de un fluido de perforación base aceite fabricado en diésel colombiano. ....	87
Tabla 9. Características principales del biodiésel de palma. ....	101
Tabla 10. Resultados de pruebas preliminares. ....	104
Tabla 11. Viscosidad del biodiésel palma y diésel No.2 a diferentes temperaturas. ....	105
Tabla 12. Cantidad de aditivo y tiempo de agitación.....	107
Tabla 13. Resultados de compatibilidad.....	107
Tabla 14. Formulación de emulsión firme. ....	108
Tabla 15. Formulación de filtrado relajado. ....	109
Tabla 16. Formulación de alto porcentaje en agua. ....	109
Tabla 17. Formulación de sistema de lodo 100% aceite.....	110
Tabla 18. Resultado de pruebas con biodiésel de palma.....	112

Tabla 19. Resultado de pruebas con diésel.....	113
Tabla 20. Datos de esfuerzo de corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) a distintas velocidades de corte (1/seg) de los lodos de perforación base biodiésel de palma y diésel. ....	118
Tabla 21. Datos de viscosidad efectiva (cP) a distintas velocidades de corte (1/seg) de los lodos de perforación base biodiésel de palma y diésel. ....	118
Tabla 22. Propiedades de la glicerina. ....	132
Tabla 23. Composición de las muestras de glicerina. ....	134
Tabla 24. Propiedades físico-químicas de la glicerina y el Low Tox. ....	134
Tabla 25. Reología de la glicerina a diferentes temperaturas.....	135
Tabla 26. Índice del régimen de flujo, índice de consistencia y esfuerzo cedente. ....	135
Tabla 27. Resultados de la prueba de compatibilidad.....	137
Tabla 28. Productos utilizados en la formulación base Low Tox.....	138
Tabla 29. Formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto. ....	139
Tabla 30. Resultados de las pruebas para la formulación base Low Tox. ....	140
Tabla 31. Resultados de las pruebas de las formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto (antes de rolar).....	141
Tabla 32. Resultados de las pruebas de las formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto (después de rolar).....	142
Tabla 33. Propiedades básicas del aceite mineral grado técnico. ....	145
Tabla 34. Reología aceite mineral a varias temperaturas.....	145
Tabla 35. Valores de n y de k para el aceite mineral a varias temperaturas.....	146
Tabla 36. Resultados prueba de compatibilidad. ....	146
Tabla 37. Formulaciones base aceite mineral y diésel. ....	149

Tabla 38. Resultados de las pruebas con fluido base diésel. ....	150
Tabla 39. Resultados de las pruebas con aceite mineral. ....	151
Tabla 40. Datos de esfuerzo de corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) a distintas velocidades de corte (1/seg) de los lodos de perforación base aceite mineral y diésel. ....	154
Tabla 41. Datos de viscosidad efectiva (cP) a distintas velocidades de corte (1/seg) de los lodos de perforación base aceite mineral y diésel. ....	154
Tabla 42. Porcentaje de diferencia entre los resultados de los lodos base aceite mineral y base diésel para viscosidad efectiva. ....	161
Tabla 43. Porcentaje de diferencia entre los resultados de esfuerzo de corte a distintas velocidades de corte para todas las formulaciones entre los lodos base aceite mineral y base diésel. ....	162
Tabla 44. Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación 100% aceite. ....	165
Tabla 45. Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación firme 80/20. ....	166
Tabla 46. Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación firme 60/40. ....	167
Tabla 47. Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación relajado 80/20. ....	168
Tabla 48. Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación 40/60 alta agua. ....	169
Tabla 49. Reporte de resultados aceite mineral intervalo de CL50 por el método no paramétrico. ....	171

Tabla 50. Reporte de resultados aceite diésel intervalo de CL50 por el método no paramétrico. .....	171
Tabla 51. Características de los aceites esterificados.....	172
Tabla 52. Pruebas de toxicidad, aceite vegetal esterificado D(dulceacuícolas) M(marinos). ....	173
Tabla 53. Pruebas de biodegradabilidad, aceite vegetal esterificado.....	173
Tabla 54. Toxicidad y biodegradabilidad de los fluidos tratados. ....	174
Tabla 55. Tabla de datos generada a partir del DataFrame. ....	179
Tabla 56. Términos estadísticos para las propiedades y aditivos químicos del diésel.....	182
Tabla 57. Términos estadísticos para las propiedades y aditivos químicos del aceite mineral. ..	183
Tabla 58. Términos estadísticos para las propiedades y aditivos químicos del biodiésel de palma. .....	184
Tabla 59. Tabla de correlación entre formulaciones.....	201
Tabla 60. Tabla de regresiones entre aditivos químicos y propiedades del lodo representativas. .....	202
Tabla 61. Costo de los aditivos utilizados en las formulaciones. ....	207
Tabla 62. Costo de la formulación para base diésel.....	207
Tabla 63. Costo de la formulación para base biodiésel de palma. ....	208
Tabla 64. Costo de la formulación para base aceite mineral. ....	208
Tabla 65. Costo de los fluidos base para lodos base aceite. ....	209
Tabla 66. Plantas productoras de biodiésel en Colombia.....	211

### Tabla de figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Correlación estratigráfica de las rocas del Eoceno al Pleistoceno en diferentes cuencas. .....	31
Figura 2. Mapa de localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales. ....	32
Figura 3. Evolución tectónica de la cuenca de los Llanos Orientales. ....	36
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de los campos presentes en la Licencia Piedemonte. ....	37
Figura 5. Mapa geológico señalando las principales unidades lito estratigráficas y las estructuras más importantes. ....	41
Figura 6. Zonas de deformación en el Piedemonte Llanero. ....	42
Figura 7. Formación de estructuras tipo dúplex en los campos que se encuentran en la Licencia Piedemonte de BP. ....	42
Figura 8. Perfil de la línea sísmica TAU-1985-07 <sup>a</sup> . ....	44
Figura 9. Curva de la máxima profundidad de enterramiento de la cuenca los Llanos Orientales. .....	45
Figura 10. Representación microscópica del comportamiento de una emulsión inversa y de una emulsión directa. ....	67
Figura 11. Solubilidad de los gases sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y metano en lodo base aceite diésel a 250 °F. ....	98
Figura 12. Variación de la viscosidad del biodiésel y el diésel a diferentes temperaturas. ....	106

Figura 13. Viscosidad efectiva (cP) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación 100 % Aceite. ....	120
Figura 14. Esfuerzo de Corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación 100 % Aceite. ....	121
Figura 15. Viscosidad efectiva (cP) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Firme 80/20.....	122
Figura 16. Esfuerzo de Corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Firme 80/20.....	123
Figura 17. Viscosidad efectiva (cP) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Firme 60/40.....	124
Figura 18. Esfuerzo de Corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Firme 60/40.....	125
Figura 19. Viscosidad efectiva (cP) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Relajado 80/20.....	126
Figura 20. Esfuerzo de Corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Relajado 80/20.....	127
Figura 21. Viscosidad efectiva (cP) vs. Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación de alto contenido de agua 40/60.....	128
Figura 22. Esfuerzo de Corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación de alto contenido de agua 40/60.....	129
Figura 23. Reograma de la glicerina cruda a diferentes temperaturas. ....	137
Figura 24. Reograma del aceite mineral a varias temperaturas. ....	148

Figura 25. Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación 100% aceite. ....	156
Figura 26. Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) y Velocidad de corte (1/seg) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación Firme 80/20. ....	157
Figura 27. Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) y Velocidad de corte (1/seg) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación Firme 60/40. ....	158
Figura 28. Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) y Velocidad de corte (1/seg) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación Relajado 80/20. ....	159
Figura 29. Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft <sup>2</sup> ) y Velocidad de corte (1/seg) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación de alto contenido de agua con porcentaje de aceite 40/60. ....	160
Figura 30. Modelo de base de datos diseñado en el software MySQL. ....	177
Figura 31. Librerías de Python usadas en el modelo estadístico. ....	179
Figura 32. Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación 100 % aceite. ....	193
Figura 33. Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación Firme 80/20. ....	194
Figura 34. Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación Relajado 80/20. ....	195
Figura 35. Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación Firme 60/40. ....	196
Figura 36. Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación de Alto contenido de agua 40/60. ....	197

Figura 37. Diagrama de correlación entre formulaciones. ....	200
Figura 38. Comparación de precios entre los fluidos base biodiésel y diésel. ....	209

## Resumen

**Título:** Análisis de fluidos alternativos para reemplazar el diésel colombiano como fase continua en los lodos base aceite implementados en pozos del Piedemonte Llanero y su incidencia en la perforación\*

**Autor:** Erick David Quesada Ortiz, Esteban Salazar Correa\*\*

**Palabras Clave:** Diésel colombiano, Lodo base aceite, Lodo de perforación, Fluidos base alternativos, Perforación, Análisis ambiental, Análisis económico, Análisis estadístico.

### Descripción:

El trabajo de este proyecto desemboca con la introducción de la zona del Piedemonte Llanero, la cual, muestra el desarrollo tectónico y geológico necesario para entender la complejidad de perforación en ese lugar, además, se incluye la información necesaria sobre lodos base aceite de perforación (propiedades y características), los fluidos base alternativos para análisis (biodiésel de palma, aceite mineral blanco y glicerina) y el marco ambiental, con el objetivo de entender los conceptos para una operación de perforación segura, viable económicamente y exitosa.

Dando una explicación clara de los conceptos básicos del proyecto, se lleva a cabo un análisis del desempeño del diésel colombiano como lodo de perforación mediante registros de sensor de fondo de dos pozos otorgados por una empresa confidencial, para comprender las causas del bajo rendimiento del lodo base diésel. Posteriormente se analiza de forma técnica cada fluido alternativo para determinar cuáles fluidos son óptimos como reemplazo del diésel colombiano, a través, de diversas comparaciones entre sus propiedades.

Por último, Se realiza los análisis complementarios para realizar una correcta selección de los fluidos base. Dado que, el aspecto ambiental cada vez es un factor a tener en cuenta más relevante, se analiza la toxicidad de cada fluido y se compara de forma concisa entre sí, posteriormente se analiza de forma estadística las principales propiedades de cada fluido base para entender el comportamiento de cada uno con base en los resultados, cuantificar las diferencias entre ellos y hallar el comportamiento entre las principales propiedades y los aditivos más importantes. Una vez establecido todo lo anterior, se analiza el aspecto económico de cada fluido base en función de la preparación de cada lodo para establecer las diferencias de precios entre ellos.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Wilson Raul Carreño Velázquez. Máster en Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos. Codirector: Jasson Andrés Vasquez Lizarazo. Magister en Energías Renovables.

### Abstract

**Title:** Analysis of alternative fluids to replace Colombian diesel as a continuous phase in oil base muds implemented in wells in the Piedemonte Llanero and its impact on drilling\*

**Author:** Erick David Quesada Ortiz, Esteban Salazar Correa<sup>1</sup>

**Key Words:** Colombian diesel, Oil base mud, Drilling mud, Alternative base fluids, Drilling, Environmental analysis, Economic analysis, Statistical analysis.

### Description:

The work of this project ends with the introduction of the Piedemonte Llanero area, which shows the tectonic and geological development necessary to understand the complexity of drilling in that place, in addition, the necessary information about oil base drilling muds (properties and characteristics), the alternative base fluids for analysis (palm biodiesel, white mineral oil and glycerin) and the environmental framework are included, with the objective of understanding the concepts for a safe, economically viable and successful drilling operation.

Giving a clear explanation of the basic concepts of the project, an analysis of the performance of Colombian diesel as drilling mud is carried out through downhole sensor logs of two wells granted by a confidential company, to understand the causes of the low performance of the diesel base mud. Subsequently, each alternative fluid is technically analyzed to determine which fluids are optimal as a replacement for Colombian diesel, through various comparisons between their properties.

Finally, complementary analyses are carried out to make a correct selection of the base fluids. Since the environmental aspect is becoming a more and more relevant factor to take into account, the toxicity of each fluid is analyzed and compared concisely with each other, then the main properties of each base fluid are analyzed statistically to understand the behavior of each one based on the results, quantify the differences between them and find the behavior between the main properties and the most important additives. Once all the above is established, the economic aspect of each base fluid is analyzed according to the preparation of each mud to establish the price differences between them.

---

\* Bachelor Thesis

<sup>1</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Wilson Raul Carreño Velázquez. Master in Design, Management and Project Management. Codirector: Jasson Andrés Vasquez Lizarazo. Master in Renewable Energies.

## Introducción

La presente investigación trata sobre el estudio del lodo base aceite fabricado con base en diésel colombiano y su desempeño en las operaciones de perforación en la zona del Piedemonte Llanero, donde se reportó un mal desempeño como fluido de perforación, lo cual, en este caso es de gran relevancia, dado que la zona del Piedemonte Llanero posee una geología compleja y tectónicamente activa, que provoca múltiples problemas de estabilidad de pozo, debido a esto, se presenta información de vital importancia para el conocimiento previo sobre las características geológicas de la zona de estudio y las propiedades reológicas que inciden en el rendimiento de un lodo base aceite, además, mediante datos de sensores de fondo tomados en campo se busca estudiar las causas que lo afectan.

La perforación de pozos en los campos del Piedemonte Llanero es una actividad de complejidad alta, debido al control de la estabilidad de pozo y a su geología dinámica y cambiante, por lo tanto, en esta investigación se presentan las siguientes evidencias y las decisiones tomadas en campo, que tuvieron que tomar los encargados del proyecto para finalizar la perforación:

- Afectación de las propiedades reológicas, de filtrado, anomalías en las pruebas de sólidos realizadas al lodo, cambios en la estabilidad eléctrica, entre otras pruebas.
- Tiempos no productivos.
- Gasto de dinero en nueva química y productos necesarios para estabilizar el lodo de perforación.
- El volumen total de lodo planeado se incrementó más del doble (9119 barriles adicionales para sobrellevar el problema y finalizar la perforación).

- Los encargados del proyecto hallaron la zona donde el lodo de perforación presentaba anomalías, con la nueva química y productos, adicionaron volumen al lodo de perforación para controlar sus propiedades y finalizar la perforación.

- Algunos pozos en la zona no han podido ser desarrollados por este motivo, ya que se busca un sustituto para el diésel colombiano debido a los problemas de rendimiento y la necesidad de un fluido para la fase continua más amigable con el medio ambiente.

Los campos de la zona de Piedemonte Llanero que requieren el uso de lodos base aceite, son los objetivos de investigación, debido a que cuentan con un subsuelo que dificulta encontrar una trayectoria óptima de perforación, para estabilizar los esfuerzos que ocurren al interior del pozo y reducir los eventos de NPT (Non Productive Time), posee formaciones que presenta hinchamiento de arcillas, teniendo esto en cuenta, las personas a cargo del proyecto decidieron usar lodos base aceite fabricados en diésel colombiano para tener un desarrollo eficiente de la perforación, sin embargo, se manifestaron alteraciones en las propiedades reológicas del lodo; la magnitud del problema es tal que hay zonas sin perforar; Para este proyecto de estudio se usó la siguiente metodología:

- Información obtenida de algunos campos en el Piedemonte Llanero que presentan esta problemática.

- Deducir las causas del mal rendimiento del lodo de perforación base aceite colombiano.

- Reunión y búsqueda de información sobre estudios previos de fluidos alternativos evaluados como posible fase continua en lodos base aceite.

- Reconocer los fluidos alternativos que se pueden usar como fase continua para lodos de emulsión inversa.

- Recomendar un fluido base aceite sustituto que permita un mejor desarrollo económico, ambiental y operaciones de perforación seguras.

Existen investigaciones que se enfocan en el estudio de fluidos base alternativos pero la mayoría no hace un análisis completo de todos los factores que influyen en la correcta elección de un fluido base para los lodos base aceite y muchas de ellas se quedan en el aspecto técnico y adicional a ello sólo analizan un fluido base de entre todas las opciones, por lo cual, esta investigación tuvo el análisis de tres fluidos base diferentes al diésel colombiano y además del aspecto técnico añadió el estudio de la viabilidad económica, el impacto ambiental y un análisis estadístico de relación de variables para el éxito operacional de la perforación de un pozo, a través de análisis desarrollado por los investigadores teniendo en cuenta la literatura científica y estudios realizados sobre lodos de perforación base aceite, con el fin de ofrecer al lector la información suficiente de los retos y problemas del uso de este tipo de fluidos de perforación en ambientes complejos como el Piedemonte Llanero, para ello, se identificó los múltiples aportes de un fluido de perforación para garantizar la estabilidad del pozo en los procedimientos de perforación, dado que es importante la correcta remoción de recortes del pozo, lubricar y enfriar la broca, reducir los daños a la formación y controlar las presiones del yacimiento; asegurando el bienestar de los trabajadores involucrados en el proceso de perforación y el progreso del proyecto.

Esta investigación busca encontrar un fluido alternativo como fase continúa para lodos base aceite más amigable con el ambiente que reemplace al diésel colombiano, por ello, este estudio engloba múltiples opciones de fluidos alternativos como fase continúa y los analiza tanto independientemente, como por medio de una comparación entre ellos y el diésel colombiano, con el objetivo de buscar un sustituto óptimo para desempeñarse en operaciones de perforación con menor impacto ambiental, por lo cual, se realizan múltiples análisis y comparaciones entre ellos, a nivel operacional, ambiental, estadístico y económico, para determinar la viabilidad en proyectos de campo, garantizando operaciones de perforación exitosas y seguras.

### **Limitaciones y delimitaciones**

Algunas de las posibles limitaciones y delimitaciones que se pueden encontrar en el momento del diseño y ejecución en la investigación pueden ser:

- Esta investigación se realizó después de iniciar la pandemia en Colombia provocada por el virus COVID-19 que generó un aislamiento mundial.

- No fue posible realizar pruebas de laboratorio tanto en la Universidad Industrial de Santander, parque tecnológico Guatiguará y el Instituto Colombiano del petróleo.

- Sólo el Instituto Colombiano del petróleo poseía los equipos para realizar las pruebas al lodo base aceite fabricado en diésel colombiano y su ingreso no está permitido debido a políticas internas, por lo tanto, únicamente puede ser utilizado por personal de nóminas.

- Hubo dificultades en el convenio con el Instituto Colombiano del Petróleo debido a sus políticas internas y acuerdos con las universidades.

- La información de los pozos perforados con lodos base aceite en Colombia y en el piedemonte llanero es muy limitada (menos de 7 investigaciones) y se delimita aún más para fluidos de perforación con fase continua de diésel colombiano.

- La limitación para realizar las pruebas de laboratorio convirtió esta investigación en un reto a cumplir en estos agitados tiempos del 2020-2021, por lo tanto, se modificaron los objetivos, metodología, marco teórico y se amplió la bibliografía para realizar la tesis.

- La beca de uno de los investigadores culminó en décimo semestre, dejando uno de los integrantes sin soporte económico y en una situación difícil, la cual, tras peticiones a la entidad encargada ofreció un plazo únicamente para la entrega del título.

- La mayor limitación de esta investigación fue el fallecimiento de seres cercanos a causa del COVID-19, las dificultades económicas, el desempleo, el daño de equipos

(computadores, Tablet, mouse, conexión a internet, etc.) y la salud emocional-mental de cada familia.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Recomendar por medio de un análisis técnico-económico un fluido base sustituto al diésel colombiano para lodos de perforación de emulsión inversa menos contaminante con el medio ambiente que cumpla con los requisitos óptimos de rendimiento y viabilidad para operaciones de perforación.

### **1.2 Objetivos específicos**

- Identificar las causas por las cuales el fluido de perforación base Diésel usado en pozos (confidenciales) de la zona del Piedemonte Llanero presentaron problemas de rendimiento.

- Comparar los resultados para las principales propiedades en fluidos alternativos para la fase continua de un lodo base aceite para identificar los más adecuados para operaciones de perforación.

- Contrastar el aspecto ambiental en fluidos alternativos para la fase continua de un lodo base aceite.

- Generar un modelo estadístico para analizar los diversos datos en los fluidos alternativos y el Diésel.

- Estimar la viabilidad económica de distintos lodos base aceite con diferentes fluidos como fase continua.

## 2. Generalidades estratigráficas

### 2.1 Generalidades zona de estudio

En Colombia, los Andes se caracterizan por formar tres rasgos distintivos: la Cordillera Oriental, Central y Occidental. Estos rasgos para su formación pasaron por múltiples fases que involucra movimiento de placas tectónicas que se superponen, debido a la deformación terciaria sufrida por los Andes y que da como resultado los relieves que hoy se conocen (Case, Shagam, & Giegengack, 1990). “La Cordillera Occidental está formada por un conjunto de rocas típicas de corteza oceánica amalgamadas” (ultramáficas, gabros, basaltos toleíticos y sedimentos de aguas profundas) (Barrero, 1979; Álvarez, 1983; (Duque-Caro, 1990) asociadas a una Cadena de volcanes arqueada y desarrollada encima de una zona de subducción y rocas plutónicas que se juntaron al margen noroccidental de Sur América a lo largo zona de Falla de Romeral en el Cretácico Tardío al Paleoceno. Al este de la zona de Falla de Romeral se ubica la cordillera Central, reposando sobre corteza continental (Duque-Caro, 1984), “la cual consiste en rocas metamórficas Precámbricas y Paleozoicas cercanas localmente a rocas volcánicas, clásticas y calizas” (Álvarez, 1983; Case, Shagam, & Giegengack, 1990). Las Cordilleras Central y Occidental son intruidas por granitoides Terciarios.

La Cordillera Oriental, como la Central es suprayacida por corteza continental, la cual contienen rocas metasedimentarias, pero posee diferencia de la Cordillera Central en que se presenta una corta secuencia Jurásica y Cretácica Temprana que pertenecen a clásticas de relleno de grietas, sedimentos marinos Cretácicos Tardíos y localmente se preservan depósitos clásticos terciarios que cubren los laterales orientales y occidentales de la Cordillera. Los laterales orientales y occidentales de la Cordillera Oriental, en general, evidencian mayor levantamiento que la parte central de la misma, además, las rocas más antiguas están expuestas

en los flancos y las rocas más jóvenes están conservados en la parte central (Dengo & C. Covey, 1993).

La Cordillera Oriental está limitada al este por una cuenca de tipo *antepaís* del Neógeno, conocida como la Cuenca de los Llanos; hacia el oeste se encuentran las cuencas del Valle Medio y Alto del Magdalena (VMM, VSM), cuencas intramontañosas que separan la Cordillera Central de la Cordillera Oriental. Hacia el norte, la Cordillera es limitada por la falla de Bucaramanga – Santa Marta, una falla de tipo rumbo deslizante sinestral (strike slip) de edad Mioceno a Holoceno (Campbell, 1968), “y la cual, es la responsable de gran parte de la actividad sísmica actualmente” ((Pennintong et al, 1979). En dirección al noreste de la Cordillera, se ubica el Macizo de Santander, “el cual, es geológicamente apreciable por el número de plutones y contenido de rocas Precámbricas” (Ward, Goldsmith, Cruz B., & Restrepo A., 1973; Irving, 1975).

La cuenca de los Llanos se encuentra limitada por el sistema de fallas de Guaicaramo al oeste y por el Escudo de Guyana al este, incluyendo un conjunto de depósitos Cenozoicos que se hacen más delgados en dirección al este (Cooper et al. 1995). La geometría de la cuenca y superposiciones de los estratos del Cenozoico sobre las rocas más antiguas, expresan que la cuenca de los Llanos constituye un sistema de antepaís junto a un Orógeno, que corresponde a la Cordillera Oriental. Las fases de deformación y el ajuste de las cargas sísmicas a través de la Cordillera Oriental se han modificado durante el Maastrichtiano – Cenozoico (Bayona et al. 2008). “Los estratos del Maastrichtiano al Eoceno son localizados en la zona más occidental de la cuenca de los Llanos y en el piedemonte llanero” (Bayona, Jaramillo, Rueda, Reyes-Harker & Torres, 2007).

Durante el Oligoceno y Mioceno, el relleno de la cuenca bajo un mecanismo de plegamiento y el levantamiento constante de la Cordillera Oriental provocó espacio de acomodación en la zona distante de la cuenca de antepaís, reactivación de fallas y la migración

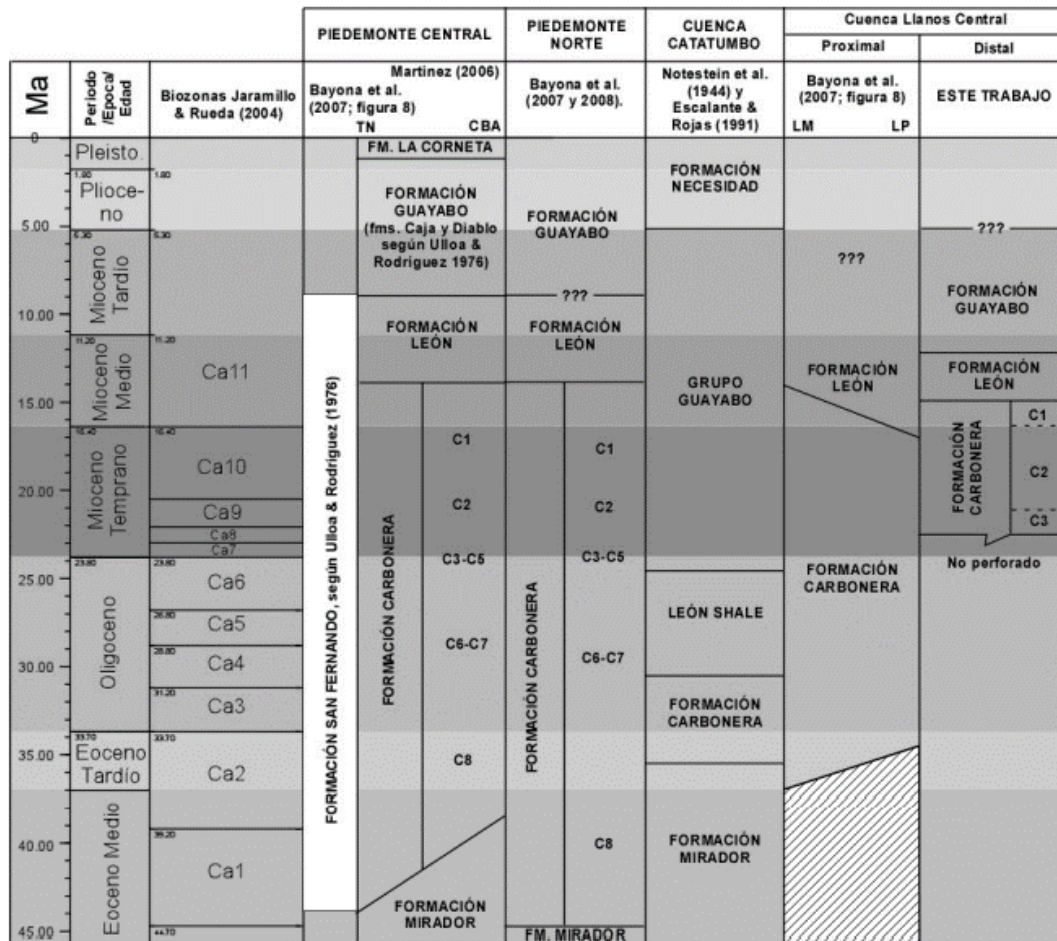
hacia el este (Bayona et al. 2008). La migración hacia el este del flujo flexural produjo las condiciones para la depositación de las areniscas cuarzosas basales, uno de los reservorios más relevantes en el área. La zona próxima de la cuenca fue rellenada con areniscas fluvio-deltáicas y lodolitas de la Formación Carbonera, que provienen del oeste (Cordillera Oriental) y del este (Escudo de la Guyana). La reactivación de las fallas pre-Cenozoicas en la parte distante de la cuenca de antepaís controló a nivel local la distribución de los lugares de depósito y la construcción de los estratos de los depósitos continentales. Durante el Mioceno Medio un incremento exagerado en el espacio de acomodación dominó la depositación de los estratos de grano fino de la Formación León. Los análisis de los estratos recientes en las cuencas de los Llanos y Amazonas han indicado que la cuenca fue inundada por un sistema de aguas frescas con invasiones menores de aguas saladas (Bayona, Jaramillo, Rueda, Reyes-Harker, & Torres, 2007).

El pulso más fuerte de deformación de la Cordillera Oriental durante el Mioceno Medio-Tardío, ajustó una depositación aluvial a fluvial en la cuenca de los Llanos registrada en la Formación Guayabo. Para el sector proximal de la cuenca, los sedimentos provistos del este y el flujo flexural rápidamente se movió hacia el este (Bayona et al. 2008).

De acuerdo con la información anterior, en la figura 1 se puede apreciar la correlación estratigráfica de las rocas del Eoceno al Pleistocenos en el Piedemonte Llanero y las cuencas Catatumbo (Oligoceno) y Llanos Orientales (Mioceno Medio), la cual, es resultado de todos los distintos procesos geológicos que se describieron anteriormente.

Figura 1

Correlación estratigráfica de las rocas del Eoceno al Pleistoceno en diferentes cuencas.



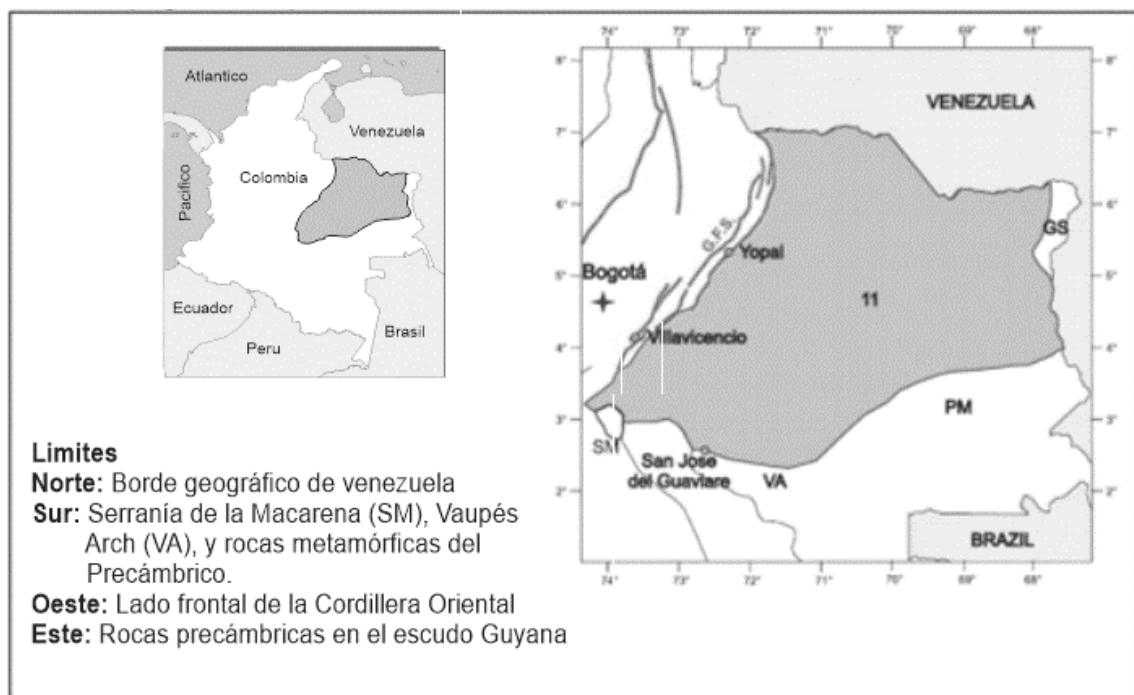
Nota. Correlación de los estratos de las rocas del Eoceno al Pleistoceno en el piedemonte llanero, la Cuenca del Catatumbo y la Cuenca de los Llanos. La interpretación de las unidades observadas por (Ulloa & Rodríguez, 1976) se hace con base a la figura 5 de (Pérez, Rincón, Ulloa, Caro, & Pérez, 1985). Las abreviaturas TN, CBA, LM y LP. Modificado de (Bayona et al. 2008).

## 2.2 Cuenca de los llanos orientales

La cuenca de los Llanos Orientales se localiza en el este del territorio colombiano, comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, sus límites son: al norte con el límite político con Venezuela, al este con el escudo de Guyana, al sur con la serranía de La Macarena, el arco Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico y al oeste con el sistema de fallas de la cordillera Oriental (Figura 2) (Sarmiento, 2011).

### Figura 2

*Mapa de localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales.*



*Nota.* En el recuadro de la izquierda se evidencia la ubicación de la cuenca en el territorio colombiano. En el recuadro de la derecha se representa los límites estructurales de la cuenca.

Modificado de (Sarmiento, 2011).

### 2.3 Sedimentación

La sucesión de estratos empieza desde el Paleozoico con rocas depositadas sobre un basamento cristalino y que sufren un bajo grado de metamorfismo y son suprayacidas por sedimentos del Cretácico y del Cenozoico en un ciclo de ambiente de depositación continental-marino-continental. Los grupos y formaciones que integran la secuencia estratigráfica de esta cuenca son:

- Grupos Quetame y Guejar, depositados en un ambiente marino no profundo.
- Grupo Farallones, depositado en un ambiente de tipo continental.
- Formación Areniscas Inferiores, depositada en un ambiente de tipo fluvial.
- Formación Gacheta, depositada en un ambiente de plataforma interna.
- Formación Palmichal, depositada en un ambiente de tipo transicional (deltaicos y playa).
- Formación arenisca Tierna, depositada en un ambiente de tipo continental.
- Formación Guaduas, depositada en un ambiente de planicie costera.
- Formaciones Barco y Los Cuervos, depositadas en un ambiente de planicie costera.
- Formación Mirador, depositada en un ambiente de tipo continental.
- Formación carbonera, depositada en un ambiente de planicie costera.
- Formación León, depositada en un ambiente marino no profundo.
- Formación Guayabo, depositada en un ambiente de tipo continental (Lozano & Zamora, 2014).

### 2.4 Evolución Tectónica y Marco Tectónico Regional

La evolución tectónica de la cuenca se divide principalmente en tres eras Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico (Figura 3), abarcando desde la apertura de la cuenca hasta los distintos procesos y tipos de esfuerzos a los que se sometió. Durante el Triásico Tardío y el Jurásico, la

esquina del norte de Sur América se encontraba directamente unida con Norte América y África, juntos formaban parte del supercontinente Gondwana. Además, una zona de subducción con buzamiento hacia el este es establecida en el margen occidental de Norte y Sur América, lo que produjo un cinturón magmático en la Cordillera Central. Posteriormente, empieza la apertura del proto-Caribe, cuando Norte y Sur América comienzan a separarse. Mientras tanto, en Colombia, la extensión continuó hasta el Cretácico temprano provocando un sistema de graben que permitió la depositación de facies marinas, las cuales, hasta el Cretácico tardío generaron intercalaciones de formaciones reservorio y sello causadas por transgresiones y regresiones sucesivas.

A finales del Cretácico se marca una transición entre un escenario tectónicamente pasivo a uno convergente en la zona noroccidental de Sur América. En el período del Maastrichtiano al Paleoceno, un arco volcánico colisiona con el borde noroccidental del continente, lo cual, crea una zona de deformación que se extiende desde el norte de Perú hasta el norte de Colombia. Este choque provocó una gran deformación en la Cordillera Central y la recién formada Occidental.

La etapa de deformación más relevante (comenzó a 10.5 m.a.) provocó la inversión de las fallas de Guaicáramo, Arcabuco y La Salina lo que controló el estilo y distribución de las estructuras compresionales, el levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental. Por lo tanto, esta deformación en el Mioceno es promovida por la colisión del terreno Chocó con el margen noroeste de Sur América. La deformación compresiva tenía como despegue el basamento, creando un elevado número de anticlinales como los que se aprecian hoy en día en la Cordillera Oriental. El levantamiento de la Cordillera Oriental dividió en dos la gran cuenca *antepaís* que existía en el Paleoceno, separó la cuenca de los Llanos y la cuenca del Magdalena. Durante el Plioceno, la naturaleza de la deformación en la Cordillera Oriental cambió el despegue en el

basamento a un despegue en las unidades Jurásicas y Cretácicas tempranas y las fallas normales fueron invertidas.

Como ya se mencionó, junto al levantamiento de la Cordillera Oriental estaban los procesos erosivos en la misma, lo cual, hizo que muchas de las rocas reservorios que se hallaban en los anticlinales ya no constituyeran prospectos y por ende localizando estos últimos en las zonas más profundas de la Cordillera. Gran parte del material erodado se depositó en la cuenca de los Llanos, formando secciones grandes del Plioceno y Pleistoceno (Cooper et al. 1995).

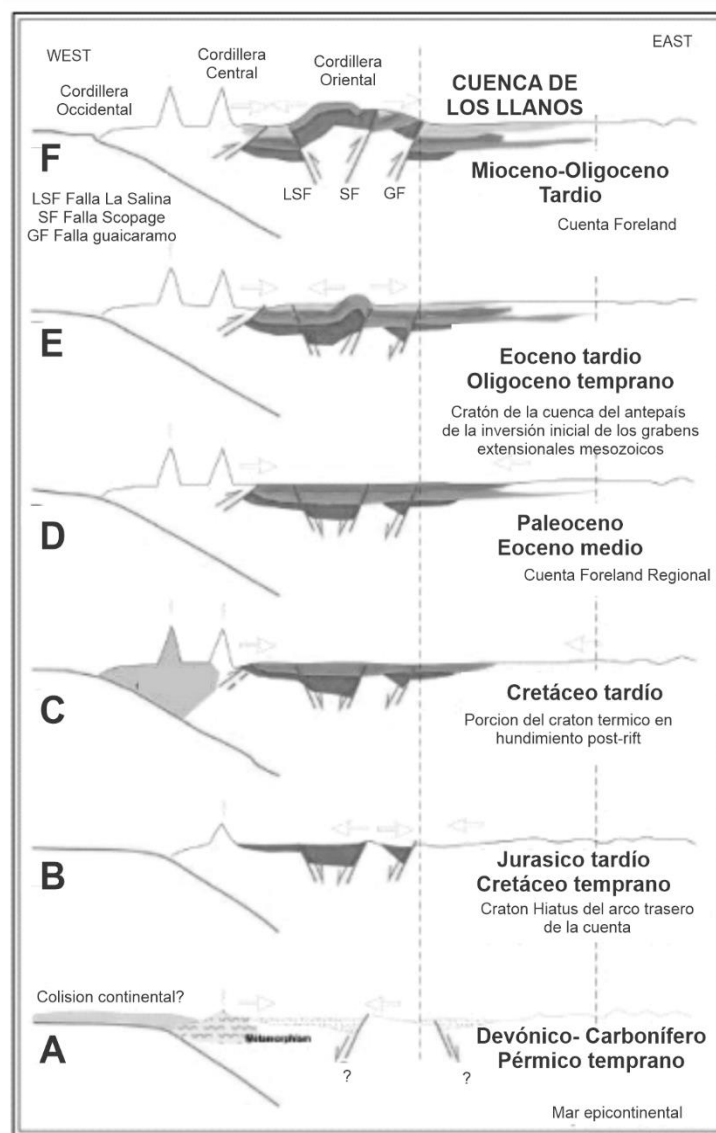
La estratigrafía del área involucra rocas que van desde los períodos del Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales (Figura 4). Las rocas más antiguas en el área son arcillolitas del Ordovícico sobre las cuales reposa de manera discordante la secuencia cretácica, la cual empieza con las Formaciones Fómeque y Une, seguida de la Formación Gachetá y el Grupo Guadalupe. La secuencia Terciaria se da por las Formaciones Barco y Los Cuervos (Paleoceno), Mirador (Eoceno), el Grupo Carbonera y la Formación León (Oligoceno - Mioceno), la Formación Guayabo (Mioceno – Pleistoceno) y los depósitos más recientes de la Formación Corneta (Cooper et al. 1995).

## **2.5 Geología Estructural**

Con los conocimientos sobre la evolución tectónica que afectó directa o indirectamente la Cordillera Oriental, se describió los elementos tectónicos más importantes que afectan la Cordillera Oriental; son el sistema de fallas de Guaicáramo cuyo bloque colgante afloran rocas desde el Cretáceo Medio al Terciario; la falla Yopal – Borde Llanero, la falla Cusiana y Tamara (Figura 5), estas fallas sufrieron un proceso de inversión en el Mioceno (Cooper et al. 1995).

**Figura 3**

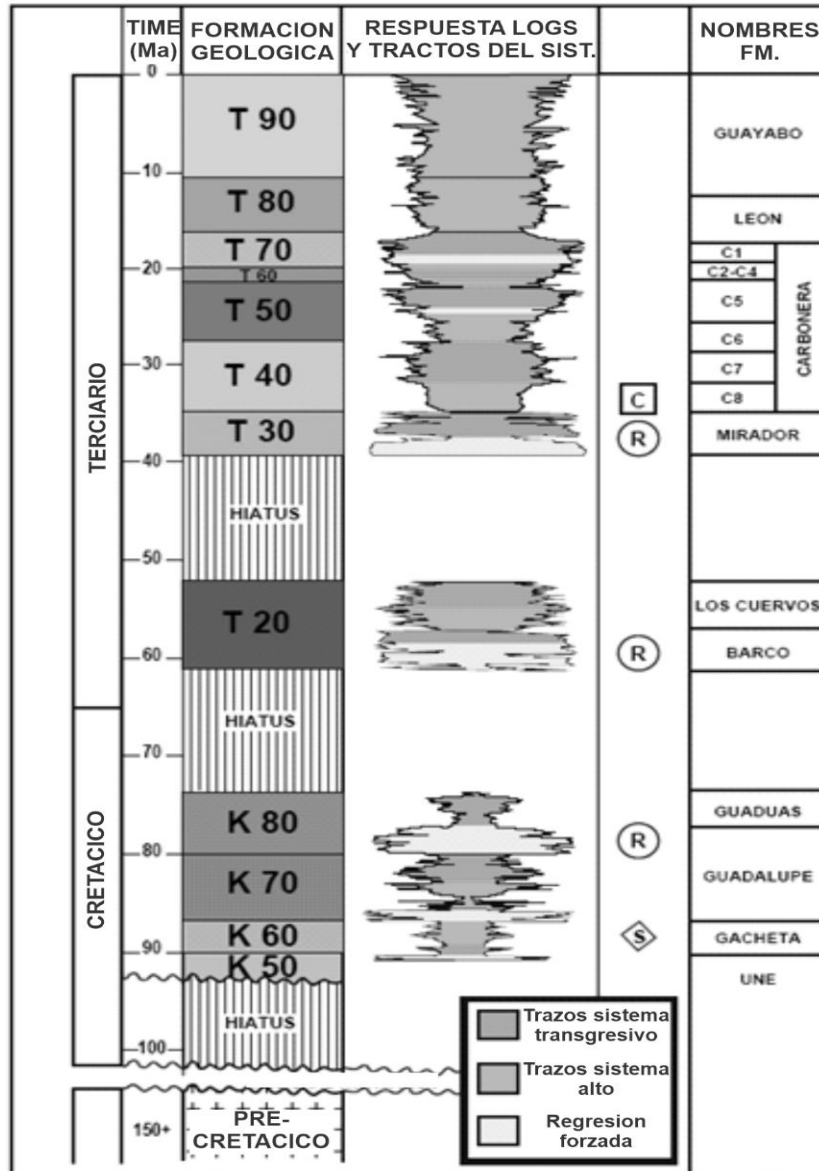
*Evolución tectónica de la cuenca de los Llanos Orientales.*



*Nota.* Representa la relación tectónica entre las cuencas del Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Llanos. Tomada de Horton et al. 2010. Modificado de (Sarmiento, 2011).

**Figura 4**

*Columna estratigráfica generalizada de los campos presentes en la Licencia Piedemonte.*



*Nota.* En la columna se distinguen las formaciones generadoras, reservorios y sello. Adicionalmente la respuesta de registro Gamma Ray para dicha formación. Modificado de (Cooper et al. 1995).

Al oeste de las fallas invertidas descritas anteriormente, se encuentra un sistema de sinclinales regionales dentro de los que se encuentra el de Nunchia, el cual, involucra rocas desde el período oligoceno al reciente y Zamaricote, igualmente, el limbo oeste de los

sinclinales es elevado debido a una serie de estructuras que implican el Cretácico Tardío y el Terciario Temprano, por lo cual, estas estructuras pueden ser modeladas como una serie de despegues que en formaciones arcillosas conforman estructuras de tipo dúplex, ocasionado cuando hay dos niveles de despegue cercanos entre sí dentro de una secuencia sedimentaria.

A nivel del subsuelo se aprecian dos zonas principales de deformación como son el tren de estructuras frontales y el tren de estructuras en cabalgamientos. De acuerdo, a la estratigrafía presente en la zona, se puede presentar la situación de que los despegues de las principales fallas se presentan en formaciones principalmente arcillosas como las arcillolitas del Ordovícico, la Formación Gachetá, los miembros arcillosos del Grupo Carbonera y la Formación León, cuyas formaciones actúan también como sellos siendo el más relevante y regional el miembro C8 del Carbonera (Cooper et al. 1995)

Debido a el comportamiento estructural del Piedemonte Llanero, se evidencia que la complejidad de la cuenca se eleva a medida que avanza de sur a norte. Dicha complejidad se demuestra en la baja resolución de la información sísmica y la variación del estrilo estructural a través del Piedemonte central es en gran medida reflejo de la disposición de múltiples despegues y de la configuración del basamento cristalino subyacente. También, la posición de los despegues se modifica de oeste a este ascendiendo estratigráficamente a medida que la deformación avanza, al igual que cambiando en la dirección de rumbo suroeste a noreste cruzando zonas de transferencia lateral, además, para estructuras en el bloque colgante del sistema de Guaicáramo, el despegue se manifiesta en la Formación Fómeque, luego asciende a la Formación Gachetá en la zona triangular de cabalgamientos y posteriormente la deformación se traslada a niveles superiores en los miembros inferiores del grupo Carbonera para terminar en el Carbonera Superior y la Formación León, debido a esto, la variación en la posición de los despegues implica a la formación de estructuras tipo *dúplex*, las cuales, comprenden diferente estratigrafía dependiendo de la posición del despegue inferior y superior y de su posición

espacial relativa en la cuenca. De acuerdo con lo anterior, a medida que el despegue se eleva, involucra rocas más jóvenes para que se formen apilados hasta de tres y cuatro cuerpos de roca limitados por una falla superior e inferior que repiten la estratigrafía.

En general, para toda la zona del Piedemonte Llanero hay tres zonas de deformación: zona de tren de estructuras frontales (Cusiana), zona de transición de estructuras aisladas (Cupiagua) y la zona del tren de estructuras cabalgantes (Volcanera, Pauto, Dele y Floreña) (Figura 6). Teniendo en cuenta lo anterior se han postulado varias etapas de deformación para el Piedemonte (Martínez, 2005).

La ubicación geográfica de los diferentes trenes de estructuras se evidencia en el extremo sur, donde se encuentra la estructura de Cusiana perteneciente al tren de estructuras frontales. Cusiana es un anticlinal de bajo relieve y gran amplitud con una columna de hidrocarburos aproximada de 1600 pies y un fluido que varía de una capa de gas condensado pobre a un anillo de petróleo volátil; en esta estructura, la posición del despegue principal se ubica en arcillolitas del Paleozoico, por lo cual, se deduce que contribuye a una estructura menos apretada.

