

EVALUACIÓN DE LAS CONCENTRACIONES DE SURFACTANTES PARA UN
FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE QUE MEJOREN LA ESTABILIDAD
DE LA EMULSIÓN

CAROL ALEJANDRA MEDINA LEÓN

FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BOGOTA D.C.
2020

EVALUACIÓN DE LAS CONCENTRACIONES DE SURFACTANTES PARA UN
FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE QUE MEJOREN LA ESTABILIDAD
DE LA EMULSIÓN

CAROL ALEJANDRA MEDINA LEÓN

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO QUÍMICO

Director
CAMILO GONZÁLEZ GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos

FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BOGOTA D.C.
2020

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente de jurados

Ing. Dany Cárdenas
Jurado

Ing. David Triviño
Jurado

Bogotá D.C., mayo de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Departamento de Procesos Químicos (E)

Ing. IVÁN RAMIREZ MARÍN

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Camilo González, Director del proyecto, por haberme guiado en el proceso, por el tiempo dedicado y todas las enseñanzas transmitidas.

Al Ingeniero Iván Jaramillo, por su apoyo y confianza brindada durante este tiempo.

A Gabriel Giraldo por su colaboración en la experimentación en el laboratorio, y los conocimientos compartidos.

A la empresa Schlumberger por apoyar e incentivar la investigación, brindando la mejor ayuda a través de su personal y recursos.

Al Ingeniero Fernando Moreno, Asesor del proyecto, por su asesoramiento, consejos y ayuda sin los cuales no hubiera sido posible.

A la Universidad de América y toda su planta de profesores por la contribución a nuestro crecimiento profesional y personal.

A mi familia, y todos aquellos que participaron o estuvieron involucrados, apoyando y motivando para la ejecución de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	20
INTRODUCCIÓN	21
OBJETIVOS	23
1. MARCO TEÓRICO	24
1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	24
1.1.1 Funciones.	24
1.1.2 Tipos de Fluidos de Perforación.	25
1.1.2.1 Lodo Base Aire.	25
1.1.2.2 Lodo Base Agua.	26
1.1.2.3 Lodo Base Aceite.	26
1.1.2.4 Lodo Base Sintético.	26
1.1.3 Propiedades.	27
1.1.3.1 Densidad.	27
1.1.3.2 Viscosidad Dinámica.	27
1.1.3.3 Punto cedente.	28
1.1.3.4 Resistencia o Esfuerzo de gel.	28
1.1.3.5 Filtrado API.	28
1.1.3.6 pH.	29
1.1.4 Aditivos que se agregan a los fluidos de perforación.	29
1.2 EMULSIONES	32
1.2.1 Clasificación de las emulsiones.	32
1.2.2 Estabilidad de las emulsiones.	33
1.2.2.1 Fuerzas que actúan entre las gotas.	33
1.2.2.2 Mecanismos de desestabilización de emulsiones.	35
1.2.3 Determinación de estabilidad de emulsiones.	36
1.2.3.1 Analizador óptico Turbiscan.	37
1.3 SURFACTANTES	41
1.3.2 Clasificación.	42
1.3.2.1 Según su estructura molecular.	43
1.3.2.2 Según su balance hidrófilo-lipofílico.	45
1.3.2.3 Según nuevos desarrollos.	46
2. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE PREPARADOS CON DIFERENTES CONCENTRACIONES Y TIPOS DE SURFACTANTES	48
2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE CONVENCIONAL	48
2.1.1 Aceite.	48
2.1.2 Emulsificante.	49
2.1.3 Cal.	49
2.1.4 Humectante.	49

2.1.5 Agua.	49
2.1.6 Arcilla Organofílica.	49
2.1.7 Sal.	50
2.1.8 Material densificante.	50
2.2 PREPARACIÓN DE LOS FLUIDO DE PERFORACIÓN	50
2.2.1 Preparación Formulación 1.	58
2.2.2 Preparación Formulación 2.	64
2.2.3 Preparación Formulación 3.	66
2.2.4 Preparación Formulación 4.	68
2.2.5 Preparación Formulación 5.	68
2.2.6 Preparación Formulación 6.	69
2.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	70
2.3.1 Peso del Lodo.	71
2.3.2 Reología.	73
2.3.3 Estabilidad Eléctrica.	75
2.3.4 Retorta.	77
2.3.5. Viscosidad.	79
2.3 ANÁLISIS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PEFORACIÓN	82
2.3.1 Peso del lodo.	82
2.3.2 Reología.	83
2.3.3 Estabilidad Eléctrica.	87
2.3.4 Retorta.	88
2.3.5 Viscosidad.	88
3. EFECTO DE LOS SÓLIDOS EN LA ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE	91
3.1 RESULTADOS OBTENIDOS	91
3.1.1 Efecto sólidos Formulación 1.	93
3.1.2 Efecto sólidos Formulación 2.	96
3.1.3 Efecto sólidos Formulación 3.	99
3.1.4 Efecto sólidos Formulación 4.	102
3.1.5 Efecto sólidos Formulación 5.	104
3.1.6 Efecto sólidos Formulación 6.	105
3.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DEL EFECTO DE LOS SÓLIDOS EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES	107
4. CINÉTICA DE LA EMULSIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE	110
4.1 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA CINÉTICA	110
4.1.1 Cinética de la Formulación 1.	111
4.1.2 Cinética de la Formulación 2.	111
4.1.3 Cinética de la Formulación 3.	112
4.1.4 Cinética de la Formulación 4.	113
4.1.5 Cinética de la Formulación 5.	115
4.1.6 Cinética de la Formulación 6.	116

4.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA CINÉTICA DE LAS EMULSIONES	118
5. ANÁLISIS DE COSTOS	122
5.1 COMPARACIÓN DE COSTOS: FLUIDO DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL CON RESPECTO AL FLUIDO DE PERFORACIÓN QUE GENERÓ LA MEJOR ESTABILIDAD DE LOS PREPARADOS EN EL PRESENTE TRABAJO	122
5.2 COMPARACIÓN DE COSTOS: FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON SURFACTANTES CONVENCIONALES CON RESPECTO A FLUIDO DE PERFORACIÓN CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES	125
5.3 COMPARACIÓN DE COSTOS CON UN POZO TIPO	126
6. CONCLUSIONES	128
7. RECOMENDACIONES	129
BIBLIOGRAFÍA	130
ANEXOS	138