En dirección al norte la complejidad se eleva en una zona de transición antes de la zona triangular del tren de cabalgamiento, en esta zona intermedia se desarrollan estructuras aisladas denominadas anticlinales apretados asimétricos individuales, un ejemplo de este tipo de estructuras son los campos Cupiagua y Cupiagua Sur. Cupiagua es un anticlinal apretado de alto relieve, con flanco frontal de capas de alto buzamiento y altamente falladas; el tipo de hidrocarburo es un gas condensado rico con muy pocas variaciones composicionales con la profundidad. (Cooper et al. 1995).

En dirección al noreste se ubican las estructuras que constituyen el área de mayor deformación en todo el Piedemonte Llanero, una de ellas es la estructura sinclinal aflorante muestra una mayor deformación y fallamiento, lo cual, es una evidencia directa del menor

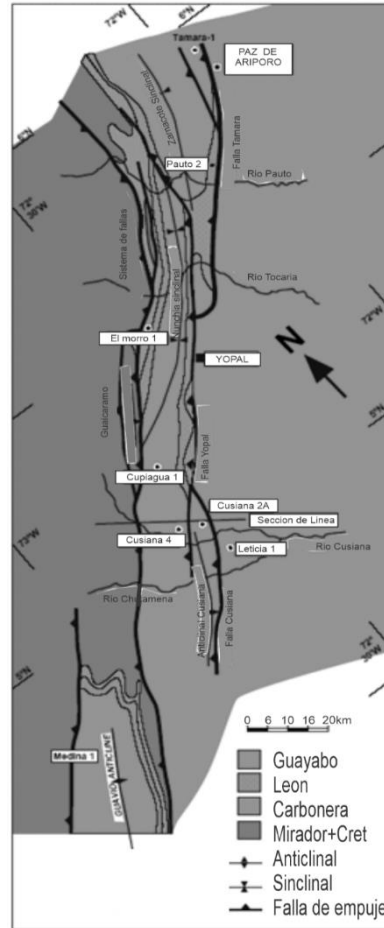
acortamiento en el subsuelo. Esta zona es llamada zona triangular de cabalgamiento, dado que, en esta área es más notable el gran acortamiento de las etapas iniciales de deformación y se da la creación de la zona triangular definida en el oeste por el plano de falla de la falla de Guaicáramo, en dirección al este por la base del sinclinal de Nunchía y hacia la base por la extrapolación del nivel regional (Figura 7). La zona triangular está caracterizada por la presencia de estructuras tipo “dúplex” conformadas por láminas cabalgantes colocadas una encima de otra, además, el número de estructuras a lo largo del rumbo cambia de dos a cuatro y se presentan relevos a lo largo del rumbo en zonas de transferencia lateral, por lo tanto, en esta zona se encuentran los campos de Volcanera, Pauto, Dele y Floreña y la estructura aflorante de El Morro.

## **2.6 Sistema petrolífero**

La Cuenca de los Llanos Orientales es bien conocida a nivel petrolífero, debido a que en ella se han perforado más de 1730 pozos y se encuentran 89 campos productivos algunos muy importantes como Rubiales, Caño Limón y Cusiana-Cupiagua, por lo cual, la recolección de muestras para análisis geoquímicos tomados permite ampliar el conocimiento sobre el sistema petrolífero de los Llanos Orientales.

**Figura 5**

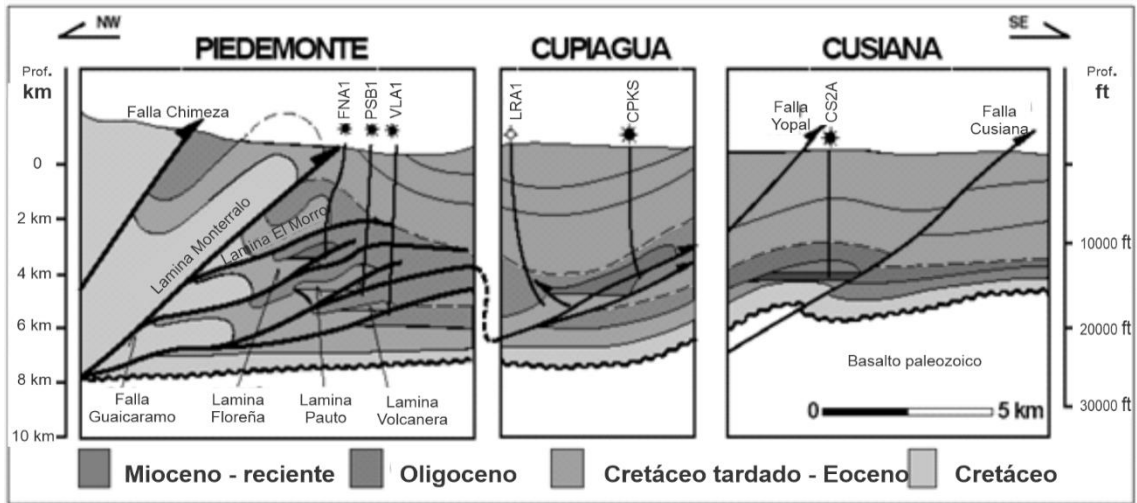
*Mapa geológico señalando las principales unidades lito estratigráficas y las estructuras más importantes.*



*Nota.* Se observa el sistema de Fallas de Guaicáramo, la Faja Cusiana, la Faja Yopal y la Faja Tamara, además de los sinclinales de Nunchia y Zamaricote. Modificado de (Cooper et al. 1995).

**Figura 6**

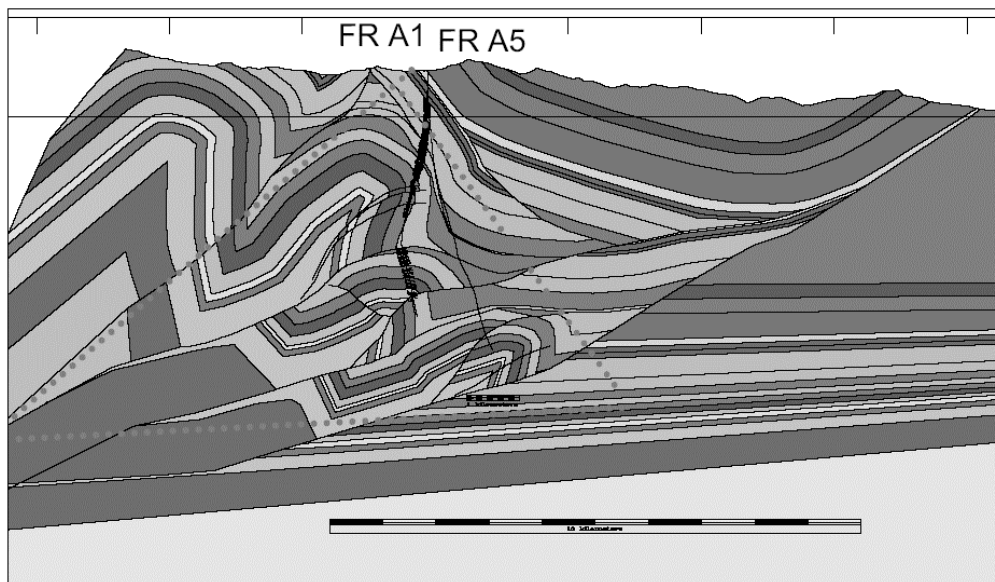
*Zonas de deformación en el Piedemonte Llanero.*



*Nota.* La estructura más simple se encuentra hacia el sur del Piedemonte (Cusiana) y la más compleja al norte (Licencia Piedemonte). En esta última se puede apreciar el sistema dúplex propuesto para estos campos. Modificado de (Martinez, 2003).

**Figura 7**

*Formación de estructuras tipo dúplex en los campos que se encuentran en la Licencia Piedemonte de BP.*



*Nota.* Se presentan los límites de la zona triangular que enmarca la formación de estructuras tipo dúplex en los campos que se encuentran en la Licencia Piedemonte de BP Exploration Colombia. Modificado de (Martinez, 2003).

Los principales elementos y características que conforman el sistema petrolero de esta cuenca son:

- Rocas fuentes representadas en lodolitas y lodolitas calcáreas en formaciones que por sus características van de inmaduras a maduras. Estas formaciones son:

- Gachetá, con características geoquímicas; %TOC: 2-14 /  $T_{m\acute{a}x}$ : 420°C-450°C y % $R_o$  <0,6-1.

- Carbonera, con características geoquímicas; %TOC: 1-6,5 /  $T_{m\acute{a}x}$ : 410°C-450°C y % $R_o$  <0,6-1.

- Barco y Los Cuervos con características geoquímicas; %TOC: 1-8 /  $T_{m\acute{a}x}$ : 420°C-440°C y % $R_o$  <0,6-1.

- Roca reservorio, compuesta de areniscas de las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá, Une y Carbonera; con porosidades que van del 2% al 25%, característica que suministran elementos que las convierten en reservorios idóneos. Las porosidades más altas se encuentran al este de la cuenca.

- Roca sello, compuesta de lodolitas de las formaciones León y Carbonera.

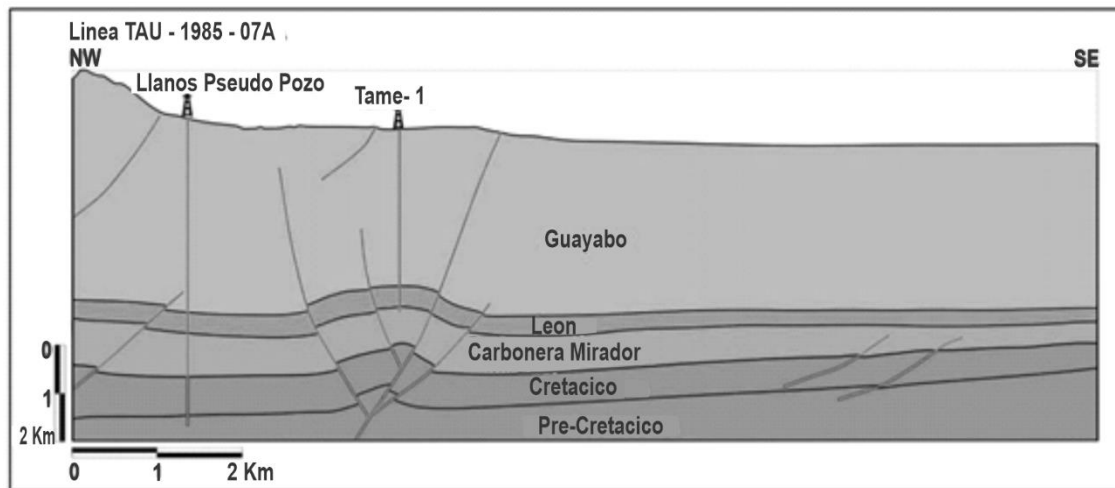
- Trampas, estructuras de tipo estructural que presentan básicamente cinco estilos: pliegues por propagación de falla, pliegues en zonas triangulares, anticlinales por fallas invertidas, pliegues por fallas de desgarre y antitéticas.

Datos geoquímicos obtenidos junto al pseudo-pozo Llanos ubicado sobre la línea sísmica TAU-1985-07A (Figura 8), se usaron para realizar el modelo de evolución geológica donde se simulan procesos de generación y expulsión de hidrocarburos obteniendo la curva de enterramiento de la cuenca que evidencia que la base de la secuencia sedimentaria del Cretácico

alcanza una profundidad máxima de 22500 pies y temperaturas máximas de 350°C en el Plioceno (Figura 9) (Sarmiento, 2011).

### Figura 8

*Perfil de la línea sísmica TAU-1985-07<sup>a</sup>.*



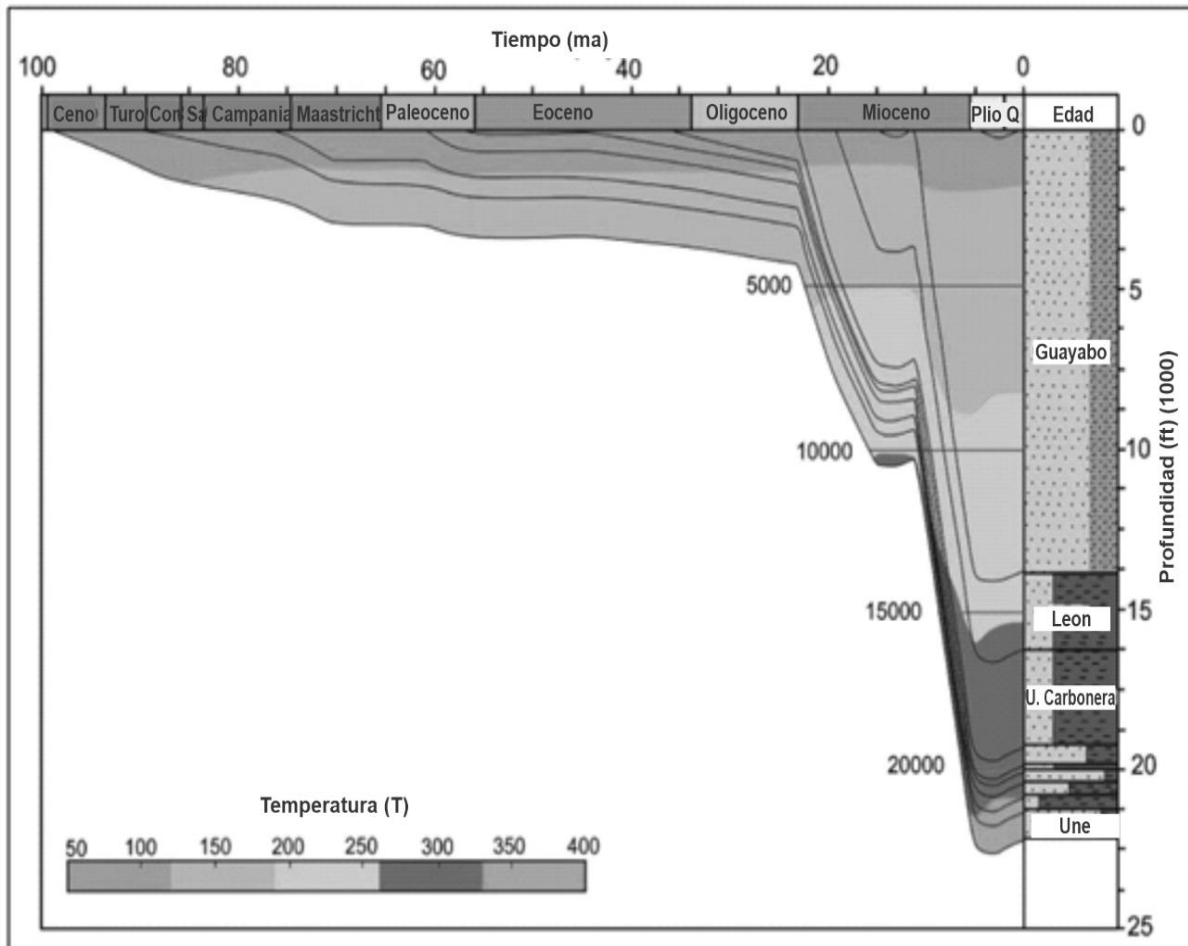
*Nota.* Muestra al noroeste el pseudo-pozo Llanos, el cual, cruza toda la secuencia sedimentaria, en un área donde la cuenca alcanza grandes profundidades. Modificado de (Sarmiento, 2011).

### 2.7 Formación Carbonera

Los contactos con la infrayacente Formación Mirador y la suprayacente Formación León son transicionales; sin embargo, en dirección al este del Piedemonte Llanero no se aprecia el Miembro C8 de la Formación Carbonera y el contacto con la Formación Mirador es una superficie de inconformidad, igualmente, la Formación Carbonera es coincidente con la infrayacente Formación Mirador y la sobrepuesta Formación León (Acevedo Quintero, 2012).

**Figura 9**

*Curva de la máxima profundidad de enterramiento de la cuenca los Llanos Orientales.*



*Nota.* Se muestra el Mioceno, donde ocurren los mayores enterramientos. Modificado de (Sarmiento, 2011).

### 2.7.1 Miembro C8

Está compuesto por arcillolitas y lodolitas, además en la zona superior se pueden reconocer capas gruesas métricas de paquetes de lodolitas de color gris oscuro interpuestos con capas decimétricas de areniscas cuarzosas de grano fino con laminación ondulada, también, los análisis de registros indican que en dirección al oeste es predominantemente lodosa y en dirección al este se hallan intercalaciones arenosas (Acevedo Quintero, 2012).

### **2.7.2 Miembro C7**

Compuesta de varios intervalos de areniscas cuarzosas de grano medio a fino, separados por gruesos paquetes de lodolita, asimismo, el análisis de electro facies sugieren una transición de depósitos de canales fluviales a estuarios a depósitos arenosos de progradaciones en llanuras de inundación, bahías o estuarios y finalmente lodolitas de bahías, lagos o de llanuras de inundación (Fajardo, Cristancho & Rojas, 2000).

### **2.7.3 Miembro C6**

Esta unidad está compuesta por paquetes decamétricos de shale arcilloso de color gris verdoso oscuro a oliva claro, se encuentran intercalaciones con delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera, algunas veces, se encuentran capas finas o delgadas de carbón, del mismo modo, los análisis realizados a registros determinan que esta unidad está constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas progradaciones provenientes de ambientes continentales o transicionales; los ambientes continentales predominan hacia la base y los ambientes transicionales predominan hacia el tope de la unidad (Fajardo, Cristancho, & Rojas, 2000). “Además, los datos bioestratigráfica señalan que esta unidad se depositó durante el período Mioceno Temprano” (Acevedo Quintero, 2012).

### **2.7.4 Miembro C5**

En dirección al tope de la unidad C5, se aprecia un paquete de 10 metros de cuarzo arenisca de grano medio en capas gruesas con laminación planar y en valles o grietas confinadas. En la base de la unidad se presentan areniscas de grano fino en capas delgadas tabulares con laminación ondulada y areniscas de grano medio en capas medianas con laminación inclinada. En la mayor zona de la cuenca esta unidad se compone por depósitos

progradacionales arenosos y lodolitas provenientes de ambientes continentales y transicionales. Esta unidad se depositó durante el período Mioceno Temprano (Acevedo Quintero, 2012).

#### **2.7.5 Miembro C4**

Está constituida por arcillolitas y lodolitas de color gris claro a medio con moteado rojizo, y a lo largo de la parte media se reconoce una capa de aproximadamente 1.5 m de arcillolita carbonosa, también, la base de la unidad C4 corresponde a una superficie de inundación y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o evento de máxima progradación. Igualmente, esta unidad se depositó durante el período Mioceno Temprano (Acevedo Quintero, 2012).

#### **2.7.6 Miembro C3**

Esta unidad está compuesta de cuarzo areniscas de grano fino, bien seleccionadas, que describen laminación planar inclinada en una matriz arcillosa, además, en la zona inferior de esta unidad se encuentran algunos horizontes de intraclastos arcillosos y fragmentos de plantas, también, la unidad C3 se representa como depósitos de canales fluviales. La transición de facies de alta energía como canales, a complejos de rellenos de lagos o bahías y finalmente a lodolitas provenientes de lagos o de bahías, lo cual, implica una profundización de los ambientes. Asimismo, esta unidad se depositó durante el período Mioceno Temprano (Acevedo Quintero, 2012).

#### **2.7.7 Miembro C2**

Esta unidad a través de los procesos geológicos se convierte en el mejor sello después de la Formación León, está constituida casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas, además, la base de la unidad C2 es predominantemente lodosa y corresponde a la

superficie de inundación y en dirección al tope se encuentran intercalaciones arenosas que aumentan su espesor en esta misma dirección y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o un punto de máxima progradación, por lo tanto, las lodolitas se representan como depósitos provenientes de lagos o de bahías y las areniscas como depósitos progradantes en estos cuerpos de agua. También, este miembro se depositó durante el período Mioceno Temprano (Acevedo Quintero, 2012).

### ***2.7.8 Miembro C1***

Está compuesta por bancos de arena gruesas de cuarzo areniscas de grano medio a grueso, con laminación planar inclinada de gran escala, poseen similitud a las encontradas en la Formación Barco y Guadalupe, asimismo, en dirección a la base de la unidad C1 se hallan bancos gruesos de areniscas de grano medio a fino intercaladas con capas de lodolitas, además, la base del miembro C1 pertenece a la superficie de inconformidad y el tope a una superficie de inundación, debido a esto, el tope del miembro C1 es el evento de profundización más sencillo de identificar dentro de la Formación Carbonera en toda la cuenca, igualmente, la interpretación del ambiente a partir de análisis bioestratigráficos plantea un ambiente continental, de lagos y de planicie costera. Del mismo modo, según datos obtenidos por medio de estudios de corazones de esta formación indican que las unidades de lutitas son predominantemente lodosas y se representan como de ambiente deltaico con influencia marina, mientras que las unidades compuestas por areniscas cuarzosas con delgadas intercalaciones lodosas hacia el tope se representan como depósitos de canales mareales. También, este miembro se depositó durante el período Mioceno Temprano (Acevedo Quintero, 2012).

## **3. Fluidos de perforación**

El fluido de perforación tiene características fisicoquímicas apropiadas para la situación requerida y puede tener como fase continua gas, agua, petróleo, aire o una combinación de agua y aceite; los fluidos de perforación cumplen varias funciones para garantizar la correcta ejecución, estas son algunas de sus funciones.

### **3.1 Funciones de los fluidos de perforación**

#### ***3.1.1 Remoción de los recortes del pozo***

Cada recorte de perforación debe ser retirado del pozo en cuanto son generados por la broca, se circula el fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la broca, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie y esto lo hace subiéndolos por el espacio anular. La remoción de los recortes o limpieza del pozo depende de la densidad, tamaño y forma de estos junto a la velocidad de penetración (ROP) de la rotación de la columna de perforación, viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación (SWACO, 2002).

#### ***3.1.2 Control de las presiones de la formación***

El lodo de perforación es de vital importancia para controlar el pozo a medida que la presión de la formación va en incremento, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando un densificante con el objetivo de equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del pozo. Esto evita la migración de los fluidos de formación hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados generen un influjo o reventón. La presión hidrostática generada por la columna de fluido se utiliza para compensar los incrementos de la presión de formación, en caso de que no suceda de esta forma podría generarse un ingreso de los fluidos de formación

en el pozo lo cual causaría posiblemente la pérdida de control del pozo, sin embargo, es importante tener en cuenta que la presión ejercida por el fluido de perforación no debe exceder la presión de fractura, si esto llegase a ocurrir se podría generar una pérdida de circulación (SWACO, 2002).

### ***3.1.3 Suspensión y descarga de los recortes***

Es la propiedad que tienen los fluidos de perforación de pasar de gel a solución mediante la agitación suspendiendo los recortes de perforación, adicionalmente, algunos geles pueden licuarse al agitarse y se solidifican de nuevo cuando ha cesado la agitación o vibración. La fuerza de gel es la propiedad del lodo que permite mantener en suspensión los recortes cuando se para la circulación y eventualmente llevarlas a superficie cuando se reinicia la circulación, en sí, esta propiedad retarda la caída de los sólidos (pero no evita que ocurra) (SWACO, 2002).

### ***3.1.4 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la broca y del ensamble de perforación***

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por la fricción ocurrida en la barrena y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria tiende a rozar con las tuberías. Usualmente ocurre el enfriamiento de la barrera y el conjunto de perforación poniendo en marcha la circulación del fluido de perforación, todo esto con el objeto de disipar el calor de la fuente y evitar fatiga y daño por parte de los componentes, la exposición a altas temperaturas genera un deterioro acelerado de cada componente. La lubricidad de un fluido determinado es medida por su Coeficiente de Fricción (COF), y algunos lodos proporcionan una lubricación más eficaz que otros (SWACO, 2002).

### ***3.1.5 Garantía de la evaluación adecuada de la formación***

Una correcta evaluación de la formación es esencial para el éxito de la perforación, especialmente si esta ocurre durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo, las condiciones físicas y químicas del pozo afectan la evaluación de la formación. Los técnicos reguladores de lodos o mud loggers controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Esta información es plasmada en un registro geológico (mud log) en donde se indican parámetros geológicos y de perforación relevantes para el éxito de la operación (SWACO, 2002).

### ***3.1.6 Obturación de las formaciones permeables***

La permeabilidad es definida como la capacidad que poseen los materiales a permitir el flujo a través de sí mismo (en este caso las formaciones); es necesario que las formaciones sean permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos. Cuando la presión de la columna de lodo es mayor que la presión de formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deben estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión del filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción (SWACO, 2002).

### ***3.1.7 Estabilidad del pozo***

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio de factores mecánicos como la presión y los esfuerzos mecánicos. La composición química y las propiedades del lodo deben mezclarse para proporcionar un pozo estable hasta el punto en el que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar

las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar (SWACO, 2002).

### ***3.1.8 Minimización de los daños a la formación***

La protección del yacimiento contra los daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es catastrófica y es considerada daño a la formación, actualmente se elaboran fluidos de perforación diseñados para minimizar un problema en particular. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo) (SWACO, 2002).

### ***3.1.9 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la broca***

La energía hidráulica se usa para maximizar la velocidad de penetración. Esta energía también es usada como alimento para los motores de fondo y las herramientas de medición MWD y LWD. Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas para utilizar la potencia disponible de la bomba adecuadamente y mantenerse dentro de los parámetros preestablecidos de lodo, todo esto a fin de maximizar la caída de presión en la broca y optimizar la fuerza del impacto del chorro sobre el fondo del pozo. En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la barrena, de igual forma se puede mantener la potencia hidráulica controlando cuidadosamente las propiedades del lodo (SWACO, 2002).

### ***3.1.10 Control de la corrosión***

Los componentes pertenecientes a una columna de perforación y tubería de revestimiento están constantemente en contacto con el fluido de perforación por lo cual son propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos podrían causar graves problemas de corrosión tanto en fondo como en superficie, por lo tanto, el fluido de perforación debe mantener la corrosión a un nivel aceptable y eso se consigue regulando su PH a un nivel adecuado. Además de la protección de equipos metálicos, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros (SWACO, 2002).

### ***3.1.11 Facilitación de la cementación y completamiento***

La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y el completamiento exitoso del pozo. El fluido de perforación tiene por objeto, producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento pueda ser introducida, cementada efectivamente y así no presentar mayores complicaciones durante las operaciones de completamiento. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluyendo y minimizar el suabeo-pistoneo de manera que no haya pérdidas de circulación inducidas por fracturas (SWACO, 2002).

### ***3.1.12 Minimización del impacto sobre el medio ambiente***

Con el paso del tiempo, los fluidos de perforación tienden a convertirse en un desecho y este debe ser eliminado en conformidad con los reglamentos ambientales de la comunidad. Los fluidos de bajo impacto ambiental que permitan una eliminación más fácil son actualmente lo más deseables a causa de toda la problemática ambiental. La mayoría de los países tienen sus propios reglamentos ambientales locales para el tratado de desechos generados en los

fluidos de perforación. La base del agua, proporciones y calidad de los aditivos es de vital importancia a la hora de generar un fluido de bajo impacto ambiental (SWACO, 2002).

### **3.2 Propiedades de los fluidos de perforación**

A continuación, se describen y explican las diferentes propiedades físicas, propiedades químicas de los fluidos de perforación base agua y base aceite; además, se explican los diferentes tipos de sólidos presentes en los fluidos de perforación con el fin de ampliar el esquema mental que se tiene acerca de los fluidos de perforación.

#### ***3.2.1 Densidad***

La densidad o el peso del lodo es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de formación. La densidad se expresa por lo general en la unidad de masa libra por la unidad de volumen galón. Esta propiedad es la más crítica de cualquier fluido de perforación ya que con esta se provee el control primario del pozo. Los fluidos base aceite usualmente se pueden preparar con densidades que varían de 7 a 20 lb/gal. Generalmente se usa barita para aumentar o mantener la densidad del fluido sobre 13 lb/gal y Carbonato de Calcio, especialmente de origen dolomítico, cuando se requieren densidades menores a 12 lb/gal. Para reducir la densidad del fluido se agrega aceite, agua o su combinación en relación correcta (PDVSA, 2002).

#### ***3.2.2 Propiedades reológicas***

Es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia. Al tomar ciertas medidas en un fluido, se puede determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte. La reología se relaciona con los esfuerzos cortantes generados por el lodo mientras este fluye y el

comportamiento de este en la suspensión de los cortes hasta la superficie y en la generación de fuerzas estáticas de gel para suspender los sólidos cuando se detiene la circulación (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

### ***3.2.3 Viscosidad***

Es el término reológico más conocido. Se define como esfuerzo cortante de un fluido dividido por la correspondiente velocidad de corte. En su sentido más amplio, la viscosidad se puede describir como la resistencia interna de un fluido a circular. Define la capacidad del lodo de lograr una buena limpieza del pozo, de mantener en suspensión y desalojar los cortes y de facilitar su decantación en la zaranda. En el campo petrolífero, los términos a continuación se usan para describir la viscosidad y las propiedades reológicas del fluido de perforación (SWACO, 2002).

### ***3.2.4 Viscosidad API o Embudo (seg/qt o seg/I)***

El tiempo requerido para que una muestra de lodo fluya a través de un embudo Marsh es una prueba rápida de la consistencia de un fluido de perforación. La prueba consiste básicamente en llenar el embudo con una muestra de lodo y entonces medir el tiempo requerido para que un cuarto de galón de la muestra fluya del embudo inicialmente lleno a la copa de lodo. La viscosidad de embudo (viscosidad Marsh) está dada en segundos por cuarto de galón (s/qt). El agua tiene una viscosidad de embudo o Marsh de 26 s/qt (SWACO, 2002).

### ***3.2.5 Viscosidad Efectiva (cP o mPa.seg)***

La viscosidad de un fluido no newtoniano cambia con el esfuerzo de corte. La viscosidad efectiva ( $\mu_e$ ) de un fluido es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas.

Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la geometría por donde fluye el fluido, la presión y la temperatura (SWACO, 2002).

### **3.2.6 Viscosidad Aparente (cP o mPa.seg)**

La viscosidad aparente está indicada por la indicación del viscosímetro de lodo a 300 RPM ( $\theta 300$ ) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM ( $\theta 600$ ). La viscosidad aparente (VA) es una medida relativa a la resistencia del fluido a circular. Por efectos de adhesión y cohesión proporcionado por la atracción entre las moléculas y el comportamiento de las partículas, suspendidas en el fluido de perforación (SWACO, 2002).

### **3.2.7 Viscosidad Plástica (cP o mPa.seg)**

La viscosidad plástica (VP) se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fuerza de fricción mecánica, y se cuantifica en las unidades de medida cP o mPa.seg. Esta viscosidad es afectada principalmente por algunos factores como:

- Presencia de polímeros en la cadena.
- La viscosidad de la fase fluida.
- El tamaño y la forma de los sólidos.
- La concentración de sólidos (SWACO, 2002).

### **3.2.8 Punto de Cedencia**

Es el segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. El punto cedente es una medida de estas fuerzas bajo las condiciones de flujo, y depende de:

- Las propiedades superficiales de los sólidos del fluido.

- La concentración volumétrica de los sólidos.
- El ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido) (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

### **3.2.9 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 considera una resistencia gel en un tiempo cero. Se ha determinado que, para perforación de desviación controlada, de alcance extendido y horizontal, los valores de viscosidad a baja velocidad de corte (6 y 3 RPM) tienen un mayor impacto sobre la limpieza del pozo que el punto cedente, además de proporcionar la suspensión de barita bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas (Baroid, 2005).

### **3.2.10 Tixotropía o Fuerza de Gel**

La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando se encuentran estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. La mayoría de los fluidos de perforación base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida. La fuerza de gel depende de la cantidad y del tipo de sólidos suspendidos, tiempo, temperatura y el tratamiento químico, es decir, que cualquier cosa que fomente o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido (SWACO, 2002).

### ***3.2.11 Perdida de Filtrado***

Los fluidos de perforación son lechadas que se componen de una fase líquida y partículas sólidas. La filtración se refiere a la acción mediante la cual la presión diferencial generada (la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido) en el pozo es mayor que la presión de formación hace entrar a la fase líquida del lodo de perforación dentro de una formación permeable. Durante este proceso, las partículas sólidas son filtradas, formando una torta. Si la fase líquida también contiene un líquido inmiscible, tal como una salmuera en un lodo base aceite, entonces las gotas del líquido inmiscible también se depositarán en la torta (cake) y contribuirán al control de filtración (SWACO, 2002).

### ***3.2.12 Revoque***

Es el depósito de sólidos contra la cara de la formación permeable perforada con el fluido. La naturaleza del revoque es importante. El revoque ideal es delgado (no disminuye el diámetro del agujero y reduce la probabilidad de tener atrapamiento diferencial de la sarta) e impermeable (previene que el filtrado del lodo se fugue hacia la formación). Generalmente medido en 1/32 de pulgada es un revoque de buena calidad (SWACO, 2002).

### ***3.2.13 Porcentaje de Líquidos y Sólidos***

Para determinar la cantidad de líquidos y sólidos en un fluido de perforación se requiere el uso de una retorta. Una muestra es colocada en una cámara de acero de un volumen determinado y se calienta vaporizando los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de una unidad condensadora y el líquido o condensado es recolectado en un cilindro graduado, calibrado en por ciento, el volumen del líquido se mide en porcentaje y todos los sólidos, ya sean los suspendidos o los disueltos, se determinan por diferencia. El análisis de retorta de un lodo base aceite puede requerir más tiempo que el de un lodo base agua. Las sales disueltas en

la porción del lodo permanecerán en la retorta como sólidos. El análisis de retorta es usado como una guía para controlar la relación aceite/agua y el contenido de sólidos del lodo base aceite. Para calcular la relación aceite/agua  $R(O/W)$  es necesario determinar el porcentaje por volumen de aceite y agua presente en el lodo (Garcia, 2002).

#### ***3.2.14 Estabilidad de la Emulsión (ES)***

La Estabilidad Eléctrica (ES) constituye una indicación relativa de la estabilidad de la emulsión. Se trata de una medida del voltaje requerido para romper la emulsión y permitir que las gotas de agua emulsionada se conecten o fusionen permitiendo la transmisión de la corriente eléctrica. Las emulsiones fuertes requieren altos voltajes para fusionar las gotas de agua y romper la emulsión. La estabilidad eléctrica se registra en voltios. Varios factores principales afectan la estabilidad eléctrica: contenido de agua, sólidos humectados por agua, emulsificación, temperatura y tipo de sólidos (SWACO, 2002).

#### ***3.2.15 Relación agua – aceite***

Es la relación de las fracciones de agua y aceite con comparación con la fracción de líquido total. Los factores que afectan esta relación son: costo del fluido base, aceite o fluido sintético residual en los recortes, salmuera residual en los recortes, reología, filtrado, peso del lodo y temperatura (Muñoz & Manrique, 2012).

#### ***3.2.16 El pH***

El potencial de hidrógenos (pH) es un valor que oscila entre 0 y 14, y proporciona el grado de alcalinidad o acidez de una sustancia, siendo los valores más bajos indicadores de acidez y los más altos, de alcalinidad. Comúnmente los lodos de perforación deben ser alcalinos, presentando valores de pH entre 8 y 13, esto con el objetivo de prevenir corrosión de

la tubería, preservar productos orgánicos en el lodo y mantener las propiedades reológicas del mismo (Garcia, 2002).

### ***3.2.17 Alcalinidad***

La alcalinidad es el poder ácido neutralizante de una sustancia. La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de los iones solubles en agua que pueden neutralizar ácido, además, de indicar la concentración de iones oxidrilos (OH-) en exceso en una solución acuosa. En un lodo, la prueba debe realizarse directamente en él (Pm) o en el filtrado (Mf y Pf). Los resultados obtenidos nos brindan una estimación de la concentración de los iones hidroxilo, carbonato y bicarbonato en el lodo, que son los directos responsables de la alcalinidad del filtrado y del lodo. La alcalinidad de un lodo base aceite se determina rompiendo la emulsión y analizando el volumen de la mezcla hasta su punto final. El número de c/c de ácido sulfúrico utilizado en la titulación es reportado como alcalinidad del lodo (Garcia, 2002).

### ***3.2.18 Lubricidad***

La lubricidad se define como la habilidad de este para lubricar la sarta de perforación en el pozo o la disminución de la resistencia friccional de la sarta a la rotación y al movimiento vertical de esta dentro del hoyo (torque y arrastre respectivamente), incrementando la vida útil de las brocas y sartas. Su mejoramiento e implementación en el lodo resulta de gran importancia para las operaciones de perforación (Garcia, 2002).

La fricción puede ser experimentada entre superficies metálicas (sarta y revestimiento) y entre la sarta de perforación y las paredes del hueco, cada una presenta características diferentes y por consiguiente se requieren lubricantes específicos. Una deficiente lubricidad ocasiona problemas de atascamiento de sarta y una reducción de la vida útil de la broca de

perforación entre otros. Mientras una buena lubricidad incrementa la eficiencia de la broca, reduce el torque en la sarta durante la perforación direccional y disminuye velocidades de tuberías en el pozo y fuerza de aprisionamiento. En todo lodo de perforación es importante una buena lubricidad, ya que, de esta propiedad depende, la lubricación de las tuberías de perforación.

Para evaluar en el laboratorio la lubricidad de un lodo se utiliza un equipo especial medidor de lubricidad llamado Lubricity Tester que puede simular la rotación de la tubería bajo las condiciones de presión a las que se encuentra sometida en el pozo (Muñoz & Manrique, 2012).

### **3.3 Lodos Base Aceite**

Básicamente existen tres tipos de fluidos de perforación: Lodos base agua, lodos base aceite y lodos neumáticos; para el desarrollo de esta investigación se enfocó únicamente en los fluidos de perforación base aceite ya que es nuestra recomendación objetivo. Los lodos base aceite forman parte de una gran gama de fluidos de perforación los cuales deben cumplir ciertos requerimientos para trabajar en lugares y condiciones especiales que se dan de acuerdo con el campo donde serán dispuestos para su uso final, esta categoría surgió para suplir algunas deficiencias presentadas por los lodos base agua. Algunos problemas comunes eran la hidratación de arcillas, contaminaciones frecuentes, manejos de presiones y temperaturas, estos y más problemas contribuyeron para que la industria de la perforación se viera en la obligación de implementarlos.

En el pasado se solía catalogar como “lodo base aceite” cuando poseía máximo un volumen de 5% de agua y emulsión inversa cuando estaba en un rango del 5 al 50% en volumen de agua, actualmente esa definición no es adecuada porque el término general base aceite engloba ambos rangos de concentraciones mencionadas. Estos lodos también son considerados

como sistemas inhibidos pues los sólidos presentes en la emulsión son siempre inertes, además son resistentes a los contaminantes, estables a alta presión y temperatura, altamente lubricantes y no son corrosivos. En cuanto a los fluidos tipo emulsión inversa se usan para aumentar la rata de penetración, lubricar la sarta y así disminuir el torque y la reducción del filtrado, gracias a que pueden ser de baja densidad. Hoy en día, un lodo de emulsión inversa es un fluido con aceite Diésel, aceite mineral, aceite vegetal, aceites biodegradables como fase continua, y agua o salmuera como fase emulsionada. El aceite agregado debe poseer un peso específico entre 26 °API y 36 °API; También debe tener un punto de anilina elevado (130 °F o más), con el objetivo de prevenir el deterioro prematuro de equipos con empaques o partes de goma; también es necesario un alto punto de inflamación (mayor a 180 °F) y un bajo punto de congelación, lo que reduce el riesgo a la hora de implementarlo, además que permite su utilización en ambientes de temperaturas extremas.

En las propiedades de los lodos base aceite influye principalmente lo siguiente:

- Relación aceite/agua.
- Tipo y concentración del emulsionante.
- Contenido en sólidos.
- Temperatura y presión pozo abajo.

Para nuestro caso particular de un lodo base aceite con diésel presente como fase continua es comúnmente usado a causa de su amplio rendimiento en pozos difíciles y su precio económico (relativamente). Pueden perforarse pozos a través de todos los tipos de lutitas, sal, yeso y otros estratos difíciles utilizando sistemas de lodo base diésel oíl, así como también, frecuentemente es elegido para zonas de altas presiones y temperaturas. Estos lodos comúnmente poseen entre el 5% - 40% en volumen de salmuera emulsionada (excepto si está específicamente fabricado para no tener salmuera) y una fase acuosa entre el 20% - 40% en peso de cloruro de calcio disuelto para control de lutitas (Rodriguez B., 2007).

### 3.3.1 Ventajas y desventajas OBM

**Tabla 1**

*Ventajas y desventajas del OBM.*

<b>Parámetros de comparación</b>	<b>Fluidos base aceite</b>	<b>Fluidos base agua</b>
<b>Coste de mantenimiento</b>	Mayor	Menor
<b>Coste de preparación</b>	Menor	Mayor
<b>Problemas de torque y arrastre</b>	Menor	Mayor
<b>Contaminación ambiental</b>	Mayor	Menor
<b>Perforación bajo balance</b>	Se puede perforar con una densidad menor	Se debe perforar con la densidad requerida
<b>ECD</b>	Mayor	Menor
<b>Formaciones reactivas</b>	Mayor estabilidad	Menor estabilidad
<b>Punto cedente</b>	Menor	Mayor
<b>Viscosidad plástica</b>	Mayor	Menor
<b>Situación de peligro</b>	Mayor	Menor
<b>Toma de núcleo</b>	Mayor % rec.	Menor % rec.
<b>Efectos de los contaminantes</b>	Menor	Mayor
<b>Detección de arremetidas</b>	Lenta	Rápida
<b>Embolamiento de broca</b>	Menor	Mayor
<b>Atascamiento de tuberías</b>	Menor	Mayor
<b>Probabilidad de pérdidas de circulación</b>	Mayor	Menor
<b>Tasa de penetración (ROP)</b>	Menor	Mayor
<b>Succión y suabeo</b>	Mayor	Menor
<b>Hueco en calibre</b>	Mejor	Peor
<b>Desplazamiento</b>	Mas complicado	Menos complicado
<b>Efecto del agua</b>	Mayor	Menor
<b>Fuerza del gel</b>	Menor	Mayor
<b>Asentamiento de barita</b>	Mayor	Menor
<b>Problemas de corrosión</b>	Menor	Mayor

*Nota.* Se aprecia la comparación entre fluidos base aceite y base agua para distintos parámetros. Modificado de (SWACO, 2002).

### **3.4 Sistemas De Lodo Base Aceite**

Los lodos de emulsión inversa (Base aceite) se clasifican en 4 categorías:

- 100% Aceite: Los sistemas 100% base aceite o con un contenido de agua mínimo son generalmente usados para las operaciones de extracción de núcleos donde se desea evitar la invasión del fluido de perforación que contiene agua emulsionada o cambios de la humectabilidad causados por altas concentraciones de emulsificantes y agentes humectantes. También son utilizados para perforar en condiciones de altas presiones y temperaturas (hasta 500 °F) (Baroid, 2005).

- Filtrado relajado: Son lodos los cuales tiene bajas concentraciones de emulsificantes y de agentes controladores de filtrado. El aumento de filtrado promueve unas tasas de perforación más altas que los sistemas de emulsión apretadas. El volumen de filtrado en el lodo HT-HP es de 15-20 CC., y son estables a temperaturas menores de 325 °F (163 °C) (Baroid, 2005).

- De alto contenido de agua: Llamados también sistemas de 50/50 (relación agua-aceite) o de alto contenido de agua. Estos fluidos fueron desarrollados principalmente para cumplir ciertas reglamentaciones ambientales con respecto a la cantidad de aceite adherido a los cortes de perforación que se descargan a fuentes de agua como el mar. Este sistema es aplicable a temperaturas menores a 250 °F (Baroid, 2005).

- Emulsión firme: Una emulsión inversa es una emulsión de agua, aceite en la que el agua dulce o salda constituye la fase dispersa y el aceite diésel, crudo u otro aceite constituye la fase continua. El agua aumenta la viscosidad y el aceite la reduce. (SWACO, 2002)

Los sistemas de emulsión firme ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Se aplican principalmente en formaciones con altas temperaturas (hasta 500 °F). estos sistemas usan altas concentraciones de emulsificantes y agentes controladores de perdida de fluido para dar mayor estabilidad a la emulsión y reducir la pérdida de filtrado. El filtrado HPHT es comúnmente menor de 15 ml y debe ser todo aceite (Baroid, 2005).

**Tabla 2**

*Aplicaciones de los sistemas lodo base aceite.*

<b>Sistema</b>	<b>Aplicación</b>
<b>Emulsión firme o apretada</b>	Para uso general y en áreas de altas temperaturas de hasta 500 °F (260 °C)
<b>Filtrado relajado (FR)</b>	Para proveer más altos índices de perforación
<b>Todo aceite</b>	Para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos y perforación
<b>Alto contenido de agua</b>	Para reducir la retención de aceites en los recortes; usados principalmente en zonas costa afuera que son ambientalmente sensibles

*Nota.* Aplicaciones de los diferentes sistemas lodo base aceite en la perforación. Modificado de (Baroid, 2005).

**Tabla 3**

*Indicadores de problemas comunes.*

<b>Problemas</b>	<b>Indicador</b>
<b>Sales insolubles</b>	Baja estabilidad eléctrica Alta salinidad de la fase agua
<b>Perdidas de fluido</b>	Disminución del nivel en los tanques

<b>Baja alcalinidad</b>	Baja estabilidad eléctrica
<b>Sólidos humedecidos en agua</b>	Precipitación de sólidos
<b>Asentamiento de la barita</b>	Cambio de densidad Baja reología
<b>Separación de aceite</b>	Aceite en la superficie
<b>Rotura de la emulsión</b>	Agua en filtrado Baja estabilidad eléctrica
<b>Alto contenido de sólidos</b>	Baja ROP
<b>Contaminación con agua</b>	Cambio de densidad Cambio de la relación aceite/agua

*Nota.* Indicadores de problemas comunes para lodos base aceite. Modificado de (PDVSA, 2002).

### 3.4.1 Emulsión y emulsión inversa

La emulsión es una dispersión de dos líquidos inmiscibles entre sí, comúnmente el agua y el aceite en presencia de un emulsificante. La emulsión puede ser normal o directa si el aceite se encuentra disperso en el agua, o inversa si el agua es la fase dispersa y el aceite es la fase continua. En la Figura 10 se puede apreciar las gotas de aceite en agua (Benavides, Quintero & Ariza, 2011).

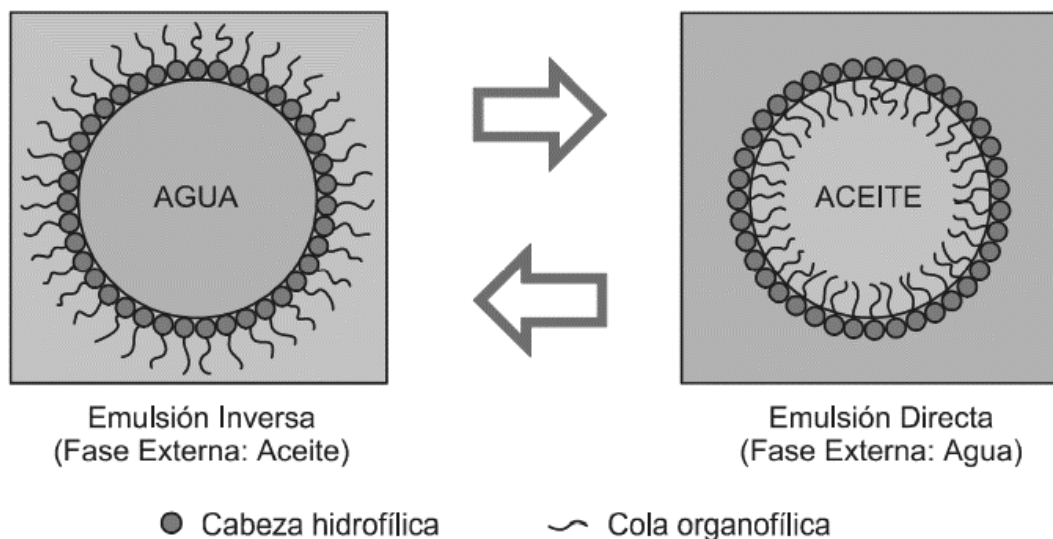
En cuanto a la emulsión inversa, es una mezcla de agua en aceite, en la cual, el agua no se disuelve o mezcla con el aceite, sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida. En una buena emulsión no debe haber tendencia de separación de fases y su estabilidad se logra por medio de emulsificantes y agentes adecuados. Estas emulsiones trabajan con una relación aceite/agua que varía por lo general entre 60:40 y 90:10, dependiendo

de la densidad requerida. Entre las principales emulsiones inversas utilizadas por la industria se tienen: Intoil-2000, versadrill, carbodril, invermul, interdrill, etc. Comúnmente estas emulsiones son utilizadas para:

- Perforar lutitas problemáticas utilizando el concepto de actividad balanceada.
- Prevenir pérdidas de circulación en formaciones con bajo gradiente de presión.
- Perforar hoyos con alto gradiente de temperatura.
- Perforar formaciones de gases ácidos.
- Perforar formaciones de anhidrita o de yeso.
- Prevenir atascamiento de tubería.
- Minimizar problemas de torque y arrastre (PDVSA, 2002).

### Figura 10

*Representación microscópica del comportamiento de una emulsión inversa y de una emulsión directa.*



*Nota.* Representación microscópica del comportamiento de una emulsión base aceite y de una emulsión base agua. Modificado de (PDVSA, 2002).

### **3.5 Componentes lodo base aceite**

Los componentes básicos que se encuentran en un fluido de perforación base aceite son los siguientes: Aceite mineral, emulsificante, agua fresca, cloruro de calcio, controlador de filtrado y un viscosificante (en ocasiones se agregan o se intercambian algunos aditamentos poco comunes).

#### **3.5.1 Aceite (*fase continua*)**

El aceite base por excelencia que ha sido utilizado a lo largo de estos años, es el diésel. Sin embargo, el principal obstáculo al uso de este es que presenta muchos problemas de toxicidad debido a su alto contenido de aromáticos lo cual ha generado un deterioro considerable en el ambiente. Actualmente existen otros tipos de aceites que están siendo utilizados tales como esteres, éteres, polialfaolefinas, esteres sintéticos y alquilatos detergentes (Benavides A. & Quintero G, 2010).

Algunas características estándar para tener en cuenta a la hora de considerar un aceite como fase continua para la elaboración de un lodo son las siguientes:

- Bajo punto de congelación, lo que reduce el riesgo de accidentes, además que permite su utilización en ambientes extremos de frío y calor.
- Un peso específico entre 28 °API y 36 °API.
- Tener un punto de anilina elevado, de 135 o más, con el propósito de prevenir el deterioro prematuro de equipos con empaques o partes de goma.
- Un alto punto de inflamación (> 180 °F) (Benavides A. & Quintero G, 2010).

#### **3.5.2 Emulsificante**

Cuando hablamos de la emulsificación del agua en el aceite, debe existir la suficiente cantidad de emulsificante con el fin de evitar formar una película alrededor de las gotas de agua

y así previniendo que estas partículas coalescan y varíen la estabilidad de la emulsión. Un tamaño uniforme de las gotas proporcionará que la emulsión se haga más estable para ello se necesitará una agitación efectiva. Los emulsificantes están constituidos molecularmente por dos grupos que químicamente poseen afinidad tanto por el agua como por el aceite. Al tratarse de un fluido de perforación de emulsión inversa, el grupo del emulsificante compatible con el agua podría ser un alcohol, una amina, un ácido o una sal. Y, por otra parte, la compatibilidad por el aceite se logra con un grupo graso.

Este producto hace que el agua se emulsione en el aceite formando un sistema estable. Los emulsificantes utilizados en la preparación de los fluidos base aceite son aniónicos y solubles, tanto en agua como en aceite. Estos se activan con cal y se usan por lo general en concentración de 0.6 a 1.7 gal/bbl (SWACO, 2002).

### ***3.5.3 Viscosificante***

Es una arcilla bentónica tratada con un compuesto de aminas que desarrolla las propiedades de viscosidad y suspensión; requiere un aditivo polar como el agua para desarrollar el máximo rendimiento, este producto fue desarrollado con el fin de crear más rápidamente la capacidad de suspensión y acarreo del recorte en lodos base aceite con menor corte y a temperaturas más bajas (Muñoz & Manrique, 2012).

### ***3.5.4 Agua***

El agua se agrega hasta en un 50 % en volumen para mejorar sus propiedades reológicas. Por lo general se tienden a incorporar en su forma de sales como cloruro de calcio o cloruro de sodio, a la fase acuosa para controlar la actividad química de esta, que incurrirá en una hidratación o deshidratación de las arcillas perforadas, hecho que se le atribuye principalmente al fenómeno osmótico (SWACO, 2002).

### ***3.5.5 Controlador de filtrado***

El control de filtración de los lodos de emulsión inversa es afectado directamente por la viscosidad de la fase fluida continua, la relación de aceite a agua, la estabilidad de la emulsión, la humectación por agua de los sólidos, el contenido de sólidos y la cantidad de arcilla tratada con amina en el sistema.

Provee un control de filtrado a HPHT en todos los sistemas de fluidos, también se puede usar para aumentar la emulsión de agua en lodos base aceite y promover la estabilidad del fluido. A temperaturas más altas, la mayoría de los sistemas requieren un aditivo de control de filtración, son utilizados los lignitos organofílicos y aditivos asfálticos (Muñoz & Manrique, 2012).

### ***3.5.6 Humectante***

Un agente humectante es un agente tensioactivo que reduce la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre un líquido y un sólido. Esto hace que el líquido se extienda sobre la superficie del sólido. Los agentes humectantes tienen un extremo que es soluble en el líquido de fase continua y otro que tiene una fuerte afinidad con las superficies de los sólidos (Muñoz & Manrique, 2012).

### ***3.5.7 Densificante***

Como su nombre lo indica, es el material utilizado para aumentar la densidad del lodo con la cual se controla la presión de los fluidos de formación previniendo posibles reventones. La barita y el carbonato de calcio son los agentes más utilizados para suministrar densidad al lodo (Muñoz & Manrique, 2012).

### ***3.5.8 Fuente de salinidad***

Es el electrolito (cloruro de sodio o de calcio) que se incorpora en la fase dispersa para que sirva como electrolito para controlar la actividad de las arcillas hinchables. Dado que el  $\text{CaCl}_2$  es más soluble que el  $\text{NaCl}$ , puede obtenerse con el primero una salinidad más alta. Esto determina a su vez una menor actividad de lodo, lo que puede ser necesario para ciertas secciones de lutita. El  $\text{CaCl}_2$  ofrece al operador la posibilidad de ajustar la salinidad (o actividad) dentro del rango adecuado, mediante adiciones de en polvo. Esta sal es higroscópica y penetrará a través de la fase oleosa continua hasta el interior de la fase acuosa dispersa, en condiciones en que el  $\text{NaCl}$  no lo haría (Muñoz & Manrique, 2012).

### ***3.5.9 Inhibidores de corrosión***

Su función principal es evitar el deterioro de los sistemas de tubería a causa de la alta concentración iónica del agua emulsionada dentro del fluido de perforación base aceite, el progreso de este deterioro puede afectar gravemente a los equipos y procesos de perforación (Muñoz & Manrique, 2012).

### ***3.5.10 Fuente de alcalinidad***

A fin de evitar problemas de corrosión el lodo debe tener un pH preferencialmente básico, para esto se podría utilizar un aditamento como la cal hasta tener un PH igual o mayor a 9.9. También hace parte del proceso de saponificación de los emulsionantes (Muñoz & Manrique, 2012).

### **3.5.11 Secuestrante de oxígeno**

Además de requerir un alto punto de inflamación del aceite, conviene reducir el contenido de oxígeno disuelto en el lodo por acción de los agitadores para prevenir incendios o evitar la oxidación del acero de la tubería (Muñoz & Manrique, 2012).

## **4. Materiales y aditivos**

### **4.1 Diésel**

El diésel, también denominado gasóleo o gasoil, es un hidrocarburo líquido el cual está compuesto principalmente por parafinas y usado fundamentalmente como combustible, en este estudio veremos el diésel desde la perspectiva de fase continua en la elaboración de un lodo que puede ser un lodo base aceite o un lodo de emulsión invertida.

Aunque el diésel ha sido de vital importancia en el uso de los lodos de perforación para zonas complicadas, hoy día se ha convertido a una de las mayores controversias a causa de su alto impacto ambiental, el diésel ha sido tomado como la fase continua por excelencia para la perforación de zonas complicadas, pero a su vez, deja una gran huella en el ambiente y justamente ese es el punto que se busca rescatar en este estudio.

### **4.2 Biodiésel**

El biodiésel es un aceite que se obtiene a partir de una gran variedad de materias primas agrícolas (aceites vegetales y/o grasas animales) y metanol. La obtención de biodiésel se realiza partiendo de un aceite vegetal donde es sometido a un proceso de transesterificación en la cual reaccionan el aceite o las grasas con un alcohol mono hídrico (metanol) en presencia de un catalizador, una vez terminado el proceso se obtendrá biodiésel que reemplazará al diésel; Este

combustible es característico ya que es ecológico de origen renovable, biodegradable y amigable con el medio ambiente, puede llegar a disminuir en un 90% la cantidad de hidrocarburos totales no quemados y entre el 65% - 85% en los hidrocarburos aromáticos, con un contenido de 11% de oxígeno en peso y un 0% de azufre, fomentando un desarrollo sostenible, debido a que es renovable y amigable con el medio ambiente (Benavides, Quintero & Ariza, 2011).

En el presente estudio también se tiene en cuenta el biodiésel de palma, el cual se obtiene directamente a partir de aceite vegetal de palma; El biodiésel posee un “ciclo cerrado del carbono”, lo cual significa que el CO<sub>2</sub> liberado a la atmósfera cuando se consume biodiésel se recicla con el crecimiento de las mismas plantas que serán utilizadas posteriormente para volver a producirlo.

Optar por biodiésel en lugar de diésel común genera toda una serie de beneficios tanto ambientales como económicos. Este combustible es biodegradable, no tóxico y esencialmente libre de azufre y compuestos aromáticos potencialmente cancerígenos, sin importar significativamente el alcohol y el aceite vegetal que se utilicen en la transesterificación.

Desde el punto de vista económico, su producción es el mayor escalón aportado en la cadena de producción. Además, de la producción de biodiésel derivan subproductos, como la glicerina que pueden reutilizarse y comercializarse de manera rentable (Muñoz & Manrique, 2012).

#### ***4.2.1 Principales diferencias del Biodiésel con el Diésel***

- El poder calorífico no se modifica notablemente, aunque es menor en el biodiésel.
- El Punto de inflamación es muy superior al del diésel, por lo que le garantiza mayor seguridad en la manipulación y almacenamiento.
- No contiene azufre.

- La densidad y la viscosidad cinemática aumentan notablemente respecto al diésel.
- El punto de fusión es más favorable para el diésel frente al biodiésel. Esto es sobre todo importante en las regiones frías.
- El índice cetano, que tiene que ver con el funcionamiento de los motores es superior en el metil éster respecto del diésel. Esta diferencia se hace más notable en aquellos metilésteres con mayor cantidad de ácidos grasos saturados y se constituyen en buenos aditivos para mejorar el índice de cetano.
- La destilación en general no está tomada en cuenta en las normas de especificación, porque el Metiléster (en realidad una mezcla de metil ésteres) tiene un rango muy estrecho (Benavides, Quintero & Ariza, 2011).

### **4.3 Aceite mineral blanco**

Usualmente denominados como aceites minerales desaromatizados, se consideran como aceites hidrogenados mediante procesos catalíticos a altas condiciones de presión y temperatura, por lo tanto, en su composición sólo entran hidrocarburos saturados de mediano y alto peso molecular. Adicionalmente, están caracterizados por ser incoloros, insípidos y poseen un tenue olor, factor determinante de los hidrocarburos saturados. A causa de la pureza que poseen estos aceites, se les ha clasificado como "Aceites Ambientalmente Amigables", por lo cual se les utiliza en pozos donde exista el inminente riesgo de contaminar aguas superficiales y/o subterráneas o la necesidad de disminuir el impacto ambiental en caso de derrames. En complemento a lo anterior, los ensayos de toxicidad realizados a estos productos indican que estos aceites son muy poco tóxicos, calificándolos como de muy bajo riesgo para la salud. Otro punto a favor radica en las pruebas de biodegradabilidad donde los resultados nos indican una viabilidad en su uso de operaciones costa afuera (González & Matta Ariza, 2014).

**Tabla 4**

*Ficha técnica del aceite mineral blanco grado técnico.*

<b>TECNICA</b>	<b>ASTM</b>	<b>ESPECIFICACIONES</b>
<b>Aspecto visual</b>	-	Sin
<b>Color Saybolt</b>	D158	+27
<b>Gravedad específica 60/60 °F</b>	D 1298	0.840/0.870
<b>Punto de fluidez °C</b>	D 47	-10/3
<b>Punto de chispa COC °C</b>	D92	150/180
<b>Punto de fuego COC °C</b>	D92	170/230
<b>Viscosidad 40 °C cSt</b>	D445	15/25
<b>Viscosidad 100 °C cSt</b>	D445	4/5
<b>Corrosión lámina de cobre</b>	D130	Pasa
<b>Valor neutralización mg KOH</b>	USP NF	Pasa
<b>Prueba de espuma (Mls)</b>	D832	Pasa
<b>Humedad Kart Fisher</b>		50 ppm Max

*Nota.* Ficha técnica con las especificaciones del aceite mineral blanco grado técnico.

Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

#### **4.3.1 Ventajas del aceite mineral respecto el Diésel**

- Evitar daños ambientales sobre suelos, flora y fauna.

- Evitar daños a la salud de los operadores de los taladros.
- Disminuir efectos contaminantes en las fosas del lodo.
- Disminuir los costos en el lavado de ripios (González & Matta Ariza, 2014).

#### ***4.3.2 Descripción del aceite mineral grado técnico***

Los Aceites Minerales Blancos Grado Técnico son obtenidos de bases lubricantes de tipo parafínico provenientes de la refinación del petróleo con un alto contenido de parafinas livianas, estas parafinas se someten a procesos de sulfonación o hidrogenación catalítica, algo menos exigentes que los utilizados en la obtención del aceite mineral blanco grado USP. Después, el aceite se somete a procesos de filtración, con el fin de remover las trazas de impurezas que puedan generarle una coloración y obtener un producto terminado con un ligero olor, color característico de un derivado refinado del petróleo. El aceite mineral de grado técnico tiene algunas características especiales tales como: estabilidad a la oxidación y baja fluorescencia. Aunque la aclaración sobra, no está demás decir que el Aceite Mineral Blanco Grado Técnico no es apto para el consumo humano (al igual que cualquier otro refinado del petróleo) (González & Matta Ariza, 2014).

#### **4.4 Glicerina**

El propanotriol, glicerol o glicerina ( $C_3H_8O_3$ ) es un alcohol con tres grupos hidroxilos (OH) Es el principal coproducto de la industria oleo química, y se obtiene a través de un proceso de transesterificación. En el proceso de transesterificación un aceite (normalmente aceite vegetal) se combina con un alcohol ligero, normalmente metanol ( $CH_3OH$ ) obteniéndose ésteres metílicos (biodiésel) y glicerina. Se emplea hidróxido de sodio (NaOH), u otra base similar, como catalizador (en el proceso de obtención de biodiésel de palma puede llegar a obtenerse glicerina). (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

#### ***4.4.1 Usos de la glicerina***

- Genera productos de apreciable valor a partir de aceites y grasas no comestibles o de baja calidad.
- Genera productos oleo químicos básicos y derivados con múltiples aplicaciones.
- Producción compatible con el medio ambiente.
- Posibilidad de operación a escala media (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

#### **4.5 Arcilla Organofílica**

Estas arcillas se utilizan en concentración de 1.0 – 5.0 lb/bbl para incrementar la capacidad de suspensión y limpieza de los fluidos base aceite, al incrementar el punto cedente y la resistencia o fuerza de gel. Estas arcillas necesitan de un activador polar para desarrollar su máximo rendimiento (González & Matta Ariza, 2014).

Se contempla la arcilla organofílica como posible aditamento reológico en la preparación del lodo base aceite, la arcilla es constituida principalmente por agregados de silicatos de aluminio hidratado, procedente de la descomposición de minerales de aluminio. Presenta múltiples coloraciones según las impurezas que contiene, siendo blanca cuando es pura. El uso de la arcilla organofílica podría incrementar la estabilidad térmica y de emulsión, resultando en una reducción de filtrado (NEXTBAR, 2017).

##### ***4.5.1 Propiedades características de la arcilla***

- Color: Blanco-grisáceo
- Forma: Polvo libre de grumos
- Densidad a Granel: 26 lb/ft<sup>3</sup>
- Perdida por ignición a 1,000 °C 37%

- Tamaño de partícula (-200 M) 85% (Méndez Cevallos, 2018).

#### **4.6 Almidón de papa**

Las sustancias que se encuentran comúnmente en los gránulos de almidón son amilopectina, amilosa, moléculas intermedias entre la amilosa y la amilopectina, lípidos (incluyendo fosfolípidos y ácidos grasos libres), mono éster de fosfato y proteínas/enzimas. Los polisacáridos amilosa y la amilopectina son los componentes más abundantes. El contenido de amilosa del almidón de papa varía del 23 al 31 por ciento para los genotipos normales de papa, ya que, con respecto a este, a través de la modificación genética se ha producido almidón de alta amilopectina (Bemiller & Whistler, 2009).

El almidón de ha sido usado prácticamente para cualquier tipo de sistema lodo base agua dulce, incluso en los sistemas saturados de sal y de calcio. Por esto es un aditivo eficaz comprobado del control de filtración para perforar las secciones de evaporita (sal) y lutita hidratable. También se ha visto su eficiencia en la estabilización de la filtración y la reología de las salmueras de alta salinidad usadas en las operaciones de rehabilitación. Estos almidones son estables hasta temperaturas aproximadas de 240 °F, después de esta temperatura sufren una degradación (SWACO, 2002). El proceso de extracción de almidón de tubérculos de papa es relativamente sencillo debido a la estructura del tejido y su bajo contenido en proteínas y grasas.

##### ***4.6.1 Obtención del almidón de papa***

En la papa, los gránulos de almidón se encuentran libres en el interior de las vacuolas celulares, de modo que su aislamiento es relativamente sencillo. La materia vegetal se tritura, los gránulos de almidón se arrastran en corriente de agua, se sedimentan a partir de la suspensión (leche de almidón) y se desecan finalmente (Belitz, 2009).

Los principales pasos de extracción incluyen lavado del tubérculo, desintegración, y centrifugación. El remojo se realiza en una solución de bisulfito de sodio a un pH controlado para evitar el pardeamiento del tubérculo. La desintegración y la centrifugación son usados para la separación del almidón de otros componentes con el objetivo de separar los gránulos de almidón los cuales se distribuyen de forma desigual en las paredes celulares de los tubérculos. Pueden ser liberados de tubérculo por la ruptura de las paredes celulares y esto se puede conseguir durante la desintegración de tubérculos por un tambor cilíndrico que contiene hojas de sierra rotativas en su circunferencia o un extractor de jugo para la extracción en una pequeña escala en caso de así ser requiero. También es importante mencionar su uso en la fabricación, conservación, ablandamiento y humectación de gran cantidad de productos como lo son: explosivos, fármacos, cosméticos, alimentos, emulsificantes. Al final de todo el proceso el almidón puede purificarse por lavado, sedimentación y centrifugación (Cui, 2005).

## **Capítulo 5: Impacto ambiental de los principales lodos de perforación**

### **5.1 Lodos de perforación y políticas ambientales en el mundo**

Conjuntamente el API y la EPA estudiaron los desechos producidos en las operaciones de perforación e identificaron en ellos arsénico, benceno, cloruro, cadmio, cromo+ 6, boro, sodio, bario, penta-clorofenol y plomo, los cuales pueden dañar -algunos gravemente- la salud del hombre y someter a grandes riesgos el ambiente.

De tales desechos -recortes de perforación impregnados de lodo, lodos gastados, sobrantes de lodos, aguas con lubricantes y otras sustancias (tales como las empleadas en limpieza del equipo de perforación), residuos de las operaciones de cementación, etcétera- la

componente más abundante y toxica corresponde a los lodos de perforación (sobrantes, gastados, recortes impregnados).

El grado de toxicidad de los lodos de perforación se mide comúnmente con la prueba para supervivencia de camarones tipo *Mysidopsis Bahía*, en la cual se determina el índice  $CL_{50}$  (concentración, en ppm, de la "fase de partículas suspendidas" que mata, después de estar expuestos a dicha fase, al 50% de los camarones escogidos para la prueba). En esta prueba de toxicidad se toma un volumen del lodo examinado y se mezcla con nueve volúmenes de agua de mar; la mezcla se agita durante cinco minutos, luego se deja reposar durante una hora. La fase líquida (y cualesquiera partículas suspendidas en ella) que se separe al finalizar el reposo es la llamada "fase de partículas suspendidas" y es el "tóxico" a probar. El "tóxico" es aislado del resto de la mezcla y luego se distribuye en varios recipientes que contienen agua de mar con camarones, de modo que en cada recipiente quede el tóxico en una concentración dada. Noventa y seis horas después se determina el  $CL_{50}$  del lodo. Entre menor sea el valor del  $CL_{50}$  mayor será la toxicidad del lodo (ver la Tabla 5) (Sierra Baena, 2000).

## 5.2 Cálculo del grado de toxicidad de un aceite

El criterio usado para conocer el grado de toxicidad de un aceite es su concentración letal ( $CL_{50}$ ), basada en indicadores seleccionados de acuerdo con las condiciones climatológicas y a las especies locales. La expresión  $CL_{50}$  se refiere a la concentración letal que causa la muerte al 50% de la población experimental al cabo de cierto tiempo de exposición (PDVSA, 2002).

### Tabla 5

*Grados de toxicidad y sus respectivos valores.*

Grado	Valores $CL_{50}$ (ppm)
-------	-------------------------

<b>Prácticamente no tóxico</b>	>10.000
<b>Ligeramente tóxico</b>	1000-10.000
<b>Moderadamente tóxico</b>	100-1000
<b>Tóxico</b>	1-100
<b>Muy tóxico</b>	<1

*Nota.* Grados de toxicidad y sus respectivos valores. Modificado de (Ayers, Sauer, & Anderson, 1985).

### 5.3 Toxicidad de lodos

Los lodos más tóxicos son los que presentan gasóleo (diésel) o petróleo crudo como fase continua. En los Estados Unidos de América esta hoy prohibido descargar en las aguas cualquier tipo de lodo que contenga aceite o recortes impregnados con tal lodo (Sierra Baena, 2000). En el Mar del Norte se permitió, hasta el primero de enero de 1997, descargar en el mar recortes que incluyeran, máximo, un 10% en peso de lodos con aceites minerales de baja toxicidad como fase continua. Después de esa fecha el límite se bajó al 1 % (Brakel, Davies, Yule, & Thornton, 1997).

Muchos de los lodos cuya fase continua es material sintético (sugeridos últimamente como alternativa para disminuir los grandes efectos contaminantes de los lodos con aceite como fase continua) son tóxicos (Friedheim, 1997). Esta toxicidad se ha encontrado especialmente en la segunda generación de dichos lodos (en tal generación se usan olefina insonorizada, parafina, alfa-olefina y alquil-benceno lineales), en la cual tiene puestos hoy sus ojos la industria de exploración. ante los costos altísimos de la primera generación (usa ester, poli-alfa-olefina y éter, entre otros compuestos sintéticos), reportada como no tóxico (Clark, 1994).

#### **5.4 Toxicidad de aditivos**

Debe resaltarse que los aditivos más peligrosos que se han usado en lodos de perforación como el asbesto (para mejorar la capacidad de remoción de recortes), fenoles clorinados (Lubricantes) y sales de cromo hexavalente (estabilizador térmico)- están totalmente prohibidos hoy; todos han sido reemplazados por otros aditivos que exhiben muy buen desempeño técnico y que no contaminan. Otros reactivos tales como el estearato de aluminio, antiespumante muy utilizado y que requería ser aplicado con gasóleo (aceite diésel), ha sido sustituido por aditivos menos tóxicos (derivados de alcoholes o esterres, por ejemplo). En el área de densificante, la barita continua como uno de los más utilizados, pero han aumentado las exigencias sobre su calidad: por ejemplo, la usada en los lodos que quieran ser vertidos en el Golfo de México no pueden contener más de 1 mg/kg de mercurio ni más de 3 mg/kg de cadmio.

Muchos lubricantes que dañaban grandemente el ambiente (en su mayoría derivados del petróleo) han sido reemplazados por derivados de gliceroles y de glicoles, así como por aceites vegetales y sus derivados, entre otros compuestos no tóxicos. Finalmente, el para formaldehído (corrientemente utilizado como bactericida para proteger aditivos poliméricos naturales y que se descompone en formaldehído tóxico) ha sido sustituido por glutaraldehído e isotiazolinas, mucho menos tóxicos (Sierra Baena, 2000).

#### **5.5 Medidas tomadas y su internacionalización**

La preocupación mundial por el impacto ambiental de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos ha llevado a celebrar reuniones y acuerdos internacionales para crear y aplicar, de modo concertado, normas para protección ambiental (Godec & Biglarbigi, 1991; Smith, 1996). Ante unas regulaciones ambientales cada vez más presentes en las legislaciones nacionales, regionales e internacionales, y cada día más estrictas, la industria

petrolera, en general, y la de perforación, en particular, se ha dedicado a buscar alternativas para disminuir el impacto ambiental de sus operaciones. En el área de los lodos de perforación, dos han sido los caminos principales: (1) Reducción de toxicidad de los lodos y sus aditivos, en este campo, los materiales poliméricos juegan un papel estelar. (2) Reducción de los volúmenes de desechos de lodos; aquí también intervienen los materiales poliméricos (Sierra Baena, 2000).

### ***5.5.1 Normas ISO 14000***

La implantación de los sistemas de Gerencia Ambiental basado en la serie ISO 14000 refleja el carácter ambiental del proceso de perforación, considerando los subproductos, desechos generados e impactos ambientales en la localización, basado en estudios de impacto ambiental (PDVSA, 2002).

## **Capítulo 6: Desarrollo**

Algunos campos ubicados en el Piedemonte Llanero presentan problemas durante las operaciones de perforación y desarrollo de los pozos, debido a cambios en la reología y otras propiedades en el fluido de perforación, el cual, está hecho principalmente de diésel colombiano. La presente investigación está enfocada en recomendar un sustituto del diésel como fase continua por alternativas ambientalmente amigables como el biodiésel, la glicerina y el aceite mineral, además, se busca descubrir las causas que provocan un mal desempeño del fluido de perforación mediante distintas pruebas realizadas en campo en el lodo base diésel usado en los procesos de perforación.

Los fluidos alternativos recomendados en esta investigación se sometieron a distintas comparaciones entre sí, y basado en los resultados e información obtenidos se estudió si son aptos para cumplir su función como lodo de perforación sin presentar riesgos e inconvenientes en las operaciones de perforación.

Los problemas que se presentan en el fluido de perforación base aceite desembocan en compras de productos químicos adicionales para estabilizar el fluido de perforación y tiempos no operativos, por lo tanto, un aumento en los costos y tiempo de perforación, lo cual, es un factor agravante para la viabilidad del proyecto. A continuación, se presenta la evidencia de los problemas en campo para cada característica del lodo de perforación, la magnitud de estos problemas y las estrategias utilizadas para abordar esta problemática.

Los análisis realizados se basan en las tablas 7 y 8. La tabla 7 presenta diferentes profundidades de perforación, indicando el tipo de circuito y tanque de donde se obtuvieron los resultados (activo o reserva), así como los resultados de distintas propiedades del lodo de perforación base aceite fabricado en diésel colombiano obtenidos mediante pruebas de laboratorio mediante muestras a medida que se perforaba, además, se señala una zona de color negro con negrilla a la profundidad medida de 5974 pies, la cual, tomando como referencia la columna estratigráfica de la zona, ubica la zona donde se afecta el lodo es en la formación carbonera (ver tabla 6.2) y en la tabla 6.3 se observan los resultados de diferentes propiedades del fluido de perforación base aceite fabricado en diésel colombiano a la profundidad de la zona afectada, la cual, no se especifica.

**Tabla 6***Volumen de fluidos (evidencia).*

<b>FLUIDS VOLUME SUMMARY</b>			
Volumen, bbls	Plan	Actual	Variación
Fluidos reusados de la sección previa	-	-	-
Total de agua usada	1251	1104	<b>147</b>
Total de aceite usado (DIÉSEL TCC – diésel reciclado)	3827	1558	<b>2269</b>
Volumen de lodo total Used (Activo, Reserva and Píldoras)	8243	17362	<b>9119</b>
Consumo de lodo, bbls /ft	1.27	2.58	<b>1.31</b>

*Nota.* Modificado de “Suministrado por empresa confidencial”.

En la tabla 6 se evidencia una variación positiva en el agua y diésel usado, pero por otra parte se ve una variación negativa en el consumo del lodo, la posible causa para doblar el uso del lodo al planeado fue posiblemente por contaminación del diésel generando así un tratamiento necesario con emulsificantes y humectante para mantener el perfil del lodo, además de un posible reemplazo mayor al 50% del lodo contaminado para permitir la culminación exitosa de la sección. También es importante destacar que el diésel usado no es 100% aceite mineral, contiene un porcentaje de biodiésel en la mezcla para reducir costos y que en mayor o menor medida puede afectar el desempeño del diésel como fase continua en los lodos de perforación base aceite.

**Tabla 7**

*Resultado de propiedades del fluido de perforación base aceite fabricado en diésel colombiano, obtenidos mediante pruebas de laboratorio con muestras a medida que se perforaba.*

Rpt No.	MD (ft)	Tipo de muestra	Peso del lodo (lpg)	Viscosidad de embudo (sec/qt)	VP (cP)	YP (lbf/100ft <sup>2</sup> )	6 RPM	HTHP filtrado (ml/30min) Cake (1/32in)	LGS (%)	Sólidos (%)	Aceite (%)	Agua (%)	Relación aceite/agua	Alcalinidad del lodo (pom) (cc/cc)	Exceso de arcilla (lb/bbl)	Cloruros del lodo (mg/L)	Sólidos ajustados por sal (%)	Contenido de sal en la fase acuosa (%)	WPS (ppm)	Calcio en el lodo (CAom)	Estabilidad eléctrica (Volt)	Actividad del agua (Aw)	
3	1007	Reserve 2	13.60	62	25.0	14.0	9	5.80	2	4.64	26.00	66.00	8.00	89 / 11	3.90	5.05	21000	25.00	29.06	229207	8000	762.00	0.68
4	1100	Active	13.60	59	24.0	14.0	9	5.00	2	4.67	26.00	66.00	8.00	89 / 11	4.10	5.31	21000	25.00	29.40	233581	8800	800.00	0.67
5	3600	Active	13.80	43	20.0	8.0	5	4.60	2	5.42	27.00	67.00	6.00	92 / 8	4.00	5.18	15500	26.35	28.79	233324	8800	730.00	0.67
6	3600	Active	13.80	54	20.0	9.0	6	4.00	2	5.39	27.00	67.00	6.00	92 / 8	4.10	5.31	16000	26.32	29.44	239970	9200	935.00	0.66
7	3600	Active	16.00	60	29.0	8.0	7	3.60	2	5.69	35.00	59.00	6.00	91 / 9	3.90	5.05	16000	34.27	29.62	238006	7600	770.00	0.66
8	3610	Active	16.00	60	29.0	9.0	7	3.60	2	3.77	34.00	60.00	6.00	91 / 9	4.00	5.18	14000	33.42	26.75	213053	8000	690.00	0.71
9	5881	Active	16.50	58	36.0	12.0	8	3.60	2	3.98	36.00	59.00	5.00	92 / 8	3.80	4.92	17000	35.25	34.73	296092	10400	875.00	0.54
10	5974	Active	16.70	68	39.0	9.0	8	3.60	2	6.76	38.00	57.50	4.50	93 / 7	3.10	4.01	13000	37.44	31.13	257421	8800	945.00	0.62
<b>11</b>	<b>5974</b>	<b>Active</b>	<b>16.70</b>	<b>300</b>	<b>na</b>	<b>na</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>11.45</b>	<b>38.50</b>	<b>57.00</b>	<b>4.50</b>	<b>93 / 7</b>	<b>4.80</b>	<b>6.22</b>	<b>13000</b>	<b>45</b>	<b>31.13</b>	<b>257421</b>	<b>8400</b>	<b>1522</b>	<b>0.62</b>
<b>12</b>	<b>5974</b>	<b>Active</b>	<b>16.70</b>	<b>340</b>	<b>na</b>	<b>na</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>38.50</b>	<b>57.00</b>	<b>4.50</b>	<b>93 / 7</b>	<b>4.60</b>	<b>5.96</b>	<b>13000</b>	<b>45</b>	<b>31.13</b>	<b>257421</b>	<b>8400</b>	<b>1689</b>	<b>0.62</b>
<b>13</b>	<b>5974</b>	<b>Reserve</b>	<b>18.00</b>	<b>380</b>	<b>na</b>	<b>na</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>42.00</b>	<b>54.50</b>	<b>3.50</b>	<b>94 / 6</b>	<b>3.40</b>	<b>4.40</b>	<b>12000</b>	<b>45</b>	<b>34.92</b>	<b>298194</b>	<b>9600</b>	<b>1765</b>	<b>0.53</b>
14	5974	Active	17.80	100	49.0	15.0	10	3.20	2	6.80	42.00	54.50	3.50	94 / 6	5.80	7.51	13000	41.42	36.76	318880	9600	1015.00	0.49
15	5974	Active	18.00	100	52.0	17.0	10	3.20	2	7.42	43.00	53.50	3.50	94 / 6	5.30	6.86	13000	42.42	36.76	318880	8800	1154.00	0.49
16	5974	Active	18.00	83	51.0	15.0	9	3.20	2	7.64	43.00	52.50	4.50	92 / 8	4.80	6.22	11500	42.52	28.57	231096	8000	1013.00	0.68
17	7036	Active	18.50	95	56.0	19.0	11	3.20	2	7.07	44.50	51.00	4.50	92 / 8	4.60	5.96	11500	44.02	28.57	231096	8000	1120.00	0.68
18	7036	Active	18.50	98	59.0	19.0	11	3.20	2	6.01	44.00	51.50	4.50	92 / 8	4.40	5.70	11500	43.52	28.57	231096	8000	1050.00	0.68
19	7036	Active	18.50	98	60.0	19.0	11	3.20	2	6.01	44.00	51.50	4.50	92 / 8	4.20	5.44	11500	43.52	28.57	231096	8000	1022.00	0.68
20	0		0.00	0	0.0	0.0	0	0.00	0	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0	0.00	0.00	0.00

Nota. Modificado de “Suministrado por empresa confidencial”.

**Tabla 8**

*Comparación y resultados de un fluido de perforación base aceite fabricado en diésel colombiano.*

Fluid		PLAN		ACTUAL	
Properties	Units	Min	Max	Min	Max
<b>Mud Density</b>	Ppg	10.3	13.7	10.1	13.3
<b>Plastic Viscosity</b>	cp, @150°F	25	50	33	No read
<b>Yield Point,</b>	lb/100, ft <sup>2</sup> @150°F	20	30	23	No read
<b>Gels</b>	lb/100 ft <sup>2</sup> , @150°F	<20/30/45		14/19/35	xxx
<b>Yield Stress</b>	@150°F	8	10	7	No read
<b>HTHP filtrate</b>	mL @250°F	<2.0		0.8	6
<b>OWR</b>	-	75/25 to 80/20		78/22	81/19
<b>Electric stability</b>	Volts	>700		765	1900
<b>% Drill Solids</b>	%	<8		6.9	15
<b>WPS</b>	Ppm*1000	60	65	59	67
<b>PPT (35 um disk)</b>	mL @300°F	<10		2.6	3.8

*Nota.* Modificado de “Suministrado por empresa confidencial”.

## **6.1 Análisis de propiedades.**

### ***6.1.1 Densidad***

La cantidad y tipo de contaminante limita el uso de productos químicos como la Barita, el cual, es un material densificante en la formulación de los fluidos de perforación. La Barita se utiliza para lograr densidades de hasta 20 lbs/gal en todo tipo de fluido. Al lograr una densidad de  $\pm 19$  lbs/gal, los valores reológicos resultan muy elevados, debido al alto contenido de sólidos, por ello, resulta bastante difícil controlar la viscosidad del lodo. En este caso es recomendable utilizar hematita en lugar de barita, por su mayor gravedad específica.

Como se evidencia en la tabla 7, el análisis se realizó a la profundidad medida de 5974 pies, tomando muestras de los tanques de lodo activos o de circulación y de reserva, se obtuvo valores de peso del lodo dentro del rango esperado en las muestras de circulación y se observó un leve aumento de 1.3 ppg para la muestra obtenida del tanque de reserva, acorde a la profundidad, en la cual, algunas propiedades del lodo para la zona afectada presentan inconsistencias.

Debido al alto valor de la densidad para esta propiedad y dado que la viscosidad es una de las variables más afectadas, se observó que el comportamiento de pruebas reológicas y se encontró que al lograr densidades cercanas a 19 lb/gal, los valores reológicos se volvían difíciles de controlar y adquirirían valores elevados debido al alto contenido de sólidos.

### ***6.1.2 Viscosidad***

Primero se analizó la Funnel viscosity o viscosidad de embudo, la cual, tiene relevancia en la suspensión de los ripios y materiales densificantes durante el flujo y cesé de este para

realizar una perforación ideal, es recomendable evitar valores altos de viscosidad de embudo y perforar con la viscosidad de embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y control sobre el filtrado. Se observó en la tabla 7 un incremento mínimo de 232 (sec/qt) y un incremento de máximo de 312 (sec/qt), llegando a tener el valor de 380 (sec/qt), lo cual exhibe un fluido contaminado debido a su alta viscosidad de embudo no apto para la perforación.

En la tabla 7 y 8 no se pudieron leer los valores para viscosidad plástica y yield point, además, para otras pruebas de reología como el yield stress y geles no se obtuvieron resultados, la falta de estos resultados se debe probablemente a la contaminación del diésel o la reacción de los sólidos. La causa específica por la cual no se obtuvieron los resultados no se pudo analizar en este proyecto dado que las medidas de seguridad tomadas en los laboratorios necesarios para realizar la prueba fueron sumamente estrictas, restringiendo su ingreso. Dado que, la viscosidad y reología del fluido se afectó gravemente, se aplicaron medidas correctivas enfocadas al tratamiento del fluido con emulsificantes y agentes humectantes, lo cual, resultó en el reemplazo del 50% del OBM para tratar la contaminación y usando el asfalto como material para el filtrado.

El yield point posee un papel fundamental durante la perforación, ya que, una de sus principales funciones es la limpieza del fluido de perforación en condiciones dinámicas, aunque su valor no se obtuvo, la acción de contaminantes en el fluido o la reacción de los sólidos provoca un incremento del punto cedente.

### **6.1.3 Filtrado y torta del lodo**

El filtrado HTHP o filtrado de alta presión y temperatura, indica la cantidad relativa de fluido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido se somete a una presión diferencial, esta propiedad es afectada por:

- Presión.
- Dispersión.
- Temperatura.
- Tiempo.

De acuerdo con los resultados de las tablas 7 y 8, se observó un aumento considerable de la prueba HTHP y en la tabla 7 un aumento del doble del espesor de la retorta. Para controlar el filtrado, hay que tener en cuenta el tipo de formación, para formaciones permeables no productoras, lo ideal es controlar la formación con un revoque de calidad.

Un control inadecuado del filtrado presenta los siguientes problemas:

- Hinchamiento de arcillas.
- Pegadura de tubería por presión diferencial.
- Daño a formaciones.

El porcentaje de sólidos (%sólidos), se determinó con la prueba de retorta, pero con la diferencia de que el tiempo de destilación para los fluidos base aceite, es mayor que en los fluidos base agua, con los resultados obtenidos a partir de esta prueba se determinó la relación aceite/agua.

Se comparo el filtrado obtenido a altas temperaturas y presiones y espesor de la retorta, con las demás variables, y se observó un aumento significativo fuera de los límites aceptables para los lodos base aceite en los resultados tanto para el filtrado como para la retorta del lodo.

#### **6.1.4 LGS**

Los sólidos en el lodo de perforación se pueden dividir en dos categorías:

- Sólidos de baja gravedad (LGS), con una gravedad específica entre 2.3 y 2.8.
- Sólidos de alta gravedad específica (HGS), con una gravedad específica mayor o igual a 4.2.

Para el análisis se enfocó en los resultados obtenidos para sólidos de baja gravedad (LGS) en la tabla 7, dado que, incluye la mayoría de los aditivos del lodo, las arcillas y los sólidos perforados. Se observó a la profundidad MD de 5974 ft un leve incremento de 3.98% a 6.76%, sin embargo, seguía siendo un valor aceptable de LGS para el fluido de perforación utilizado, pero los resultados obtenidos en esa misma profundidad con el sensor de fondo arrojaron casi el doble del valor para LGS, llegando a alcanzar el 12%. Después de observar los resultados, se descartó la influencia de los aditivos del lodo, debido a que el control de la química para la elaboración del lodo base aceite contempla una preparación estricta de aditivos y sus cantidades, por lo tanto, se dedujo que la cantidad de sólidos perforados y arcillas en el lodo base aceite aumentó, esto explica los aumentos en los resultados obtenidos para la viscosidad, ya que, la viscosidad aumenta proporcionalmente con el área superficial de los lodos, a causa de, que el área superficial de los sólidos se humecta, esto provoca que la cantidad de líquido disminuya a medida que aumenta el área superficial de los sólidos dentro del fluido de perforación lo que reduce su eficiencia.

#### **6.1.5 Porcentaje de sólidos**

Se analizó la fase sólida dentro del fluido de perforación, por medio de, los resultados obtenidos en la tabla 7, la cual es una característica muy importante para tener en cuenta por el

ingeniero de fluidos, dado que, cuantifica la cantidad de material sólido dentro del lodo que debe ser controlada para evitar la reducción de la eficiencia del lodo.

Los sólidos dentro del fluido de perforación y la viscosidad plástica mantienen una estrecha relación, debido a que, un aumento en la viscosidad plástica puede indicar un aumento en el volumen de sólidos, una reducción del tamaño de las partículas de los sólidos, un cambio en la forma de estas partículas o una combinación de estos efectos; de acuerdo a los resultados, se observó un gran aumento de la viscosidad de embudo, se registró un aumento leve en el porcentaje de sólidos y aproximadamente se duplicó el porcentaje de sólidos de baja gravedad, por lo cual, se dedujo a partir de la información suministrada que uno de los factores que influenciaron las alteraciones reológicas y demás propiedades del lodo de perforación base aceite es una combinación de efectos, dentro de los cuales, se destaca el aumento del porcentaje de sólidos y la reducción del tamaño de las partículas de sólidos, ya que el aumento del porcentaje de sólidos es muy leve en comparación con el aumento del porcentaje de LGS, además se evidencia que hay un aumento de la densidad y el valor de la prueba de retorta se duplica, lo cual, es un resultado acorde con el aumento del porcentaje de sólidos, sin embargo, cabe aclarar que el porcentaje de sólidos hace referencia tanto al volumen de sólidos perforados como al volumen de sólidos añadidos intencionalmente para preparar el lodo de perforación.

#### ***6.1.6 Relación Aceite/agua***

Se examinó los resultados para las variables porcentaje de aceite (% aceite) y porcentaje de agua (% agua) en la tabla 7 y la relación aceite/agua en las tablas 7 y 8, los resultados obtenidos para la relación aceite/agua hacen referencia a la cantidad de volumen de aceite por la cantidad de volumen de agua a una profundidad y tipo de muestra definido, además, se

corroboró que el tipo de emulsión inversa del lodo es firme con alto porcentaje de aceite, lo cual, se ajusta a los requisitos del proyecto. El agua emulsionada en un fluido de perforación base aceite actúa como un sólido, que puede provocar los siguientes efectos:

- Aumenta la reología si la relación aceite/agua se reduce, sin embargo, en la muestra de tanque de reserva que presenta una relación aceite/agua mayor, los valores de reología aumentan.
- Las relaciones aceite/aguas más bajas, provocan filtrados más bajos, pero en los datos se observó que mantienen el mismo valor de filtrado.
- La densidad aumenta, cuando la relación aceite/agua aumenta, debido a que a mayor peso del lodo se hace más difícil hacer circular los fluidos de relación aceite/agua baja; se observó que esta característica mantiene relación con el aumento de densidad para la muestra del tanque de reserva.

Se concluyó que la relación aceite/agua no posee relación en las afectaciones al rendimiento del fluido base aceite, en cuanto a la reología y el filtrado, además se determinó que, aunque la relación aceite/agua aumenta un poco en los resultados para la muestra del tanque de reserva. Su leve incremento de 1% no explica el incremento de 1.3 ppg en la densidad del lodo, por lo cual, no es el único factor que afecta esta propiedad ni el principal.

#### **6.1.7 Alcalinidad del lodo (Pom)**

Se analizó los resultados obtenidos para la alcalinidad de fenolftaleína del lodo mediante el sensor de fondo de la tabla 7, reportada como número de centímetros cúbicos de ácido sulfúrico 0.1 Normal por centímetro cúbico de lodo; se observó un incremento en el circuito activo de 4.10 cc/cc a 4.80 cc/cc, sin embargo, estos valores no representan un problema en cuanto al desempeño del fluido de perforación base aceite, dado que, se aconseja

mantener una alcalinidad Pom mayor de 2.5 cc/cc para evitar que la emulsión se vuelva inestable; los valores recomendado para la alcalinidad Pom varían en un rango entre 5 y 10, entre más alto el valor, más estable es la emulsión de agua en aceite.

La alcalinidad de fenolftaleína del lodo base aceite (Pom) es también una medida del exceso de cal, ya que, este tipo de sistemas usan el emulsificante primario y el calcio de la cal para formar jabones de calcio para la emulsión, debido a esto los valores obtenidos para la columna de exceso de cal en la tabla 7, se pueden calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Exceso de cal} \left( \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \right) = P_{\text{om}} \times 1.295$$

En algún punto de los procesos de perforación de un pozo, se perfora a través de cemento, sin embargo, se descarta la contaminación por cemento, dado que, los fluidos de perforación base aceite no presentan problemas con el cemento y los valores para exceso de cal no presentan un aumento significativo y tomando muestras a profundidades más altas con valores más altos de exceso de cal no se observó anomalías en otras pruebas como las reológicas, por ello, se descartó los elementos y/o reacciones que modifican el exceso de cal tienen relación con las alteraciones de las demás propiedades del lodo y aunque las formulaciones para lodo base aceite no eran 100% aceite, la fase dispersa (agua) no fue alterada por este tipo de contaminación.