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Ficha técnica del emulsificante convencional versamul	139
Anexo B. Ficha técnica del humectante convencional versacoat	140
Anexo C. Ficha técnica del surfactante biodegradable Surewet	141
Anexo D. Ficha técnica del surfactante biodegradable Tergitol	142
Anexo E. Ficha técnica del Lime (Cal hidratada)	143
Anexo F. Ficha técnica del Safe Carb (Carbonato de Calcio)	144
Anexo G. Ficha técnica del Cloruro de Calcio	145
Anexo H. Réplicas de la caracterización de los fluidos	146

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Densidad de las sustancias usadas para preparar los fluidos de perforación	53
Cuadro 2. Desarrollo Experimental secuencial de los fluidos de perforación preparados	57

LISTA DE DIAGRAMAS

Diagrama 1. Desarrollo experimental secuencial de las formulaciones	pág. 56
--	-------------------

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Cálculo del TSI	pág. 40
Ecuación 2. Determinación del BHL según Griffin	45
Ecuación 3. Densidad	58

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Peso de los fluidos de perforación	82
Gráfica 2. Punto Cedente de los fluidos de perforación	83
Gráfica 3. Viscosidad plástica de los fluidos de perforación	84
Gráfica 4. Tipos de esfuerzos de gel	85
Gráfica 5. Esfuerzo de gel de los fluidos de perforación	86
Gráfica 6. Estabilidad eléctrica de los fluidos de perforación	87
Gráfica 7. Viscosidad a 60 RPM de los fluidos de perforación	89
Gráfica 8. Viscosidad a 3 RPM de los fluidos de perforación	90
Gráfica 9. Resultado Fluido de Perforación E1-0.5	94
Gráfica 10. Resultado Fluido de Perforación E1-1	94
Gráfica 11. Resultado Fluido de Perforación E1-2	95
Gráfica 12. Resultado Fluido de Perforación E2-0.5	97
Gráfica 13. Resultado Fluido de Perforación E2-1	97
Gráfica 14. Resultado Fluido de Perforación E2-2	98
Gráfica 15. Resultado Fluido de Perforación E3-0.5	100
Gráfica 16. Resultado Fluido de Perforación E3-1	100
Gráfica 17. Resultado Fluido de Perforación E3-2	101
Gráfica 18. Resultado Fluido de Perforación E4-0.5	102
Gráfica 19. Resultado Fluido de Perforación E4-1	103
Gráfica 20. Resultado Fluido de Perforación E4-2	103
Gráfica 21. Resultado Fluido de Perforación Bio-A1	104
Gráfica 22. Resultado Fluido de Perforación Bio-A2	105
Gráfica 23. Resultado Fluido de Perforación Bio-D1	106
Gráfica 24. Resultado Fluido de Perforación Bio-D2	106
Gráfica 25. Cinética de la Formulación 1	111
Gráfica 26. Cinética de la Formulación 2	112
Gráfica 27. Cinética de la Formulación 3	112
Gráfica 28. Comparación cinética de las formulaciones 1, 2 y 3	113
Gráfica 29. Cinética de la Formulación 4	114
Gráfica 30. Comparación cinética de las formulaciones 1, 2, 3 y 4	114
Gráfica 31. Cinética de la Formulación 5	115
Gráfica 32. Comparación cinética de las formulaciones base aceite mineral	115
Gráfica 33. Cinética de la Formulación 6	116
Gráfica 34. Comparación cinética de las formulaciones base diésel	117
Gráfica 35. Comparación cinética de las formulaciones con surfactantes biodegradables.	117
Gráfica 36. Cinética de los fluidos de perforación con las mayores estabilidades	118

LISTA DE ILUSTRACIONES

	pág.
Ilustración 1. Análisis de variación de tamaño en el Turbiscan	39
Ilustración 2. Análisis de migración en el Turbiscan.	39
Ilustración 3. Ejemplo de la cinética de destabilización	41
Ilustración 4. Molécula de surfactante en una emulsión agua/aceite	42
Ilustración 5. Ejemplo surfactante no iónico	43
Ilustración 6. Ejemplo de surfactantes catiónicos	43
Ilustración 7. Ejemplo de surfactante no aniónico	44
Ilustración 8. Ejemplo de surfactante anfótero.	44
Ilustración 9. Escala de Griffin con las propiedades de los surfactantes en función del BHL.	46
Ilustración 10. Formula química del ácido bencilsufónico	50
Ilustración 11. Formula química de un alcohol etoxilado	51
Ilustración 12. Escala de HBL de los surfactantes empleados	52
Ilustración 13. Lime	59
Ilustración 14. Surfactantes convencionales	60
Ilustración 15. Cloruro de calcio	61
Ilustración 16. Agitación de la salmuera de Cloruro de Calcio	62
Ilustración 17. Agitador del fluido de perforación	63
Ilustración 18. Arcilla	65
Ilustración 19. Sólidos de dos micrómetros	67
Ilustración 20. Mezclador Silverson	71
Ilustración 21. Picnómetro de 20 ml	72
Ilustración 22. Reómetros	73
Ilustración 23. Reómetro con sus partes	74
Ilustración 24. Palanca de selección de velocidad del reómetro	74
Ilustración 25. Medidor de estabilidad eléctrica	76
Ilustración 26. Equipo para análisis de Retorta	78
Ilustración 27. Equipo de Retorta y sus partes	78
Ilustración 28. Resultados de porcentaje de sólidos y líquidos medidos en el equipo de Retorta de los fluidos de perforación preparados	79
Ilustración 29. Viscosímetro Brookfield	80
Ilustración 30. Muestra de fluido de perforación en una celda de Turbiscan	91
Ilustración 31. Equipo Turbiscan	92
Ilustración 32. Detector de transmisión (T) y Backscattering (BS) del equipo Turbiscan	93
Ilustración 33. Muestras de la formulación 1 tras una hora de análisis	96
Ilustración 34. Muestras de la formulación 2 tras una hora de análisis	99
Ilustración 35. Esquema de principio de emulsión estable	108