#### ***6.1.8 Cloruros en todo el lodo de perforación***

Se observó mediante los datos de sensor de fondo registrados en la tabla 7, que la cantidad de cloruros en el lodo no representa una variación significativa en los resultados de la prueba, además se identificó que el fluido de perforación es un sistema de una sal basado en cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ), esta sal es utilizada para aumentar la salinidad de la fase de agua que

se encuentra en emulsión hasta alcanzar un nivel suficiente donde no pueda hinchar o ablandar las formaciones y los recortes de perforación sensibles al agua, por lo tanto, se descartó la posibilidad de corrosión del lodo.

#### ***6.1.9 El exceso de cal***

Se observó en los resultados de la tabla 7, un aumento en el exceso de cal de hasta 2.21 lb/bbl en la zona afectada llegando a alcanzar valores de hasta 6.22 lb/bbl para la muestra del tanque de circulación, y 4.40 en la muestra del tanque de reserva; el exceso de cal generalmente se mantiene en valores iguales o mayores a 3.0 lb/bbl para evitar la contaminación de gases como sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, ya que, funciona como una fuente de alcalinidad que forma jabones de calcio con los emulsificantes primarios.

#### ***6.1.10 Sólidos ajustados por sal***

Se observó en los resultados obtenidos en la tabla 7 de sólidos ajustados por sal (%) o sólidos disueltos, la cual, es una prueba que incluye el análisis de las sales solubles de sodio, calcio y magnesio; para este caso, se tiene un sistema de sólo una sal, cloruro de calcio. Se observó un aumento de 37.44% a 45% a la profundidad medida de 5974 pies, un aumento considerable teniendo en cuenta que a la profundidad medida de 7036 ft no se alcanza, sin embargo, se descarta que el incremento de este valor se deba a la sal de cloruro de calcio debido a que la prueba de cloruros en el lodo de perforación no presentó ningún aumento.

### ***6.1.11 Contenido de sal de la fase acuosa (%), WPS (ppm) y contenido de calcio en lodo (Caom)***

Se observó en la tabla 7, que el porcentaje de contenido de sal en la fase acuosa incrementa a 34.92 % en el resultado de la muestra para el tanque de reserva, y en los resultados de muestra de los tanques de circulación no hay cambios, sin embargo, aunque se presentó un aumento pequeño del porcentaje de contenido de sal en los tanques de reserva, eso puede afectar el desempeño y estabilidad del lodo.

La salinidad de la fase acuosa o WPS medida en parte por millón, está relacionada con el contenido de sal de la fase acuosa y la relación aceite/agua, y se observó su relación directamente proporcional en los datos de la tabla 7 con el contenido de sal en la fase acuosa. Se observó que el incremento ocurre en la muestra del tanque de reserva, donde se obtuvo una relación aceite/agua mayor en 1 %, es decir un menor volumen de agua, además, la tasa de evaporación de los lodos base aceite provoca aumentos en la salinidad que generan una estabilidad decreciente.

### ***6.1.12 Estabilidad eléctrica***

De acuerdo con los datos de la tabla 7, se observó un gran aumento de los resultados para la estabilidad eléctrica, aumentando desde 945 voltios a 1682 voltios en los resultados obtenidas del lodo de circulación y a 1765 voltios en los resultados del tanque de reserva. La estabilidad eléctrica es un indicador de que tan compacto está el agua emulsionada en la fase de aceite, valores altos de estabilidad eléctrica indican que la emulsión es fuerte y que requiere un voltaje mayor para romperse, por lo tanto, se analizaron los siguientes factores que afectan la estabilidad eléctrica:

- Contenido de agua: Un alto de contenido de agua disminuye la estabilidad eléctrica, debido a que, reduce la distancia entre las gotas de agua, y como la cantidad de agua no aumenta y la estabilidad eléctrica disminuye, por lo tanto, se descartó.
- Sólidos humectados por agua: Se descartó, dado que, el efecto de los sólidos humectados por agua disminuye la estabilidad eléctrica, ya que actúan como gotas que conducen la electricidad y provocan el efecto de gotas de agua más grandes.
- Estabilidad de la emulsión: La estabilidad de la emulsión aumenta considerablemente cuando se aumenta el esfuerzo de corte, la temperatura y se incorporan sólidos perforados, de acuerdo a los datos de la tabla 7, se dedujo que el incremento de temperatura por el aumento de la profundidad de perforación y el aumento del porcentaje de sólidos influyeron en el aumento de la estabilidad eléctrica, sin embargo, se determinó que el aumento del porcentaje de sólidos perforados y sólidos ajustados por sal tiene mayor influencia que la temperatura sobre los resultados de estabilidad eléctrica.
- Concentración de sal: Se descartó, debido a que, el aumento de la concentración de sal aumenta la conductividad eléctrica, por lo cual, disminuye la estabilidad eléctrica, y aunque el porcentaje de sólidos ajustados por sal aumente, se corrobora que la causa es debido a una reducción en el tamaño de los sólidos de perforación.
- Saturación: Se descartó, ya que, hace referencia a la saturación de la fase acuosa por sal, lo que ocasiona precipitaciones de sal que se comportan como sólidos humectados por agua, lo cual, reduce la estabilidad eléctrica. El sistema analizado es un sistema de una sal (cloruro de calcio) y en base a los resultados obtenidos en la tabla 7, donde se observa que los cloruro en el lodo de perforación no aumenta, por lo tanto, no hay saturación de la fase acuosa por sal.

- Material densificante: Se descartó, dado que en la tabla 7 no se observa alteraciones en la densidad del lodo, y la estabilidad eléctrica no disminuye.

### **6.1.13 Actividad del agua**

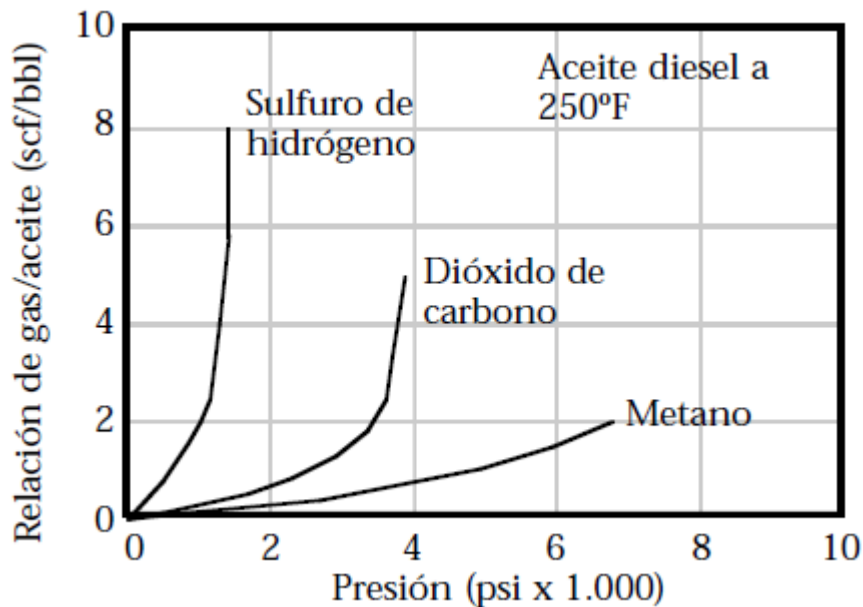
De acuerdo con los datos de la tabla 7 para actividad de agua, se observó que los valores no presentan ningún cambio significativo y se mantienen dentro de un rango apropiado para un buen desempeño de los fluidos de perforación base aceite, ya que los rangos apropiados para las salmueras de cloruro de calcio están comprendidos normalmente entre 1.0 y 4.0 y en la mayoría de los casos entre 0.55 (34% en peso) y 0.88 (22% en peso). La actividad del agua es una medida del potencial químico para que el agua sea transferida entre el lodo y las lutitas, y los valores más bajos de actividad de agua son más inhibidores sobre las lutitas y sólidos reactivos.

### **6.1.14 Análisis de contaminación del fluido base aceite por gases ( $H_2S$ ) y ( $CO_2$ )**

El aceite y los fluidos sintéticos tienen una alta solubilidad a gases como: dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, como se puede apreciar en la figura 11, esto además de dificultar la identificación de arremetidas y control del pozo, puede afectar algunas propiedades del lodo, por ello, se llevó a cabo un análisis individual de cada tipo de gas en base a los resultados obtenidos en las tablas 7 y 8, con el fin de establecer si hay presencia de estos gases afectando el rendimiento del fluido de perforación.

#### **Figura 11**

*Solubilidad de los gases sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y metano en lodo base aceite diésel a 250 °F.*



Nota. Modificado de (SWACO, 2002).

#### 6.1.15 Análisis de contaminación por Sulfuro de Hidrógeno ( $H_2S$ )

El sulfuro de hidrógeno es un gas ácido y venenoso que se encuentra en muchas formaciones y fluidos producidos, produce corrosión a las tuberías, equipos de perforación y es altamente tóxico para los seres humanos, debido a esto, se usan fluidos de perforación base aceite con el contenido de cal suficiente, que sirven como protección en contra de los efectos de este gas; para determinar si el sulfuro de hidrógeno afecta el lodo de perforación, se identificó las propiedades de los fluidos de perforación base aceite que se ven alteradas:

- Reducción de la alcalinidad ( $P_{OM}$ ).
- Desestabilización de la emulsión.

De acuerdo con los datos de la tabla 7, se concluyó que no existe contaminación por sulfuro de hidrógeno, dado que, en la zona afectada a la profundidad medida de 5974 pies, el valor para la alcalinidad del lodo aumenta, además, cuando se va a perforar zonas con presencia

de este gas, se debe mantener la alcalinidad por encima de 5 cc/cc, por lo cual, no se perforo formaciones con presencia de este gas.

#### ***6.1.16 Análisis de contaminación por (CO<sub>2</sub>)***

El CO<sub>2</sub> en solución acuosa forma ácido carbónico, el cual, se convierte en grupos de bicarbonatos con valores de ph medios y luego en grupos de carbonatos, debido a esto, se produce una contaminación de carbonatos/bicarbonatos que produce los efectos que se presentan a continuación:

- Viscosidad alta.
- Esfuerzos de gel progresivos que pueden incluso solidificar el lodo.
- Yield point o punto cedente alto.

Dado que en la tabla 7, la viscosidad de embudo aumenta drásticamente y en los resultados de las tablas 7 y 8 no se obtuvieron resultados para las propiedades Yield point y viscosidad plástica, se concluyó que no se puede determinar con exactitud si existe o no contaminación por el gas de dióxido de carbono.

#### ***6.1.17 Análisis preliminar.***

Se concluyó del análisis realizado a las propiedades de las tablas 7 y 8, que no se puede determinar con exactitud todos los factores que afectaron el rendimiento del lodo base aceite fabricado en diésel colombiano, se determinó que hay una contaminación por sólidos, pero con la información disponible no es posible determinar si hay también contaminación por dióxido de carbono en el fluido de perforación o el impacto del porcentaje de biodiésel en la composición del diésel en su rendimiento como fluido de perforación.

### **6.1.18 Recomendación**

Realizar un estudio usando el diésel 100% aceite mineral (sin contenido de biodiésel en su composición para analizar su comportamiento y desempeño como fluido de perforación, de igual manera, se sugiere variar el porcentaje de biodiésel para establecer correlaciones entre la composición de diésel puro y con porcentaje de biodiésel en composición en cuanto al rendimiento como fase continua para lodos de emulsión inversa.

### **6.2 Biodiésel de palma.**

Como se mencionó anteriormente, el biodiésel de palma forma parte de los aceites para tener en cuenta en el desarrollo de esta tesis, entrando un poco en materia a lo que concierne del biodiésel de palma, este es un combustible ecológico renovable, biodegradable y amigable con el medio ambiente (una de las principales razones por la cual se ha incluido entre las fases continuas de aceite).

Se estima que disminuye en un 90% la cantidad de hidrocarburos totales no quemados y entre el 75% - 90% en los hidrocarburos aromáticos, con un contenido de 11% de oxígeno en peso y un 0% de azufre.

Una tabla resumen de las características relevantes de este aceite, es presentada a continuación para generar una mejor esquematización de este producto.

### **Tabla 9**

*Características principales del biodiésel de palma.*

<b>Identificación y propiedades</b>	
<b>Nombre</b>	Ester metílico de aceite de palma

<b>Nombre Comercial</b>	Biodiésel
<b>Sustancia/composición</b>	Ester metílico de ácidos grasos de aceite de soja C14-C24
<b>Estado Físico</b>	Líquido límpido
<b>Apariencia</b>	Traslucido libre de sedimentos y/o partículas extrañas, color ámbar claro-amarillento
<b>Olor</b>	Leve olor graso característico
<b>PH</b>	N/A
<b>Punto de ebullición</b>	>200°C
<b>Punto de inflamación</b>	>130°C
<b>Densidad (60°F)</b>	0.88 g/cc aprox.
<b>Presión de vapor</b>	<2 mm Hg
<b>Solubilidad</b>	Insoluble en agua, soluble en: aceites y grasas
<b>Viscosidad (60°F)</b>	4.1 cSt aprox.
<b>Temperatura de autoignición</b>	-
<b>Especificaciones</b>	
<b>Índice de acidez (mg KOH/g)</b>	Max 0,5
<b>Glicerina Total (%m/n)</b>	Max 0,25
<b>Contenido de mono glicéridos (%m/m)</b>	Max 0,80
<b>Contenido de di glicéridos (%m/m)</b>	Max 0,20
<b>Contenido de tri glicéridos (%m/m)</b>	Max 0,20
<b>Glicerina Libre (%m/m)</b>	Max 0,02
<b>Contenido de agua (ppm)</b>	Max 500
<b>Estabilidad a la oxidación (hrs)</b>	Min 8
<b>Contenido de Ester (%m/m)</b>	Min 96.5
<b>Contaminación total (mg/kg)</b>	Max 24

*Nota.* Modificado de (Muñoz & Manrique, 2012).

El análisis que se complementa con la tesis, se ha basado en las tesis sobre el biodiésel de palma: “Estudio de factibilidad del uso del biodiésel como fase continua en lodos de perforación de emulsión inversa (Benavides A. & Quintero G, 2010)” “Factibilidad técnica y

económica del uso del biodiésel de soya como fase continua en lodos de perforación de emulsión inversa (Muñoz & Manrique, 2012)” y se ha remitido a la información que ellos suministraron para realizar este estudio y formularlo como parte de esta recomendación. El objetivo principal de esta sección (por parte de los autores de la tesis biodiésel de palma) fue realizar un estudio de factibilidad y viabilidad del uso del biodiésel de palma como fase continúa en lodos de perforación de emulsión inversa; teniendo en cuenta variables dependientes como: Tasa de filtración, Densidad, Propiedades reológicas, análisis de la retorta y análisis químico. Todas estas propiedades fueron sujetas a criterio de comparación con el diésel, también es importante aclarar que las variables fijas (variables de bloqueo) que se controlaron en este estudio fueron los aditivos para el lodo, temperatura y presión.

Los aceites utilizados para realizar esta fase experimental, fue el diésel No2 y Biodiésel de palma, estas pruebas fueron realizadas en un plazo de 2 meses y los resultados de las pruebas fueron registrados en formatos diseñados, también se consignaron las condiciones operacionales y observaciones de cada experimento.

### **6.3 Pruebas preliminares del biodiésel de palma.**

Las pruebas preliminares realizadas fueron:

- ✓ Prueba de compatibilidad del biodiésel de palma con los aditivos comunes de los fluidos de emulsión inversa.
- ✓ Punto De Relampagueo y Fuego en Copa Abierta Cleveland según la norma ASTM D 92-90
- ✓ Prueba Viscosidad Saybolt ASTM D-88
- ✓ Determinación de la Gravedad específica según norma API

Los resultados de estas pruebas se presentan a continuación:

**Tabla 10**

*Resultados de pruebas preliminares.*

	<b>Norma</b>	<b>Diésel No.2</b>	<b>Biodiésel de palma</b>
<b>Temperatura ambiente</b>		82.5 °F	82.5 °F
<b>Gravedad °API 60/60</b>	ASTM D 287/API	34.3 °API	31.8 °API
<b>°F</b>			
<b>Densidad 60°F</b>		0.853 g/cc	0.867 g/cc
<b>Punto de Relampagueo</b>	ASTM D 92-90	184 °F	344 °F
<b>Punto de Fuego</b>	ASTM D 92-90	192 °F	378 °F
<b>Punto de Anilina</b>	ASTM D-611	154.6 °F	> 200 °F

*Nota.* Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

Se puede apreciar que existe una diferencia de densidad relativa entre ambos aceites (aunque no es muy grande), lo que a su vez es reflejado en la poca diferencia de viscosidades cinemáticas (ver tabla 10). Un punto destacable de estos datos es que el punto de relampagueo del biodiésel de palma es aproximadamente 100°F mayor que la del diésel No.2. Reduciendo así los riesgos de incendio en el taladro.

También podemos ver que el resultado de referencia de Punto de anilina para el biodiésel de palma supera los requerimientos mínimos de uso en lodos base aceite, lo que nos daría la idea que no corroe o degrada las empaaduras de goma, sellos que entran en contacto con el lodo durante la perforación.

En pocas palabras, las propiedades del biodiésel de palma cumplen con las exigencias de los aceites para ser utilizado en fluidos de perforación y por lo tanto sus pruebas preliminares fueron satisfactorias.

**Tabla 11**

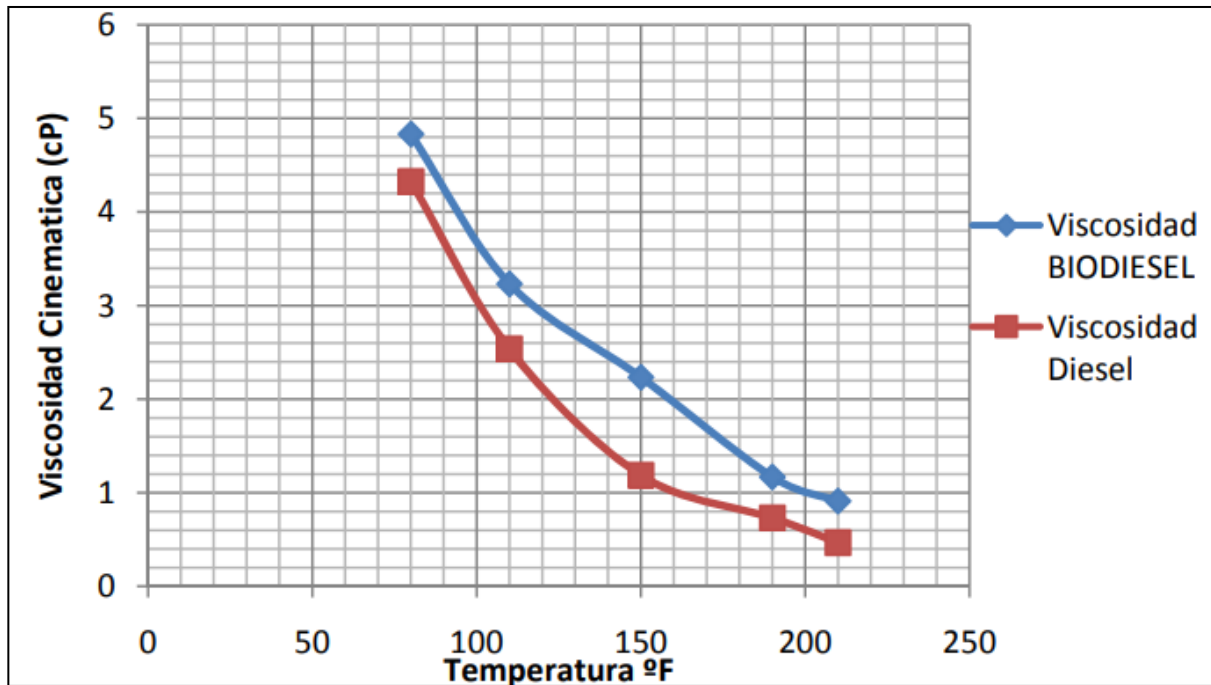
*Viscosidad del biodiésel palma y diésel No.2 a diferentes temperaturas.*

Temperatura (°F)	Viscosidad		% Diferencia
	cinemática diésel	cinemática biodiésel	
	(cSt)	(cSt)	
<b>80</b>	4,33	4,83	11
<b>110</b>	2,54	3,23	27,2
<b>150</b>	1,19	2,23	87,4
<b>190</b>	0,73	1,17	60,3
<b>210</b>	0,47	0,91	93,6

*Nota.* Modificado de (Benavides, Quintero & Ariza, 2011).

**Figura 12**

*Variación de la viscosidad del biodiésel y el diésel a diferentes temperaturas.*



*Nota.* Tomado de (Benavides, Quintero & Ariza, 2011).

Una vez se realizaron las pruebas preliminares del biodiésel de palma, se procedió a realizar las pruebas de compatibilidad de los aditivos y la elaboración de los lodos base aceite biodiésel y diésel. Puesto que únicamente se propone un análisis de esta información en nuestra tesis, deben remitirse directamente al libro (Benavides A. & Quintero G, 2010) en caso de querer profundizar y fundamentarse más en el proceso y resultados detallados de las pruebas preliminares y de compatibilidad.

Se prepararon lodos con diésel y biodiésel de palma utilizando los cuatro tipos: emulsión firme, filtrado relajado, de alto contenido de agua y aceite 100%. Y se implementaron todos los aditivos sujetos a las pruebas preliminares (todos pasaron satisfactoriamente las pruebas preliminares) para la elaboración de los lodos.

**Tabla 12***Cantidad de aditivo y tiempo de agitación.*

<b>Muestra</b>	<b>Tiempo de Agitación (Min)</b>	<b>Cantidad Biodiésel(ml)</b>	<b>Cantidad del Aditivo (gr)</b>
<b>Biodiésel</b>		350	<b>0</b>
<b>Biodiésel + Viscosificante</b>	3	350	<b>14</b>
<b>Biodiésel+ Controlador de Filtrado</b>	3	350	<b>25</b>
<b>Biodiésel + Emulsificante Primario</b>	15	350	<b>8</b>
<b>Biodiésel + Emulsificante Secundario</b>	15		<b>8</b>
<b>Biodiésel + Cal</b>	3	350	<b>10</b>
<b>Biodiésel+ CaCl<sub>2</sub></b>	2	350	<b>1</b>

Nota. Modificado de (Benavides, Quintero &amp; Ariza, 2011).

**Tabla 13***Resultados de compatibilidad.*

<b>Muestra</b>	<b>Biodiésel</b>
<b>Biodiésel+ Viscosificante</b>	Compatible
<b>Biodiésel + Controlador de Filtrado</b>	Compatible
<b>Biodiésel + Emulsificante Primario</b>	Compatible
<b>Biodiésel+ Emulsificante Secundario</b>	Compatible

<b>Biodiésel + Cal</b>	Compatible
<b>Biodiésel + CaCl<sub>2</sub></b>	Compatible

*Nota.* Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

#### 6.4 Preparación de las formulaciones y realización de pruebas.

##### 6.4.1 Emulsión Firme (Relación O/W: 80/20; 60/40)

**Tabla 14**

*Formulación de emulsión firme.*

<b>Función</b>	<b>Concentración (Lb/bbl)</b>
<b>Fase continua</b>	Según Se Requiera O/W
<b>Emulsionante principal</b>	7
<b>Fuente de alcalinidad</b>	3.5
<b>Agente de controlador de filtrado</b>	7
<b>Fase Discontinua</b>	Según Se Requiera O/W
<b>Viscosificante</b>	1.75
<b>Viscosificante Secundario</b>	1.5
<b>Fuente de salinidad</b>	2

*Nota.* Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

#### 6.4.2 Filtrado Relajado (Las relaciones O/W: 80/20; 60/40)

**Tabla 15**

*Formulación de filtrado relajado.*

<b>Función</b>	<b>Concentración (Lb/bbl)</b>
<b>Fase Continua</b>	Según Se Requiera O/W
<b>Emulsificante</b>	3
<b>Fuente de Alcalinidad</b>	4
<b>Controlador de Filtrado</b>	1.5
<b>Fase Discontinua</b>	Según Se Requiera O/W
<b>Viscosificante</b>	5
<b>Emulsionante</b>	1
<b>Fuente de Salinidad</b>	2

*Nota.* Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

#### 6.4.3 Alto % Agua (Las relaciones O/W: 50/50; 40/60)

**Tabla 16**

*Formulación de alto porcentaje en agua.*

<b>Función</b>	<b>Concentración (lb/bbl)</b>
<b>Fase Continua</b>	Según Se Requiera O/W
<b>Emulsionante Principal</b>	1.5
<b>Controlador de filtrado</b>	6
<b>Fuente de Alcalinidad</b>	4
<b>Fase Discontinua</b>	Según Se Requiera O/W
<b>Viscosificador</b>	1.5
<b>Emulsionante Secundario</b>	6
<b>Fuente de Salinidad</b>	2

*Nota.* Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

#### 6.4.4 Sistemas De Lodo (100 % Aceite)

**Tabla 17**

*Formulación de sistema de lodo 100% aceite.*

<b>Función</b>	<b>Concentración (lb/bbl)</b>
<b>Fase Continua</b>	100 %
<b>Fuente de Alcalinidad (cal)</b>	5.5
<b>Emulsificante pasivo</b>	1
<b>Emulsificante</b>	3
<b>Controlador de Filtrado</b>	10
<b>Viscosificador</b>	10

*Nota.* Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

Las pruebas que se llevaron a cabo para evaluar el desempeño de los lodos y así dictaminar un concepto al respecto, fueron las siguientes:

- Prueba de reología: Se buscó, determinar las lecturas del viscosímetro para calcular propiedades como viscosidad plástica (VP), punto cedente (YP), esfuerzo cedente (YS), viscosidad aparente (VA), resistencia del gel.
- *Densidad balanza de lodos Baroid*: De esta forma se midió la densidad de los fluidos de perforación preparados, Unidades - lb/gal, lb/ft<sup>3</sup>, g/cm<sup>3</sup>, psi/1000ft.
- Prueba de filtrado “APAT” (Alta presión/Alta temperatura) o HPHT: Se midió el volumen filtrado y la costra de lodo de un fluido de perforación usando el método de alta presión/alta temperatura (APAT). Unidad – ml / 30 min.

- Análisis de la retorta: Se determino el contenido en líquidos y sólidos de un fluido de perforación. Unidad- porcentaje en volumen
- Pruebas químicas lodos base aceite: Se dieron con base a la Norma API RP 13B-2. Los resultados obtenidos de las pruebas fueron consignados en las siguientes tablas donde se ilustran los datos obtenidos para cada tipo de lodo.

**Tabla 18***Resultado de pruebas con biodiésel de palma.*

<b>Variables</b>	<b>Unidades</b>	<b>100% Aceite</b>	<b>Firme 80/20</b>	<b>Firme 60/40</b>	<b>Relajado 80/20</b>	<b>Relajado 60/40</b>	<b>% Agua 50/50</b>	<b>% Agua 40/60</b>
<b>Ø 600</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	14	325	160	42	183	230	>300
<b>Ø 300</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	7	18	124	26	151	180	>300
<b>Ø 200</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	5	13	84	19	135	158	276
<b>Ø 100</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	2.5	8	42	14	116	128	230
<b>Ø 6</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	1	3	24	7	55	60	121
<b>Ø 3</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	1	2.5	16	4	28	41	75
<b>Resistencia Gel 10"/ 10'</b>		1/1	2/2.5	1	1	22/24	37/41	1
<b>VP</b>	cP	7	14.5	36	16	32	50	--
<b>VA</b>	cP	7	16.25	80	21	91.5	115	--
<b>YP</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	0	3.5	88	10	119	130	--
<b>YS</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	1	2	8	1	1	22	29
<b>HPHT 300 °F v 500 psi</b>	Ml	2	2	2.6	2	2	6	4
<b>Peso Lodo</b>	Lpg	7.5	6.1	72	7.5	7.65	7.45	7.9
<b>CI</b>	mg/L	6000	6000	5000	4000	5000	4000	3000
<b>% Agua</b>	%(vol)	0	20	36	15	38	48	58
<b>% Aceite</b>	%(vol)	88	52	50	63	44	40	24
<b>% Sólidos</b>	%(vol)	12	28	14	22	18	12	18
<b>Cake</b>	x/32"	4/32	No se Forma	<1/32	2/32	1/32	1/32	<1/32

Consistente	No se Forma	Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente
Plástica	No se Forma	Quebradiza	Quebradiza	Quebradiza	Quebradiza	Quebradiza	Plástica

---

*Nota.* Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Tabla 19**

*Resultado de pruebas con diésel.*

Variables	Unidades	100% Aceite	Firme 80/20	Firme 60/40	Relajado 80/20	Relajado 60/40	% Agua 50/50	% Agua 40/60
Ø 600	Lb/100ft <sup>2</sup>	15	33	86	37	150	150	260
Ø 300	Lb/100ft <sup>2</sup>	9.5	19	61	21.5	101	104	191
Ø 200	Lb/100ft <sup>2</sup>	6.5	13	50	16	77	91.5	165
Ø 100	Lb/100ft <sup>2</sup>	4	8	38	11	54	69	130
Ø 6	Lb/100ft <sup>2</sup>	1.5	3	18	5	14	33	69
Ø 3	Lb/100ft <sup>2</sup>	1	2	16	3	10	29	65
<b>Resistencia Gel 10"/ 10'</b>		1/1	2/2	14/17	3/3	8/10	24/28	56/59
VP	cP	5.5	14	25	15.5	49	46	69
VA	cP	7.5	16.5	43	18.5	75	75	130
YP	Lb/100ft <sup>2</sup>	4	5	36	6	52	58	122
YS	Lb/100ft <sup>2</sup>	0.5	1	14	1	6	25	61
<b>HPHT 300 °F v 500 psi</b>	ml	1	1	1.2	4	2	2	2.4
<b>Peso Lodo</b>	lpg	7.35	<6	7.5	6.2	7.3	7.45	7.6
CI	mg/L	3000	4000	4000	4000	3000	3000	3000
<b>o/o Agua</b>	%(vol)	0	15	18	15	36	42	54
<b>% Aceite</b>	%(vol)	85	53	44	51	35	30	22
<b>% Sólidos</b>	%(vol)	15	32	38	34	29	28	24
<b>Cake</b>	x/32"	Película de Torta	Película de Torta	Inconsistente	Película de Torta	Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente
		---	---	Plástica	---	Quebradiza	Quebradiza	Quebradiza
		---	---	<1/32	---	2/32	<1/32	<1/32

Nota. Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

### **6.5 Análisis y discusión sobre resultados obtenidos del biodiésel de palma.**

A continuación, se presenta un análisis de los resultados para cada propiedad con base en las tablas 18 y 19, mediante el cual se estableció las diferencias de rendimiento entre el lodo base biodiésel de palma y el lodo base diésel, para ello, se obtuvieron las siguientes observaciones:

Densidad: Se observó que la densidad es muy similar en ambos lodos de perforación y no presenta anomalías en los resultados, por lo tanto, ambos lodos de perforación cumplen con esta propiedad para desempeñarse como fluidos de perforación.

Resistencia gel 10 segundos y 10 minutos: Se observó que en las formulaciones para 100 % aceite, firme 80/20, firme 60/40 y relajado 80/20, los resultados para ambos lodos de perforación no tienen diferencias significativas, los resultados son casi iguales, lo que demuestra un comportamiento parecido para desempeñar la tarea de suspensión de ripios, también se observó que a medida que aumenta el porcentaje de agua ambos lodos de perforación presentan valores para resistencia de gel a 10 segundos y minutos más altos, pero esto se puede apreciar mejor en el fluido base biodiésel, debido a que, presenta valores más altos que el lodo base diésel, esto a su vez significa que el lodo base biodiésel genera gelificaciones más fuertes, pero esto puede ser tanto negativo como positivo, ya que, si los valores de resistencia de gel exceden los valores requeridos, la gelificación y los esfuerzos de gel pueden ser tan fuertes que para romper la circulación se necesita mayor energía, lo cual, puede generar desgaste en los equipos de perforación.

Viscosidad plástica, aparente y punto de esfuerzo cedente: Se observó que para estas tres propiedades no fue posible obtener los resultados de la formulación de alto contenido de

agua para el lodo base biodiésel de palma, lo cual, representa un aspecto negativo relevante del biodiésel de palma, dado que, los valores de las viscosidades y punto cedente llegan a ser tan alto que no se puede obtener lectura de ellos, lo que desemboca que no sea un fluido recomendable desde el punto técnico por su falta de estabilidad en presencia del aumento del contenido de agua en las formulaciones, por lo tanto, el análisis se realiza para ambos lodos de perforación en las formulaciones restantes. De acuerdo con los resultados de las tablas 18 y 19, se observó que la viscosidad en ambos lodos aumenta generando en los lodos un comportamiento pseudoplástico ideal para los fluidos de perforación que contienen un alto porcentaje de agua, además se puede apreciar que el lodo base biodiésel presenta valores de viscosidad más altos en formulaciones con mayor cantidad de agua, por lo cual, estos valores tienen una diferencia significativa con los valores obtenidos para lodo base diésel, también se observó que los valores de punto de esfuerzo cedente son muy similares para formulaciones con bajo contenido de agua, lo cual, exhibe un comportamiento reológico similar para la suspensión de materiales y recortes en estas formulaciones, pero para formulaciones con mayor contenido de agua hay diferencias significativas alrededor del 44.6 %, tal es el caso, que el lodo base biodiésel de palma no cumple en propiedades reológicas por el notorio aumento de estas propiedades a mayor contenido de agua, sin embargo, al analizar la consistencia y propiedades del biodiésel de palma y los resultados para ambos lodos, se puede entender que el mejor fluido base candidato para actividades de perforación según las propiedades viscosidad específica, esfuerzo cortante y velocidad de corte es el lodo base biodiésel.

Filtrado API: Se observó, que en todas las formulaciones el lodo base diésel presenta menores resultados para la prueba de filtrado API, a excepción del valor obtenido para la formulación relajado 80/20, lo cual significa que el lodo base diésel tiene un mejor de control

de filtrado, debido a esto, lo hace un mejor fluido base para evitar las pérdidas a la formación que el lodo base biodiésel, además cabe destacar que la diferencia entre los resultados para la prueba de filtrado API no fueron significativas, ambos lodos de perforación obtuvieron resultados dentro del límite admitido de 7 ml, por lo tanto, ambos lodos presentan un buen rendimiento en control de filtrado, pero el lodo base diésel exhibe mejor desempeño.

Contenido de sólidos: Se observó que para las formulaciones 100 % aceite y firme 80/20 no se presentan diferencias significativas en sus resultados, pero el lodo base diésel obtuvo valores un poco más altos, lo cual, se debe a que el lodo base diésel tiene menos control en la generación de sólidos por la reacción entre los aditivos químicos y el fluido base

Cake: Se observó que para la formulación 100 % aceite una gran diferencia en la retorta, ya que, el lodo base biodiésel de palma presento una retorta consistente y plástica, y el lodo base diésel una película de torta, lo cual, significa que el lodo base biodiésel de palma es un mejor candidato para estabilizar la formación durante la perforación, además en las otras formulaciones como firme 80/20 y relajado 80/20, el lodo base diésel continua presentando una película de torta, sin embargo, el lodo base biodiésel de palma después de la formulación 100 % aceite no presenta resultado de la retorta satisfactorios, pero es un mejor candidato que el lodo base diésel, ya que, este último en todas las formulaciones no presento resultados de retorta satisfactorios.

Para terminar el análisis, se hace necesario analizar los valores de reología de a diferentes velocidades de corte basados en las siguientes tablas:

**Tabla 20**

*Datos de esfuerzo de corte (lb/100ft<sup>2</sup>) a distintas velocidades de corte (1/seg) de los lodos de perforación base biodiésel de palma y diésel.*

		Esfuerzo de corte $\Theta$ RPM (lb/100ft <sup>2</sup> )									
		Biodiésel de palma					Diésel				
Variable	v (1/seg)	100%	Firme	Firme	Relajado	Aceite	100%	Firme	Firme	Relajado	Aceite
		Aceite	80/20	60/40	80/20	40/60	Aceite	80/20	60/40	80/20	40/60
$\Theta$ 600	1020	14	32.5	160	42.0	300	15	33	61	37	260
$\Theta$ 300	510	7	18	124	26.0	300	9.5	19	50	21.5	191
$\Theta$ 200	340	5	13	84	19.0	276	6.5	13	38.0	16	165
$\Theta$ 100	170	2.5	8	42	14.0	230	4	8	18	11	130
$\Theta$ 6	10.2	1	3	24	7.0	121	1.5	3	16	5	69
$\Theta$ 3	5.1	1	2.5	16	4.0	75	1	1.5	17	3	65

*Nota.* Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Tabla 21**

*Datos de viscosidad efectiva (cP) a distintas velocidades de corte (1/seg) de los lodos de perforación base biodiésel de palma y diésel.*

		Viscosidad efectiva (cP)									
		Biodiésel de palma					Diésel				
Variable		100%	Firme	Firme	Relajado	Aceite	100%	Firme	Firme	Relajado	Aceite
		Aceite	80/20	60/40	80/20	40/60	Aceite	80/20	60/40	80/20	40/60
$\Theta$ 600		7	16.25	80	21	150	7.5	16.5	31	18.5	130

<b>Ø 300</b>	7	18	124	26	300	9.5	19	50	21.5	191
<b>Ø 200</b>	7.5	19.5	126	28.5	414	9.75	19.5	57.0	24	247.5
<b>Ø 100</b>	7.5	24	126	42	690	12	24	54	33	390
<b>Ø 6</b>	50	150	1200	350	6050	75	150	800	250	3450
<b>Ø 3</b>	100	250	1600	400	7500	100	150	1700	300	6500

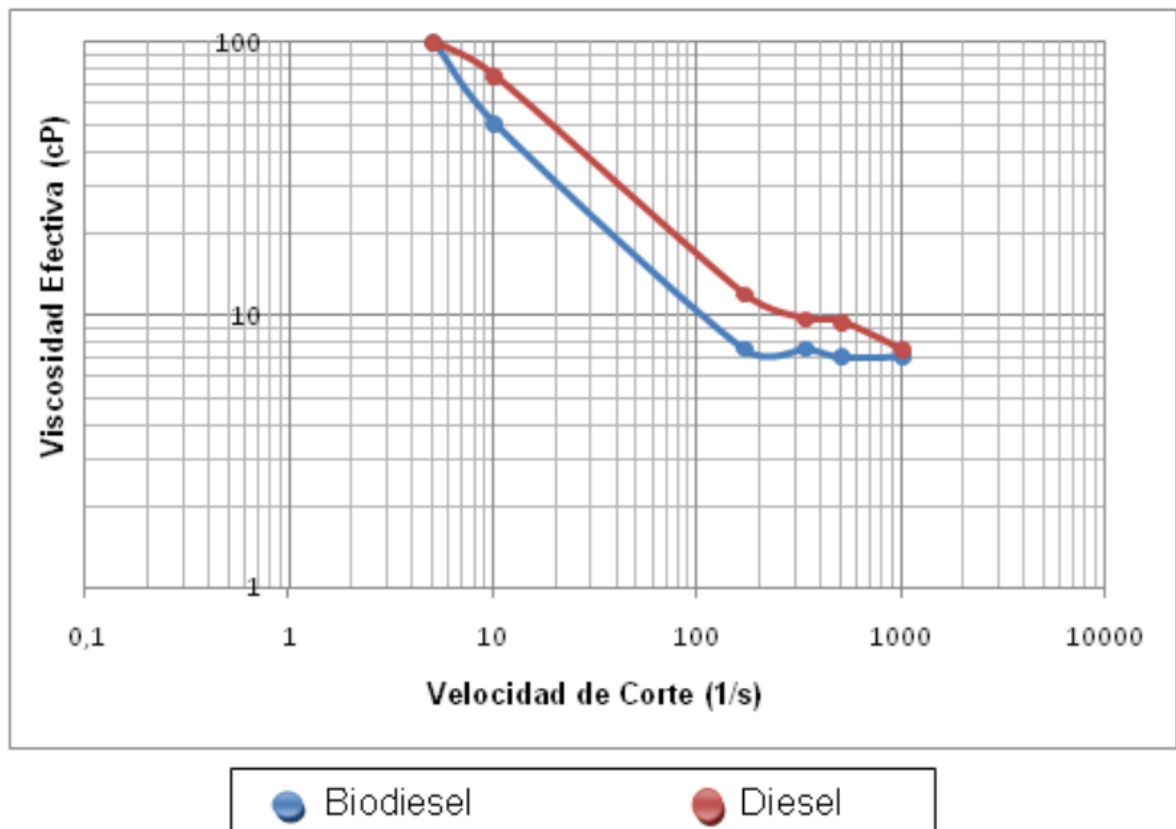
---

*Nota.* Modificado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

Se analizó los resultados de las tablas 18 y 19 para identificar las diferencias entre los lodos base biodiésel de palma y diésel en cada una de las propiedades evaluadas, y dado que exhiben un comportamiento similar, aunque dadas sus diferentes proporciones no se puede determinar a uno de los lodos como el mejor candidato para todas las formulaciones, debido a esto, es necesario examinar el comportamiento reológico de ambos lodos a diferentes velocidades de corte, para ello se tienen las siguientes figuras:

**Figura 13**

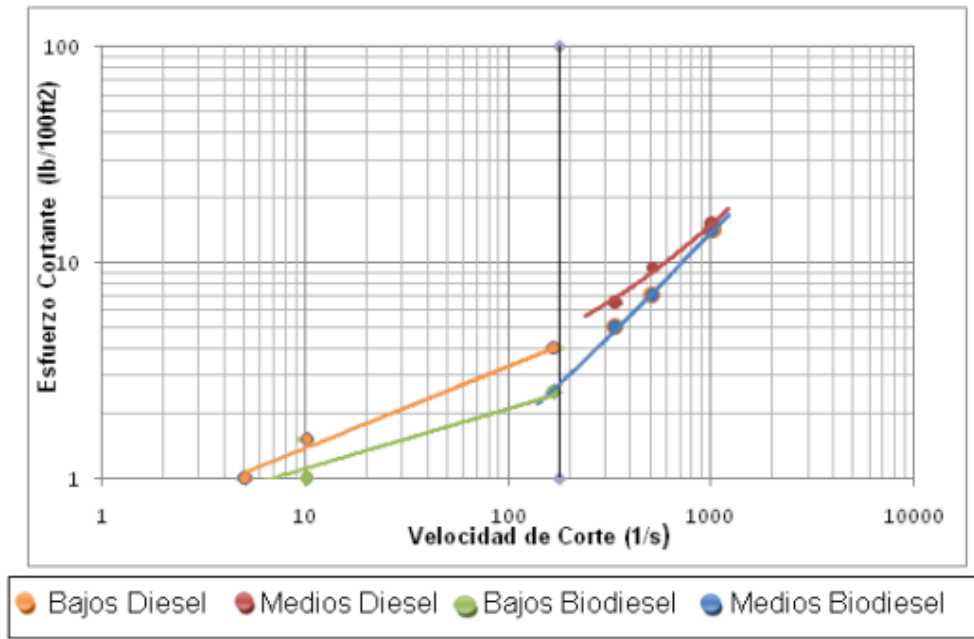
*Viscosidad efectiva (cP) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación 100 % Aceite.*



*Nota.* Tomado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Figura 14**

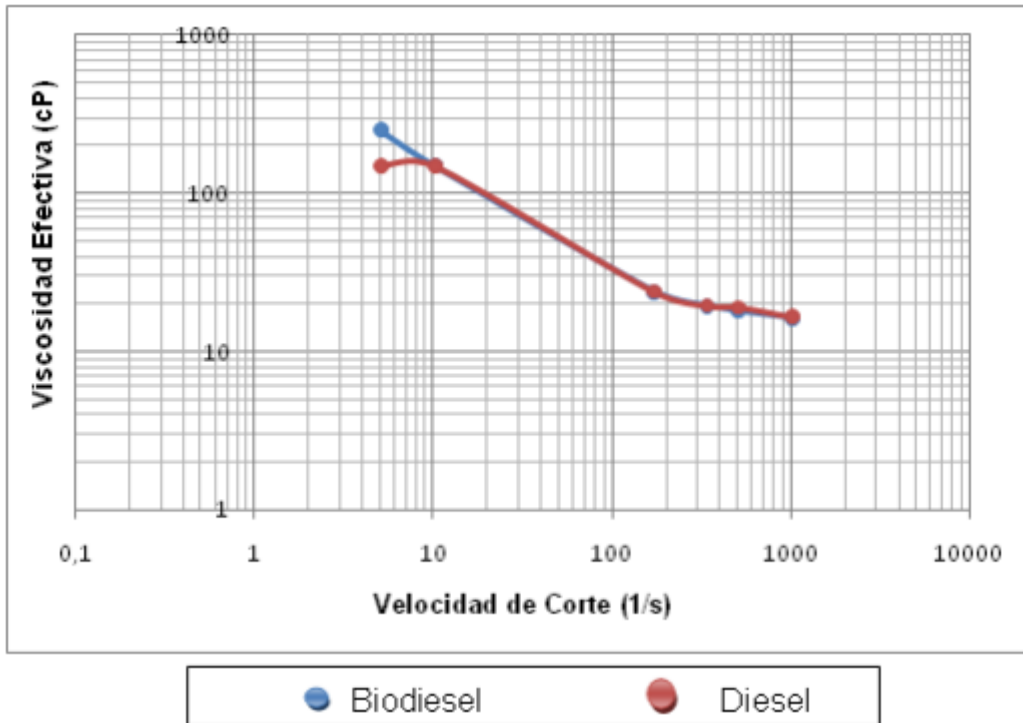
*Esfuerzo de Corte (lb/100ft<sup>2</sup>) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación 100 % Aceite.*



*Nota.* Tomado de: (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Figura 15**

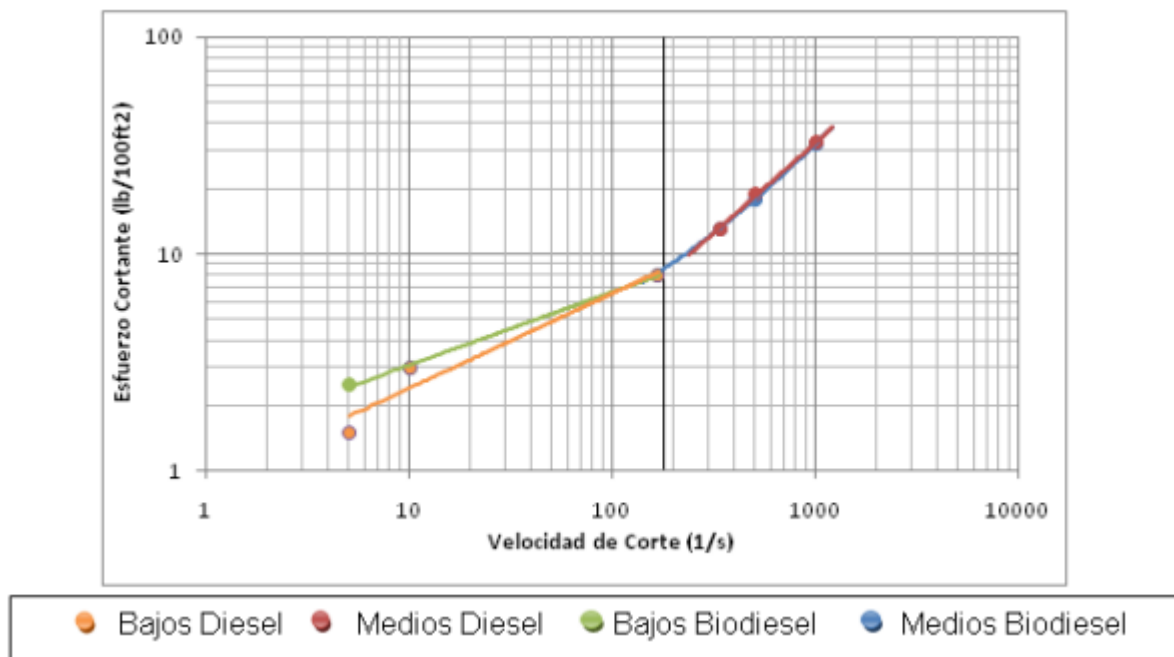
*Viscosidad efectiva (cP) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Firme 80/20.*



*Nota.* Tomado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Figura 16**

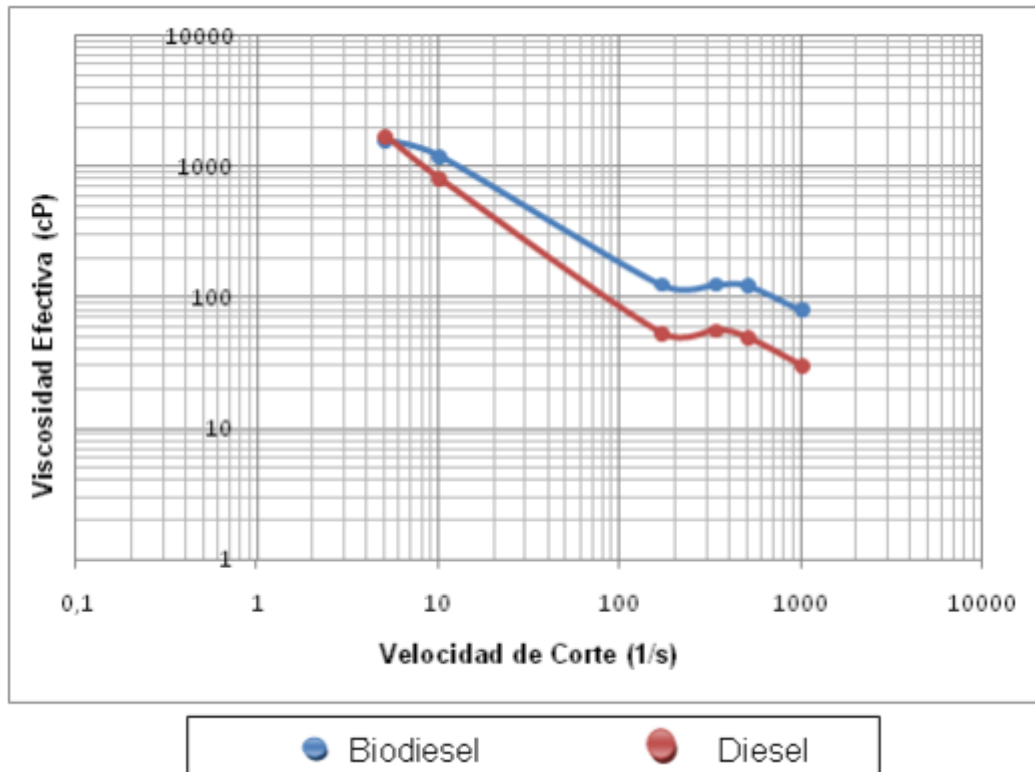
*Esfuerzo de Corte (lb/100ft<sup>2</sup>) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Firme 80/20.*



*Nota.* Tomado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Figura 17**

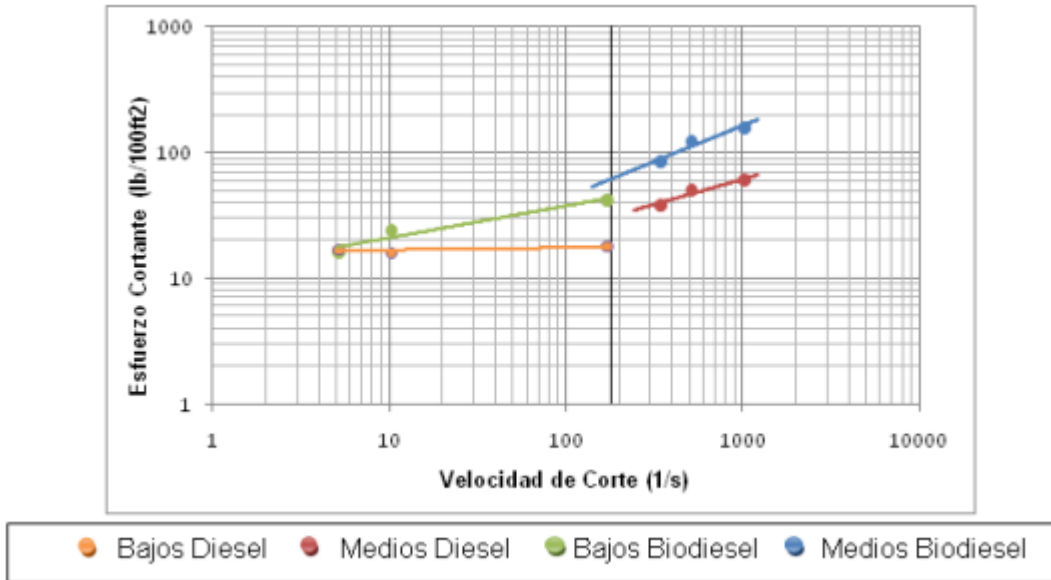
Viscosidad efectiva (cP) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Firme 60/40.



Nota. Tomado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Figura 18**

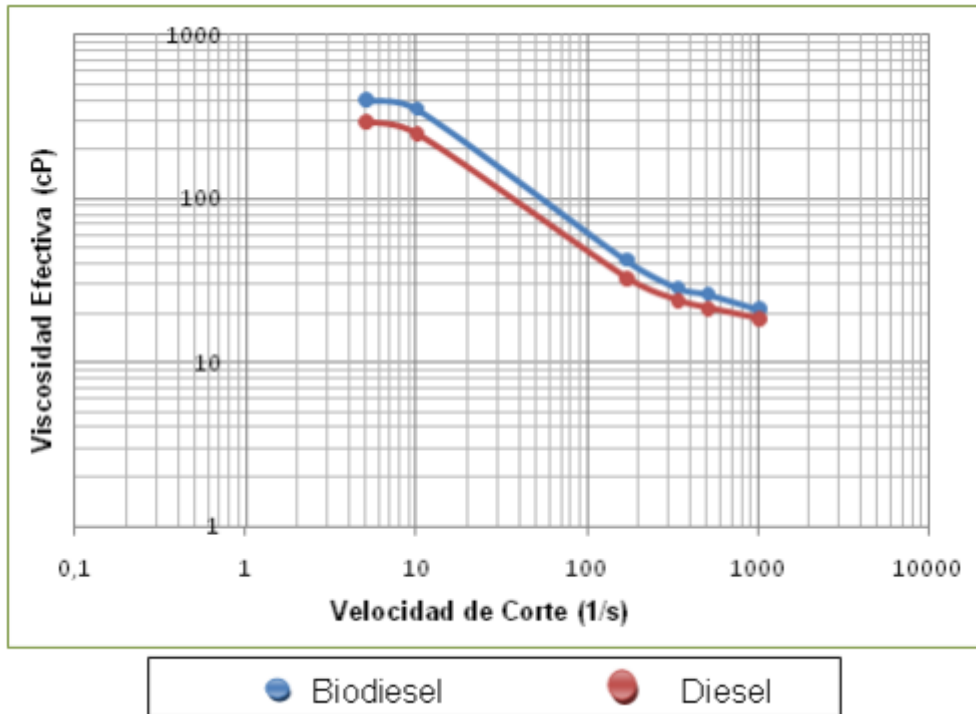
*Esfuerzo de Corte (lb/100ft<sup>2</sup>) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Firme 60/40.*



*Nota.* Tomado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Figura 19**

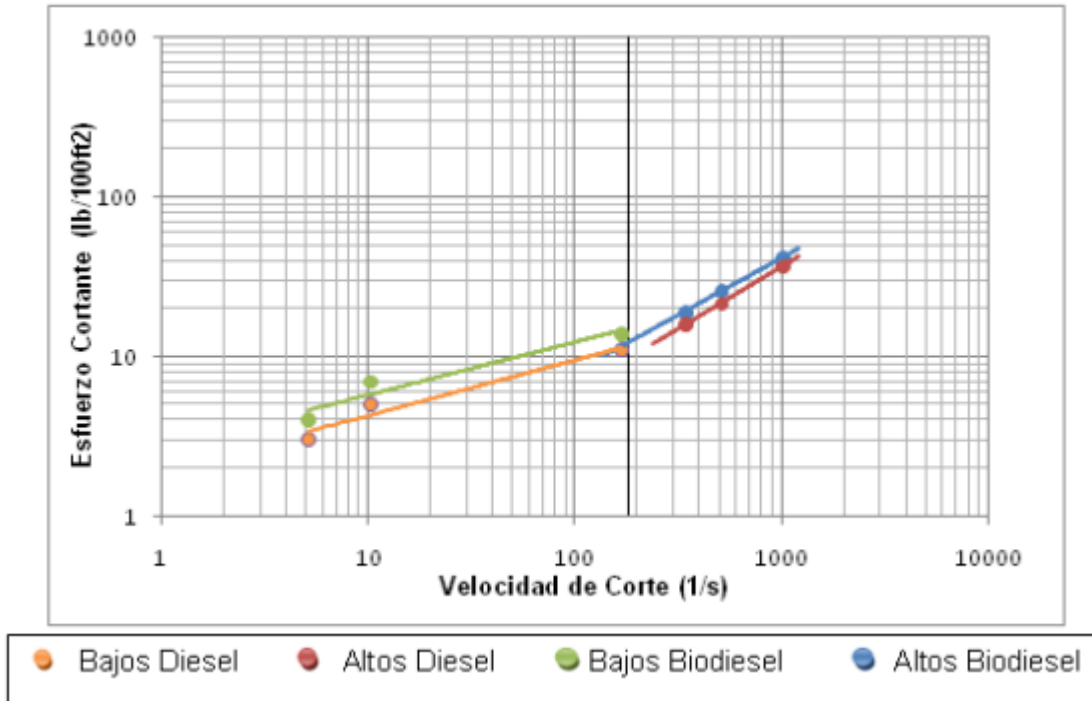
*Viscosidad efectiva (cP) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Relajado 80/20.*



*Nota.* Tomado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Figura 20**

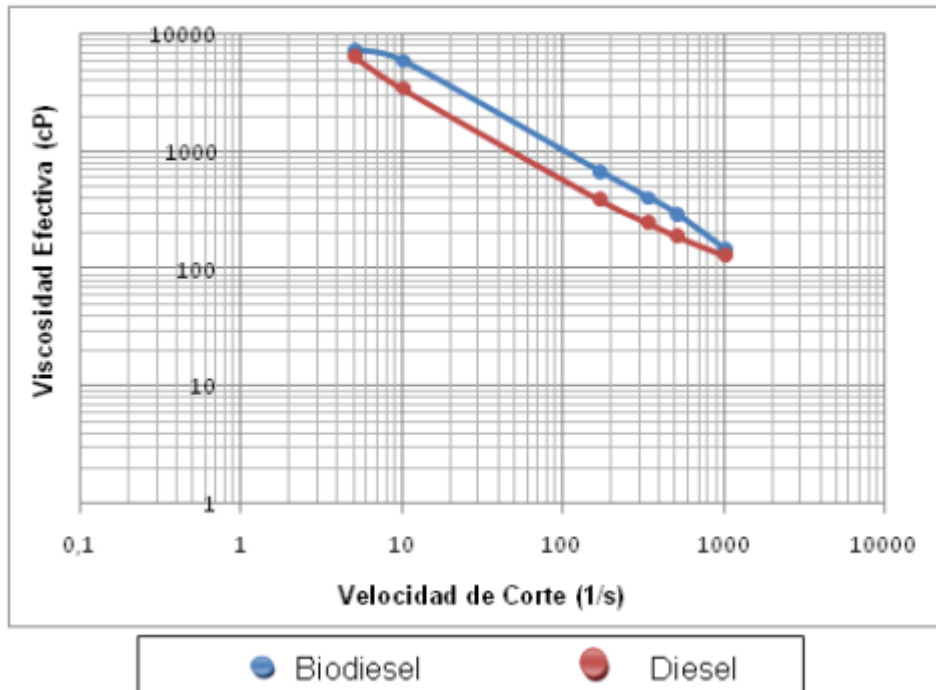
*Esfuerzo de Corte (lb/100ft<sup>2</sup>) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación Relajado 80/20.*



*Nota.* Tomado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Figura 21**

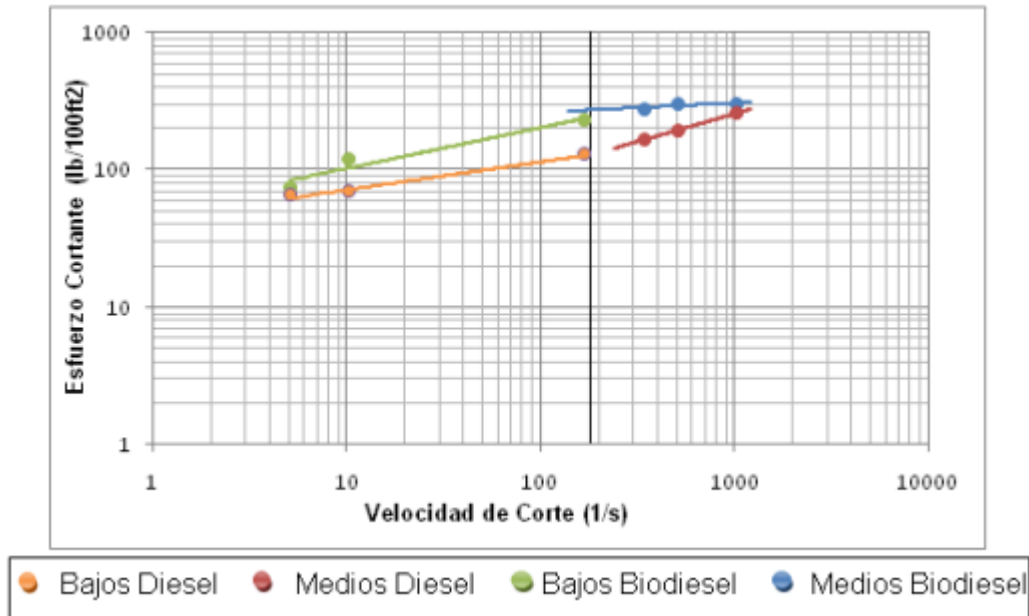
*Viscosidad efectiva (cP) vs. Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación de alto contenido de agua 40/60.*



*Nota.* Tomado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

**Figura 22**

*Esfuerzo de Corte (lb/100ft<sup>2</sup>) vs Velocidad de Corte (1/seg) para la formulación de alto contenido de agua 40/60.*



*Nota.* Tomado de (Benavides A. & Quintero G, 2010).

Se puede observar en las figuras 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 y 22 que los fluidos en estas formulaciones se comportan de manera muy similar y debido a esto se hizo necesario diferenciar cuál de los dos lodos presentaba mejor desempeño a determinada velocidad de corte, por lo tanto, se puede observar que los datos en las figuras se clasifican según su velocidad en velocidad de corte baja y mediana. La similitud entre estos datos se puede constatar con las tablas 20 y 21, de acuerdo con estos datos se analizó lo que implica estos resultados y tendencias:

Se puede apreciar que en todas las figuras las variables velocidad de corte y viscosidad efectiva mantienen una relación inversamente proporcional. Al igual que la viscosidad efectiva y el esfuerzo de corte, sin embargo, en el caso de la relación del esfuerzo cortante y la velocidad

de corte se observó una interacción directamente proporcional, dado que, el esfuerzo de corte es la fuerza necesaria para mantener la viscosidad de corte.

Se observó en las figuras 13 y 14 para la formulación 100 % aceite que el lodo base diésel presenta una mayor viscosidad, así como un menor decremento de la viscosidad a medida que la velocidad de corte aumenta, además, dado el comportamiento pseudoplástico de ambos lodos se puede observar que los lodos tienen valores ideales y estables a velocidades de corte bajas, también, se observó que los valores de esfuerzo cortante para el biodiésel de palma son menores a los del lodo base diésel, pero muy similares, sin embargo, teniendo en cuenta los datos se puede apreciar que el lodo base biodiésel presenta mejores valores a velocidades de corte bajas, mientras que los valores para el lodo base diésel son mejores cuando las velocidades de corte son altas o medias, cabe aclarar que es necesario tener en cuenta que las propiedades reológicas del lodo se elevan abruptamente a mayor porcentaje de agua en las formulaciones, por lo tanto, esta desestabilización del fluido hace que técnicamente no sea viable, lo cual, explica el hecho de que no se haya usado como fluido de perforación a pesar de poseer valores aceptables en formulaciones con alto porcentaje de aceite.

Se observó en las figuras 15, 16, 17 y 18 para las formulaciones firme 80/20 y firme 60/40 reológico muy similar, dado que, para la formulación firme 80/20 se obtuvo algunos valores de viscosidad efectiva y esfuerzo cortante iguales para el lodo base diésel y lodo base biodiésel de palma, y en la formulación firme 60/40 se observó que los valores para el lodo base biodiésel de palma son un poco mayores, lo cual favorece al biodiésel de palma como fluido de perforación, además, cabe destacar que para la formulación firme 60/40, el lodo base biodiésel presenta mayores valores de esfuerzo de corte que lodo base diésel, y dado la magnitud de los valores se puede apreciar que el lodo base biodiésel de palma exhibe mejores

características para la limpieza del pozo y suspensión de materiales densificantes y recortes de perforación desde el análisis de la relación en la velocidad de corte, esfuerzo de corte y viscosidad efectiva.

Se observó en las figuras 19, 20, 21 y 22 que para las formulaciones relajado 80/20 y de alto contenido de agua 40/60 se presenta un comportamiento reológico similar, se puede observar que para la velocidad de corte el lodo base diésel presenta mayores valores y dada la magnitud y similitud de estos datos comparados con el lodo base biodiésel, se puede apreciar que lodo base biodiésel es un mejor candidato para la limpieza del pozo, pero si se busca alcanzar altas velocidades de corte, el lodo base diésel posee ventaja, además analizando los valores de esfuerzo cortante, donde se observó que los valores de esfuerzo cortante son más altos para el lodo base biodiésel de palma, sin embargo, esta variación en las proporciones hace que el lodo base biodiésel sea más efectivo a velocidades de corte bajas y que lodo base diésel sea más eficiente a velocidades de corte altas, ya que, a velocidades de corte altas el lodo base diésel requiere menor fuerza para mantener la velocidad de corte.

Se puede concluir que el lodo base biodiésel de palma pesé a cumplir los requisitos y valores apropiados para tener un buen desempeño en actividades de perforación, tanto en control de filtrado, como densidad y reología, además de tareas como la limpieza y suspensión de recortes de perforación y materiales densificantes en formulaciones de alto contenido de aceite; no es un fluido viable desde el punto de vista técnico dado que sus valores reológico a medida que aumenta en porcentaje de agua en las formulaciones genera incrementos abruptos hasta el punto de no generar lecturas para las viscosidades y punto cedente, lo cual, representa un riesgo en las operaciones de perforación, además, los resultados obtenidos en las pruebas realizadas para la retorta no fueron satisfactorios, por lo tanto, la falta de estabilidad del

biodiésel de palma en presencia de aumentos del porcentaje de agua en emulsión hace que en comparación con el diésel no sea viable, lo que a su vez plantea que el porcentaje de biodiésel en la composición del diésel puede generar un impacto en el rendimiento de este fluido como fase continua para lodos de emulsión inversa.

## 6.6 Glicerina

Al igual que el biodiésel de soya, la glicerina es un posible candidato para sustituir la fase continua de aceite en la preparación de un lodo de perforación, normalmente este componente se puede producir junto al biodiésel en el mismo proceso (transesterificación). El estímulo principal en estudiar la factibilidad de la glicerina como fase continua de un lodo de emulsión inversa, es encontrar un nuevo uso para los grandes volúmenes de glicerina bruta que se obtienen debido a la creciente producción de biodiésel a nivel mundial, y su vez se amplía la gama de las alternativas existentes en la industria petrolera por alternativas más ecológicas y ambientales. Adicional a esto, un factor para tener en cuenta es el ámbito económico, a causa de la creciente oferta de esta en contraste con su demanda ha generado una baja en su precio, por lo que se podría disponer de fluidos de perforación a menores costos que los actuales.

A continuación, se presenta a manera de resumen las características principales y especificaciones que acompañan a la glicerina:

**Tabla 22**

*Propiedades de la glicerina.*

<b>IDENTIFICACION Y PROPIEDADES</b>	
<b>Nombre</b>	<b>IUPAC</b>
<b>Nombre Comercial</b>	Glicerina

<b>Sustancia/composición</b>	C3H8O3
<b>Estado Físico</b>	Líquido
<b>Apariencia</b>	Incolora
<b>Olor</b>	Inodora
<b>PH</b>	Dulce
<b>Punto de ebullición</b>	290C
<b>Punto de inflamación</b>	150C
<b>Densidad (60F)</b>	10.52 Lb/gal
<b>Presión de vapor</b>	0.000158 mmHg
<b>Solubilidad</b>	Soluble en agua y acetona
<b>Viscosidad (60F)</b>	150cP
<b>Temperatura de autoignición</b>	-

*Nota.* Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

El estudio en cual se ha basado y tomado como referencia para el análisis, ha sido “Estudio de factibilidad del uso de la glicerina como fase continua en fluidos de perforación de emulsión inversa” (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008)” en el cual se realizó la comparación de las mismas características con un aceite diésel de bajo contenido de aromáticos, Low Tox. Luego, se prepararon en el laboratorio de soporte técnico de Halliburton Latin América división Baroid Drilling Fluids, lodos con diferentes formulaciones para su análisis, cuyos resultados fueron presentados en orden cronológico por parte de los autores.

Para fines de esta tesis se limitó la información suministrada y se ira directamente a los datos para sus análisis, si se desea profundizar en el proceso y demás, se pueden remitir directamente a la tesis.

### **6.6.1 Pruebas preliminares glicerina.**

Las pruebas preliminares realizadas fueron:

- Determinación de la composición de las muestras de glicerina cruda a analizar.
- Caracterización de las muestras de glicerina cruda.
- Medición de la reología de las muestras a diferentes temperaturas.
- Pruebas de compatibilidad de la glicerina cruda con los aditivos comunes de los fluidos de emulsión inversa.
- Análisis de estabilidad de emulsión glicerina/agua.

El resumen de resultados de estas pruebas, son presentados a continuación.

**Tabla 23**

*Composición de las muestras de glicerina.*

<b>Composición de las muestras de glicerina cruda</b>	
<b>Componente</b>	<b>Porcentaje (%)</b>
<b>Hidróxido de Potasio</b>	15 - 20
<b>Metanol</b>	5
<b>Glicerina</b>	75 - 80
<b>Ácidos grasos libres</b>	Trazas

*Nota.* Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

**Tabla 24**

*Propiedades físico-químicas de la glicerina y el Low Tox.*

Low Tox	Glicerina
Densidad a 15°C (lb/gal): 6.67 Min/ 7.01 Máx.	Densidad a 20°C (lb/gal): 8.56
Punto de ebullición: N/R	Punto de ebullición (°C): 290
Presión de vapor a 21°C (mmHg): <0.1	Presión de vapor a 20°C (mmHg): <0.1
Viscosidad cinemática a 40°C (cSt): 2.0-3.5	Viscosidad cinemática a 20°C (cSt): 98.26
Punto de inflamación (°C): 80	Punto de inflamación (°C): 176
Densidad de vapor: >1.0	Densidad de vapor: 3.17

Nota. Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

**Tabla 25**

*Reología de la glicerina a diferentes temperaturas.*

Velocidad de corte (RPM)	Velocidad de corte (Seg <sup>-1</sup> )	Factor	Lecturas Dial			Viscosidad (cP)		
			77°F	120°F	150°F	77°F	120°F	150°F
600	1020	0.5	288	83	58	144	41.5	29
300	510	1	115	43	30	115	43	30
200	340	1.5	76	28	21	114	42	31.5
100	170	3	38	13	11	114	39	33
60	102	5	23	8	6	115	40	30
30	51	10	10	4	2	100	40	20
20	34	15	6	3	1	90	45	15
10	17	30	3	1	0	90	30	0
6	10.2	50	1	0	0	50	0	0
3	5.1	100	0	0	0	0	0	0
Geles 10'/10''			0/1	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0

Nota. Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

**Tabla 26**

*Índice del régimen de flujo, índice de consistencia y esfuerzo cedente.*

Parámetros	Unidades	Temperatura		
		77°F	120°F	150°F

<b>n</b>	Ninguna	1.012	1.001	0.960
<b>k</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	0.220	0.086	0.080
<b><math>\tau_0</math></b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	0.13	0.02	0.20

*Nota.* Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

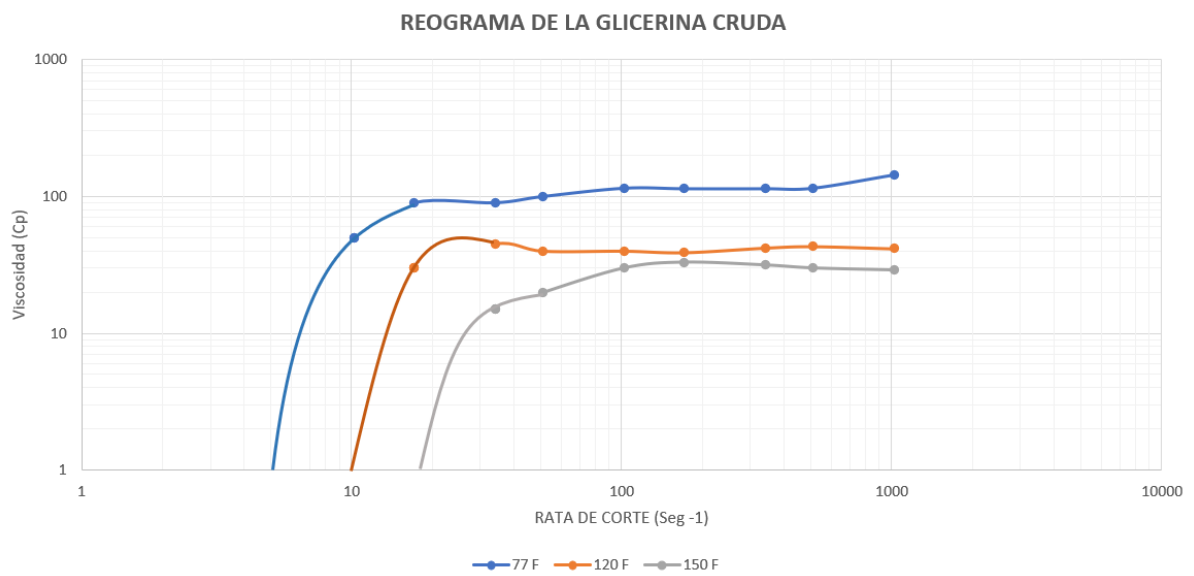
De acuerdo a los valores obtenidos de las tablas 25 y 26, se puede apreciar que los resultados para los valores de viscosidad efectiva a diferentes velocidades de corte no son favorables para un fluido de perforación, ya que, se observó valores de viscosidad inadecuados tanto a bajas como altas velocidades de corte, cabe resaltar que aunque los resultados mejoran un poco al aumentar la temperatura, aún siguen siendo insuficientes para tener un buen desempeño como fluido de perforación, dado que, los resultados demuestran una eficiencia baja para cumplir actividades durante los procesos de perforación como la limpieza del pozo o la suspensión de materiales densificantes y recortes de perforación.

En la figura 23, se observó el comportamiento de fluido newtoniano que posee la glicerina ya que a velocidades de corte y esfuerzos de corte bajos inferiores a 20 RPM, se obtuvo una línea horizontal constante que indica una viscosidad estable, lo cual, se debe a que la glicerina se espesa. Lo anteriormente descrito se puede corroborar con la tabla 26, en la cual se observa un índice de flujo  $n$  casi igual a 1, lo que significa una eficiencia de limpieza del pozo insuficiente, sin embargo, al igual que los valores de viscosidad efectiva tiende a mejorar con temperaturas mayores, pero sigue siendo insuficiente, además, analizó el índice de consistencia  $k$ . el cual, muestra efectos positivos al demostrar el decremento de viscosidad de la glicerina con el aumento de la temperatura, lo cual, es un resultado importante, debido a que la glicerina a temperatura ambiente posee una viscosidad significativamente más alta que la de otros fluidos base, y por último se observó el esfuerzo cedente de la tabla 26, el cual presenta

valores muy bajos, lo que significa que tiene un rendimiento deficiente para la remoción de cortes a bajas velocidades de corte, por lo tanto, no es un fluido adecuado para procesos de perforación.

**Figura 23**

*Reograma de la glicerina cruda a diferentes temperaturas.*



*Nota.* Tomado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

**6.6.2 Compatibilidad y formulación de las muestras**

**Tabla 27**

*Resultados de la prueba de compatibilidad.*

<b>Productos</b>	<b>Low Tox</b>	<b>Glicerina</b>
Viscosificante No.1	Compatible	Incompatible
Viscosificante No.2	Compatible	Compatible
Controlador de filtrado	Compatible	Compatible
Controlador de filtrado	Compatible	Compatible
Emulsificante No.1	Compatible	Compatible
Emulsificante No.2	Compatible	Compatible
Alcalinizante	Compatible	Compatible
Humectante	Compatible	Compatible

Modificador de reología	Compatible	Compatible
Cloruro de calcio CaCl <sub>2</sub>	Compatible	Ligeramente
Cloruro de potasio KCl	Compatible	Compatible
CaCO <sub>3</sub>	Compatible	Compatible

*Nota.* Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

Con base a la información anteriormente presentada se puede describir lo siguiente acerca de la glicerina como fluido base:

- Posee un comportamiento newtoniano.
- Rendimiento insuficiente en su comportamiento reológico para la limpieza de pozo y la suspensión de materiales densificantes y recortes de perforación a bajas velocidades de corte o cuando la perforación en pozo se detiene.
- Se puede apreciar en la tabla 27, que presenta incompatibilidad con algunos aditivos químicos, tal como el copolímero de hidrocarburo soluble usado por la investigación mencionada como Viscosificante número 1.
- La glicerina como fluido base posee una alta miscibilidad y lubricidad, lo cual hace que se requiera pocas o nulas cantidades de emulsificante y humectante.
- Posee mayor densidad que el lodo base diésel de referencia low tox, así como una diferencia significativa de viscosidad y en el punto de inflamación, superando al low tox en 100 °C.
- El biodiésel de palma y el diésel analizados anteriormente como fluidos base presentan una amplia superioridad.

### 6.6.3 Formulación lodo base Low Tox

**Tabla 28**

*Productos utilizados en la formulación base Low Tox.*

Productos	Unidades	Cantidades
Low Tox	bbl	0.78

Emulsificante No.1	lpb	5.0
Alcalinizante	lpb	4.0
Agua	bbl	0.09
Cloruro de calcio CaCl <sub>2</sub>	lpb	3.4
Viscosificante No.2	lpb	10.0
Controlador de filtrado	lpb	4.0
Humectante	lpb	1.0
Modificador de reología	lpb	1.5
CaCO <sub>3</sub> M325	lpb	62.1
CaCO <sub>3</sub> M 40-100	lpb	24.0

*Nota.* Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

#### 6.6.4 Formulación lodo base glicerina

**Tabla 29**

*Formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto.*

Productos	Und	Formulación 1
Glicerina	bbl	0.78
AGUA	bbl	0.09
Viscosificante No.1	lpb	--
Viscosificante No.2	lpb	10
Controlador de filtrado	lpb	4
Controlador de filtrado	lpb	--
Emulsificante No.1	lpb	5
Emulsificante No.2	lpb	--
Alcalinizante	lpb	4
Humectante	lpb	1
Modificador de reología	lpb	1.5
Cloruro de calcio	lpb	3.4
Cloruro de potasio	lpb	---
CaCO <sub>3</sub> M 325	lpb	62.1
CaCO <sub>3</sub> M 200	lpb	--
CaCO <sub>3</sub> M 40-100	lpb	24
Antiespumante	lpb	--

*Nota.* Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

## 6.7 Análisis y discusión sobre formulaciones

### 6.7.1 Resultados formulación base Low Tox

**Tabla 30**

*Resultados de las pruebas para la formulación base Low Tox.*

<b>Pruebas</b>	<b>Unidades</b>	<b>Resultados</b>
<b>R600/R300</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	31 / 19
<b>R200/R100</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	15 / 11
<b>R6/R3</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	5 / 4
<b>Gel 10"/10'/30'</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	10 / 19 / 21
<b>VP</b>	cP	12
<b>YP</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	7
<b>YS</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	3
<b>HPHT</b>	ml	3
<b>Estabilidad eléctrica</b>	Voltios	>2000
<b>Peso del lodo</b>	lpg	8.7
<b>CI</b>	mg/L	300
<b>Ca</b>	mg/L	160
<b>Alcalinidad</b>	ml	1.75
<b>Exceso de cal</b>	lpb	2.27
<b>Retorta</b>	%	91
<b>% Agua</b>	%	8
<b>% Aceite</b>	%	83
<b>% Sólidos</b>	%	9
<b>Viscosidad de embudo</b>	seg	68
<b>Lubricidad</b>	Ninguna	0.09

*Nota.* Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

De acuerdo con los datos en la tabla 28 y 30, se observó que lodo base diésel de referencia low tox con un menor impacto ambiental tiene una formulación de 80/20, el cual se observó posee una emulsión fuerte, dado que, la estabilidad eléctrica supera los 2000 voltios, también se puede apreciar en la tabla 29 la formulación 1 que se utilizó para comprar el lodo base glicerina con el fluido base diésel low tox, debido a que poseen la misma formulación, además, cabe resaltar que la investigación citada posee otras formulaciones con variaciones significativas en su preparación para analizar el comportamiento del lodo base glicerina, las cuales no son necesarias para la el objetivo de comparación de esta investigación.

Para los objetivos de esta investigación se realizará la comparación para las mismas variables que se analizaron para el lodo base diésel de palma y el lodo base diésel descritas después de las tablas 18 y 19, como son la densidad, resistencia de gel a 10 segundo y 10 minutos, la viscosidad plástica, el punto cedente, el filtrado API y el cake o retorta.

### 6.7.2 Resultados formulación base glicerina

**Tabla 31**

*Resultados de las pruebas de las formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto (antes de rolar).*

<b>Pruebas</b>	<b>Unidades</b>	<b>Resultados</b>
<b>R600/R300</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	-- / --
<b>R200/R100</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	-- / 245
<b>R6/R3</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	123 / 110
<b>Gel 10"/10'/30'</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	40 / 45 / 65
<b>VP</b>	cP	--
<b>YP</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	--
<b>YS</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	97
<b>HPHT</b>	ml	7.0
<b>Estabilidad eléctrica</b>	Voltios	2

<b>Peso del lodo</b>	lpg	9.1
<b>CI</b>	mg/L	500
<b>Ca</b>	mg/L	20
<b>Alcalinidad</b>	ml	1.98
<b>Exceso de cal</b>	lpb	2.57
<b>Retorta</b>	%	56
<b>% Agua</b>	%	9
<b>% Aceite</b>	%	47
<b>% Sólidos</b>	%	44
<b>Viscosidad de embudo</b>	seg	12970
<b>Lubricidad</b>	Ninguna	0.06

*Nota.* Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

**Tabla 32**

*Resultados de las pruebas de las formulaciones base glicerina estudiadas durante el proyecto (después de rolar).*

<b>Pruebas</b>	<b>Unidades</b>	<b>Resultados</b>
<b>R600/R300</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	-- / --
<b>R200/R100</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	-- / 230
<b>R6/R3</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	45 / 35
<b>Gel 10''/10'/30'</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	28 / 29 / 30
<b>VP</b>	cP	--
<b>YP</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	--
<b>YS</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	25
<b>HPHT</b>	ml	35
<b>Estabilidad eléctrica</b>	Voltios	1
<b>Peso del lodo</b>	lpg	9.5
<b>CI</b>	mg/L	600
<b>Ca</b>	mg/L	40
<b>Alcalinidad</b>	ml	1.85
<b>Exceso de cal</b>	lpb	2.4
<b>Retorta</b>	%	50
<b>% Agua</b>	%	11
<b>% Aceite</b>	%	39
<b>% Sólidos</b>	%	50
<b>Viscosidad de embudo</b>	seg	10552

<b>Lubricidad</b>	Ninguna	0.065
-------------------	---------	-------

*Nota.* Modificado de (Berna Arteaga & Ilias Melgarejo, 2008).

Tomando como referencia los datos de las tablas 30, 31 y 32, se procedió a describir las diferencias entre los lodos base glicerina y base diésel identificando cual posee mejor rendimiento como fluido de perforación para las siguientes propiedades:

Densidad: Se observó que para la formulación 1, el lodo base glicerina presenta mayores densidades antes y después de rolar en comparación con el fluido base diésel, esto se debe a que naturalmente la glicerina posee una mayor densidad sin aditivos químicos.

Resistencia gel 10 segundo y 10 minutos: Se observó valores antes y después de rolar para la formulación 1 significativamente altos en comparación de los resultados para el lodo base diésel, y para la magnitud de estos datos, los valores para el lodo base glicerina exceden los requeridos, además los altos valores producen una gelificación fuerte, la cual necesita mayor energía para romper la circulación y genera desgaste en los equipos de perforación.

Viscosidad plástica y punto de esfuerzo cedente: se observó que no se pudo obtener lectura para ambas propiedades para el lodo base glicerina antes y después de rolar, pero dadas la alta viscosidad que posee la glicerina como fluido base es de esperar una reología fuera de rango para un buen desempeño como fluido de perforación, como ya se había analizado anteriormente, se conoce que posee un rendimiento ineficiente en cuanto a la limpieza del pozo, la suspensión de material densificante y los recortes de perforación cuando la velocidad de corte es baja o la perforación se interrumpe.

Filtrado API: Se observó que para la formulación 1 de lodo base glicerina antes de rolar tenía un resultado de la prueba admitido dentro de los 7 ml que establece la literatura, pero después de rolar se observó un gran incremento, llegando a 35 ml, lo cual, en comparación con el low tox y sus 3 ml, demuestra que el lodo base glicerina no es adecuado para evitar las

pérdidas de fluido a la formación y por lo tanto, no es un buen candidato como fluido de perforación.

Cake: En la investigación citada no se tuvo en cuenta esta prueba, por lo tanto, no se puede realizar una comparación analizar la retorta entre el lodo base glicerina y el lodo base diésel low tox.

De acuerdo con el análisis anterior, se concluyó que la glicerina no es una alternativa como fluido base para los lodos base aceite, ya que, después de preparar un lodo base glicerina con la misma composición de un lodo base diésel low tox, se obtuvieron resultados significativamente negativos en comparación con el lodo base diésel low tox, especialmente para las propiedades reológicas como, las viscosidades y el punto cedente, además, de las grande perdidas de filtrado, lo cual hace al lodo base glicerina ineficiente para despeñarse en operaciones de perforación, debido a que,, no cumple con las funciones de limpieza del pozo, suspensión de los materiales densificantes y recorte de perforación y evitar pérdidas de fluido a la formación.

### **6.8 Aceite mineral grado técnico**

Para finalizar, como parte de este análisis, se tiene el aceite mineral grado técnico, como ya había sido mencionado anteriormente este compuesto, el aceite mineral de grado técnico es el último (el ultimo aceite que estudiaremos en este informe) aceite a tener en cuenta para el desarrollo de los lodos de emulsión inversa, entrando un poco en materia a lo que nos concierne del aceite mineral grado técnico posee una gran afinidad a los aditamentos y compuestos, por lo que la compatibilidad es un factor importante en este aceite, además que en varios estudios ha sido denominado como “aceite amigable con el medio ambiente”.

Una tabla resumen de las características relevantes de este aceite, es presentada a continuación para generar una mejor esquematización de este producto.

**Tabla 33**

*Propiedades básicas del aceite mineral grado técnico.*

<b>Propiedades para tener en cuenta</b>	
<b>Punto de inflamación</b>	338°
<b>Punto de anilina</b>	200°
<b>Corrosión lámina de cobre</b>	No corrosivo
<b>Toxicidad</b>	contenido de aromáticos es < 1 % V/V

*Nota.* Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

El análisis y complemento de esta sesión está basado y tomado como referencia del libro: “Factibilidad del uso de aceite mineral blanco grado técnico como fase continua en lodos de perforación” (González & Matta Ariza, 2014)” desde el cual se realizaron los mismos estudios preliminares de los aceites anteriores, con el fin de determinar el grado de compatibilidad y la afinidad de las propiedades reológicas que le aporta al lodo de perforación, evidentemente esta caracterización se dará superficialmente ya que no es la intención profundizar en estos tópicos, si desean informarse al respecto pueden remitirse directamente al libro desde donde fue tomada la información que será presentada a continuación.

**Tabla 34**

*Reología aceite mineral a varias temperaturas.*

<b>Lecturas Dial</b>	<b>Viscosidad (cP)</b>
----------------------	------------------------

Velocidad de corte (RPM)	Velocidad de corte (Seg <sup>-1</sup> )	84°F	100°F	120°F	150°F	84°F	100°F	120°F	150°F
600	1020	75	49	42	37	37.5	24.5	21	18.5
300	510	40	28	21	18	40	28	21	18
200	340	30	19	15	14	45	28.5	22.5	21
100	170	17	12	10	9	51	36	30	27
6	10.2	6	5	3	2	300	250	150	100
3	5.1	5	4	2	1	500	400	200	100

Nota. Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

**Tabla 35**

Valores de *n* y de *k* para el aceite mineral a varias temperaturas.

VELOCIDADES DE CORTE ALTAS					
Parámetros	Unidades	Temperatura			
		84°F	100°F	120°F	150°F
<b>n</b>	Adimensional	0.9069	0.9143	1	1.04
<b>K</b>	Lb-Seg <sup>n</sup> (n/100 ft <sup>2</sup> )	0.1401	0.087	0.041	0.028

Nota. Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

**Tabla 36**

Resultados prueba de compatibilidad.

Producto	Cantidad (lpb)	Tiempo de agitación (minutos)	Resultado de compatibilidad
Densificante	35	10	Compatible
Emulsificante	35	10	Incompatible

<b>Viscosificante</b>	35	10	Incompatible
<b>Humectante</b>	35	10	Compatible
<b>Controlador de filtrado</b>	35	10	Compatible
<b>Alcalinizante</b>	35	10	Compatible

---

*Nota.* Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

Observaciones primarias:

- Su índice “n” se encuentra alrededor de 1, por lo cual su comportamiento es de un fluido newtoniano y a medida que se aumenta la temperatura su comportamiento es más similar a este tipo de fluidos.

- Con base al índice “K”, la viscosidad a bajas velocidades de corte su variación va a ser relativamente baja debido a la dificultad de las partículas para enlazasen entre sí, razón por la cual el aceite mineral tiene una baja eficacia para limpiar el pozo y suspender los materiales densificante y los recortes de la broca a velocidades de corte bajas, comparado con otros fluidos que se emplean en la formulación de lodos base aceite.

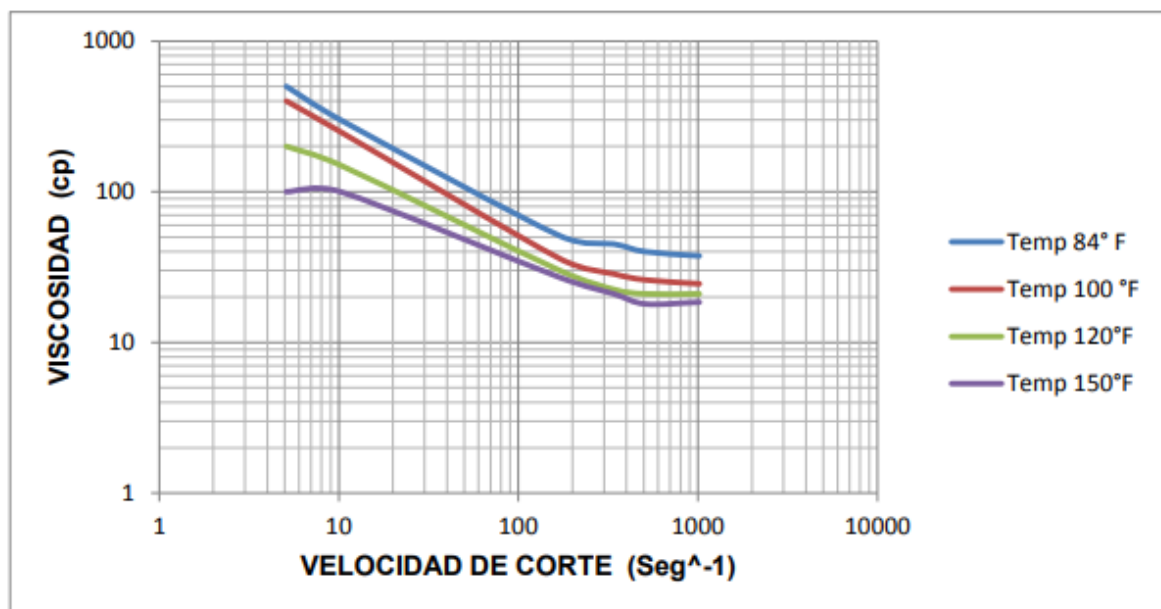
- En cuanto a la compatibilidad del aceite mineral con los demás aditivos, presento incompatibilidad con el emulsificante (arcilla bentónica tratada con un compuesto de aminos) y viscosificante (arcilla bentónica tratada con un compuesto de aminos).

- En las tres mezclas y bajo estas condiciones de agitación y temperatura no se desarrolla emulsión entre el aceite mineral y el agua debido a que como muestran los registros el aceite mineral y el agua se mantienen en las mismas proporciones que al principio de la prueba.

- La permanencia de fase (agua) dispersa en pequeñas proporciones en el aceite, pero a medida que pasa el tiempo de un minuto aproximadamente esta se precipita.

**Figura 24**

*Reograma del aceite mineral a varias temperaturas.*



*Nota.* Tomado de (González & Matta Ariza, 2014).

El reograma de la gráfica anterior para el aceite mineral blanco grado técnico muestra que el adelgazamiento del fluido varía con las velocidades de corte, pero hasta un punto donde este adelgazamiento a velocidades de corte altas tiende a ser constante o tener muy poca variación lo cual indica que este fluido a velocidades de corte altas presentara una disminución en la viscosidad baja.

## 6.9 Análisis y discusión sobre formulación/resultados

Con el fin de obtener valores representativos se tomó como base un lodo de referencia preparado a partir de diésel el cual es el fluido más común en la formulación de lodos base

aceite, posteriormente se formulan cuatro sistemas diferentes: emulsión firme, emulsión filtrada relajado, alto contenido de agua y 100% aceite con los dos aceites, mineral y diésel con las concentraciones promedio reportadas por la literatura las cuales son reportadas más adelante para cada caso. Con respecto a las densidades cabe hacer la observación que todas las emulsiones se llevaron a cabo sin la presencia de un agente densificante ya que se contó con un fluido de referencia (diésel) y en base a este se llevaron a cabo las comparaciones.