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Composición de Cloruro de calcio	60
Tabla 2. Composición de la Formulación 1	64
Tabla 3. Composición de la Formulación 2	65
Tabla 4. Composición de la Formulación 3	67
Tabla 5. Composición de la Formulación 4	68
Tabla 6. Composición de la Formulación 5.	69
Tabla 7. Composición de la Formulación 6	70
Tabla 8. Peso de los fluidos de perforación preparados	72
Tabla 9. Propiedades reológicas de los Lodos de Perforación de la Formulación 1	75
Tabla 10. Estabilidad Eléctrica de los fluidos de perforación	76
Tabla 11. Resultados de la caracterización de los fluidos de perforación preparados	81
Tabla 12. Costos de un fluido convencional	123
Tabla 13. Costos del fluido de perforación E4-1	124
Tabla 14. Costos del fluido de perforación Bio-D1	125
Tabla 15. Comparación de costos del fluido de perforación E4-1 con un pozo tipo.	126
Tabla 16. Comparación de costos del fluido de perforación BIO-A1 con un pozo tipo.	127

ABREVIATURAS

°C	Grados Celcius.
°F	Grados Fahrenheit.
%BS	Porcentaje de Backscattering
bbl	Barril
cP	Centipoise.
lb/gal	Libras por galón
lb/100ft²	Libras por cada 100 pies cuadrados
ppg	Pounds per galon

GLOSARIO

CINETICA DE EMULSIÓN: es la velocidad de aparición de algún mecanismo de desestabilización con el tiempo.

COALESCENCIA: el proceso de crecimiento de las gotas que se produce cuando las gotas pequeñas se unen al entrar en contacto entre sí.¹

CONDUCTIVIDAD: propiedad de un material o sustancia de conducir o transmitir energía, ya sea, eléctrica o térmica a través de él.²

CREMACIÓN: las partículas se concentran en la superficie o en el fondo, dependiendo de la densidad relativa de las dos fases de la mezcla, se origina como consecuencia de la diferencia de densidades entre ambas fases.³

EMULSION: una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles en el que uno de los líquidos se encuentra suspendido en forma de gotas, como fase dispersa, en otro líquido que se denomina la fase continua.

EMULSION DIRECTA: es aquella cuya fase continua es agua o un electrolito y la fase dispersa un aceite o una mezcla de aceites. Estas se caracterizan porque se comportan de acuerdo con las características del agua (que es la fase continua) puesto que son iónicas, disuelven sales hidrosolubles, tienen un valor de pH, su valor dieléctrico es muy bajo, etc.

EMULSION INVERSA: es aquella que tiene como fase continua aceite y como fase dispersa agua o electrolitos. Estas emulsiones se comportan en función de su fase continua, es decir como aceites por lo que son fluidos no iónicos de alto valor dieléctrico, disuelven materiales liposolubles como grasas, asfaltos, aceites pesados, etc.⁴

¹ SCHLUMBERGER. Coalescencia - Fluidos de perforación [en línea]. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/coalescence.aspx> [citado 7 de febrero de 2020]

² SIGNIFICADOS. Conductividad [en línea]. <https://www.significados.com/conductividad/> [citado el 7 de febrero de 2020]

³ COLINA IREZA, Ma. Luisa. Reducción de tamaño de líquidos, emulsificación y homogenización [en línea]. http://sgpwe.izt.uam.mx/files/users/uami/mlci/red_tam_liquidos_emuls.pdf [citado 7 de febrero de 2020]

⁴ QUIMOTECNICA, S.A. Conceptos Físico Químicos sobre emulsiones [n línea]. <http://www.emulsioninversa.com/2012/01/13/conceptos-fisico-quimicos-sobre-emulsiones/> [citado 7 de febrero de 2020]

ESTABILIDAD: se puede entender la estabilidad como la capacidad de un cuerpo de mantener el equilibrio o de evitar ser desequilibrado. Aplicado a una emulsión, es la capacidad que tiene de mantener sus propiedades en el tiempo.⁵

FLOCULACIÓN: es la aglomeración de partículas desestabilizadas en microfloculos y después en los floculos más grandes que pueden ser depositados llamados floculo.⁶

FLUIDO: los fluidos son una forma de agregación de la materia caracterizada por no tener elasticidad de forma (no tienen forma propia, sino la del recipiente que los contiene) Se pueden distinguir como fluido líquidos y gases, aunque estos últimos también carecen de volumen propio y son demasiado compresibles, por lo que su densidad no es constante a diferencia de los líquidos.⁷

FLUIDO DE PERFORACIÓN: un fluido de perforación es cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas para la perforación de un pozo petrolero. Este circula a través de la sarta de perforación hasta la broca y regresa a la superficie por el espacio anular.

REOLOGÍA: la reología es el estudio de la manera en que se deforma y fluye la materia. El término también se utiliza para indicar las propiedades de un líquido dado.⁸

REVOQUE: los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración.⁹

SURFACTANTE: los surfactantes son especies químicas con una naturaleza o estructura polar-no polar, con tendencia a localizarse en la interfase entre las fases hidrofílicas e hidrofóbicas, formando una capa monomolecular que disminuye la tensión superficial.¹⁰

⁵ Diccionario de la Real Academia de Lengua española. Estable [en línea]. Disponible en: <https://dle.rae.es/estable?m=form> [citado 7 de febrero de 2020]

⁶ LENNTECH. Etapas de la aglomeración coagulantes y floculantes reactivos [en línea]. Disponible en: <https://www.lennotech.es/floculacion.htm> [citado 7 de febrero de 2020]

⁷ HERRAÉZ, José. Elementos de física aplicada, Fluidos Ideales [en línea]. Disponible en: <https://books.google.com.co/books?id=V2-pmhylnJcC&pg=PA19&dq=fluido+concepto&hl=en&sa=X&ved=0ahUKEwiTzZDd7annAhXCuVvKHVxTBoUQ6AEIKTAA#v=onepage&q=fluido%20concepto&f=false> [citado 7 de febrero de 2020]

⁸ SCHLUMBERGER. Reología [en línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheology.aspx> [citado 7 de febrero de 2020]

⁹ MALDONADO, Ángela. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite. [en línea]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2006/121946.pdf> [citado 7 de febrero de 2020]

¹⁰ ZAZUETA, Fedro. University of Florida, Tensión Superficial [en línea]. Disponible en: <https://fsz.ifas.ufl.edu/surfacetensionandcapillarity/html/tensioactivos.htm> [citado 7 de febrero de 2020]