**Tabla 37**

*Formulaciones base aceite mineral y diésel.*

	<b>Sistema filtrado firme 80/20 60/40</b>	<b>Sistema filtrado relajado 80/20</b>	<b>Sistema alto contenido de agua 40/60</b>	<b>Sistema 100% aceite</b>
<b>Material</b>	<b>Concentración (lb/bbl)</b>	<b>Concentración (lb/bbl)</b>	<b>Concentración (lb/bbl)</b>	<b>Concentración (lb/bbl)</b>
<b>Emulsificante</b>	7	3	6	3
<b>Viscosificante</b>	325	3	15	10
<b>Controlador de filtrado</b>	7	3	6	10
<b>Alcalinizante</b>	35	35	4	2
<b>Fuente de salinidad</b>	2	2	2	--
<b>Fase continua</b>	según se requiera	según se requiera	según se requiera	100%
<b>Fase discontinua</b>	según se requiera	según se requiera	según se requiera	--

*Nota.* Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

**Tabla 38***Resultados de las pruebas con fluido base diésel.*

<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>100% Aceite</b>	<b>Firme 80/20</b>	<b>Firme 60/40</b>	<b>Relajado 80/20</b>	<b>%Agua 40/60</b>
<b>Ø 600</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	57	40	80	33	80
<b>Ø 300</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	36	26	55	20	46
<b>Ø 200</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	29	22	37	16	33
<b>Ø 100</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	24	16	33	10	19
<b>Ø 6</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	16	11	21	8	5
<b>Ø 3</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	13	9	20	6	4
<b>Resistencia Gel10 s.</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	12	6	20	5	9
<b>Resistencia Gel10 m.</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	18	7	22	6	34
<b>VP</b>	cP	21	14	25	13	40
<b>VA</b>	cP	29	20	40	17	12
<b>YP</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	15	12	30	7	34
<b>Filtrado API</b>	ml	6.8	5.1	1.2	3.5	1.1
<b>Densidad</b>	lpg	6.8	6.7	7.2	6.5	7
<b>Cake</b>		Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente
		Plástica	Plástica	Plástica	Plástica	Quebradiza
		<1/32"	< 1/32"	<1/32"	<1/32"	<1/32"

*Nota.* Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

**Tabla 39**

*Resultados de las pruebas con aceite mineral.*

<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>100% Aceite</b>	<b>Firme 80/20</b>	<b>Firme 60/40</b>	<b>Relajado 80/20</b>	<b>%Agua 40/60</b>
<b>Ø 600</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	90	180	253	145	363
<b>Ø 300</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	47	97	145	80	204
<b>Ø 200</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	34	67	104	55	176
<b>Ø 100</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	22	44	60	31	100
<b>Ø 6</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	4	7	11	5	9
<b>Ø 3</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	3	6	8	4	6
<b>Resistencia Gel10 s.</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	11	7	11	4	8
<b>Resistencia Gel10 m.</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	13	12	17	9	21
<b>VP</b>	cP	43	83	108	65	159
<b>VA</b>	cP	45	90	127	73	182
<b>YP</b>	Lb/100ft <sup>2</sup>	4	14	37	15	45
<b>Filtrado API</b>	ml	53.8	6	5.3	5.5	5.5
<b>Densidad</b>	lpg	7.1	7.08	7.25	6.9	7.22
<b>Cake</b>		Consistente	Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente	Inconsistente
		Quebradiza	Plástica	Plástica	Plástica	Plástica
		2/32"	< 1/32"	<1/32	<1/32	2/32"

*Nota.* Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

Se analizó los resultados de las tablas anteriores para identificar las diferencias entre los lodos base aceite mineral y base diésel, para ello, se utilizaron las tablas 38 y 39 con el fin

de agrupar la información suficiente para determinar el rendimiento técnico de ambos fluidos base. Se obtuvieron las siguientes observaciones:

Densidad: Se observó que los resultados de la prueba de densidad son un poco más altos para el lodo base aceite mineral que para el lodo base diésel, lo cual, concuerda por que el aceite mineral en su estado natural sin aditivos químico agregados exhibe una mayor densidad que el diésel sin aditivos químicos adicionales. No se encontró anomalías en los resultados para esta propiedad.

Resistencia gel 10 segundos y 10 minutos: Se observó que los valores para la resistencia gel entre ambos lodos de perforación no presentan diferencias significativas, a excepción de los resultados obtenidos para la formulación de alto contenido de agua 40/60, en la cual, se aprecia un valor alto para la resistencia gel a 10 minutos del lodo base aceite mineral en comparación al lodo base diésel, lo cual indica que para esta formulación el lodo base aceite mineral puede experimentar gelificaciones más fuertes, además, el aumento de la gelificación a mayor contenido de agua en el lodo de perforación puede llegar a ser positivo si los valores para gelificación no superan los requeridos, o pueden llegar a ser negativos si se superan los valores requeridos, dado que, aumenta los esfuerzos de gel y la energía necesaria para romper la circulación generando desgaste en los equipos de perforación.

Viscosidad plástica, aparente y punto de esfuerzo cedente: Se observó que para lodo base aceite mineral se presentan aumentos significativos en el valor de estas tres propiedades en comparación al lodo base diésel, llegando a tener porcentajes de diferencia alrededor del 80 %, estos datos hacen que el lodo base aceite mineral presente un mal rendimiento, en cambio, el lodo base diésel presenta unos valores para estas tres variables adecuados para un buen desempeño, esto lo hace un mejor candidato de uso para mantener la limpieza del pozo por

medio del espacio anular, evitar el desgaste de los equipos y mantener los recortes de perforación y materiales densificantes suspendidos a bajas velocidades de corte.

Además, se observó para la formulación 100% aceite para el lodo base aceite mineral un valor de punto cedente muy bajo en comparación con el lodo base diésel, lo cual, significa un mal desempeño para actividades de perforación como la suspensión de materiales densificantes y recortes.

Filtrado API: Se observó en los resultados para todas las formulaciones de preparación, los fluidos base aceite mineral y diésel cumplen con el requisito de mantener un filtrado por debajo de 7 ml, excepto la formulación de 100% aceite para el lodo base aceite mineral, la cual, obtuvo un valor excesivo en la prueba de filtrado de 53.8 ml.

Se observó un mejor desempeño del lodo base diésel en comparación con el lodo base aceite mineral ya que en todas las formulaciones exhibió un valor para la prueba de filtrado menor al del lodo base aceite mineral incluso en formulaciones con alto contenido de agua, ya que, si bien ambos lodos de perforación no superan los 7 ml de filtrado API a excepción de la formulación 100% aceite para el lodo base aceite mineral, el lodo base diésel es un mejor candidato en términos de técnicos de rendimiento para evitar pérdidas a la formación.

Cake: Se observó que el cake obtenido para las formulaciones 100% aceite y alto contenido de agua 40/60 del aceite mineral tiene un mayor grosor, esto es debido a que los resultados para la prueba de filtrado son más altos que para el lodo base diésel, además de la posible precipitación de algún aditivo, también es importante destacar el alto valor de la prueba de filtrado para la formulación 100% aceite del lodo base aceite mineral. Las retortas para las formulaciones firme 80/20, firme 60/40 y relajado 80/20 presentan las mismas características

y en general mantienen valores admitidos para el resultado de estas pruebas, aunque no los más indicados para el buen desempeño de un fluido de perforación.

Dado las grandes diferencias en las pruebas de reología, se llevó a cabo un análisis del comportamiento reológico basado en las siguientes tablas:

**Tabla 40**

*Datos de esfuerzo de corte (lb/100ft<sup>2</sup>) a distintas velocidades de corte (1/seg) de los lodos de perforación base aceite mineral y diésel.*

Esfuerzo de corte $\Theta$ RPM (lb/100ft <sup>2</sup> )											
Aceite mineral							Diésel				
Variable	v	100%	Firme	Firme	Relajado	Aceite	100%	Firme	Firme	Relajado	Aceite
	(1/seg)	Aceite	80/20	60/40	80/20	40/60	Aceite	80/20	60/40	80/20	40/60
$\Theta$ 600	1020	90	180	253	145.0	363	57	40	80	33	80
$\Theta$ 300	510	47	97	145	80.0	204	36	26	55	20	46
$\Theta$ 200	340	34	67	104	55.0	176	29	22	37.0	16	33
$\Theta$ 100	170	22	44	59	31.0	100	24	16	34	10	19
$\Theta$ 6	10.2	4	7	11	5.0	9	16	11	21	8	5
$\Theta$ 3	5.1	3	6	8	4.0	6	13	9	20	6	4

*Nota.* Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

**Tabla 41**

*Datos de viscosidad efectiva (cP) a distintas velocidades de corte (1/seg) de los lodos de perforación base aceite mineral y diésel.*

Viscosidad efectiva (cP)	
Aceite mineral	Diésel

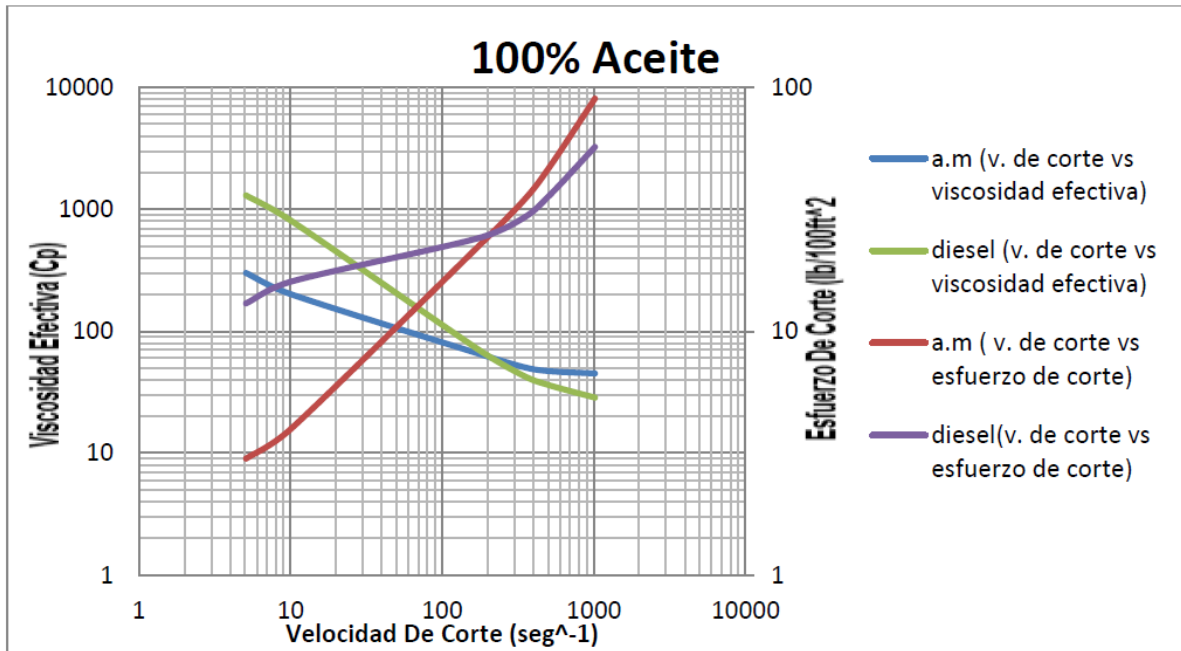
Variable	100%	Firme	Firme	Relajado	Aceite	100%	Firme	Firme	Relajado	Aceite
	Aceite	80/20	60/40	80/20	40/60	Aceite	80/20	60/40	80/20	40/60
⊖ 600	45	90	126.5	72.5	182	29	20	40	16.5	40
⊖ 300	47	97	145	80.0	204	36	26	55	20	46
⊖ 200	51	100.5	156	82.5	264	44	33	55.5	24	50
⊖ 100	66	132	177	93.0	300	72	48	102	30	57
⊖ 6	200	350	550	250.0	450	800	550	1050	400	250
⊖ 3	300	600	800	400.0	600	1300	900	2000	600	400

*Nota.* Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

Se analizó los resultados de las tablas anteriores 38 y 39 para identificar las diferencias entre los lodos base aceite mineral y base diésel en cada una de las propiedades evaluadas, sin embargo dado que las variables más importantes presentaron resultados significativamente distintos entre ambos fluidos de perforación, se procedió a graficar el comportamiento reológico de los lodos de perforación, para ello, se agrupo distintos datos en base a la variables reológicas como la viscosidad efectiva, el esfuerzo de corte y la velocidad de corte en las tablas 29 y 30 se consiguieron las siguientes figuras:

**Figura 25**

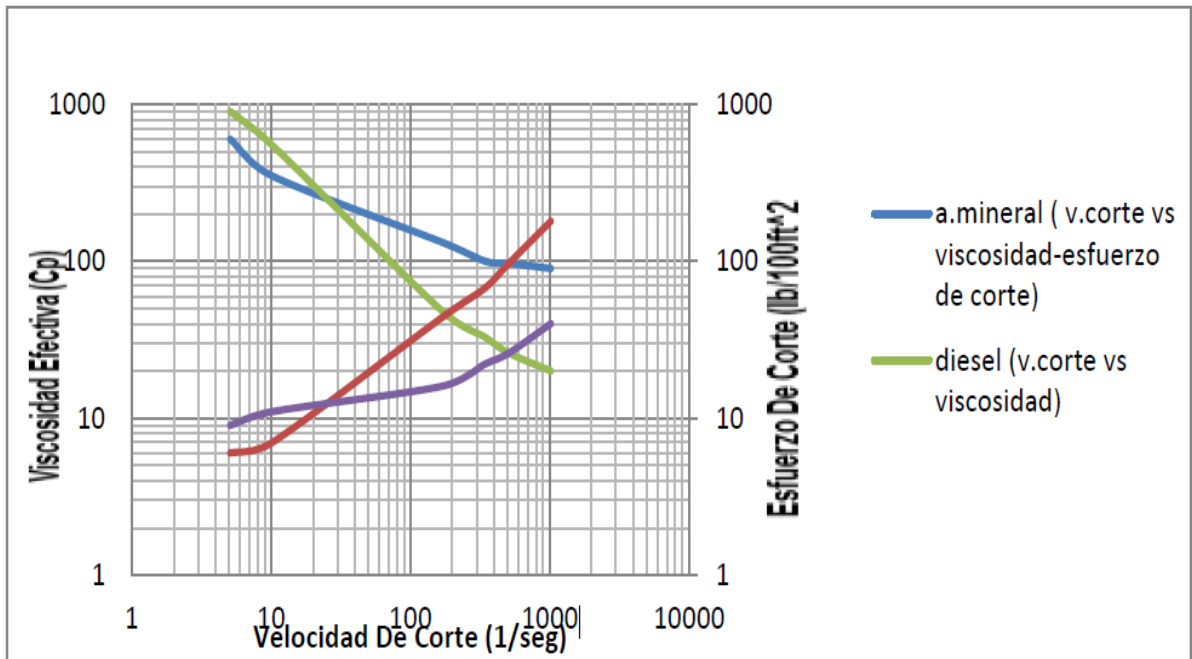
*Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft<sup>2</sup>) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación 100% aceite.*



Nota. Tomado de (González & Matta Ariza, 2014).

**Figura 26**

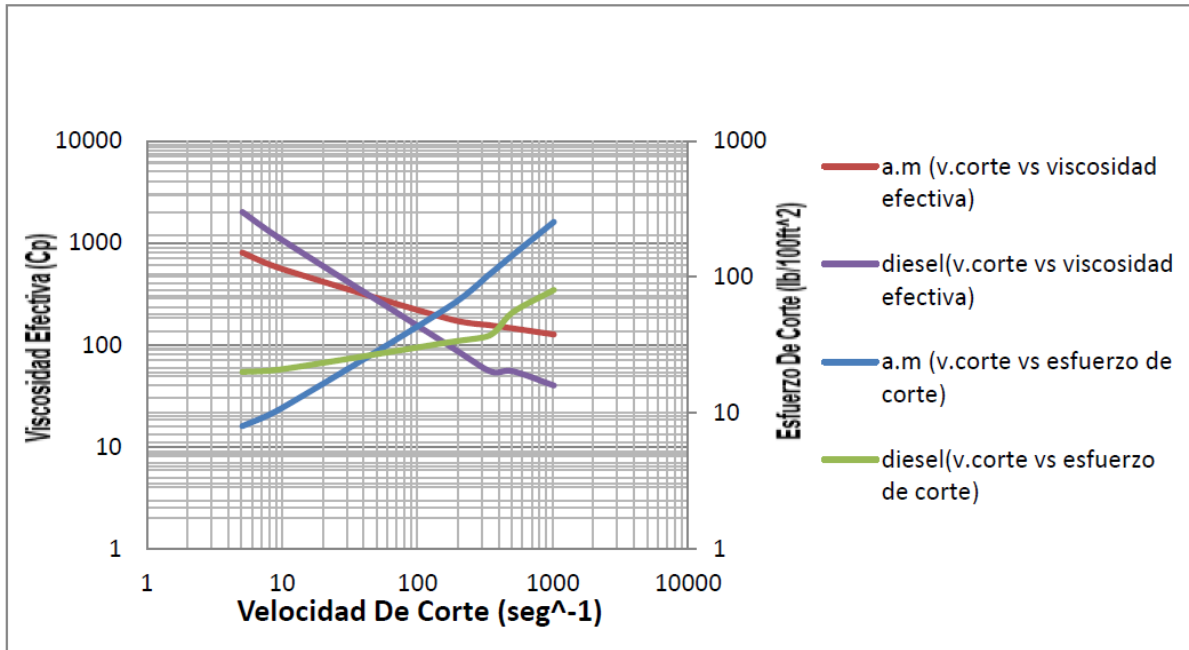
*Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft<sup>2</sup>) y Velocidad de corte (1/seg) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación Firme 80/20.*



Nota. Tomado de (González & Matta Ariza, 2014).

**Figura 27**

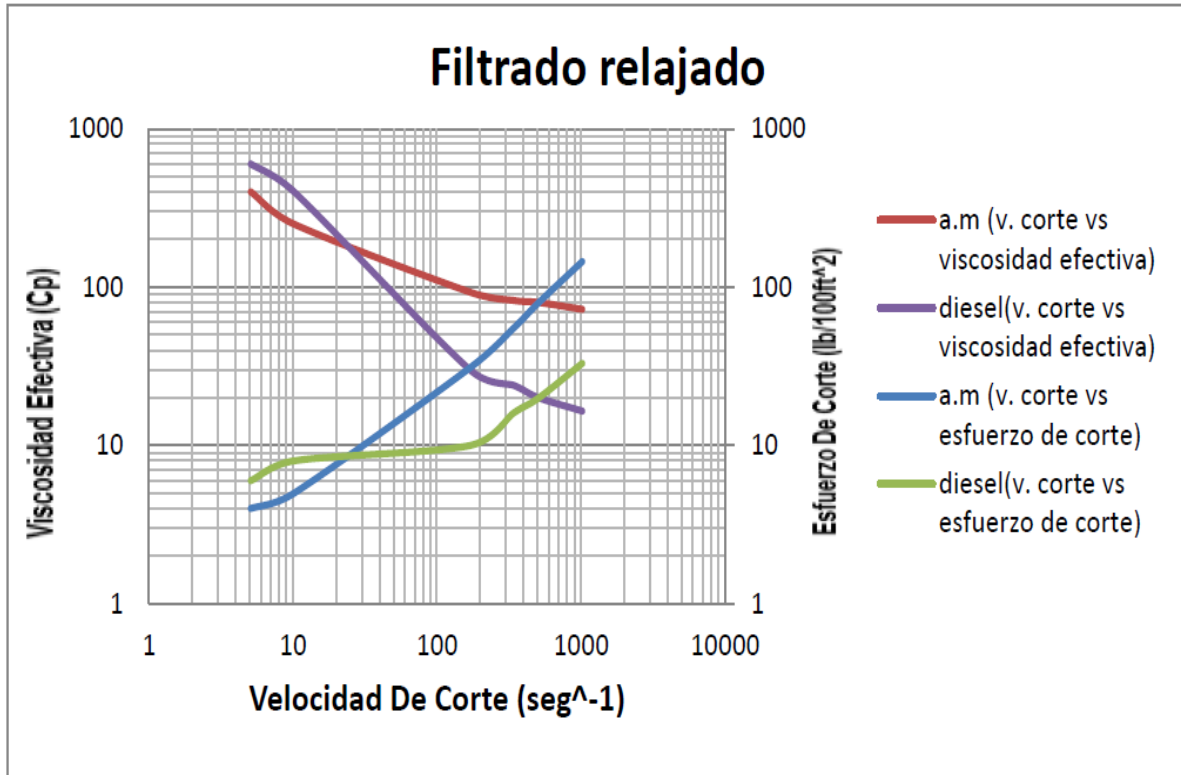
*Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft<sup>2</sup>) y Velocidad de corte (1/seg) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación Firme 60/40.*



Nota. Tomado de (González & Matta Ariza, 2014).

**Figura 28**

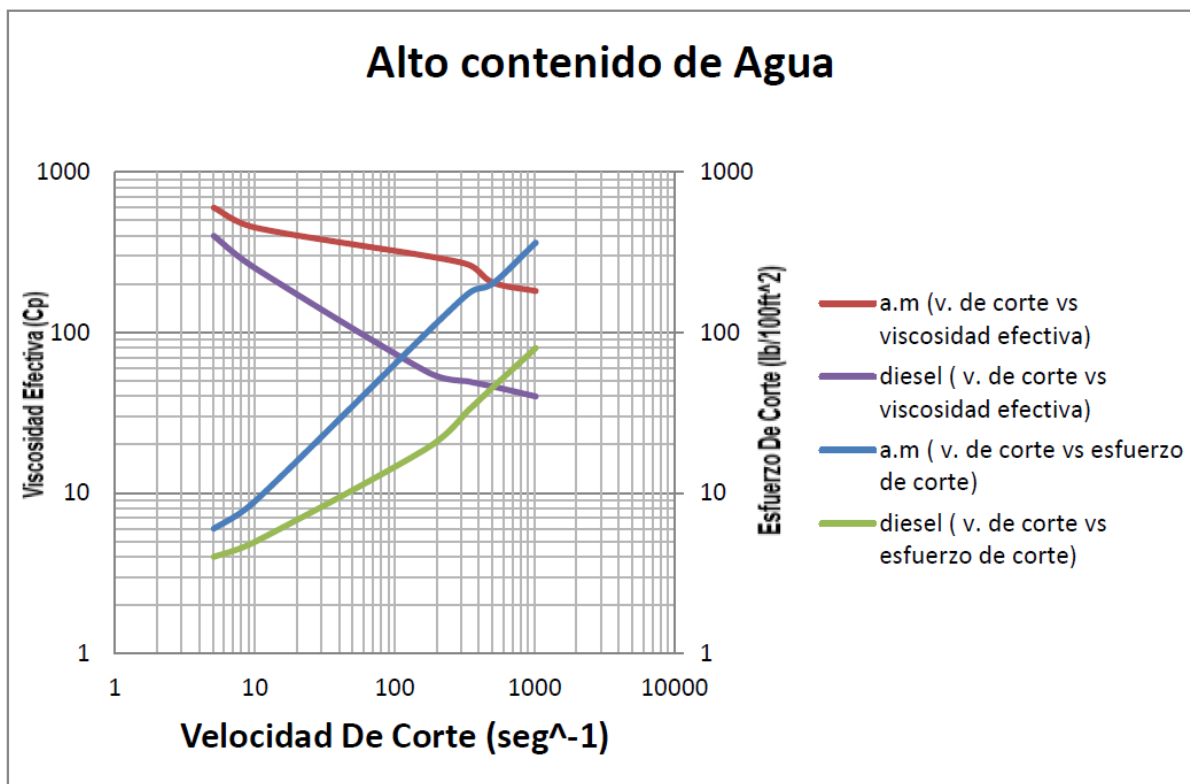
*Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft<sup>2</sup>) y Velocidad de corte (1/seg) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación Relajado 80/20.*



*Nota.* Tomado de (González & Matta Ariza, 2014).

**Figura 29**

*Velocidad de corte (1/seg) vs Esfuerzo de corte (lb/100ft<sup>2</sup>) y Velocidad de corte (1/seg) vs Viscosidad efectiva (cP) para la formulación de alto contenido de agua con porcentaje de aceite 40/60.*



*Nota.* Tomado de (González & Matta Ariza, 2014).

Se puede observar que las figuras 25, 26, 27, 28 y 29 exhiben comportamientos similares en sus tendencias, pero dado que se utilizaron diferentes formulaciones para preparar los fluidos de perforación base aceite mineral y base diésel, se puede apreciar la variación en sus proporciones.

Se puede observar en las figuras 25, 26, 27, 28 y 29 la misma relación entre las variables velocidad de corte, esfuerzo de corte y viscosidad efectiva. La viscosidad efectiva posee una relación inversamente proporcional con la velocidad de corte, dado que, a medida que aumenta

la velocidad de corte, la viscosidad efectiva disminuye, además se puede apreciar los diferentes comportamientos para el lodo de perforación base aceite mineral y base diésel, ya que, el lodo de perforación base aceite mineral requiere aumentos más grandes de velocidad de corte para lograr una disminución de viscosidad efectiva, en comparación con el lodo base diésel, el cual, con valores de velocidad de corte más bajos obtiene decremento significativos en sus valores de viscosidad efectiva, también, se puede observar que la velocidad de corte y el esfuerzo de corte interaccionan de forma directamente proporcional, lo cual, es un comportamiento esperado por que el esfuerzo de corte es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte, y por último, en todas las figuras se observa una relación inversamente proporcional entre la viscosidad efectiva y el esfuerzo de corte; ambos lodos de perforación con distintos fluidos base experimentan la misma relación en estas tres variables, sin embargo, la proporción en que estas varían es inversa entre ellos, dado que, en el lodo base aceite mineral la viscosidad efectiva disminuye lentamente a velocidades de corte más altas y el esfuerzo de corte aumenta significativamente, en cambio, en el lodo base diésel, la viscosidad efectiva disminuye significativamente a medida que se aumenta la velocidad de corte y el esfuerzo de corte aumenta lentamente, por lo tanto, los lodos de perforación base diésel presentan un mejor desempeño en sus variables reológicas, para comprender mejor esto, se tabulo el porcentaje de diferencia entre los resultados para ambos lodos de perforación:

**Tabla 42**

*Porcentaje de diferencia entre los resultados de los lodos base aceite mineral y base diésel para viscosidad efectiva.*

**Porcentaje de diferencia de la viscosidad efectiva entre lodo base aceite mineral y diésel (%)**

Variable	100% Aceite	Firme 80/20	Firme 60/40	Relajado 80/20	Aceite 40/60
Ø 600	35.6	77.8	68.4	77.2	78.0
Ø 300	23.4	73.2	62.1	75.0	77.5
Ø 200	13.7	67.2	64.4	70.9	81.1
Ø 100	8.3	63.6	42.4	67.7	81.0
Ø 6	75.0	36.4	47.6	37.5	44.4
Ø 3	76.9	33.3	60.0	33.3	33.3

*Nota.* Porcentaje de diferencia entre los resultados de viscosidad efectiva a distintas velocidades de corte para todas las formulaciones entre los lodos base aceite mineral y base diésel.

### Tabla 43

*Porcentaje de diferencia entre los resultados de esfuerzo de corte a distintas velocidades de corte para todas las formulaciones entre los lodos base aceite mineral y base diésel.*

**Porcentaje de diferencia del esfuerzo de corte entre lodo base aceite mineral y diésel (%)**

Variable	100% Aceite	Firme 80/20	Firme 60/40	Relajado 80/20	Aceite 40/60
Ø 600	36.7	77.8	68.4	77.2	78.0
Ø 300	23.4	73.2	62.1	75.0	77.5
Ø 200	14.7	67.2	64.4	70.9	81.3

Θ 100	8.3	63.6	42.4	67.7	81.0
Θ 6	75.0	36.4	47.6	37.5	44.4
Θ 3	76.9	33.3	60.0	33.3	33.3

*Nota.* Porcentaje de diferencia entre los resultados de esfuerzo de corte a distintas velocidades de corte para todas las formulaciones entre los lodos base aceite mineral y base diésel.

Se examina las tablas 42 y 43, y se corroboró la diferencia de rendimiento entre ambos lodos de perforación con porcentajes de diferencia significativamente altos, cabe destacar que los valores para las variables reológicas para el lodo base diésel son mejores para un óptimo desempeño en actividades de perforación.

Se concluye que el lodo base diésel desde el punto de vista técnico-operacional presenta un mejor rendimiento que el lodo base aceite mineral, ya que, los resultados por encima de la variable Θ 100 para la viscosidad efectiva con velocidades de corte son aún muy elevados, por esta razón alcanza altas tasas de perforación con el lodo base aceite mineral, los altos valores para las variables de viscosidad generan que los esfuerzos de corte sean más altos, así mismo se puede provocar desgaste en los equipos de perforación a velocidades de corte bajas. El lodo base aceite mineral presenta valores de esfuerzo de corte demasiado bajos y una viscosidad efectiva más baja que el lodo base diésel, su eficiencia para la limpieza del pozo es deficiente, dado que no posee viscosidad suficiente para subir los recortes de perforación o suspender los materiales densificantes y recorte de perforación cuando la perforación se detenga.

### **6.9.1 Análisis global**

Una vez realizado el análisis de resultados para cada fluido y habiendo evaluado los criterios básicos para la implementación exitosa de estos fluidos alternativos como fase

continua en un lodo de base aceite, se descarta la glicerina cruda como fase continua en fluidos de perforación de emulsión inversa, aunque presenta una alta compatibilidad con la mayoría de aditivos probados y es amigable con el medio ambiente, este fluido tiene algunos grandes inconvenientes como lo son las grandes viscosidades y los filtrados altos obtenidos (pruebas HPHT), además de presentar problemas con burbujas de aire y lubricidad de modo que ha sido descartado completamente.

Como segundo candidato el aceite mineral presentó un comportamiento apropiado en las especificaciones recomendadas (punto de anilina, punto de inflamación, no debe ser tóxico, no corrosivo) que demostró una toxicidad y biodegradabilidad entre los límites permisibles. El problema radicó en la incompatibilidad con algunos aditivos esto generó precipitaciones y agregados ocasionando un efecto no deseado en las propiedades requeridas para funcionar eficazmente como lodo de perforación, presenta grandes problemas en las viscosidades requeridas y necesita de grandes cantidades de emulsificante para mantener homogénea la emulsión, de manera que, a su vez acarrearía mayores gastos, aunque se descarte el aceite mineral en este estudio es recomendable realizar un estudio similar usando distintos aditivos químicos y aceites minerales del mercado que presenten viscosidades menores.

Para concluir este análisis, se determinó que el biodiésel de palma no cumple en el aspecto técnico debido a su elevada reología en composiciones con mayor contenido de agua. Desde el punto de vista ambiental este fluido es bastante atractivo ya que presenta un bajo nivel de toxicidad y un alto nivel de biodegradabilidad en comparación con el diésel.

A continuación, se presentan una serie de tablas a modo de resumen de los resultados obtenidos de esta investigación:

**Tabla 44**

*Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación 100% aceite.*

Propiedades	Formulación 100% aceite		
	Diésel	Biodiésel	Aceite mineral
Densidad (lpg)	Cumple.	Cumple - Similar.	No cumple - Muy bajo.
Resistencia gel 10' (Lb/100ft <sup>2</sup> )	Cumple.	Cumple - Valores iguales.	Cumple.
Resistencia gel 10'' (Lb/100ft <sup>2</sup> )	Cumple.	Cumple - Valores iguales.	Cumple.
VP (cP)	Cumple.	Cumple - Comportamiento pseudoplástico con valores muy cercanos a los óptimos.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.
VA (cP)			
YP (Lb/100ft <sup>2</sup> )	Cumple.	Cumple el rango óptimo (variación de 3 puntos).	No cumple: -Punto cedente muy bajo.
Filtrado API (ml)	Cumple.	Cumple - Por debajo del límite permisible (7ml) pero aun así el diésel se desempeña mejor.	No cumple: - Incompabilidad con aditivos. -Resultado de filtrado mayor a 7 ml (53.8 ml ).
Viscosidad efectiva (cP)	Cumple.	Cumple: Resultados similares.	Cumple, pero poseo un rendimiento bajo no aconsejable en operaciones de perforación.
Esfuerzo de corte (seg <sup>-1</sup> )	Cumple: Mejor a velocidades de corte media-altas.	Cumple: Mejor a velocidades de corte bajas.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.

**Tabla 45**

*Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación firme 80/20.*

Propiedades	Formulación firme 80/20		
	Diésel	Biodiésel	Aceite mineral
Densidad (lpg)	Cumple.	Cumple - Similar.	Cumple - Pequeña variación respecto al diésel.
Resistencia gel 10' (Lb/100ft <sup>2</sup> )	Cumple.	Cumple - Variación leve.	Cumple.
Resistencia gel 10'' (Lb/100ft <sup>2</sup> )	Cumple.	Cumple - Valores iguales.	Cumple.
VP (cP)	Cumple.	Cumple - Comportamiento pseudoplástico con valores muy cercanos a los óptimos.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.
VA (cP)			
YP (Lb/100ft <sup>2</sup> )	Cumple.	Cumple - Mayor variación que en formulación 100.	No cumple - Muy bajo.
Filtrado API (ml)	Cumple.	Cumple - Por debajo del límite permisible (7ml) pero aun así el diésel se desempeña mejor.	Cumple: Inferior a 7 ml.
Viscosidad efectiva (cP)	Cumple.	Cumple: Resultados muy similares.	No cumple - Diferencias muy altas.
Esfuerzo de corte (seg <sup>-1</sup> )	Cumple: Mejor a velocidades de corte media-altas.	Cumple: Mejor a velocidades de corte media-altas.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.

**Tabla 46**

*Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación firme 60/40.*

<b>Propiedades</b>	<b>Formulación firme 60/40</b>		
	<b>Diésel</b>	<b>Biodiésel</b>	<b>Aceite mineral</b>
<b>Densidad (lpg)</b>	Cumple.	Cumple - Valores más estables entre formulaciones.	Cumple pero presenta valores más altos que los obtenidos en diésel.
<b>Resistencia gel 10' (Lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	Cumple.	Cumple - Valores cercanos y adentro del límite.	No cumple - Alta variación.
<b>Resistencia gel 10'' (Lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	Cumple.	Cumple - Valores cercanos y adentro del límite.	No cumple - Alta variación.
<b>VP (cP)</b>	Cumple.	Cumple - Presenta variaciones considerables, mejor desempeño en limpieza de pozo.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.
<b>VA (cP)</b>		No cumple - Alta diferencia de valores.	
<b>YP (Lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	Cumple.	No cumple - Variación muy alta, disminución de desempeño, aunque los valores de punto cedente pueden ser usados en operaciones de perforación.	Cumple.
<b>Filtrado API (ml)</b>	Cumple.	Cumple - Por debajo del límite permisible (7ml) pero aun así el diésel se desempeña mejor.	Cumple: Inferior a 7 ml.
<b>Viscosidad efectiva (cP)</b>	Cumple.	Cumple - Presenta un desempeño significativamente mejor que el diésel.	No cumple - Diferencias muy altas.
<b>Esfuerzo de corte (seg<sup>-1</sup>)</b>	Cumple: Mejor a velocidades de corte media-altas.	Cumple - El fluido disminuye el esfuerzo de corte a mayores velocidades de corte.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.

**Tabla 47**

*Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación relajado 80/20.*

<b>Propiedades</b>	<b>Formulación relajado 80/20</b>		
	<b>Diésel</b>	<b>Biodiésel</b>	<b>Aceite mineral</b>
<b>Densidad (lpg)</b>	Cumple.	Cumple - Valores más estables entre formulaciones.	Cumple - Pequeña variación respecto al diésel.
<b>Resistencia gel 10' (Lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	Cumple.	Cumple - Valores cercanos y adentro del límite.	Cumple.
<b>Resistencia gel 10'' (Lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	Cumple.	Cumple - Valores cercanos y adentro del límite.	Cumple.
<b>VP (cP)</b>	Cumple.	Cumple - Comportamiento pseudoplástico con valores muy cercanos a los óptimos.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.
<b>VA (cP)</b>		Cumple.	No cumple - muy bajo.
<b>YP (Lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	Cumple.	Cumple.	No cumple - muy bajo.
<b>Filtrado API (ml)</b>	Cumple.	Cumple - Por debajo del límite permisible (7ml) pero aun así el diésel se desempeña mejor.	Cumple: Inferior a 7 ml.
<b>Viscosidad efectiva (cP)</b>	Cumple - Menor capacidad de limpieza de pozo y mayor velocidad de perforación.	Cumple - Mayor capacidad de limpieza de pozo y menor velocidad de perforación.	No cumple - Diferencias muy altas.
<b>Esfuerzo de corte (seg<sup>-1</sup>)</b>	Cumple: Mejor a velocidades de corte medias.	Cumple - Mejor desempeño a velocidades bajas, problemas de desempeño en velocidades de corte mayores.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.

**Tabla 48**

*Matriz de respuesta de los distintos fluidos alternativos en relación con el diésel – Formulación 40/60 alta agua.*

<b>Propiedades</b>	<b>Formulación alto contenido de agua 40/60</b>		
	<b>Diésel</b>	<b>Biodiésel</b>	<b>Aceite mineral</b>
<b>Densidad (lpg)</b>	Cumple.	Cumple - valores más estables entre formulaciones.	Cumple - pequeña variación respecto al diésel.
<b>Resistencia gel 10' (Lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	Cumple.	No cumple - Alta dispersión de valores y valores muy altos.	No cumple - alta variación.
<b>Resistencia gel 10'' (Lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	Cumple.	No cumple - Alta dispersión de valores y valores muy altos.	Cumple.
<b>VP (cP)</b>	Cumple.	No cumple - No se obtuvo lectura debido a los altos valores.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.
<b>VA (cP)</b>			
<b>YP (Lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	Cumple.	No cumple - No se obtuvo lectura debido a los altos valores.	Cumple.
<b>Filtrado API (ml)</b>	Cumple.	Cumple - Por debajo del límite permisible (7ml) pero aun así el diésel se desempeña mejor.	No cumple: - Incompabilidad con aditivos.
<b>Viscosidad efectiva (cP)</b>	Cumple.	No cumple - variaciones considerables.	No cumple - diferencias muy altas.
<b>Esfuerzo de corte (seg<sup>-1</sup>)</b>	Cumple: Mejor a velocidades de corte media-altas.	No cumple - variaciones considerables.	No cumple: -Alta diferencia en los valores.

## **6.10 Toxicidad y ambiente**

El uso de los aceites menos tóxicos y más biodegradables se ha convertido en una necesidad mundial como alternativa a los lodos base diésel, todo esto como consecuencia del gran impacto ambiental generado, así mismo, de las regulaciones ambientales impuestas. En esta sección se busca dar una calificación cualitativa y/o cuantitativa del nivel de toxicidad de los lodos estudiados y para ello se ha basado en los modelos toxicológicos y bioensayos de una forma resumida en las tesis revisadas.

El criterio usado para conocer el grado de toxicidad de un aceite es su concentración letal (CL50) basada en indicadores seleccionados de acuerdo con las condiciones climatológicas y las especies locales. La expresión CL50 se refiere a la concentración letal que causa la muerte al 50% de la población experimental al cabo de cierto tiempo de exposición y se ha usado este criterio como pauta principal en el análisis toxicológico de cada lodo.

### **6.10.1 Aceite mineral**

En el caso del aceite mineral se realizaron una serie de en función del nivel de toxicidad aplicado con el propósito de evaluar los efectos fitotóxicos de compuestos puros o de mezclas complejas (aguas residuales) en el proceso de germinación de las semillas de lechuga y en el desarrollo de las plantas durante sus primeros 15 días de crecimiento. En caso de querer profundizar en el proceso requerido para estas tablas, se puede remitir a la tesis “Factibilidad del uso de aceite mineral blanco grado técnico como fase continua en lodos de perforación. (González & Matta Ariza, 2014)”

## **Tabla 49**

*Reporte de resultados aceite mineral intervalo de CL50 por el método no paramétrico.*

Intervalo	Aceite mineral		
	Replica uno	Replica dos	Replica tres
CL50 Límite superior (ml aceite/100ml de agua)	32.51	32.33	31.85
CL50 Límite inferior (ml aceite/100ml de agua)	3.85	1.76	2.24

*Nota.* Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

#### **Tabla 50**

*Reporte de resultados aceite diésel intervalo de CL50 por el método no paramétrico.*

Intervalo	Diésel		
	Replica uno	Replica dos	Replica tres
CL50 Límite superior (ml aceite/100ml de agua)	24.85	24.05	25.51
CL50 Límite inferior (ml aceite/100ml de agua)	1.06	0.49	-0.05

*Nota.* Modificado de (González & Matta Ariza, 2014).

A partir de la metodología de análisis Spearman-Kärber se ha obtenido una concentración letal promedio CL50 para el lodo formulado a partir del diésel que varía en el rango de 0.50 ml aceite /100ml de agua – 24.80 ml aceite/100 ml de agua y para el aceite mineral este rango de oscilación se encuentra desde 2.62 ml aceite/100 ml de agua – 32.23 ml aceite/100 ml de agua con un intervalo de confianza del 90%. Estos valores nos indican que a concentraciones del rango entre 0.50 a 24.80 ml diésel /100ml de agua se provocan efectos fitotóxicos al 50% de la población expuesta, igualmente para el aceite mineral el intervalo de concentración tuvo un margen más amplio lo que indica que es necesaria una mayor concentración para lograr los mismos efectos.

Lo expuesto anteriormente nos permite apreciar que los efectos toxicológicos para un lodo base diésel pueden ser más catastróficos que los presentados por un aceite mineral. Aunque el margen de diferencia media del CL50 no es tan grande, esta pequeña diferenciación podría presentar un gran impacto positivo en un ecosistema.

### 6.10.2 Biodiésel de palma

En el año 2005 especialistas de PDVSA-INTEVEP desarrollaron con resultados muy positivos un aceite a base de soya (aunque difiere un poco de la base palma, en esencia se obtiene el mismo aceite vegetal esterificado) para formular fluidos de perforación, a partir de derivados de aceite vegetal, reduciendo al mínimo el impacto ambiental. Concluyendo el estudio con el hecho de que no es tóxico y a su vez es biodegradable suponiendo así un significativo ahorro por concepto de transporte y tratamiento de estos.

Posteriormente se hizo un estudio de la aplicabilidad en campo de aceites de baja toxicidad en pozos de alto riesgo y los resultados obtenidos de este estudio son plasmados en las tablas siguientes:

**Tabla 51**

*Características de los aceites esterificados.*

<b>Propiedad</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Aceite de Soya</b>	<b>Aceite de Palma</b>
<b>Densidad (g/cc)</b>	59	0.9242	0.9153
<b>Viscosidad (cP).</b>	72	58.35	45.18
<b>Punto de fluidez</b>	--	-12	24
<b>Punto de inflamación</b>	--	315	313
<b>Índice refracción</b>	40	1.4673	1.4587

*Nota.* Modificado de (Muñoz & Manrique, 2012).

**Tabla 52**

*Pruebas de toxicidad, aceite vegetal esterificado D(dulceacuícolas) M(marinos).*

<b>Bioindicador</b>	<b>LC50-48Hrs.</b>	<b>Clasificación</b>
<b>Daphnia Magna (O)</b>	70000	No Tóxico
<b>Artemia SP (M)</b>	>84000	No Tóxico
<b>Ptoto bacterium</b>	36700	No Tóxico

*Nota.* Modificado de (Muñoz & Manrique, 2012).

### **Tabla 53**

*Pruebas de biodegradabilidad, aceite vegetal esterificado.*

	<b>Biodegradación</b>	
	<b>Aeróbica</b>	<b>Anaeróbica</b>
<b>Ester de palma</b>	65 %	83 %
<b>Valor establecido ASTM</b>	>60 %	>75 %

*Nota.* Modificado de (Muñoz & Manrique, 2012).

Las tablas anteriores nos dejan percibir un nivel de toxicidad relativamente bajo el cual cumple con la normativa de toxicidad y biodegradabilidad, si bien no se presenta una comparación directa del biodiésel de palma vs diésel en cuanto a toxicidad y biodegradabilidad, se puede dar fe de ello con base a las diversas investigaciones y estudios que se han generado en torno a los aditivos/materiales biodegradables y de bajo nivel tóxico llegando así a una conclusión temporal de la alta eficiencia del biodiésel de palma en cuanto a nivel ambiental nos referimos.

#### **6.10.3 Glicerina**

Si bien no se ha realizado un estudio detallado y específico sobre este componente en cuanto a términos de toxicidad nos referimos, este se encuentra catalogado como un producto no tóxico y amigable con el medio ambiente según las fichas técnicas de seguridad.

Información toxicológica:

Considerado como no tóxico

DL50= 12.6 g/Kg.

Información Ecológica:

DB05= 61-78% Toxicidad peces:

CL50 mayor a 10 g/l. Es biodegradable en solución acuosa.

### 6.11 Análisis global

Una vez analizado de manera cuantitativa/cualitativa cada fluido, se puede concluir el nivel de toxicidad aproximado con base a los datos obtenidos, vemos un rango de concentración letal (CL50) bastante limitado que a concentraciones de un rango entre 0.50 a 24.80 ml diésel /100ml de agua se provocan efectos fitotóxicos al 50% de la población expuesta, si bien el aceite mineral es una buena alternativa al uso del diésel es importante resaltar que también presenta un rango algo limitado y podría afectar fuertemente el ecosistema en caso de no ser tratado adecuadamente, teniendo así una escala en función del nivel de toxicidad iniciando desde el más tóxico y terminando en el menos tóxico: Diésel >Aceite Mineral >Biodiésel >Glicerina.

La siguiente tabla ilustra de manera cualitativa el nivel de toxicidad y biodegradabilidad de cada fluido en base a la recopilación de distintas fuentes de información.

**Tabla 54**

*Toxicidad y biodegradabilidad de los fluidos tratados.*

Fluido	Toxicidad	Biodegradabilidad
Diésel	Alta	Baja

<b>Biodiésel de palma</b>	Baja	Media
<b>Aceite mineral</b>	Alta	Media
<b>Glicerina</b>	Baja en ambiente terrestres Alta en ambiente acuático	Media

*Nota.* Toxicidad y biodegradabilidad del diésel, biodiésel de palma, aceite mineral y glicerina

Posicionando así a la glicerina y al biodiésel de palma como las 2 mejores alternativas en cuanto a términos ambientales nos referimos ya que ambos cumplen con un nivel de toxicidad y biodegradabilidad de impacto leve al ecosistema.