RESUMEN

En el presente trabajo, se realizó la determinación de las concentraciones de surfactantes para un fluido de perforación base aceite que mejoren la estabilidad de la emulsión. Para ello se realizó un desarrollo experimental secuencial donde se prepararon seis formulaciones diferentes. La formulación 1 tiene: lime, surfactantes y salmuera, se usa como referencia para comparar las demás debido a que tiene la menor cantidad de aditivos, a partir de ésta las demás se fueron preparando de forma secuencial con respecto a los resultados obtenidos de las formulaciones ya preparadas. La formulación 2 tiene: lime, surfactantes, salmuera y arcilla, se hizo para evidenciar el efecto de la arcilla en la estabilidad, y se encontró que la adición de arcilla mejoró la estabilidad en todos los fluidos de perforación preparados. La formulación 3 tiene: lime, surfactantes, salmuera, arcilla y sólidos de carbonato de calcio; los resultados mostraron que los sólidos pueden o no mejorar la estabilidad de la emulsión dependiendo de la cantidad de surfactantes empleada para cambiar su mojabilidad del agua hacia el aceite.

Debido a que un fluido de perforación real se asemeja más en componentes a los adicionados en la formulación 3, se realiza la formulación 4 usando los mismos aditivos, pero cambiando la base de aceite mineral por diésel, para determinar qué efecto tiene la fase continua en la emulsión, encontrándose mayor estabilidad en las emulsiones con diésel debido a sus propiedades fisicoquímicas. En cada uno de estas cuatro formulaciones se utilizaron tres concentraciones diferentes de surfactantes de 0.5 g/ml, 1 g/ml y 2 g/ml.

Respecto a estas concentraciones los resultados demostraron que las concentraciones de surfactantes que generaban la mayor estabilidad en la emulsión eran 1 g/ml y 2 g/ml, por esta razón se realizaron la formulación 5 con base aceite mineral y la formulación 6 con base diésel, usando los mismos aditivos de la formulación 3 y sólo estas dos concentraciones de surfactantes, pero cambiando el tipo de convencional a biodegradables, para determinar el efecto del tipo de surfactante en la estabilidad de la emulsión, obteniendo estabilidades más bajas con los surfactantes biodegradables, pero valores muy cercanos a los surfactantes convencionales en las formulaciones con base diésel.

Finalmente se concluyó que la mejor formulación era la formulación 4 con diésel y surfactantes convencionales en concentraciones de 1 g/ml lo cual genera un ahorro en costos por barril del 1,01% (\$30.000 COP) con respecto a la formulación de un fluido de perforación convencional base diésel, mientras que el uso de surfactantes biodegradables genera un incremento en costos del 0,33% (\$10.000 COP) pero presenta ventajas ambientales sobre los surfactantes convencionales con valores de estabilidad muy cercanos.

Palabras Clave: Surfactantes, emulsión base aceite, fluido perforación, estabilidad emulsiones, reología, cinética fluidos.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día la industria de los hidrocarburos tiene una gran importancia en nuestras vidas debido a que produce gran parte de la energía, las materias primas y los derivados que utilizamos a diario. Una parte fundamental para el correcto desarrollo de esta industria radica en los fluidos de perforación que son empleados durante las diferentes etapas del proceso productivo. Estos fluidos son en su mayoría emulsiones que pueden ser base agua o base aceite, estos últimos son utilizados porque tienen ventajas como el evitar la hidratación de arcillas, minimizar el daño a la formación, soportar altas presiones y temperaturas, entre otros.¹¹ Sin embargo, las emulsiones por ser sistemas termodinámicamente inestables tienden a separar sus fases por diferentes mecanismos de desestabilización, impidiendo que sus propiedades se mantengan en el tiempo.¹²

Esto a su vez conlleva a diferentes problemas en el proceso de perforación como un derrumbe de las paredes del hoyo, corrosión en la tubería, sobrecalentamiento de la broca, daños operacionales en las herramientas, un impacto ambiental negativo, aumento de costos y en el peor de los casos podría no llegar a controlar la presión de la formación produciéndose un influjo indeseado que ocasione daños a las personas que se encuentren en el área. Por otro lado, una emulsión inestable en un fluido de perforación genera pruebas de laboratorio y análisis fisicoquímicos incorrectos porque las muestras de lodos que llegan de campo al estar desestabilizadas ya se encuentran en condiciones diferentes a las originales, esto incide en una pérdida de información, de tiempo, e impide plantear soluciones a las nuevas situaciones que se presentan.

La estabilidad de una emulsión si bien depende de muchos factores, el principal es el tipo y concentración de surfactante utilizado.¹³ El método utilizado actualmente para determinar las concentraciones de surfactantes en laboratorio consiste en hacer pruebas de ensayo y error con diferentes concentraciones de surfactantes, partiendo de un valor estándar dado por los proveedores de los productos, posteriormente se mide la estabilidad de la emulsión por medio de un medidor de estabilidad eléctrica para determinar qué concentración de surfactante da mejor estabilidad. La estabilidad eléctrica 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 fusionen, permitiendo

¹¹ HAWKER, David, VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de perforación, procedimientos y operaciones. Fluidos de perforación. Ed. Canadá: Datalog, 2001. p. 55-66

¹² MARFISI, Shirley. Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Mérida, 2005. Trabajo de grado (Doctor en Ciencias Aplicadas, Mención: Ingeniería Química). Universidad de Los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería química. Laboratorio FIRP (Formulación, Interfase, Reología y Procesos)

¹³ BARET, Jean; KLEINSCHMIDT, Felix; HARRAK, Abdeslam; GRIFF, Andrew. Kinetic Aspects of Emulsion Stabilization by Surfactants: A Microfluidic Analysis, Langmuir, En: Langmuir. Marzo, 2009. vol. 25, no. 11.

la transmisión de la corriente eléctrica. Las emulsiones fuertes requieren altos voltajes para fusionar las gotas de agua y romper la emulsión. Sin embargo, la estabilidad eléctrica puede verse afectada por varios factores como lo es el contenido de agua, los sólidos humectados al agua, el grado de emulsificación, la temperatura a la cual se mide la estabilidad y el tipo de sólidos, por lo que aun cuando la estabilidad eléctrica es un indicador importante de la estabilidad de la emulsión, no debería ser usada como valor o indicación absoluta de su condición.¹⁴

Otras técnicas de medición como el potencial zeta, el tamaño de partícula, la conductividad o la reología proporcionan información útil pero limitada a un parámetro y no caracterizan la estabilidad general, por lo que el uso de la tecnología del Turbiscan la cual emplea una dispersión de luz múltiple, permite obtener un análisis completo de la estabilidad de la emulsión, así como una mejor comprensión de los fenómenos de destabilización que ocurren.¹⁵

Por estas razones en este trabajo se evalúan las concentraciones de surfactantes para diferentes tipos de fluidos de perforación base aceite, que mejoren la estabilidad de la emulsión, teniendo en cuenta la influencia de los sólidos, la presencia de diferentes aditivos y la cinética como la velocidad de aparición de cualquier fenómeno de desestabilización en los fluidos de perforación haciendo uso del equipo Turbiscan.

¹⁴ M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 12: Sistemas Base Aceite

¹⁵FORMULACTION. Turbiscan Stability Index [en línea]. Disponible en: <https://www.formulaction.com/en/knowledge-center/turbiscan-stability-index> [citado 8 febrero 2020]

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar a nivel de laboratorio las concentraciones de surfactantes para un fluido de perforación base aceite que mejoren la estabilidad de la emulsión.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Caracterizar los fluidos de perforación base aceite preparados con diferentes concentraciones y tipos de surfactantes.
2. Determinar el efecto de los sólidos en la estabilidad de la emulsión de los fluidos de perforación base aceite.
3. Establecer la cinética de la emulsión inversa de los fluidos de perforación base aceite y su influencia en la estabilidad de la emulsión.
4. Realizar el análisis de costos de las nuevas concentraciones de surfactante.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un fluido de perforación, también conocido como lodo de perforación es cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas para la perforación de un pozo petrolero. Estos han evolucionado constantemente dependiendo de los retos presentados y los avances en las nuevas tecnologías. Existen diferentes clasificaciones de los lodos de perforación, las principales son: base agua, base aceite, base aire y lodos sintéticos. Su uso depende de diferentes factores como las características de la formación a perforar, así como el diseño de pozo propuesto. Este fluido es circulado desde la superficie hasta el fondo del pozo a través de la tubería de perforación y la broca, retornando a superficie por el anular.¹⁶

1.1.1 Funciones. El fluido de perforación tiene como principal función ejercer el control primario del pozo para garantizar una operación segura y eficiente. Sin embargo, tiene múltiples funciones en la operación, las principales son:

- Permite transportar los ripios (recortes de la formación) a la superficie desde el fondo a medida que se va realizando la perforación, esto es de gran importancia para la limpieza de los sólidos suspendidos en el hoyo, si no se realiza puede generar diversos problemas como empaquetamiento, pega diferencial, incapacidad para alcanzar el fondo con las herramientas de registros, entre otros, además ayuda a una correcta evaluación de la formación mediante los análisis que se hagan de esos ripios.
- Controla la presión del fondo de la formación por medio de la presión hidrostática de la columna de fluido que ejerce sobre la formación, de este modo se evita un influjo indeseado.
- Ayuda a enfriar y lubricar tanto la broca como la sarta de perforación, debido a que durante las operaciones de perforación se da un incremento en la temperatura por la rotación de la broca, además aumenta la vida útil y la capacidad de la broca permitiéndole trabajar a condiciones menos extremas.
- Transmite la energía hidráulica a la broca y herramientas de fondo al salir por las boquillas de la broca y liberar una energía hidráulica que ablanda la formación y mantiene en suspensión los recortes hasta sacarlos a superficie de tal forma que maximiza la tasa de penetración.
- Minimiza el daño de formación el cual se genera por invasión de sólidos y alteraciones de mojabilidad, entre otros factores que pueden afectar las propiedades de la misma, y por lo tanto la producción posterior del pozo.

¹⁶ PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Ed. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 2002. p.

- Controla la corrosión que puede generarse por los gases presentes en la formación como oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno que pueden causar graves problemas a la tubería de revestimiento.
- Facilita las operaciones de cementación y completamiento, porque provee un pozo en el cuál no se dificulten estas operaciones y donde la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada de forma eficaz.
- Minimiza el impacto al ambiente, porque después de haberse realizado toda la perforación del pozo, el lodo de perforación se desecha de acuerdo a la reglamentación vigente, y las facilidades de su disposición dependen de las características del mismo.
- Mantiene la estabilidad del agujero, por medio de un equilibrio entre los factores mecánicos de esfuerzo y presión y los factores químicos como las propiedades que los aditivos le otorgan al lodo.¹⁷

1.1.2 Tipos de Fluidos de Perforación. Los fluidos de perforación se clasifican de acuerdo al tipo de base de fluido

1.1.2.1 Lodo Base Aire. Estos fluidos, usan como base aire comprimido, gas natural, gas inerte o mezclas de aire y agua, por lo cual tiene como ventaja un ahorro económico, permite mayores velocidades de perforación, un diámetro del hueco más exacto, mejores trabajos de cementación y completamiento sin peligro de pérdidas de circulación. Sin embargo, tiene como desventajas que la mezcla puede ser explosiva con otros gases, generar corrosión a la tubería, no permite tener un control de la presión, no forma un revoque, así como no genera un enfriamiento ni lubricación de la broca y demás equipos.

Los fluidos en espuma se hacen inyectando agua y agentes espumantes en el aire o en una corriente de gas para crear una espuma viscosa y estable. También puede hacerse inyectando aire en un lodo con base en gel que contenga un agente espumante. La capacidad de transporte de las espumas viscosas depende más de la viscosidad que de la velocidad anular.

Los fluidos aireados se hacen inyectando aire o gas en un lodo con base gel. Se usan para reducir la presión hidrostática (y así evitando la pérdida de circulación en presiones con baja presión) y para incrementar la rata de penetración.¹⁸

¹⁷ M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 2: Funciones

¹⁸ HAWKER, David, VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de perforación, procedimientos y operaciones. Fluidos de perforación. Ed. Canadá: Datalog, 2001. p. 55-66

1.1.2.2 Lodo Base Agua. Los lodos en base agua consisten en una fase continua de agua en la cual están suspendidos arcilla y otros sólidos (reactivos e inertes). Lo más usual es agua dulce, por su facilidad de obtención, así como por sus bajos costos y las facilidades que presenta de controlar, aunque esté con sólidos, además es el mejor líquido para evaluar formaciones. El agua salada se usa en perforación marina dada su fácil accesibilidad.