### 6.12 Modelo estadístico

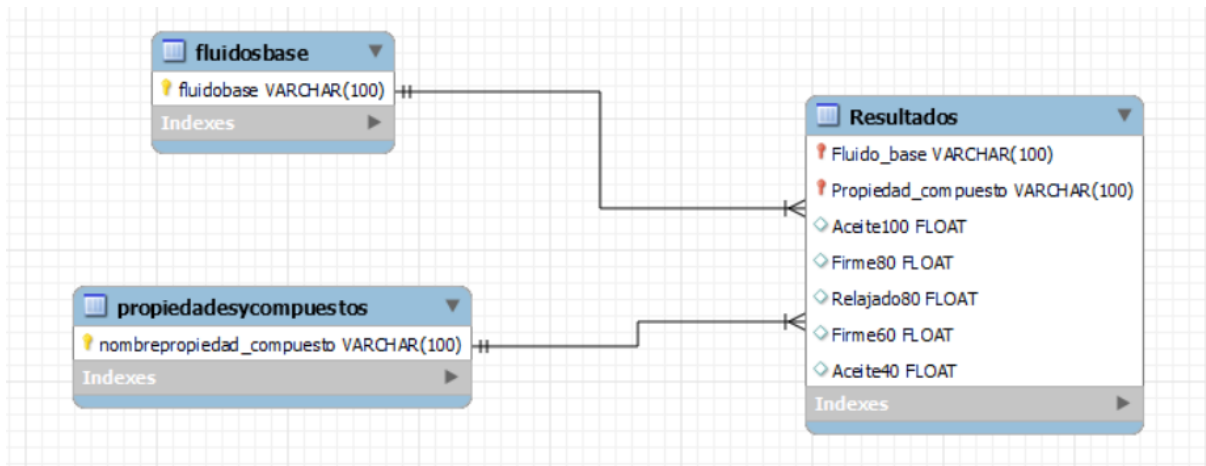
Con el objetivo de comprender más a fondo el significado de los datos, la forma en que se relacionan las diferentes propiedades de los lodos de perforación con distintos fluidos base con los aditivos químicos más esenciales para la preparación un fluido de perforación y aportar a la literatura un nuevo tipo de análisis para fluidos de perforación, se creó un modelo estadístico, en el cual, se observó las diferencias entre los fluidos base diésel, biodiésel de palma y aceite mineral. Para cumplir este objetivo de investigación se descartó la participación de la glicerina, dado que, presentó un desempeño ineficiente en el comportamiento reológico y en la propiedad de control de filtrado, lo cual, hace que la glicerina como fluido base no sea recomendable como fluido de perforación, además, los estudios sobre la glicerina y resultados de pruebas con distintas formulaciones para la glicerina como fluido base son escasos y sólo una investigación tenía pruebas de laboratorio para un lodo base glicerina, pero únicamente para una formulación con 80% de aceite y 20 % agua, también, cabe aclarar que dadas las limitaciones provocadas por el virus COVID-19 en los años 2020 a 2021, se restringió el acceso

a las instalaciones del Instituto Colombiano del Petróleo de la ciudad de Bucaramanga, por lo tanto, no fue posible obtener más información sobre el desempeño de la glicerina como fluido base para lodos de perforación.

El modelo estadístico para el análisis del comportamiento de las variables se planteó dado que en la literatura sobre fluidos de perforación se identificó que no existe estudios de esta naturaleza en libros o investigaciones, por lo cual, se planteó desde cero y se plasmó un plan a seguir para su elaboración, para ello, el modelo estadístico se realizó mediante dos softwares de programación relacionados con las ciencias de bases de datos. Primero, se creó una base de datos en el software MySQL, el cual maneja el lenguaje de programación SQL, donde se creó una base de datos con los resultados de las pruebas presentados de los fluidos base diésel, biodiésel y aceite mineral para las formulaciones 100 % aceite, firme 80/20, relajado 80/20, firme 60/40 y alto contenido de agua 40/60, con la finalidad de usar un software de programación para bases de datos que reconozca la interacción entre las variables y los datos, por lo tanto, una vez se identificó las variables a estudiar en este análisis, se creó un modelo de bases de datos para establecer las interacciones entre variables como se puede ver en la figura 30.

**Figura 30**

Modelo de base de datos diseñado en el software MySQL.



*Nota.* Modelo de base de datos diseñado en el software MySQL para el análisis de los fluidos de perforación con distinto fluido base.

En la figura 30 cada cuadro representa una tabla, de acuerdo con esto, la tabla “fluidosbase” se creó para apreciar de mejor forma la diferencia entre los datos dado que se evaluaron las mismas propiedades en tres fluidos distintos, por esa razón, se creó la tabla “propiedadesycompuestos”, en la cual se incluyó las propiedades Cake (x/32 pulgada), Densidad (Lpg), HPHT 300°F y 500 psi (ml), Resistencia Gel 10 minutos (Lb/100 ft<sup>2</sup>), Resistencia Gel 10 segundos (Lb/100 ft<sup>2</sup>), VA (cP), VP (cP), YP (Lb/100 ft<sup>2</sup>),  $\Theta$  100 (Lb/100 ft<sup>2</sup>),  $\Theta$  200 (Lb/100 ft<sup>2</sup>),  $\Theta$  3 (Lb/100 ft<sup>2</sup>),  $\Theta$  300 (Lb/100 ft<sup>2</sup>),  $\Theta$  6 (Lb/100 ft<sup>2</sup>) y  $\Theta$  600 (Lb/100 ft<sup>2</sup>), además de los aditivos químicos usados como: Emulsificante primario (Lb/bbl), Emulsificante secundario (Lb/bbl), Viscosificante primario (Lb/bbl), Viscosificante secundario (Lb/bbl) y Controlador de filtrado (Lb/bbl). Una vez que se obtuvieron estas dos tablas, se identificó que la interacción que poseen estas variables es “muchos a muchos”, por lo cual, luego de establecer esta nueva interacción se crea otro cuadro o tabla llamado “Resultados”, el cual contenía lo que se denomina las palabras claves de las dos primeras tablas (Fluido\_base y

Propiedad\_compuesto) y la clasificación de cada resultados a las pruebas por formulación Aceite100 (100 % Aceite), Firme80 (Firme 80/20), Relajado80 (Relajado 8/20), Fimer60 (Firme 60/40) y Aceite40 (Alto contenido de agua 40/60), estas palabras clave aseguran la relación entre las variables y los datos mediante un proceso llamado “fenómeno de transferencia de clave”.

En la ciencia de bases de datos, lo más recomendable es simplificar al máximo el modelo de datos, por esta razón, después de múltiples intentos con modelos más grandes y ramificados para cada fluido base, aditivos químico y propiedades, se determinó que el modelo de la figura 30 era el más ideal para una comparación de resultados de los distintos lodos de perforación con distinta base.

Las palabras VARCHAR (100) y float, hacen referencia al tipo de variables, siendo la primera para variables tipo texto que permiten 100 caracteres como el nombre de las propiedades y la segunda para variables numéricas con decimales como los resultados de las pruebas de laboratorio.

Después de que se obtuvo el modelo de base de datos mediante la opción “Forward Engineer”, se creó un servidor de trabajo y los códigos para introducir la información a la base de datos en el software. Luego de introducir los datos, se seleccionó el software PyCharm para realizar los análisis estadísticos, ya que, al año 2021 es conocido como uno de los mejores softwares para la ciencia y análisis de datos de datos mediante el lenguaje de programación Python.

Al exportar los datos de la base de datos creada en el software MySQL, se crea un archivo .CSV, que se usó para el análisis en el software PyCharm, para este proyecto, se

generaron alrededor de 500 Líneas de código y se utilizaron las siguientes librerías de Python en la figura 31:

**Figura 31**

*Librerías de Python usadas en el modelo estadístico.*

```

1  import pandas as pd
2  import matplotlib.pyplot as plt
3  from numpy import poly1d
4  from numpy import polyfit
5  from numpy import linspace
6  from sklearn.metrics import r2_score
7  import seaborn as sns
8

```

*Nota.* Librerías de Python necesarias para hacer los cálculos y gráficas en el software PyCharm.

Para hacer lectura de la base de datos por medió de la librería pandas se creó un DataFrame con la información del archivo .CSV, como se puede observar en la tabla 55 que se visualizaron mediante la herramienta SciView de PyCharm, luego, se transformó la base de datos y se crearon tres DataFrame distintos para visualizar la información de cada fluido base de forma separada y mediante la librería pandas se obtuvo las principales términos estadísticos de los DataFrame mediante la función “describe”.

**Tabla 55**

*Tabla de datos generada a partir del DataFrame.*

Fluido base	Propiedad o compuesto	100% aceite	Firme 80/20	Relajado 80/20	Firme 60/40	Alto cont. de agua 40/60
Aceite mineral	Cake (x/32 pulgada)	2	1	1	1	2
	Controlador de filtrado (Lb/bbl)	10	7	3	7	6
	Densidad (Lpg)	7.1	7.08	6.9	7.25	7.22
	Emulsificante primario (Lb/bbl)	3	7	3	7	6
	Emulsificante secundario (Lb/bbl)	0	0	0	0	0

Biodiésel de palma	HPHT 300°F y 500 psi (ml)	53.8	6	5.5	5.3	5.5
	Resistencia Gel 10 minutos (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	13	12	9	17	21
	Resistencia Gel 10 segundos (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	11	7	4	11	8
	VA (cP)	45	90	73	127	182
	Viscosificante primario (Lb/bbl)	10	3.25	3	3.25	1.5
	Viscosificante secundario (Lb/bbl)	0	0	0	0	0
	VP (cP)	43	83	65	108	159
	YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	4	14	15	37	45
	⊙ 100 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	22	44	31	60	100
	⊙ 200 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	34	67	55	104	176
	⊙ 3 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	3	6	4	8	6
	⊙ 300 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	47	97	80	145	204
	⊙ 6 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	4	7	5	11	9
	⊙ 600 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	90	180	145	253	363
	Cake (x/32 pulgada)	4	0	2	1	1
	Controlador de filtrado (Lb/bbl)	10	7	1.5	7	6
	Densidad (Lpg)	7.5	6.1	7.5	7.2	7.9
	Emulsificante primario (Lb/bbl)	3	7	3	7	1.5
	Emulsificante secundario (Lb/bbl)	1	0	1	0	6
	HPHT 300°F y 500 psi (ml)	2	2	2	2.6	4
	Resistencia Gel 10 minutos (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	1	2.5	4	16	70
	Resistencia Gel 10 segundos (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	1	2	3	12	65
	VA (cP)	7	16.25	21	80	0
	Viscosificante primario (Lb/bbl)	10	1.75	5	1.75	1.5
	Viscosificante secundario (Lb/bbl)	0	1.5	0	1.5	0
	VP (cP)	7	14.5	16	36	0
	YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	0	3.5	10	88	0
	⊙ 100 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	2.5	8	14	42	230
	⊙ 200 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	5	13	19	84	276
	⊙ 3 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	1	2.5	4	16	75
	⊙ 300 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	7	18	26	124	300
	⊙ 6 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	1	3	7	24	121
	⊙ 600 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	14	32.5	42	160	300
Cake (x/32 pulgada)	0	0	0	1	1	
Controlador de filtrado (Lb/bbl)	10	7	1.5	7	6	
Densidad (Lpg)	7.35	6	6.2	7.5	7.6	
Emulsificante primario (Lb/bbl)	3	7	3	7	1.5	
Diésel						

Emulsificante secundario (Lb/bbl)	1	0	1	0	6
HPHT 300°F y 500 psi (ml)	1	1	4	1.2	2.4
Resistencia Gel 10 minutos (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	1	2	3	17	59
Resistencia Gel 10 segundos (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	1	2	3	14	56
VA (cP)	7.5	16.5	18.5	43	130
Viscosificante primario (Lb/bbl)	10	1.75	5	1.75	1.5
Viscosificante secundario (Lb/bbl)	0	1.5	0	1.5	0
VP (cP)	5.5	14	15.5	25	69
YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	4	5	6	36	122
⊖ 100 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	4	8	11	38	130
⊖ 200 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	6.5	13	16	50	165
⊖ 3 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	1	2	3	16	65
⊖ 300 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	9.5	19	21.5	61	191
⊖ 6 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	1.5	3	5	18	69
⊖ 600 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	15	33	37	86	260

*Nota.* Tabla de datos generada a partir del DataFrame que vincula las variables a sus resultados mediante el fenómeno de transferencia de clave.

Primero, se analizó los términos estadísticos para cada propiedad y aditivo químico en los tres fluidos base por separado para las formulaciones 100 % Aceite, Firme 80/20, Relajado 8/20, Firme 60/40 y Alto contenido de agua 40/60, y se obtuvieron las siguientes tablas 56, 57 y 58.

**Tabla 56**

*Términos estadísticos para las propiedades y aditivos químicos del diésel.*

	<b>Cake (x/32 pulgada)</b>	<b>Controlador de filtrado (Lb/bbl)</b>	<b>Densidad (Lpg)</b>	<b>Emulsificante primario (Lb/bbl)</b>	<b>Emulsificante secundario (Lb/bbl)</b>	<b>HPHT 300°F y 500 psi (ml)</b>	<b>Resistencia Gel 10 minutos (Lb/100 ft^2)</b>	<b>Resistencia Gel 10 segundos (Lb/100 ft^2)</b>	<b>VA (cP)</b>	<b>Viscosificante primario (Lb/bbl)</b>	<b>Viscosificante secundario (Lb/bbl)</b>
<b>count</b>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>mean</b>	0.4	6.3	6.93	4.3	1.6	1.92	16.4	15.2	43.1	4	0.6
<b>std</b>	0.54772256	3.07408523	0.76616	2.53968502	2.50998008	1.300769	24.6941289	23.4029913	50.3282	3.652909799	0.821583836
<b>min</b>	0	1.5	6	1.5	0	1	1	1	7.5	1.5	0
<b>25%</b>	0	6	6.2	3	0	1	2	2	16.5	1.75	0
<b>50%</b>	0	7	7.35	3	1	1.2	3	3	18.5	1.75	0
<b>75%</b>	1	7	7.5	7	1	2.4	17	14	43	5	1.5
<b>max</b>	1	10	7.6	7	6	4	59	56	130	10	1.5

	<b>VP (cP)</b>	<b>YP (Lb/100 ft^2)</b>	<b>Θ 100 (Lb/100 ft^2)</b>	<b>Θ 200 (Lb/100 ft^2)</b>	<b>Θ 3 (Lb/100 ft^2)</b>	<b>Θ 300 (Lb/100 ft^2)</b>	<b>Θ 6 (Lb/100 ft^2)</b>	<b>Θ 600 (Lb/100 ft^2)</b>
<b>count</b>	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>mean</b>	25.8	34.6	38.2	50.1	17.4	60.4	19.3	86.2
<b>std</b>	25.1212062	50.6734645	53.0302	66.41197181	27.30018315	75.6219214	28.5429501	100.656346
<b>min</b>	5.5	4	4	6.5	1	9.5	1.5	15
<b>25%</b>	14	5	8	13	2	19	3	33
<b>50%</b>	15.5	6	11	16	3	21.5	5	37

<b>75%</b>	25	36	38	50	16	61	18	86
<b>max</b>	69	122	130	165	65	191	69	260

*Nota.* Términos estadísticos para las principales propiedades y aditivos químicos evaluados del diésel.

**Tabla 57**

*Términos estadísticos para las propiedades y aditivos químicos del aceite mineral.*

	<b>Cake (x/32 pulgada)</b>	<b>Controlador de filtrado (Lb/bbl)</b>	<b>Densidad (Lpg)</b>	<b>Emulsificante primario (Lb/bbl)</b>	<b>Emulsificante secundario (Lb/bbl)</b>	<b>HPHT 300°F y 500 psi (ml)</b>	<b>Resistencia Gel 10 minutos (Lb/100 ft^2)</b>	<b>Resistencia Gel 10 segundos (Lb/100 ft^2)</b>	<b>VA (cP)</b>	<b>Viscosificante primario (Lb/bbl)</b>	<b>Viscosificante secundario (Lb/bbl)</b>
<b>count</b>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>mean</b>	1.4	6.6	7.11	5.2	0	15.22	14.4	8.2	103.4	4.2	0
<b>std</b>	0.54772	2.50998008	0.13856	2.049390153	0	21.5684	4.669047	2.9495762	53.0311	3.323213806	0
<b>min</b>	1	3	6.9	3	0	5.3	9	4	45	1.5	0
<b>25%</b>	1	6	7.08	3	0	5.5	12	7	73	3	0
<b>50%</b>	1	7	7.1	6	0	5.5	13	8	90	3.25	0
<b>75%</b>	2	7	7.22	7	0	6	17	11	127	3.25	0
<b>max</b>	2	10	7.25	7	0	53.8	21	11	182	10	0

	VP (cP)	YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	Θ 100 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	Θ 200 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	Θ 3 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	Θ 300 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	Θ 6 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	Θ 600 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )
<b>count</b>	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>mean</b>	91.6	23	51.4	87.2	5.4	114.6	7.2	206.2
<b>std</b>	44.596	17.2191754	30.705	55.77364969	1.949358869	61.2234	2.8635642	105.72464
<b>min</b>	43	4	22	34	3	47	4	90
<b>25%</b>	65	14	31	55	4	80	5	145
<b>50%</b>	83	15	44	67	6	97	7	180
<b>75%</b>	108	37	60	104	6	145	9	253
<b>max</b>	159	45	100	176	8	204	11	363

*Nota.* Términos estadísticos para las principales propiedades y aditivos químicos evaluados del aceite mineral.

**Tabla 58**

*Términos estadísticos para las propiedades y aditivos químicos del biodiésel de palma.*

	Cake (x/32 pulgada)	Controlador de filtrado (Lb/bbl)	Densidad (Lpg)	Emulsificante primario (Lb/bbl)	Emulsificante secundario (Lb/bbl)	HPHT 300°F y 500 psi (ml)	Resistencia Gel 10 minutos (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	Resistencia Gel 10 segundos (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	VA (cP)	Viscosificante primario (Lb/bbl)	Viscosificante secundario (Lb/bbl)
<b>count</b>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>mean</b>	1.6	6.3	7.24	4.3	1.6	2.52	18.7	16.6	24.85	4	0.6

<b>std</b>	1.51658	3.07408523	0.68411	2.53968502	2.50998008	0.86718	29.286516	27.409852	31.8844	3.652909799	0.821583836
<b>min</b>	0	1.5	6.1	1.5	0	2	1	1	0	1.5	0
<b>25%</b>	1	6	7.2	3	0	2	2.5	2	7	1.75	0
<b>50%</b>	1	7	7.5	3	1	2	4	3	16.25	1.75	0
<b>75%</b>	2	7	7.5	7	1	2.6	16	12	21	5	1.5
<b>max</b>	4	10	7.9	7	6	4	70	65	80	10	1.5

	VP (cP)	YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	⊖ 100 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	⊖ 200 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	⊖ 3 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	⊖ 300 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	⊖ 6 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	⊖ 600 (Lb/100 ft <sup>2</sup> )
<b>count</b>	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>mean</b>	14.7	20.3	59.3	79.4	19.7	95	31.2	109.7
<b>std</b>	13.5167	38.0650759	96.6279	114.3079175	31.47935832	123.794	51.011763	120.87783
<b>min</b>	0	0	2.5	5	1	7	1	14
<b>25%</b>	7	0	8	13	2.5	18	3	32.5
<b>50%</b>	14.5	3.5	14	19	4	26	7	42
<b>75%</b>	16	10	42	84	16	124	24	160
<b>max</b>	36	88	230	276	75	300	121	300

*Nota.* Términos estadísticos para las principales propiedades y aditivos químicos evaluados del biodiésel de palma.

### 6.13 Análisis de los términos estadísticos

Con base en los resultados, se realizó un análisis para cada propiedad y aditivo químico, teniendo en cuenta los datos de las tablas 56, 57, 58, además, cabe resaltar que el análisis del término estadístico count no se realizara ya que es un conteo de la cantidad de datos, el cual es igual a 5, debido a que se obtuvieron resultados para 5 formulaciones.

Cake (x/32 pulgada): Se observó que la media de valores para el diésel es de 0.4/32 pulgadas, para el aceite mineral 1.4/32 pulgadas y para el biodiésel de palma 1.6/32 pulgadas, lo cual, se debe a que en las pruebas realizadas el diésel presento grosores bajos de retorta por debajo de 1, los cuales se aproximaron a cero, sin embargo, del análisis anterior a las propiedades se sabe que en un muy pocas pruebas los tres fluidos base en sus formulaciones tuvieron resultados satisfactorios, también se observó que el biodiésel presento grosores de retorta más alto entre los tres fluidos, dado que en la prueba de formulación 100 % aceite obtuvo un grosor de 4/32 pulgadas.

Los tres fluidos base presentan bajas desviaciones estándar por debajo de 2, lo cual, se aprecia en los datos para los cuartiles 25 %, 50% y 75% lo cuales son muy similares entre sí.

Controlador de filtrado (Lb/bbl): La media de los valores para los aditivos químicos de filtrado oscila entre 6 y 7 ml, por lo tanto, los fluidos base en su preparación no suelen requerir demasiada cantidad de este producto, sin embargo, es importante destacar que el aceite mineral presenta la media de mayor valor, aunque no muy alejada, por lo que implica que el fluido base aceite mineral requiere mayor gasto económico en este aditivo químico. Los tres fluidos base obtuvieron desviaciones estándar muy bajas, alrededor de 3 ml, con la menor std para el aceite mineral, además, los tres obtuvieron el mismo valor para los cuartiles.

Densidad (Lpg): Los tres fluidos base presentaron valores muy similares de densidad, siendo el de mayor densidad el biodiésel de palma y luego el aceite mineral, lo cual, es lógico dado que estos fluidos poseen una mayor densidad sin aditivos químicos. Los tres fluidos base obtuvieron dispersiones por debajo de 1 Lpg, por lo cual, se concluye que no tienen problemas de densidad al aumentar o disminuir el porcentaje de agua, además los cuartiles para los tres fluidos son muy similares por lo que presentan un comportamiento similar.

Emulsificante primario (Lb/bbl): Se observó en la media para los datos que el aceite mineral requiere mayor cantidad de este aditivo químico, mientras que el biodiésel de palma y el aceite mineral presentaron el mismo valor, esto implica un mayor gasto económico para el aceite mineral, aunque no muy elevado dado que los valores entre sí son muy similares, también, se observó que los valores de std para los tres fluidos base está por debajo de 3, lo cual indica una dispersión baja y tomando en cuenta los cuartiles se corroboró que requieren cantidades muy similares en preparación como lodo de perforación.

Emulsificante secundario (Lb/bbl): Se observó que sólo se tienen valores para el biodiésel de palma y diésel, los cuales son iguales, por lo cual, tienen un gasto económico agregado, aunque la necesidad de un emulsificante secundario es situacional y no siempre implica un gasto económico mayor.

HPHT 300°F y 500 psi (ml): Se observó una media de 15.22 para el aceite mineral, 2.52 para el biodiésel de palma y 1.92 para el diésel, por lo cual, se dedujo que el diésel tiene un mejor rendimiento para controlar las pérdidas de filtrado a la formación que el aceite mineral y el biodiésel de palma, aunque el biodiésel también tiene un excelente rendimiento, por otra parte, el aceite mineral obtuvo una media que supera el límite establecido por la literatura de 7 ml, esto debido a que el resultado para la formulación 100 % aceite tuvo pérdidas significativas

de 53.8 ml, lo cual sucedió únicamente para esta formulación, lo cual se puede ver reflejado en su alta desviación estándar y que el valor de los cuartiles no se altera demasiado.

Resistencia Gel 10 minutos (Lb/100 ft<sup>2</sup>): Se obtuvieron valores muy similares para la media en los tres fluidos, por lo cual, sin embargo, en los valores de desviación estándar se observó que tanto el diésel como el biodiésel de palma experimentan cambios mayores en los resultados de sus formulaciones, aunque, de acuerdo con el valor de los cuartiles, se dedujo que tienen un comportamiento reológico muy similar, ya que estos valores no poseen diferencias significativas, pero analizando las proporciones y la naturaleza viscosa del aceite mineral no exhiben el mismo rendimiento.

Resistencia Gel 10 segundos (Lb/100 ft<sup>2</sup>): Se observó que el valor de la media para esta propiedad es menor en el aceite mineral, y que el comportamiento reológico para la resistencia gel a cortos intervalos de tiempo no tiene variaciones significativas al aumento o disminución del porcentaje de agua, lo cual se puede ver en un std menor a 3, por lo tanto, el biodiésel y diésel de palma exhiben un mejor rendimiento para esta propiedad.

Viscosidad aparente (cP): Se observó una diferencia de alrededor del 75 % entre el aceite mineral en comparación con los otros dos fluidos base, así mismo como una desviación estándar mayor en 20 cP y teniendo en cuenta el que valor de los cuartiles tiene una diferencia significativa en comparación con el diésel y el biodiésel de palma, se concluyó que el aceite mineral como fluido base para lodo de perforación presenta un mal desempeño para esta propiedad, ya que, presenta valores altos de viscosidad a formulaciones con alto contenido de aceite y grandes cambios con la variación en el porcentaje de agua.

Viscosificante primario (Lb/bbl): Se observó que todos los términos estadísticos son muy similares entre sí, por lo tanto, requieren cantidades muy similares para su preparación como lodos de perforación, aunque, teniendo en cuenta las diferencias en sus valores, el aceite mineral requiere cantidades un poco más elevadas lo que implica gasto económico mayor en comparación al diésel y biodiésel de palma.

Viscosificante secundario (Lb/bbl): Se observó que el aceite mineral no requirió de este aditivo químico para su elaboración, en cambio, el diésel y biodiésel de palma requirieron las mismas concentraciones, y dado que la cantidad de Viscosificante primario fue muy similar a la del aceite mineral, significa que los tres fluidos bases requieren gastos económicos similares de viscosificantes. Cabe resaltar que el aceite mineral posee una viscosidad natural más elevada que los otros dos fluidos base, además de que su desempeño reológico en cuanto a las propiedades de viscosidad ha sido el peor entre los tres fluidos base.

Viscosidad plástica (cP): Se observó, que el aceite mineral presenta un mal desempeño dado que posee una media significativamente diferente a la de los otros dos fluidos base, además de presentar un std más de tres veces más alto, por lo cual, teniendo en cuenta los valores para los cuartiles se dedujo que posee una dispersión mucho más alta que la del diésel y el biodiésel de palma, debido a esto, se concluyó que el aceite mineral presenta un rendimiento insuficiente dada su inestabilidad a los cambios de porcentaje de agua.

YP (Lb/100 ft<sup>2</sup>): Se observe que el aceite mineral presenta valores para la media similares a los otros dos fluidos base, además, presenta la menor desviación estándar y el diésel la mayor dispersión, sin embargo, lo cual, significa que lodo base diésel tiene una mejor capacidad de adaptabilidad y reacción para formulaciones con mayor porcentaje de agua, teniendo en cuenta esto, el aceite mineral presenta el menor rendimiento, y dado que la

desviación estándar para el diésel es demasiado alta, se concluyó que el biodiésel de palma presenta el mejor rendimiento para esta propiedad.

⊙ 100 (Lb/100 ft<sup>2</sup>): Se observó que el diésel presenta el menor valor de la media para esta propiedad, además, el lodo base biodiésel de palma posee el valor de desviación estándar más alto, y dado que presenta también el valor máximo más alto entre los tres fluidos, se dedujo que el lodo base diésel presenta un gasto de energía más alto ya que requiera de una mayor fuerza para mantener la velocidad de corte, pero, teniendo en cuenta el comportamiento de los valores de los cuartiles se concluye que los tres fluidos base presenta cambios significativos en presencia de altos porcentajes de agua.

⊙ 200 (Lb/100 ft<sup>2</sup>): Se observó que el diésel presenta el menor valor de la media para esta propiedad, además, el lodo base biodiésel de palma posee el valor de desviación estándar más alto, y dado que presenta también el valor máximo más alto entre los tres fluidos, se dedujo que el lodo base diésel presenta un gasto de energía más alto ya que requiera de una mayor fuerza para mantener la velocidad de corte, pero, teniendo en cuenta el comportamiento de los valores de los cuartiles se concluye que los tres fluidos base presenta cambios significativos en presencia de altos porcentajes de agua.

⊙ 3 (Lb/100 ft<sup>2</sup>): Se observó que, a bajas velocidad de corte, el lodo base aceite mineral presenta el menor valor para la media y desviación estándar, en comparación con el diésel y el biodiésel de palma, y dado que el valor de los cuartiles para el aceite mineral no presenta una variación, se dedujo que el lodo base aceite mineral presenta un rendimiento ineficiente a bajas velocidades de corte.

⊙ 300 (Lb/100 ft<sup>2</sup>): Se observó que, el lodo base aceite mineral presenta un valor para la media más alto que los otros fluidos base, sin embargo, el lodo base biodiésel de palma presenta la mayor desviación estándar, pero teniendo en cuenta el valor de los cuartiles se puede deducir que el los lodos base diésel y biodiésel presenta un mejor comportamiento en función del porcentaje de agua, dado que el lodo base aceite mineral requiere posee valores de esfuerzo de corte más altos para las formulaciones con mayor porcentaje de aceite.

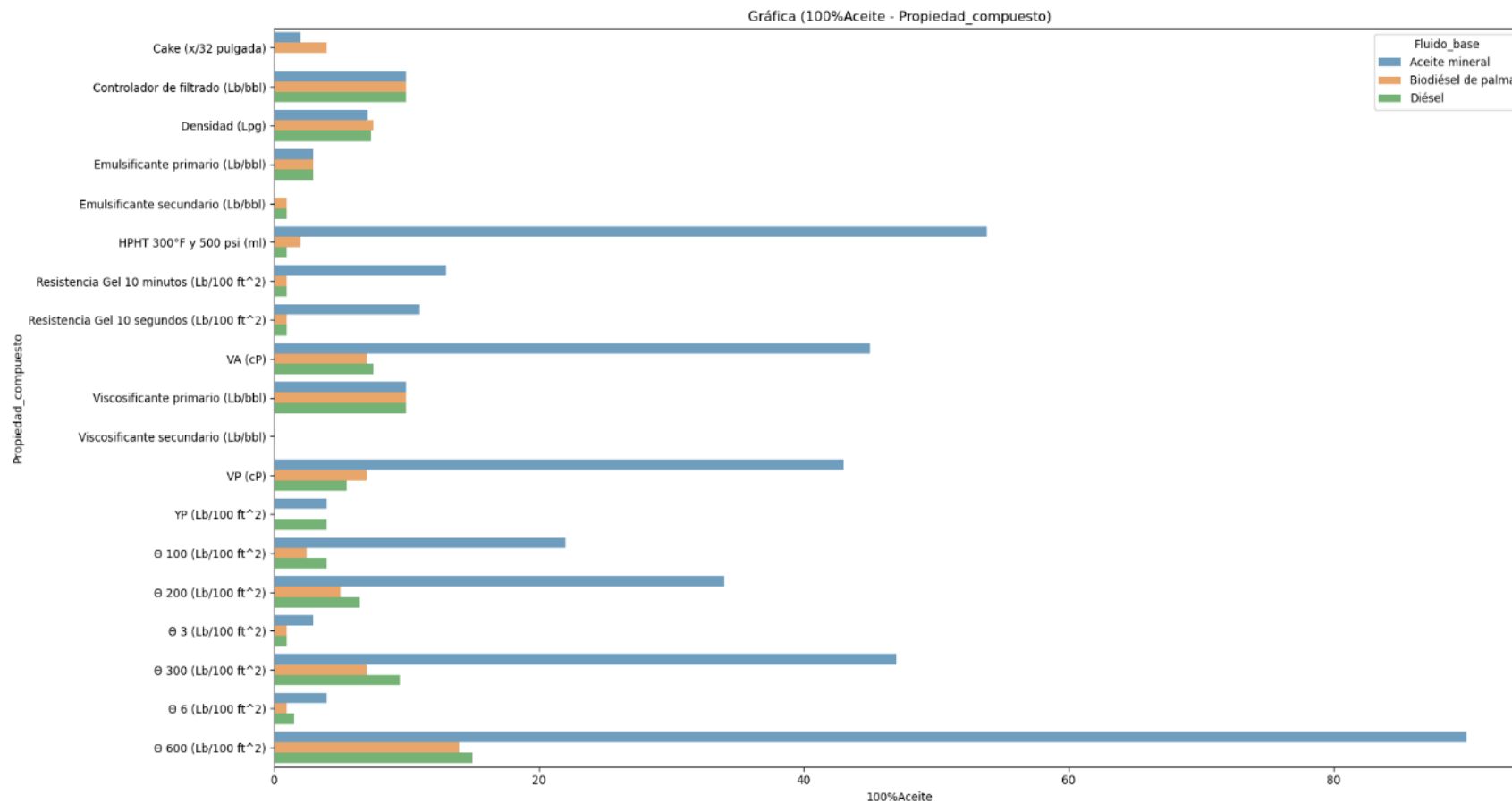
⊙ 6 (Lb/100 ft<sup>2</sup>): Se observó que, a bajas velocidad de corte, el lodo base aceite mineral presenta el menor valor para la media y desviación estándar, en comparación con el diésel y el biodiésel de palma, y dado que el valor de los cuartiles para el aceite mineral no presenta una variación, se dedujo que el lodo base aceite mineral presenta un rendimiento ineficiente a bajas velocidades de corte.

⊙ 600 (Lb/100 ft<sup>2</sup>): Se observó que el lodo base aceite mineral presenta el valor más alto para la media para esta propiedad, sin embargo, posee una desviación estándar muy similar a los otros dos fluidos base, por lo cual, para conocer cual posee un mejor rendimiento, fue necesario analizar el valor de los cuartiles, en los cuales se observa que el lodo base aceite mineral mantiene valores elevado en todos ellos, por lo tanto, presenta el peor rendimiento a altas velocidades de corte, y teniendo en cuenta la misma información para los otros dos fluidos base, se observó que el lodo base diésel tiene el mejor rendimiento para esta propiedad, ya que requiere esfuerzos de corte menores para mantener la velocidad de corte, aunque, el lodo base biodiésel de palma también posee un desempeño eficiente.

Para apreciar de una forma mejor los datos del DataFrame mediante los cuales se calcularon los términos estadísticos, se realizó mediante la librería seaborn y la función barplot, las siguientes figuras:

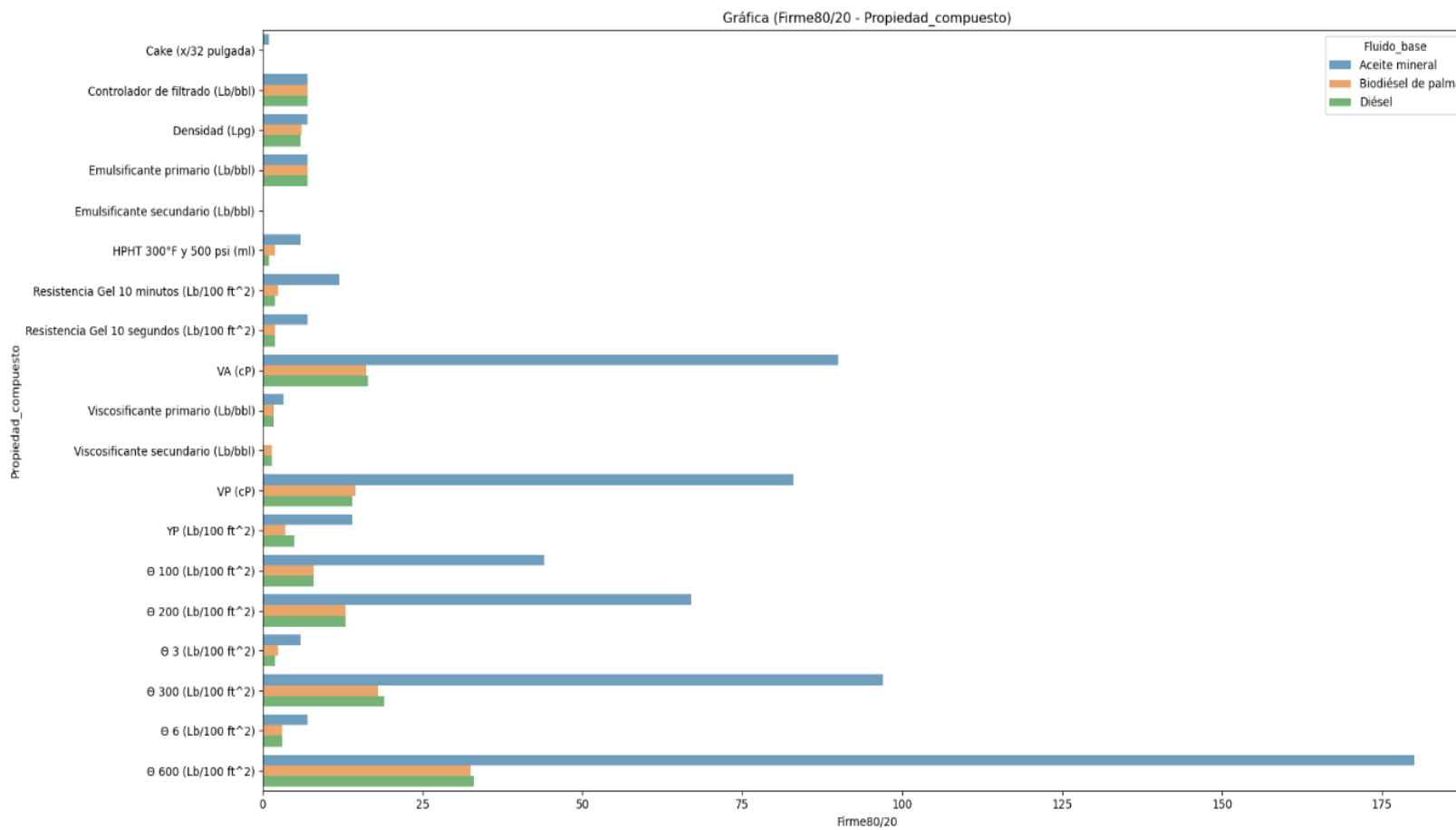
**Figura 32**

*Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación 100 % aceite.*



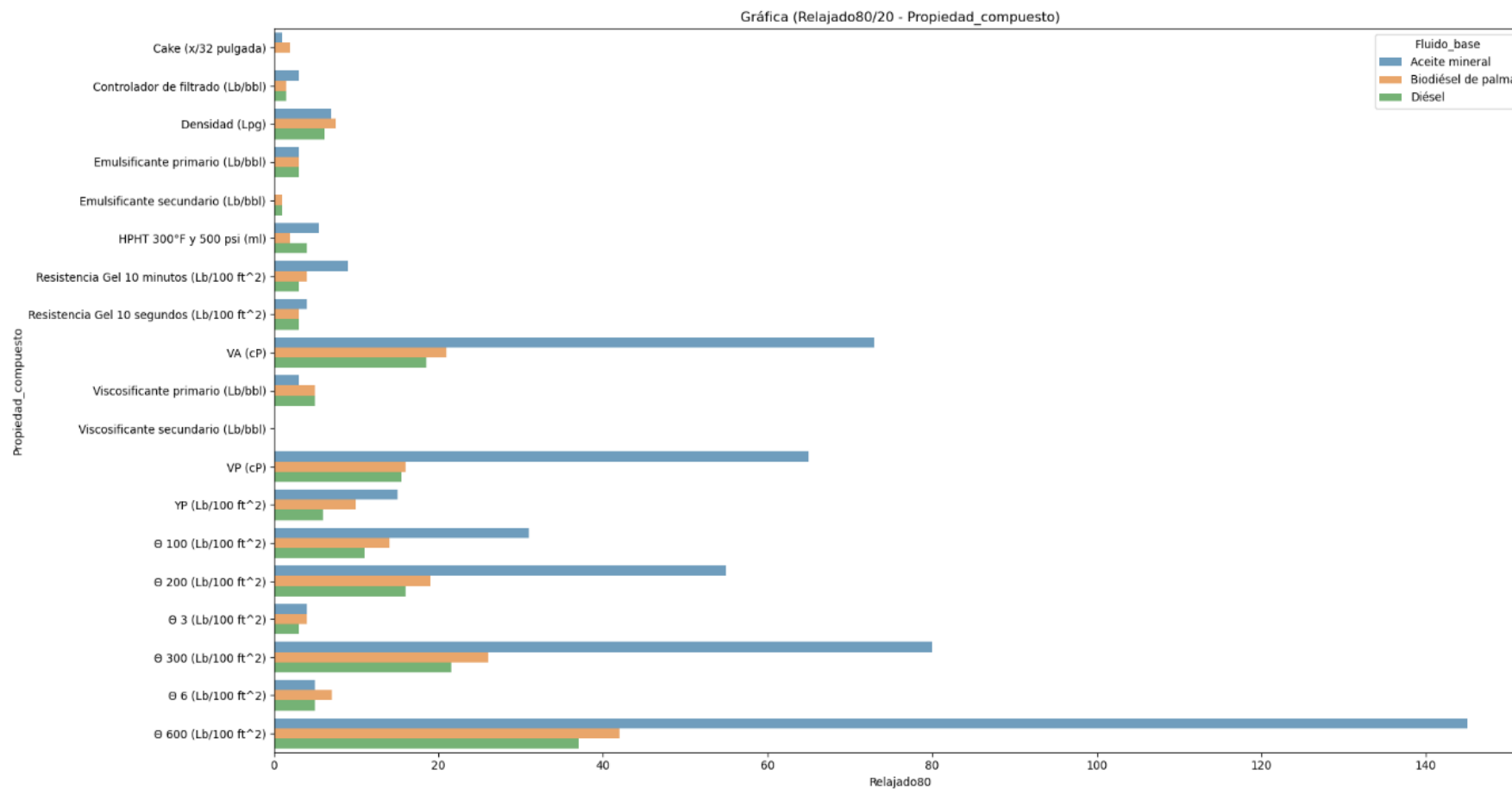
**Figura 33**

*Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación Firme 80/20.*



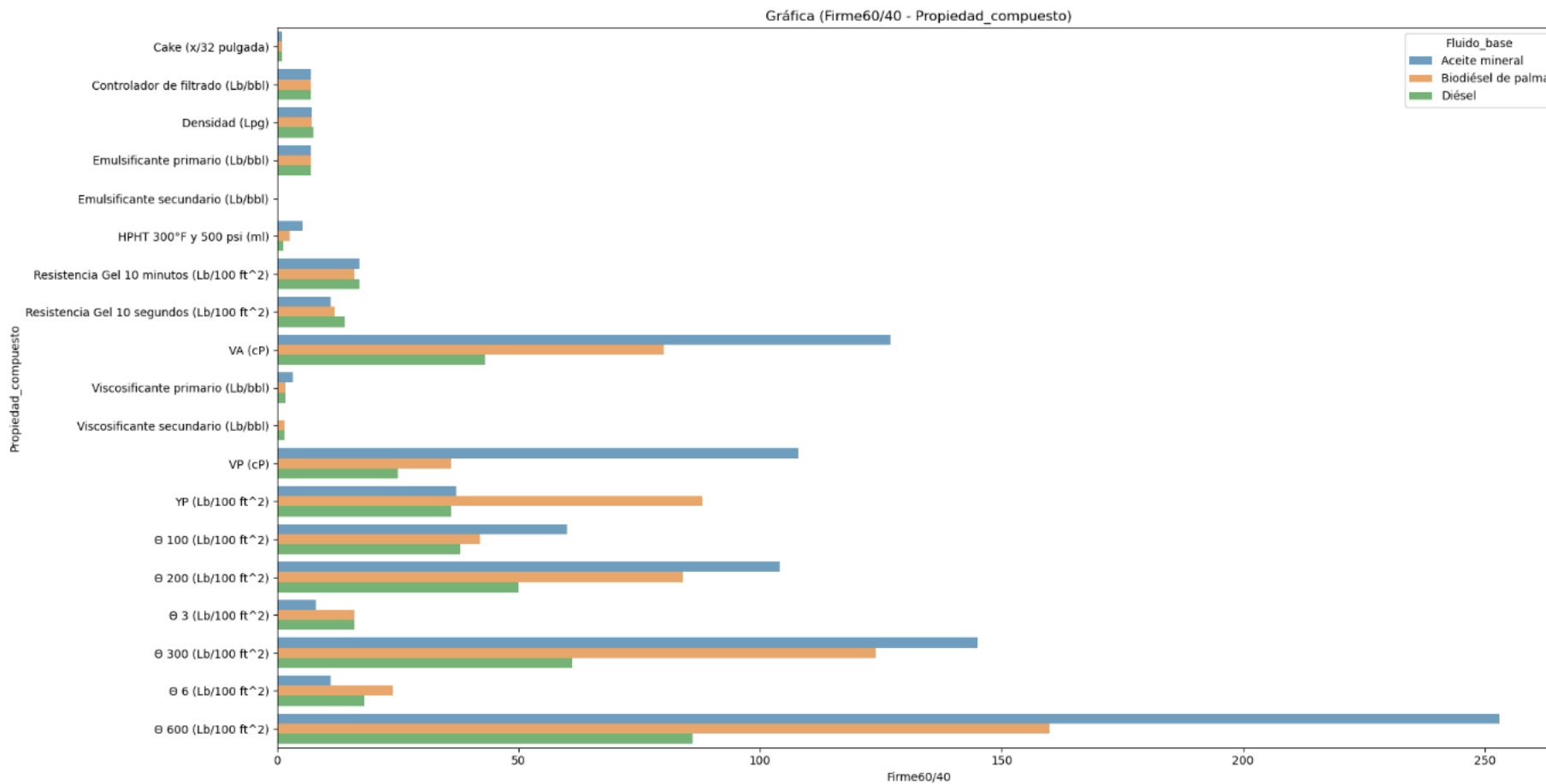
**Figura 34**

*Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación Relajado 80/20.*



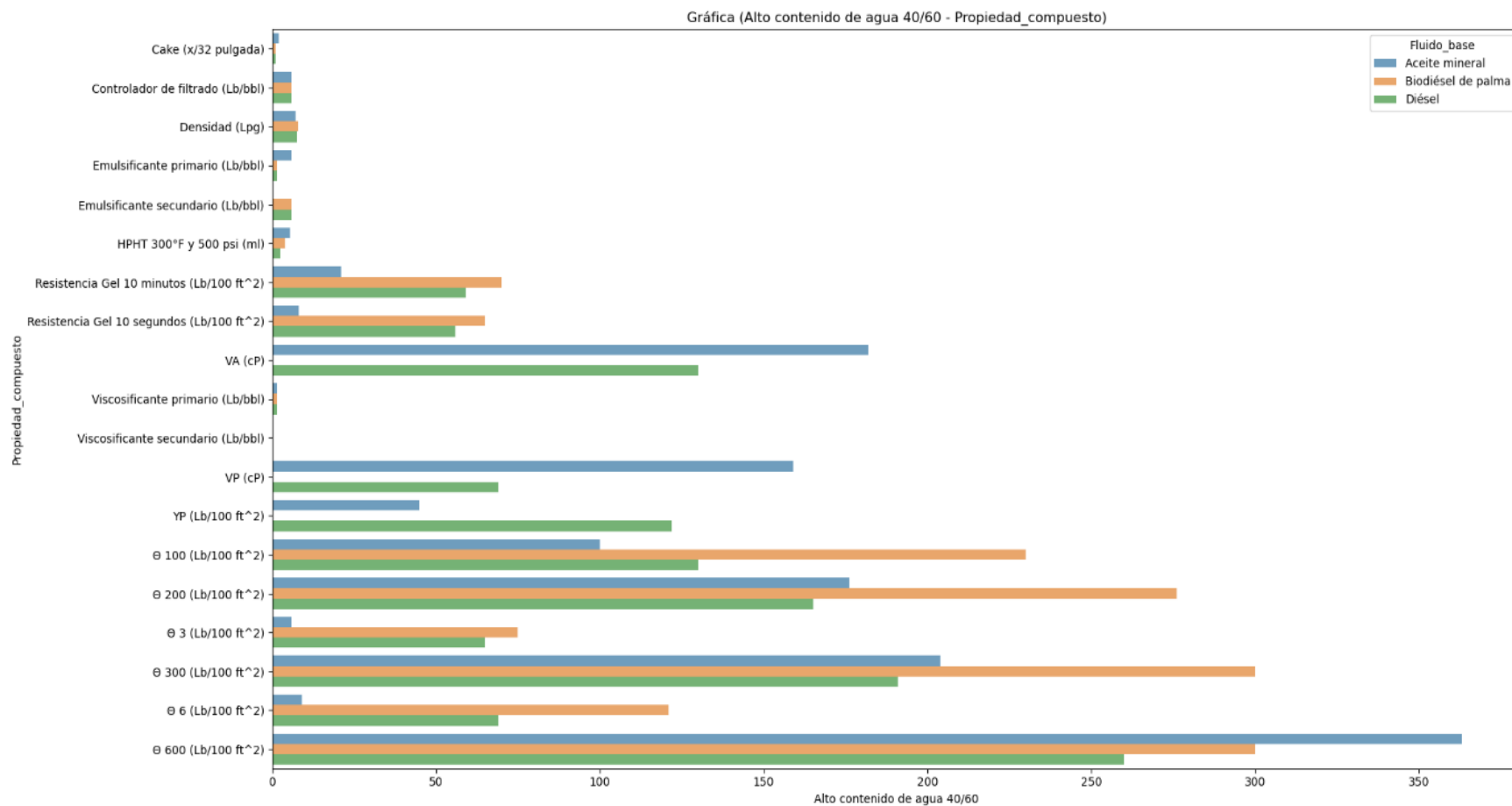
**Figura 35**

*Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación Firme 60/40.*



**Figura 36**

*Diagrama barplot para todas las propiedades y aditivos de la formulación de Alto contenido de agua 40/60.*



En las figuras anteriores, se puede apreciar las diferencias entre los tres lodos de perforación con diferente fluido base para las propiedades analizadas y el uso de aditivos químico. Se observó que en la figura 32, el lodo base aceite mineral tiene el peor desempeño con una diferencia significativa, para esta formulación obtuvo un filtrado API de 53.8 fuera del rango establecido por la literatura de 7 ml, además de los altos valores en la reología, de lo cual, se dedujo que lodo base aceite es ineficiente para el control de perdidas de fluido a la formación, limpieza del pozo y suspensión de materiales densificante y recortes de perforación debido a sus excesivos valores de filtrado y a la fuerte gelificación que demuestra, lo cual, a su vez genera un desgaste en los equipos por la cantidad de energía necesaria para romper la circulación. Cabe mencionar que los lodos de perforación base diésel y biodiésel de palma presentan un buen desempeño, siendo el lodo base diésel el que mejor controla las perdidas por filtrado.