Los sólidos reactivos son arcillas comerciales que incorporan arcillas hidratables y shales de las formaciones perforadas, las cuales están suspendidas en la fase agua. Los Sólidos inertes son sólidos químicamente inactivos, los cuales están suspendidos en la fase agua, también se incluyen sólidos inertes provenientes de la perforación (como caliza, dolomita y arena) y sólidos para controlar la densidad del lodo como barita y galena. Este tipo de lodos presenta como ventajas una mayor facilidad de perforación cuando se usa agua dulce y menores costos que los del lodo base aceite. Como desventajas genera un daño potencial a la formación, contaminación y se ve afectado a condiciones de altas temperaturas.¹⁹

1.1.2.3 Lodo Base Aceite. Son fluidos cuya fase continúa o externa es un aceite como diésel, aceite mineral o una proporción de agua que se encuentra emulsionada. Se utiliza cuando se requiere una alta estabilidad del fluido en pozos de alta temperatura, gran profundidad, que presentan pegas y desestabilización del hueco. Son más costosos que los fluidos de perforación base agua por sus componentes y la disposición final de los sólidos, generando mayor contaminación. Sin embargo, tienen múltiples ventajas como la estabilidad e inhibición de las lutitas, resistencia a la contaminación química, tolerancia a los sólidos, menor daño a la producción, menor tendencia al atascamiento de tubería, re-utilización, elevada tasa de perforación, menor corrosión, entre otras.

En estos fluidos es importante tener en cuenta factores como la relación agua/aceite, el tipo y concentración de emulsificante, contenido de sólidos, temperatura y presión de pozo para el cual se utilizará.²⁰

1.1.2.4 Lodo Base Sintético. Son lodos en los cuales se forma una emulsión inversa, donde la fase dispersa es el agua y la fase continua es un fluido sintético en lugar de un aceite. Los lodos base sintética son populares en la mayoría de las zonas de perforación costa afuera, a pesar de sus altos costos iniciales, debido a su aceptación ambiental y la aprobación para disponer de los recortes de perforación en el agua.²¹

¹⁹ HAWKER, David, VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de perforación, procedimientos y operaciones. Fluidos de perforación. Ed. Canadá: Datalog, 2001. p. 55-66

²⁰ PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Ed. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 2002. p.

²¹ SCHLUMBERGER. Lodo Base Sintética [en línea] Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/synthetic-base_mud.aspx [citado 7 febrero 2020]

Los tipos populares de fluidos incluyen varios oligómeros olefínicos de etileno. Los ésteres obtenidos de ácido graso vegetal y alcohol fueron algunos de los primeros de estos fluidos. Los éteres y los poliéteres, obtenidos de alcoholes y polialcoholes, han sido utilizados, junto con los hidrocarburos parafínicos y los alquilbencenos lineales. Las mezclas de estos fluidos también se utilizan para hacer lodos base sintética.²²

1.1.3 Propiedades. Las propiedades tanto físicas como químicas que tiene un lodo de perforación varían dependiendo el tipo de lodo, a continuación, se presentan las propiedades generales que tienen todos los lodos de perforación.

1.1.3.1 Densidad. La densidad es la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia en particular. Generalmente a la densidad del fluido de perforación se le conoce como peso del lodo y sus unidades son conocidas como ppg por sus siglas en inglés (pounds per galon) que significa libras por galón (lb/gal).

La densidad o peso del lodo es considerado el factor más importante para controlar las presiones de formación a lo largo de toda la profundidad del pozo, porque la columna de lodo ejerce una presión hidrostática sobre las paredes del pozo que ayuda a evitar que formaciones inconsolidadas o sobrepresionadas caigan dentro del pozo, así como a evitar flujo incontrolado de fluidos de formación al pozo. Esto sucede cuando se está realizando una perforación sobre balance, en la cual la presión hidrostática causada por el lodo es mayor que la presión de formación.²³

1.1.3.2 Viscosidad Dinámica. La viscosidad del lodo mide la resistencia al flujo del lodo de perforación (dicho de otra manera, la resistencia interna debida a la atracción de las moléculas de líquido); entre mayor sea la resistencia, mayor será la viscosidad. La viscosidad entonces es la resistencia del fluido al movimiento, y debe ser suficientemente alta para que el lodo pueda mantener limpio el pozo y arrastre los cortes hasta la superficie. Su unidad de medida es el centipoise (cP).²⁴

Una medida simple de viscosidad es la viscosidad de embudo, la cual se hace usando un embudo de Marsh. La medida es sencillamente el tiempo en segundos requerido para que el fluido (un cuarto de galón) fluya a través de un orificio calibrado. Los viscosímetros rotacionales, se usan para determinar más exactamente la reología, midiendo los esfuerzos de corte que resultan de aplicar

²² SCHLUMBERGER. Fluido de Base Sintética [en línea]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/synthetic-base_fluid.aspx [citado 7 febrero 2020]

²³ PERFOBLOGGER. Comparación de la perforación Bajo-Balance con Sobre-Balance [en línea]. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2015/09/comparacion-de-la-perforacion-bajo.html> [citado 16 mayo 2020]

²⁴ HAWKER, David, VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de perforación, procedimientos y operaciones. Fluidos de perforación. Ed. Canadá: Datalog, 2001. p. 55-66

varias velocidades de corte. En pruebas de laboratorio se miden dos tipos de viscosidad, la viscosidad aparente y la viscosidad plástica.²⁵

1.1.3.2.1 Viscosidad aparente: También es conocida como viscosidad API es la viscosidad indicada por un viscosímetro de lodo a 300 RPM. En un fluido newtoniano, la viscosidad aparente es numéricamente igual a la viscosidad plástica.

1.1.3.2.2 Viscosidad plástica: Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y su control incide directamente en las tasas de perforación, entre más alta sea la viscosidad plástica, menor será la tasa de perforación, ya que el fluido opondrá mayor resistencia a su flujo, requiriendo más energía. El cálculo se lo obtiene con la diferencia entre el resultado a 600 RPM y a 300 RPM.²⁶

1.1.3.3 Punto cedente. Es la capacidad que tiene un fluido de transportar recortes, que son el material extraído de las formaciones a superficie, y mantener estos mismos en suspensión mientras se encuentra estático. Esta medida se reporta en (lb/100 ft²), se obtiene restando el dato obtenido a 300 RPM y el resultado de la viscosidad plástica.²⁷

1.1.3.4 Resistencia o Esfuerzo de gel. La resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica existente entre las partículas del fluido de perforación bajo condiciones estáticas. Está relacionada directamente con la capacidad que tiene el fluido para suspender los recortes. Sus unidades son (lb/100 ft²)

1.1.3.5 Filtrado API. Es un indicativo del volumen de líquido que es capaz de filtrarse hacia una formación permeable a través del revoque cuando es sometido a una presión diferencial. Su unidad es (cm³/30 min). Algunas formaciones permiten que el líquido del fluido de perforación penetre dentro de estas, dejando una capa de sólidos sobre las paredes del hoyo.²⁸

Este revoque construye una barrera y reduce la cantidad de líquido que pueda invadir la formación. El instrumento para medir el filtrado a baja temperatura es el

²⁵CASTRO, Israel; HERNANDEZ, Rosa; ARÍAS, Rubén; GÓMEZ, José. Manual de prácticas de laboratorio de fluidos de perforación de pozos. 2018 [en línea]. Disponible en: <http://www.dict.unam.mx/Petrolera/LFP/MADO-55_Fluidos_de_perforacion.pdf>[citado 16 mayo 2020]

²⁶ FLORES, Alejandro. Mejoramiento del lodo de perforación base agua con la adición de nanopartículas para optimizar las propiedades de la retorta y minimizar el daño de formación. [en línea]. Disponible en: <<http://bdigital.unal.edu.co/63829/1/573955.2017.pdf> >[citado 16 mayo 2020]

²⁷ Ibíd. p. 7

²⁸ SÁNCHEZ, Laura; VIVEROS, Miguel. Evaluación técnica a escala laboratorio de un fluido de perforación base agua utilizando nano-partículas de Im-200 para la inhibición de lutitas en el campo castilla de Ecopetrol s.a. Tesis para optar por el título de ingeniero de Petróleos. Fundación

Filtro Prensa API. La cantidad de fluido en milímetros recolectado durante 30 minutos aplicando una diferencia de presión de 100 lb/pulg² se reporta como filtrado API. El aspecto del revoque sobre el papel filtro muestra la calidad del sellamiento sobre las paredes del hoyo.

1.1.3.6 pH. El pH es definido como la acidez relativa o la alcalinidad de un líquido. El control óptimo de algunos sistemas de fluidos es basado en el pH, específicamente para la detección y el tratamiento de algunos contaminantes. La mayoría de los lodos base agua trabajan con un pH de 7.5 a 11.5. Para incrementar o mantener el pH, frecuentemente se usa adicionar soda cáustica. Un beneficio adicional de vigilar el pH del lodo es la detección de sulfuro de hidrógeno, o al menos que hubo presencia.²⁹

1.1.4 Aditivos que se agregan a los fluidos de perforación. En la formulación de los fluidos base agua o aceite se usan aditivos químicos en diferentes concentraciones para cumplir funciones específicas, establecidas en los programas de perforación. Los diferentes aditivos que existen se pueden clasificar en químicos, orgánicos e inorgánicos. A continuación, se van a explicar los aditivos químicos que son los más usados comúnmente.

1.1.4.1 Densificantes. Son materiales no tóxicos ni peligrosos de manejar, que se utilizan para incrementar la densidad del fluido, controlar la presión de la formación y los derrumbes que ocurren en aquellas áreas que fueron tectónicamente activas. El material más usado para densificar es la barita, porque es un mineral que se utiliza prácticamente como se explota sin necesidad de otras modificaciones más que su clasificación secado y molienda. La barita es sulfato de bario natural, que contiene generalmente 65.7% de óxido de bario y 34.3% de óxido de azufre su color varía de gris claro a marrón. Es un material inerte, molido en diferentes granulometrías y está clasificada como sedimento, siendo su tamaño promedio es de 44 μ m. Con la Barita es posible alcanzar densidades de 20 lb/gal; sin embargo, cuando sea necesario utilizar densidades mayores, se recurre a minerales con mayores gravedades específicas.³⁰

1.1.4.2 Viscosificantes. Estos productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los sólidos perforados y suspender el material densificante, durante la perforación de un pozo. Entre los materiales más utilizados

Universidad de América. Facultad de Ingenierías. [en línea] Disponible en: <<http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6749/1/5131601-2018-1-IP.pdf>> [Citado en 16 de mayo 2020]

²⁹ HAWKER, David, VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de perforación, procedimientos y operaciones. Fluidos de perforación. Ed. Canadá: Datalog, 2001. p. 55-66

³⁰ PDVSA CIED. Aditivos para los fluidos de perforación. En: Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 2002. p. 5

para viscosificar los fluidos de perforación están las arcillas (bentonita, atapulguita) y los polímeros (CMC, Goma Xántica, HEC, Goma Guar)³¹

1.1.4.3 Controladores de filtrado. Los materiales más utilizados para controlar filtrado son: bentonita, polímeros manufacturados, almidones, adelgazantes orgánicos (Lignitos, lignosulfatos) y carbonato de calcio. Estos materiales controlan el filtrado desarrollando un revoque impermeable y altamente compresible, incrementando la viscosidad de la fase líquida como la goma xántica, y disminuyendo la permeabilidad como los almidones, poliacrilatos y celulosas. El revoque se forma por la deposición de partículas sólidas presentes en el fluido sobre la pared del hoyo. Su espesor depende del filtrado y de la cantidad y tipo de sólidos que contiene el fluido. Los sólidos arcillosos son los que realmente forman revoques de calidad.³²

1.1.4.4 Controladores de Reología. La reología está relacionada con la capacidad de limpieza y suspensión de los fluidos de perforación. Esta se incrementa con agentes viscosificantes y se disminuye con adelgazantes químicos o mediante un proceso de dilución. Como controladores reológicos se utilizan básicamente: lignosulfatos, lignitos y adelgazantes poliméricos.