En la figura 33, se observó que los resultados para el lodo base aceite mineral en cuanto al filtrado API, mejoraron aunque siguen estando muy cerca del límite aceptable para perdedas de filtrado, sin embargo para la formulación firme 80/20, continuó presenta grandes diferencias en la reología, pese que la cantidad de aditivos químicos es similar, lo cual, corrobora la alta viscosidad que este fluido base posee de forma naturall sin aditivos químicos en comparación con el diésel y el biodiésel. Para esta formulación el lodo base diésel de palma continuo presentando un mejor control de las perdidas de filtrado, además tanto el lodo base diésel como biodiésel exhiben un buen comportamiento como fluidos de perforación.

En la figura 34, para la formulación relajado 80/20 se observó que el lodo base aceite mineral presento valores excesivos de reología en compración con los lodos base diésel y

biodiésel, además, para esta formulación el lodo base biodiésel de soya presento un mejor desempeño para controlar las perdidas de filtrado a la formación, también es importante destacar que a partir de este tipo de formulación el lodo biodiésel de palma demostró valores de reología y de esfuerzos de corte mayores que los del lodo base diésel, aunque, ambos fluidos base presentan un rendimiento adecuado.

En la figura 35, se observó que los vlores para el lodo base aceite mineral siguen siendo mayores en cuanto a reología además, se apreciación un incremento considerable en el comportamiento reológico del lodo base biodiésel de palma, por lo cual, se dedujo que el lodo base diésel tiene una reacción mayor que el lodo base diésel cuando el porcentaje de agua aumenta, aunque, tanto el lodo base diésel como biodiésel siguen teniendo un buen desempeño, y a diferencia de los valores para el lodo base aceite mineral, el incremento en el comportamiento reológico del lodo base biodiésel de palma aumenta sus eficienci en el limpieza del pozo o sspensión de materiales densificantes siempre y cuando no exceda los límites establecidos.

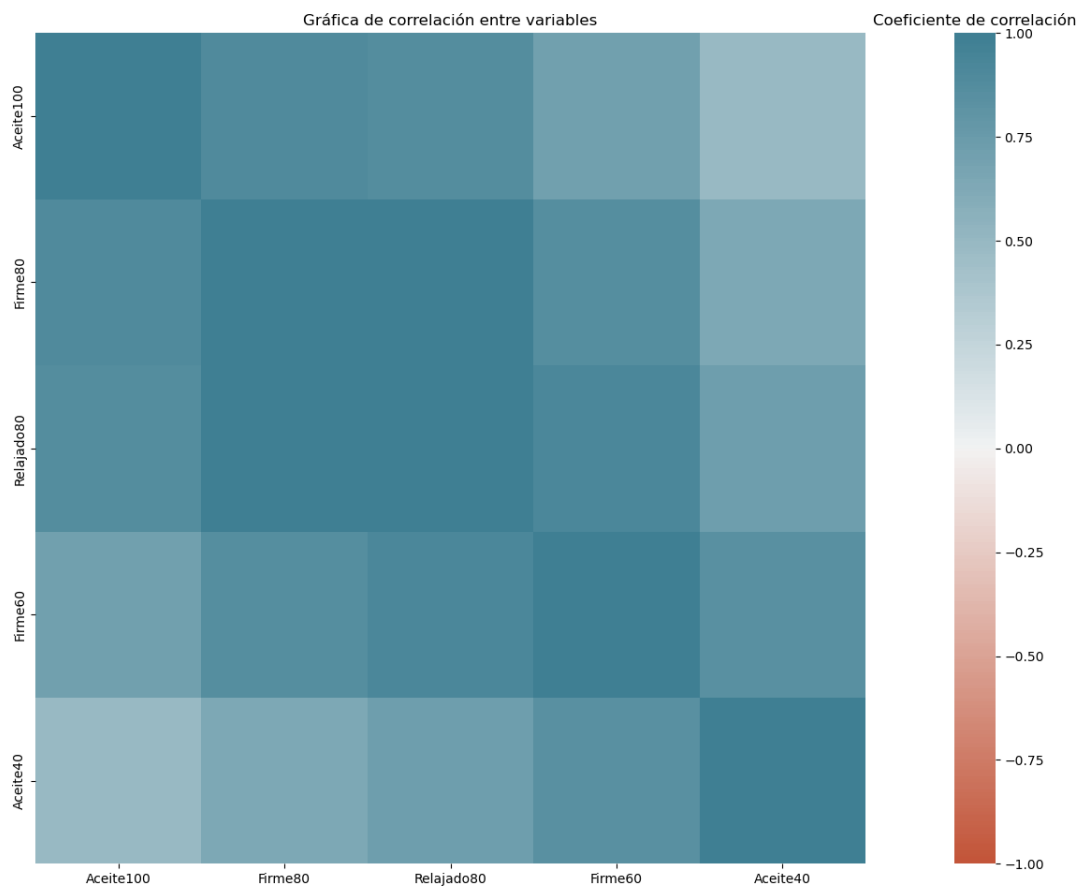
Por último, para la figura 36 se observó que los valores de esfuerzo de corte para el lodo base aceite mineral a velocidades de corte bajas fueron superados por el lodo base biodiésel de palma, para una formulación con tan alto contenido de agua los valores altos en la reología son de esperarse, además, en este tipo se formulación se apreció que el lodo base diésel es mejor para perforaciones con altas velocidades de corte y el lodo base biodiésel de palma es mejor en operaciones a bajas velocidades de corte, también, cbae resaltar que no se obtuvieron valores de viscosidad aparente y plástica para el lodo base biodiésel de soya, el cual, a medida que aumentaba el porcentaje de agua obtuvo mejores resultados reológicos para una de las tareas más esenciales como la limpieza del pozo y la suspensión de material densificante y recoprtes de perforación cuando las operaciones de perforación se detienen.

**6.14 Análisis de correlación entre las 5 formulaciones:**

Para determinar la diferencia entre los resultados de nuestros datos por el tipo de formulación, se realizó un diagrama de correlación, con la finalidad de cuantificar el efecto de las distintas formulaciones y porcentajes de agua sobre los resultados, para ellos se obtuvo la siguiente gráfica:

**Figura 37**

*Diagrama de correlación entre formulaciones.*



*Nota.* Diagrama que establece el grado de correlación entre las formulaciones con base es sus resultados,

En el diagrama se puede apreciar que mientras más cercano es a el coeficiente de relación a uno, mayor relación hay entre las variables, para visualizar en fatos se obtuvo la siguiente tabla:

**Tabla 59**

*Tabla de correlación entre formulaciones.*

	<b>100% aceite</b>	<b>Firme 80/20</b>	<b>Relajado 80/20</b>	<b>Firme 60/40</b>	<b>Alto cont. de agua 40/60</b>
<b>100% aceite</b>	1	0.8977	0.87252	0.71627	0.493311277
<b>Firme 80/20</b>	0.8977	1	0.98769	0.86316	0.641979566
<b>Relajado 80/20</b>	0.87252	0.98769	1	0.92051	0.724004976
<b>Firme 60/40</b>	0.71627	0.86316	0.92051	1	0.838802863
<b>Alto cont. de agua 40/60</b>	0.49331	0.64198	0.724	0.8388	1

*Nota.* Se cuantifica el grado de correlación entre las formulaciones con base en sus resultados.

En la tabla 59 se observó la forma en que los tipos de formulación se correlacionan entre sí, para ello, se aprecia la correlación entre la formulación 100 % Aceite y las formulaciones Firme 80/20 y Relajado 80/20, incluso con la emulsión Firme 60/40 a pesar de alto porcentaje de agua, además dentro de esta tabla se observaron interacciones interesantes como que la correlación entre una formulación Firme 80/20 y una formulación Firme 60/40 tienen casi el mismo grado de correlación que una formulación 100 % Aceite, o en el caso de la formulación Relajado 80/20, la cual, posee mayor correlación con la emulsión Firme 60/40 que la formulación 100% Aceite, también cabe resaltar que la formulación de alto contenido de agua es la que menos se correlaciona con las demás, lo cual, a través de los datos se observó dado los cambios significativos en los resultados que aumentaron la desviación estandar de los resultados, por lo tanto, se concluyó que la formulación de alto contenido de agua es la menos recomendable para operaciones de perforación, ya que, posee porcentajes de diferencia de rendimiento por encima del 50% en comparación con la formulación 100 % aceite.

Cabe resaltar, que para los lodos de perforación en el Piedemonte Llanero es necesario la implementación de lodos con alto porcentaje de aceite, por lo tanto, las formulaciones con alto contenido de agua no son una opción, sin embargo, se pudo apreciar en la tabla 59 que el desempeño de la formulación Firme 60/40 no esta muy alejado de las formulaciones con mayores porcentajes de aceite, por lo cual, siempre y cuando los valores necesarios en las propiedades del lodo y mediante la geología se corrobore que no va a ver una hinchazón de arcillas (escenarios situacionales), la formulación Firme 60/40 puede llegar a ser una opción.

**Tabla 60**

*Tabla de regresiones entre aditivos químicos y propiedades del lodo representativas.*

	Y	X	X^4	X^3	X^2	X	Intercepto	R^2
<b>Diésel</b>	Emulsificante primario (Lb/bbl)	VP (cP)	-0.000563	0.06428	-2.087	24.16	-76.94	1
		VA (cP)	-7.59E-05	0.01505	-0.7678	12.66	-54.9	1
		YP (Lb/100 ft^2)	-0.001104	0.18855	-6.6616	52.3	-113.3	1
	Emulsificante secundario (Lb/bbl)	VP (cP)	0.0001414	-0.0161	0.5225	-6.047	21	1
		VA (cP)	1.901E-05	-0.00377	0.192	-3.167	15.48	1
		YP (Lb/100 ft^2)	0.0002761	-0.04637	1.654	-13.16	30.07	1
	Viscosificante primario (cP)	VP (cP)	0.0005047	-0.05806	1.919	-23.01	87.71	1
		VA (cP)	7.324E-05	-0.01464	0.7625	-13.17	71.86	1
		YP (Lb/100 ft^2)	0.001559	-0.2626	9.454	-77.89	186.7	1
	Viscosificante secundario (cP)	VP (cP)	-0.000211	0.0241	-0.7826	9.06	-29.97	1
		VA (cP)	-2.85E-05	0.005643	-0.2879	4.749	-21.71	1
		YP (Lb/100 ft^2)	-0.000414	0.06956	-2.481	19.74	-43.6	1
	Controlador de filtrado (ml)	HPHT 300°F y 500 psi (ml)	-0.3174	0.9069	5.25	-20.65	23.31	0.88
		VP (cP)	0.001124	-0.06574	1.03	-4.16	1.5	1
	VA (cP)	8.021E-05	-0.00852	0.1774	-0.637	1.5	1	

<b>Biodiésel de palma</b>	Emulsificante primario (Lb/bbl)	YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	1.496E-05	0.000813	-0.2104	2.083	2.25	1
		VP (cP)	-0.000202	0.01062	-0.1155	-0.357	6	1
	Emulsificante secundario (Lb/bbl)	VA (cP)	4.149E-06	-0.00088	0.0559	-1.064	6	1
		YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	-8.58E-06	-0.00046	0.1229	-1.424	3.5	1
	Viscosificante primario (cP)	VP (cP)	-0.001359	0.08361	-1.467	7.853	1.5	1
		VA (cP)	-0.001654	0.01885	-0.4973	3.829	1.5	1
	Viscosificante secundario (cP)	YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	-1.25E-05	-0.00068	0.1752	-1.747	5.75	1
		VP (cP)	0.000431	-0.02536	0.4035	-1.73	1.99E-14	1
	Controlador de filtrado (ml)	VA (cP)	3.302E-05	-0.00356	0.0787	-0.388	-1.07E-13	1
		YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	5.021E-06	0.000273	-0.0704	0.6713	1.22E-14	1
<b>Aceite mineral</b>	Emulsificante primario (Lb/bbl)	HPHT 300°F y 500 psi (ml)	-0.02506	-0.00924	0.2898	1.443	2.60E+00	0.02
		VP (cP)	1.873E-06	-0.00072	0.09771	-5.352	1.04E+02	1
	Viscosificante primario (cP)	VA (cP)	1.132E-06	-0.0005	0.07518	-4.576	9.72E+01	1
		YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	-0.000581	0.05831	-1.881	20.85	-5.39E+01	1
	Controlador de filtrado (ml)	VP (cP)	1.132E-06	-0.00047	0.07031	-4.475	1.06E+02	1
		VA (cP)	5.43E-07	-0.00026	0.04339	-3.107	8.32E+01	1
	Emulsificante primario (Lb/bbl)	YP (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	5.182E-06	-0.00119	0.07392	-1.707	1.57E+01	1
		HPHT 300°F y 500 psi (ml)	-0.005881	-0.1024	27.83	-300.4	8.37E+02	0.82

*Nota.* Establece las mejores ecuaciones de regresión obtenidas para cada propiedad con base en los resultados obtenidos a determinada cantidad de aditivos químicos.

### **6.15 Análisis de regresiones para las principales propiedades afectada en relación a los aditivos químicos:**

Con la finalidad de determinar el comportamiento de las variables reológicas y de filtrado respecto a los aditivos, para determinar la influencia de estos aditivos y cual requiere mayor cantidad de aditivo químico, se realizó una serie de regresiones, para definir el comportamiento entre estas variables en ecuaciones. Las variables por parte de los aditivos químicos son: Emulsificante primario (Lb/bbl), Emulsificante secundario (Lb/bbl), Viscosificante primario (Lb/bbl), Viscosificante secundario (Lb/bbl) y Controlador de filtrado (Lb/bbl) y las variables por parte de las propiedades son: HPHT 300°F y 500 psi (ml), VA (cP), VP (cP), YP (Lb/100 ft<sup>2</sup>), por lo tanto, se analizaron los emulsificantes y viscosificante con las propiedades de reología y el controlador de filtrado con la propiedad de filtrado API, también, cabe destacar que el análisis de emulsificante secundario y viscosificante secundario no se realizó al lodo base aceite mineral porque no requirió de este aditivo químico.

Se realizaron los todos los tipos de regresión y se selecciono las ecuaciones para las mejores curvas con base en los datos, se encontro que las regresiones que presentaron la mejor curva de adaptación a los datos medido en su R<sup>2</sup> para regresiones polinomiales de grado mayor o igual a 4 y menor o igual a 10 en la mayoría de los caso, por lo cual, para efectos prácticos se tomaron las ecuaciones de la regresiones polinomiales de grado 4. Sin embargo, el análisis sobre estas ecuaciones no se realizó de forma extensa dado que al observar las ecuaciones, en la columna de intercepto se apreció que las relaciones entre el aditivos químico y la propiedad no eran lógicas, esto se corroboró al probar distintos resultados para el valor de x, como por ejemplo, evaluar un x=7 para la propiedad de filtrado API, a lo cual, se observó que el controlador de filtrado era negativo, y así sucesivamente con distintos valores de x para distintas propiedades y aditivos químicos, además observando las curvas que se generaron, se

determino que no poseían sentido físico, por lo tanto, se procedió a identificar las causas de esto:

-Cantidad de datos insuficientes, debido a que, sólo se contaba con 4 valores para cada propiedad y aditivo.

-Las cantidades de aditivos químicos eran muy similares entre las formulaciones, lo cual, en contraste con las diferencias significativas de los resultados para las propiedades en cada formulación, y dado que, las preparaciones del lodo no estaban dirigidas a controlar las propiedades del lodo de forma estricta en cada formulación, generó una falta de sentido en las curvas de adaptación a los datos e intervalos de confianza amplios que disminuían la precisión de los resultados.

También, en un intento de encontrar una mejor adaptación a los datos, se aplico Machine Learning con los resultados disponibles, pero nuevamente los datos eran insuficientes para entrenar el modelo, por lo tanto, la curva y ecuaciones obtenidas no fueron representativas, asimismo, se descartaron otros análisis estadísticos como los histogramas dado que la falta de datos no permite un aporte verdadero a la investigación.

### **6.16 Análisis global estadístico**

Se determinó que el fluido base aceite mineral no es adecuado para implementarse como fase continua en los fluidos de perforación fase aceite, especialmente en formulaciones con alto porcentaje de aceite, ya que, mediante un análisis de diagramas de barras e histogramas se observó una diferencia significativa en el comportamiento de las variables de reología como viscosidad aparente y plástica, punto cedente y esfuerzos de corte a distintas velocidades de corte, con diferencias más notorias en formulaciones con bajo porcentaje de agua, además de obtener excesivas pérdidas de filtrado para la formulación 100 % Aceite.

Se corrobora mediante los diagramas y un análisis comparativo de los valores de desviación estándar y cuartiles que el lodo base diésel posee un comportamiento reológico con mejor adaptación para formulaciones con mayor porcentaje de agua y un control de filtrado superior, sin embargo, el lodo base biodiésel de palma también demuestra un buen desempeño para las propiedades de reología y filtrado para este tipo de formulaciones.

Por medio del análisis de los valores de los cuartiles se determinó que el lodo base diésel es el más indicado para operaciones de perforación con velocidades de corte altas, así mismo, cuando las velocidades de corte son bajas o se interrumpen las operaciones, el lodo base biodiésel ofrece una mejor respuesta tanto como para la suspensión de materiales como para la limpieza del pozo.

Se concluye que las propiedades con mayor dispersión son la viscosidad plástica y aparente y las velocidades de corte de mediana a altas, lo cual, implica que poseen mayor sensibilidad al cambio de formulación y contenido de agua, además se observó mediante un diagrama y una tabla de coeficientes de correlación se observó que las formulaciones 100 % Aceite, Firme 80/20, Relajado 80/20 y Firme 60/40 ofrecen el mejor rendimiento para los fluidos bases analizados a excepción del aceite mineral y la glicerina que presentan valores de viscosidad y filtrado elevados.

También, cabe destacar que el análisis estadístico de las regresiones al igual que el de los histogramas no pudo ser profundizado, dado que, la falta de datos y las cantidades de aditivos químicos entre formulaciones eran muy similares, en comparación a los resultados de las propiedades con significativas diferencias, lo cual, provocó que ecuación con buenas curvas de adaptación a los datos, pero sin sentido físico.

### 6.17 Análisis económico

Se realizó un análisis económico del costo de algunos aditivos usados en la formulación para los lodos base diésel, biodiésel de palma y aceite mineral, cabe aclarar que el lodo base glicerina fue descartado por todos debido a que no cumple con los valores adecuados para las pruebas de filtrado y reología. Para llevar a cabo este análisis económico se investigó el precio de cada aditivo químico y se ha calculado en base a la cantidad usada en libras tomando como base de cálculo 1 Bbl, a continuación, se muestran las tablas de dicho análisis.

**Tabla 61**

*Costo de los aditivos utilizados en las formulaciones.*

	<b>Costo por libra (USD)</b>
<b>Emulsificante</b>	4.12
<b>Viscosificante</b>	1.82
<b>Controlador de filtrado</b>	1.16

*Nota.* Tabla de precios consultados en SLB.

**Tabla 62**

*Costo de la formulación para base diésel.*

<b>Diésel</b>	<b>100 % Aceite (USD)</b>	<b>Firme 80/20 (USD)</b>	<b>Relajado 80/20 (USD)</b>	<b>Firme 60/40 (USD)</b>	<b>Alto cont. de agua 40/60 (USD)</b>
<b>Emulsificante primario</b>	3Lb = \$12.36	7Lb = \$28.84	3Lb = \$12.36	7Lb = \$28.84	1.5lb = \$6.18
<b>Emulsificante secundario</b>	1Lb= \$4.12	0Lb	1Lb= \$4.12	0LB	6Lb= \$24.72
<b>Viscosificante primario</b>	10Lb= \$18.22	1.75Lb = \$3.18	5Lb= \$9.11	1.75Lb = \$3.18	1.5Lb = \$2.73
<b>Viscosificante secundario</b>	0LB	1.5Lb = \$2.73	0LB	1.5Lb = \$2.73	0LB
<b>Controlador de filtrado</b>	10Lb = \$11.6	7Lb = \$8.12	1,5Lb = \$1.74	7Lb = \$8.12	6Lb = \$6.96
<b>Total</b>	\$46.3 por barril	\$42.87 por barril	\$27.33 por barril	\$42.87 por barril	\$40.59 por barril

*Nota.* Costo de la formulación para la preparación del diésel.

**Tabla 63***Costo de la formulación para base biodiésel de palma.*

<b>Biodiésel de palma</b>	<b>100 % Aceite (USD)</b>	<b>Firme 80/20 (USD)</b>	<b>Relajado 80/20 (USD)</b>	<b>Firme 60/40 (USD)</b>	<b>Alto cont. de agua 40/60 (USD)</b>
<b>Emulsificante primario</b>	3Lb = \$12.36	7Lb = \$28.84	3Lb = \$12.36	7Lb = \$28.84	1.5lb = \$6.18
<b>Emulsificante secundario</b>	1Lb= \$4.12	0LB	1Lb= \$4.12	0LB	6Lb= \$24.72
<b>Viscosificante primario</b>	10Lb= \$18.22	1.75Lb = \$3.18	5Lb= \$9.11	1.75Lb = \$3.18	1.5Lb = \$2.73
<b>Viscosificante secundario</b>	0LB	1.5Lb = \$2.73	0LB	1.5Lb = \$2.73	0LB
<b>Controlador de filtrado</b>	10Lb = \$11.6	7Lb = \$8.12	1,5Lb = \$1.74	7Lb = \$8.12	6Lb = \$6.96
<b>Total</b>	\$46.3 por barril	\$42.87 por barril	\$27.33 por barril	\$42.87 por barril	\$40.59 por barril

*Nota.* Costo de la formulación para la preparación del biodiésel de palma.**Tabla 64***Costo de la formulación para base aceite mineral.*

<b>Aceite mineral blanco</b>	<b>100 % Aceite (USD)</b>	<b>Firme 80/20 (USD)</b>	<b>Relajado 80/20 (USD)</b>	<b>Firme 60/40 (USD)</b>	<b>Alto cont. de agua 40/60 (USD)</b>
<b>Emulsificante primario</b>	3Lb = \$12.36	7Lb = \$28.84	3Lb = \$12.36	7Lb = \$28.84	6Lb = \$24.72
<b>Viscosificante primario</b>	10Lb= \$18.22	3.25Lb = \$5.915	3Lb= \$5.46	3.25Lb = \$5,915	1.5Lb = \$ 2.73
<b>Controlador de filtrado</b>	10Lb = \$11.6	7Lb = \$8.12	3Lb = \$3.48	7Lb = \$8.12	6Lb = \$13.5
<b>Total</b>	\$42,18 por barril	\$42,88 por barril	\$21.3 por barril	\$42.88 por barril	\$40.95 por barril

*Nota.* Costo de la formulación para la preparación del biodiésel de palma.

De acuerdo con las tablas 61, 62, 63 y 64, se puede apreciar que los costos son prácticamente iguales para cada tipo de emulsión y formulación, esto se traduce en una similitud de precios con un margen muy cerrado por lo tanto este factor no es determinante para decantarse por uno o por otro en cuanto a factibilidad económica, sin embargo, hay que destacar que las preparaciones del lodo base diésel y biodiésel fueron más altas en algunas formulaciones en comparación con el lodo base aceite mineral, debido al uso adicional de aditivos químicos, pero la diferencia más significativa se encuentra en el costo de cada fluido

base, para este caso el costo más alto sería el del biodiésel de palma, luego el aceite mineral, aunque, los precios del aceite mineral al igual que los de la glicerina pueden ser variables dependiendo de la pureza y del tipo que se esté buscando. Los precios para cada fluido base se pueden apreciar en la tabla 65 y en la figura 38.

**Tabla 65**

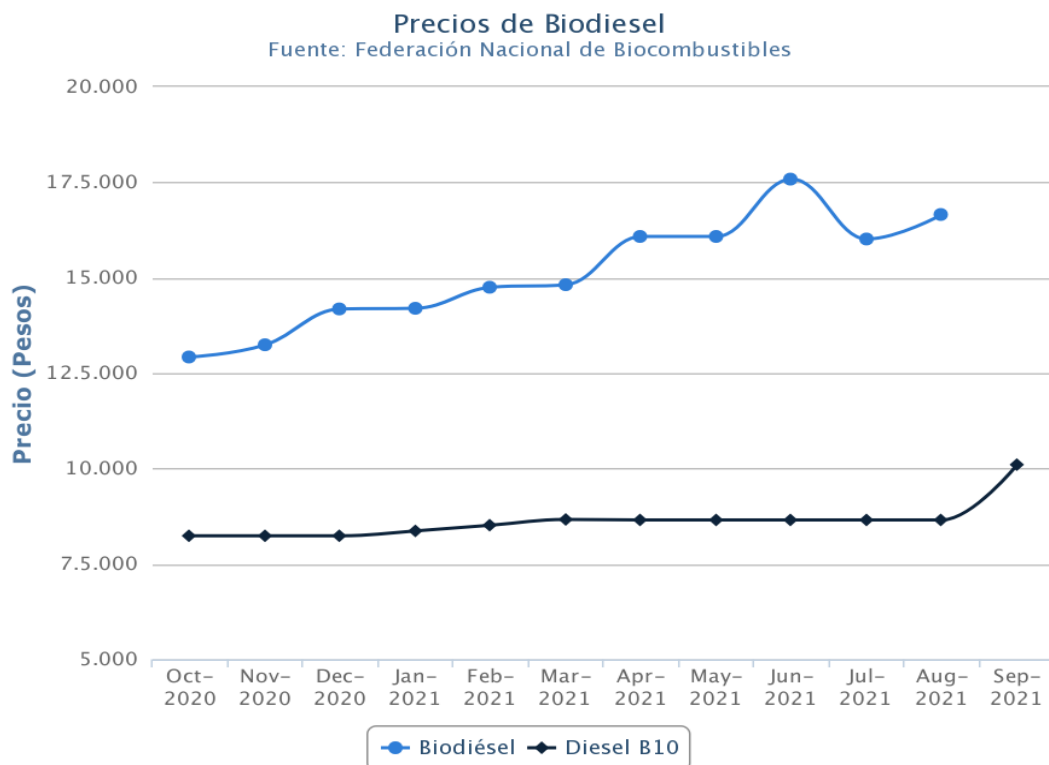
*Costo de los fluidos base para lodos base aceite.*

Fluido base para fase continua de lodos base aceite	Precio (\$/gal)	Fuente	Datos del año
Aceite mineral blanco	\$ 14,439.90	Ecopetrol S. A	2016
Diésel	\$ 10,101.25	Ecopetrol S. A	2021
Biodiésel de palma	\$ 18,503.29	Ecopetrol S. A	2021

*Nota.* Precio por galón de los fluidos base analizados en esta investigación.

**Figura 38**

*Comparación de precios entre los fluidos base biodiésel y diésel.*



*Nota.* Tomado de la Federación Nacional de Biocombustibles.

Se observó en la figura 38 que, para el mes de agosto del año 2021, el precio del diésel era de \$8,652 por galón y el del biodiésel de \$16,655.75 por galón, sin embargo, con el objetivo de realizar el análisis más actualizado posible Se obtuvieron los precios actuales para el mes de septiembre del año 2021, los cuales, no han sido actualizados en la figura de la Federación Nacional de Biocombustibles. Para el diésel se tiene un precio de \$10,101.25 por galón y para el biodiésel de \$18,503.29 por galón, se pudo apreciar una diferencia de casi el doble de precio (\$8,402.04 por galón), además, se observó que el precio del diésel tiende a incrementar en los últimos meses, mientras que el precio biodiésel se mantiene en fluctuaciones con una tendencia ascendente

Como se observa en la comparativa de precios de cada fluido, el precio menor sigue siendo el del diésel y esto a causa de la masificación y uso específico que se le da en el ámbito de la energía (por tal motivo siempre ha sido la fuente más confiable para todos los base aceite) en comparación con el biodiésel, asimismo es importante resaltar el alto precio del biodiésel de palma y esto a causa del costo de importación a diferencia del biodiésel normal, vemos que en promedio se encuentra en un margen del doble al precio base del diésel, el aumento extra vendría tomando parte por el costo de importación.

Una vez habiendo comparado los precios y realizando la comparativa promedio del precio de diésel y biodiésel, se concluye que los fluidos viables en cuestión económico sería el diésel y el biodiésel (siempre y cuando se tenga producción en territorio nacional), de esta forma se refuerza la selección del biodiésel como fluido alternativo por excelencia para reemplazar el diésel. Teniendo en cuenta lo anterior, la necesidad de producción de biodiésel a nivel nacional es una variable clave para la viabilidad económica de su uso, por lo cual, es importante destacar las siguientes plantas productoras de biodiésel en Colombia:

Tabla 66

*Plantas productoras de biodiésel en Colombia.*

Región	Empresa	Capacidad (T/año)	Área Sembrada (Ha) **	Empleos Directos	Empleos Indirectos	Fecha entrada en Operación
<b>Santa Marta, Magdalena</b>	Biocombustibles Sostenibles del Caribe	110	0	0	0	3/1/2009
<b>Codazzi, Cesar</b>	Oleoflores	70	0	0	0	1/1/2008
<b>Barranquilla, Atlántico</b>	Romil de la Costa	0	0	0	0	
<b>Gálapa, Atlántico</b>	Biodiésel de la Costa	0	0	0	0	
<b>Santa Marta, Magdalena</b>	Odín Energy	0	0	0	0	
<b>Facatativá, Cundinamarca</b>	BioD	200	0	0	0	2/1/2009
<b>Barrancabermeja, Santander</b>	Ecodiésel Colombia	130	0	0	0	6/1/2008
<b>San Carlos de Guaroa, Meta</b>	Aceites Manuelita	115.2	0	0	0	7/1/2009
<b>San Carlos de Guaroa, Meta</b>	Inversiones La Paz	70	0	0	0	
<b>Barrancabermeja, Santander</b>	ALPO	12	0	0	0	
<b>Santa Marta, Magdalena</b>	Biocosta Green Energy	60	0	0	0	
<b>Total</b>		<b>767.2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	

*Nota.* Modificado de la Federación Nacional de Biocombustibles.

De acuerdo con lo anterior, se concluyó que el biodiésel de palma, aunque es el único que demostró un buen desempeño para ser la fase continua del lodo base aceite, es también el más costoso entre las alternativas, sin embargo, para operaciones de perforación con lodos de emulsión inversa con menor impacto ambiental es el más recomendado. Cabe resultar, que el fluido base glicerina no se tuvo en cuenta ya que demostró no ser apropiado para ser un fluido

de perforación por las significativas afectaciones en sus propiedades reológicas y de filtrado, además se analizó los precios para el aceite mineral blanco, teniendo en cuenta que a pesar de su incompatibilidad con algunos aditivos químicos, demostró en algunas formulaciones valores dentro del rango aceptable, aunque no los más ideales, también se observó que es más costoso que el diésel según datos de Ecopetrol S.A. 2016. En el caso del biodiésel de palma, distintas leyes están favoreciendo cada vez más el crear la demanda de este producto como biocombustible, lo cual, en algún punto en el futuro desemboque en formas más eficientes de producirlo y por lo tanto con menores costos que puede aprovechar aún más la industria petrolera.

## 7. Conclusiones

- De acuerdo con los datos suministrados de forma confidencial de pruebas de laboratorio realizadas en campo en la zona del Piedemonte Llanero, se determinó que el lodo base diésel posee una contaminación por sólidos
- No se recomienda ninguno de los fluidos alternativos analizados como sustituto del diésel colombiano, debido a que todos tuvieron falencias en el aspecto técnico, lo cual, más allá del impacto económico y ambiental compromete la seguridad en las operaciones de perforación.
- El uso de la glicerina cruda no es factible como fase continua en fluidos de perforación, a causa de los niveles altos de filtrado, altas viscosidades obtenidas y la alta cantidad de aire atrapado en el lodo, este fluido exhibió el peor rendimiento entre los analizados.
- Pese a presentar algunas propiedades y especificaciones excelentes para trabajar como fase continua, el aceite mineral blanco grado técnico ha resultado técnicamente no ser factible para ser empleado como fase continua, esto debido principalmente a su incompatibilidad con los aditivos y a un comportamiento reológico opuesto al deseado.
- Las formulaciones realizadas con base biodiésel y glicerina mostraron compatibilidad con la mayoría de los aditivos usados en los lodos base aceite. Ninguno ha presentado precipitaciones o reacciones en el proceso, a excepción del aceite mineral el cual ha mostrado inestabilidad en la emulsión y presencia de precipitados.
- Se observó al lodo base biodiésel de palma como la mejor alternativa con menor impacto ambiental en el Piedemonte Llanero en formulaciones con alto contenido de aceite, entre los fluidos alternativos para la fase continua de los lodos de emulsión inversa, sin embargo, se requiere un estudio más amplio del biodiésel de palma como

fase continua ya que su reología aumenta al punto de no poder medirse en cuando hay un alto porcentaje de agua en la emulsión.

- El aceite mineral posee un desempeño más bajo que el diésel y biodiésel, debido a que, presenta incompatibilidad con algunos aditivos químicos como el emulsificante y viscosificante.
- Los lodos de emulsión inversa base biodiésel muestran excelentes propiedades en la limpieza del pozo (valores gel favorables), incluso mejor que la formulación diésel analizando únicamente la relación entre la viscosidad efectiva, esfuerzo de corte y velocidad de corte, sin tener en cuenta los altos valores reológicos del as viscosidades y punto cedente en formulaciones de alto porcentaje de agua.
- La formulación de fluido base vegetal (biodiésel) como fase continua, demostró ser una excelente opción para implementar en áreas de alta sensibilidad ambiental.
- La prueba toxicológica ha demostrado que un fluido formado a partir del aceite mineral blanco resulta ser menos tóxico que un fluido formulado a partir del diésel, aun así, sigue siendo tóxico y medianamente biodegradable.
- Desde el punto de vista técnico y ambiental, el lodo base biodiésel ha resultado ser muy atractivo no solo por su baja toxicidad y alta biodegradabilidad en el ecosistema, sino que además presenta buenas propiedades para un lodo de perforación para formulaciones con bajo contenido de agua.
- Por medio de diagramas estadísticos y un análisis comparativo de los valores de desviación estándar y cuartiles se identificó que el lodo base diésel posee un comportamiento reológico con mejor adaptación para formulaciones con mayor porcentaje de agua y un control de filtrado superior, aunque el lodo base biodiésel de palma demuestra un buen desempeño para estas propiedades en presencia de un bajo

porcentaje de agua, ya que, las propiedades reológicas son muy altas a mayor contenido de agua.

- Usando un diagrama de coeficientes de relación y su respectiva tabla se determinó que las mejores formulaciones para lodos base aceite en el Piedemonte llanero son las que poseen mayor porcentaje de aceite, por lo tanto, se descartó la posibilidad del uso de formulaciones de alto contenido de agua, pero se observó que la formulación Firme 60/40 presenta valores reológico y de filtrado no muy alejados de las formulaciones más adecuadas, lo cual, hace posible su uso siempre y cuando se corrobore en campo que las condiciones y el fluido de perforación no provocarán el hinchamiento de las arcillas.
- Usando un diagrama y una tabla de coeficientes de correlación se observó que las formulaciones 100 % Aceite, Firme 80/20, Relajado 80/20 y Firme 60/40 ofrecen el mejor rendimiento para los fluidos bases analizados a excepción del aceite mineral y la glicerina que presentan valores de viscosidad y filtrado elevados.
- El biodiésel de palma, aunque es el único que demostró un buen desempeño para ser la fase continua del lodo base aceite en emulsiones con bajo contenido de agua, es también el más costoso entre las alternativas.
- Se determinó que los fluidos alternativos analizados en esta investigación son más costosos que el diésel colombiano, por lo cual, la viabilidad económica es negativa al reemplazar el diésel colombiano teniendo en cuenta que la normatividad legal vigente al año 2021 no presenta leyes que condicionen los fluidos de perforación para ser ambientalmente más amigables.

## 8. Recomendaciones

- Realizar un nuevo estudio empleando diversos aditivos con el fin de generar una correcta comparación de los resultados en las propiedades de dichos lodos.
- Ejecutar un análisis para corroborar una posible contaminación de dióxido de carbono para el lodo base diésel con datos suministrados de forma confidencial.
- Se recomienda estudiar lodos base diésel sin porcentaje de biodiésel, es decir, analizar el diésel 100% aceite mineral como fase continua en lodos de perforación y variaciones en el porcentaje de biodiésel en su composición para establecer correlaciones.
- Se sugiere realizar un estudio de mayor profundidad para el biodiésel, dado que, es un potencial sustituto con bajo impacto ambiental del diésel, pero las propiedades reológicas incrementan demasiado a medida que se incrementa el contenido de agua en la formulación del lodo de perforación
- Emplear pruebas de estabilidad eléctricas y de envejecimiento; el conocimiento de estas pruebas es de vital para la optimización de un lodo incluso mejor que el diésel.
- Considerar el análisis de la glicerina como un lubricante y agente emulsificante para lodos de perforación.
- Realizar un nuevo estudio para el biodiésel usando un éter diferente (soya, ajonjolí, etc.) y comparar la efectividad de este frente al diésel y al biodiésel de palma.
- Llevar a cabo un estudio similar con aceites minerales del mercado, que presenten menores viscosidades que las obtenidas por un aceite mineral blanco grado técnico.

- Realizar pruebas a los lodos a altas temperaturas y presiones, ya que, si bien los fluidos base alternativos poseen una resistencia alta a las temperaturas, es importante conocer el comportamiento de los aditivos a diferentes condiciones.
- Complementar los estudios mediante seguimientos a las distintas formulaciones, en las cuales, los valores reológicos no se pudieron medir.
- Expandir el número de pruebas de laboratorio de los lodos para cada fluido base alternativo, para ampliar la base de datos y generar un modelo estadístico más completo.
- Evaluar los cambios en las propiedades de los lodos con diferentes fluidos alternativos en presencia de diferentes gases contaminantes solubles, agua y sólidos de formación.
- Llevar a cabo pruebas de laboratorio de los sistemas de lodos propuestos en esta investigación a densidades más altas para analizar el efecto del material densificante sobre las propiedades.
- Teniendo en cuenta la biodegradabilidad del biodiésel de palma, se recomienda hacer estudios de almacenamiento del lodo para determinar los efectos al paso del tiempo.

### Bibliografía

- Acevedo Quintero. (2012). Metodología para la generación de modelos de presión 3d acoplando transferencia dinámica de fluidos a los métodos convencionales. aplicación al campo Cupiagua del Piedemonte Llanero. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Álvarez, J. (1983). Geología de la Cordillera Central y el Occidente Colombiano y petroquímica de los intrusivos granitoides Mesocenoicos. Colombia Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras: Boletín de Geología.
- Ayers, R., Sauer, T., & Anderson, P. (1985). The generic mud concept for NPDES permitting of offshore drilling discharges. JPT.
- Baroid, H. (2005). Baroid Fluids Handbook. Houston.
- Barrero, D. (1979). Geology of the central Western Cordillera, west of Buga and Roldanillo. Colombia: Colombia Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras: Publicación Geológicas Especiales de Ingeominas.
- Bayona, G., Cortés, M., Jaramillo, C., Ojeda, G., Aristizabal, J., & Reyes-Harker, A. (2008). An integrated analysis of an orogen-sedimentary basin pair: Latest Cretaceous-Cenozoic evolution of the linked Eastern Cordillera orogen and the Llanos foreland basin of Colombia. Geological Society of American Bulletin.
- Bayona, G., Jaramillo, C., Rueda, M., Reyes-Harker, A., & Torres, V. (2007). Paleocene-middle Miocene flexural-margin migration of the nonmarine Llanos foreland basin of Colombia. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, v. 3.

- Bayona, G., Valencia, A., Mora, A., Rueda, M., Ortiz, J., & Montenegro, O. (2008). Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte distal de la cuenca antepaís de los Llanos de Colombia. *Geología de Colombia*.
- Belitz, H. (2009). *Química de los alimentos*. 2 ed. Zaragoza, España: Editorial Acribia. 910p.
- Bemiller, J., & Whistler, R. (2009). *Starch: Chemistry and technology*. (Third ed.). Burlington, MA, USA: Academic Press.
- Benavides A., F., & Quintero G, J. (2010). Estudio de factibilidad del uso del biodiésel como fase continúa en lodos de perforación de emulsión inversa. . Santander, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Benavides Ayala, F., Quintero Gomez, J., & Ariza Leon, E. (2011). Estudio de factibilidad del uso de biodiésel como fase continua en lodos de perforación de emulsión inversa. *Revista Fuentes*, 3.
- Berna Arteaga, T., & Ilias Melgarejo, I. (2008). Estudio de factibilidad del uso de la glicerina como fase continua en fluidos de perforación de emulsión inversa. Santander, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Brakel, J., Davies, J., Yule, G., & Thornton, J. (1997). Cuttings re-injection in Brent reduces drilled cuttings discharge to sea. SPE/UKOOA European Environment Conference Society of Petroleum Engineers.
- Campbell, C. (1968). The Santa Marta wrench fault of Colombia and its regional setting. *Transactions of the Caribbean Geology Conference*.
- Case, J., Shagam, R., & Giegengack, R. (1990). Geology of the northern Andes: An overview. In: Dengo, G. & Case, J.E. Boulder, USA: The Caribbean region. Geological Society of America.
- Clark, R. (1994). Impact of environmental regulations on drilling- fluid technology. *JPT*.

- Cooper, M., Addison, F., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A., & Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos basin. Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 79.
- Cui, S. (2005). Food Carbohydrates: Chemistry, physical properties and applications (First ed.). LL, C, USA: CRC Press, Taylor & Francis Group.
- Dengo, C., & Covey, M. (1993). Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: Implications for Trap Styles and Regional Tectonics. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin.
- Duque-Caro, H. (1984). Structural style, diapirism, and accretionary episodes of the Sinu–San Jacinto terrane, southwestern Caribbean borderland, in W. E. Bonini, R. B. Hargraves, and R. Shagam. The South American–Caribbean Plate boundary and regional tectonics. Geological Society of America Memoir 162.
- Duque-Caro, H. (1990). The Chocó block in the northwestern corner of South America: structural, tectonostratigraphic and paleogeographic implications. Journal of South American Earth Science v. 3.
- Fajardo, A., Cristancho, J., & Rojas, L. (2000). Definición del modelo estratigráfico en la Cuenca Llanos Orientales y Piedemonte Llanero. Piedecuesta-Santander.
- Friedheim, F. (1997). Second-generation synthetic drilling fluids. JPT.
- García, D. (2002). Estudio del efecto de la adición del compuesto z-trol 60 como emulsificante y humectante en fluidos de perforación base. Venezuela.
- Godec, M., & Biglarbigi, K. (1991). Economic effects of environmental regulations on finding and developing crude oil in the U.S. JPT.

- González, J. E., & Matta Ariza, G. (2014). Factibilidad del uso de aceite mineral blanco grado técnico como fase continua en lodos de perforación. Santander, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Irving, E. (1975). Structural evolution of the northernmost Andes. Colombia: U. S. Geological Survey Professional paper 846.
- Lozano, E., & Zamora, N. (2014). Anexo i compilación de la cuenca de los llanos orientales. Bogotá.
- Martinez, J. (2003). Modelamiento Estructural 3D Y Aplicaciones En La Exploración Y Explotación De Hidrocarburos En El Cinturón De Cabalgamiento Del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, Colombia. Conference Proceedings, 8th Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Sep 2003, cp-33-00012.
- Mendez Cevallos, D. (2018). Evaluación de arcilla organofílica gastada como aditivo reológico de lodos base aceite. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Muñoz Hernandez, O., & Manrique Cardenas, J. (2012). Factibilidad técnica y económica del uso del biodiésel de soya como fase continua en lodos de perforación de emulsión inversa. Santander, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- NEXTBAR. (2017). Arcilla organofílica. Estados Unidos: Nextbar.
- PDVSA. (2002). Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela.
- Peña Carrasco, E. (2017). Extracción y Caracterización Físicoquímica y Funcional de Almidones de Cinco Variedades de Papas Nativas Procedentes de Ilave (Puno). Peru, Lima: Universidad Nacional Agraria La Molina.
- Pennintong, W., Mooney, W., Hissenhoven, R., Meyer, H., Ramirez, J., & Meyer, R. (1979). Results of a reconnaissance microearthquake survey of Bucaramanga, Colombia. Colombia: Geophysical Research Letters.

- Rodriguez B., E. (2007). Guía de laboratorio de lodos y cementos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Sarmiento, L. F. (2011). Petroleum geology of colombia, llanos basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT.
- Sierra Baena, M. (2000). Lecturas sobre lodos de perforación. medellín, Universidad Nacional de Colombia, Facultad De Minas, Departamento De Recursos Minerales: Ecográficas Ltda.
- Smith, A. (1996). Securing the future: In partnership with the enviroment. JPT.
- SWACO, M.-I. &. (2002). Drilling Fluids Engineering Manual Version 2.0. Houston, Texas.
- Ward, D., Goldsmith, R., Cruz B., J., & Restrepo A., H. (1973). Geología de los cuadrángulos H-12 Bucaramanga y H-13 Pamplona, departamento de Santander. Colombia: Boletín Geológico, 21(1-3).