Los lignosulfatos son compuestos complejos libre de cromo que ofrecen mayor estabilidad de temperatura de cualquier otro producto químico, son más versátiles, los cuales trabajan bien en todos los fluidos de base acuosa y a todos los niveles de pH. La función principal de los lignosulfatos es actuar como adelgazantes químicos cuando hay exceso de sólidos reactivos en el fluido y su función secundaria es controlar filtrado y ayudar a estabilizar las condiciones del fluido a altas temperaturas.³³

1.1.4.5 Controladores de pH. Para mantener un rango de pH en el sistema que asegure el máximo desempeño de los otros aditivos empleados en la formulación del fluido se utilizan aditivos alcalinos en concentración que varía de acuerdo al pH deseado. El pH puede variar entre 7.5 y 9.5 para un fluido de bajo pH, y entre 9.5 y 11.5 para un fluido de alto pH, de acuerdo a la exigencia de la perforación. De estos productos, la soda cáustica es la que se utiliza comúnmente en el campo para dar y mantener el pH de los fluidos base agua.³⁴

1.1.4.6 Controladores de pérdida de circulación. Estos materiales son utilizados para controlar parcial o totalmente las pérdidas de fluido que pueden producirse durante la perforación del pozo tanto en formaciones productoras como no

³¹ Ibid. p. 9

³² Ibid. p. 10

³³ Ibid. p. 13

³⁴ Ibid. p. 15

productoras. Algunos de los materiales que se usan como controladores son los la fibra celulósica, grafito siliconizado, y carbonato de calcio.³⁵

1.1.4.7 Materiales para dar lubricidad. Los problemas de torque y arrastre que se presentan usualmente durante la perforación de un pozo, afectan la rotación de la sarta y los viajes de tubería. Por ello, es conveniente incrementar la lubricidad a los fluidos base agua con lubricantes especiales desarrollados para tal fin.

Estos productos se incorporan en el revoque o cubre las superficies metálicas de la sarta de tubería con una película protectora, lo cual reduce de una manera efectiva la fricción mecánica entre la sarta y la pared del hoyo. Algunos de estos materiales están constituidos por aceites, minerales, surfactantes, grafito, gilsonita, bolillas de vidrio entre otros.³⁶

1.1.4.8 Materiales para remover sólidos. Durante las operaciones de perforación se generan una gran cantidad de sólidos que deben ser removidos del sistema de circulación lo antes posible y en forma eficiente. Existen dos métodos: el mecánico que utiliza equipos mecánicos de control de sólidos y el químico que incluye la dilución, coagulación y floculación. Los materiales que se usan con más frecuencia como agentes floculantes son: sales, cal hidratada, polímeros sintéticos (poliacrilamidas), goma guar, polímeros acrílicos, yeso, entre otros.³⁷

1.1.4.9 Estabilizantes de lutitas. Las formaciones reactivas se derrumban con facilidad cuando entran en contacto con la fase líquida de los fluidos base agua, por tal razón es conveniente perforar este tipo de formación con fluidos cien por ciento aceite o fluidos a base de agua con alta concentración de iones inhibidores de lutitas. Entre los materiales más usados como aditivos para inhibir la hidratación y dispersión de las arcillas se encuentran los polímeros sintéticos de alto peso molecular (PHPA), asfaltos, sales inorgánicas, cal/yeso.³⁸

1.1.4.10 Controladores de corrosión. Durante el proceso de perforación las sartas de tubería están sujetas a ser afectadas por agentes corrosivos y sustancias químicas que pueden crear un potencial eléctrico espontáneo. Entre los agentes oxidantes se encuentran el oxígeno y los gases ácidos como dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico. Si hay problemas de oxígeno se deben usar secuestradores para poder removerlo de una manera efectiva. Los agentes más utilizados son sales solubles de sulfito y de cromato. Si no es posible el uso de los secuestradores se pueden utilizar agentes que forman una película fina sobre la superficie del acero evitando un contacto directo entre el acero y el oxígeno. La remoción del ácido sulfhídrico se logra con materiales de zinc los cuales forman sulfuros insolubles.³⁹

³⁵ Ibíd. p. 16

³⁶ Ibíd. p. 18

³⁷ Ibíd. p. 20

³⁸ Ibíd. p. 21

³⁹ Ibíd. p. 22

1.1.4.11 Controladores de bacterias y hongos. Los organismos microscópicos como bacterias, algas y hongos pueden existir en los lodos bajo diversas condiciones de pH. Como la mayoría de los fluidos de perforación contienen materiales orgánicos que son susceptibles a la degradación, la aplicación de estos productos va a inhibir o eliminar el crecimiento de bacterias y hongos. Los aditivos más usados son los aldehídos, pero también se emplean sulfuros orgánicos, aminas cuaternarias y clorofenoles.⁴⁰

1.1.4.12 Materiales para precipitar contaminantes. Los contaminantes afectan las propiedades de los fluidos de perforación cuando se encuentran en estado de solubilidad. Existen aditivos que se agregan al sistema con el propósito de remover los componentes solubles mediante una reacción que los convierten en un precipitado insoluble. Entre los materiales que comúnmente se usan como precipitantes están la cal, yeso, bicarbonato de Sodio, carbonato de sodio.⁴¹

1.2 EMULSIONES

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles en el que uno de los líquidos se encuentra suspendido en forma de gotas, como fase dispersa, en otro líquido que se denomina la fase continua.

Las emulsiones son sistemas de por sí inestables, porque existe una tendencia natural de los líquidos inmiscibles a separarse para reducir el área interfacial. Por esta razón, la presencia de un surfactante es necesaria, además para su formación se debe aportar energía (en forma de calor o agitación) y tienden a perderla de forma espontánea. A menor tamaño de los glóbulos de la fase interna, la fórmula resultante es más estable.

1.2.1 Clasificación de las emulsiones. Hay diferentes tipos de emulsiones, las siguientes son las más comunes.

- **Emulsiones directas [O/W]:** Son aquellas en las que la fase dispersa es una sustancia lipofílica (grasa o aceite) y la fase continua es hidrofílica (agua); Varios ejemplos son además de las emulsiones bituminosas, la leche, la mayonesa, algunos tipos de pinturas, y muchos productos alimentarios y fitosanitarios.
- **Emulsiones inversas [W/O]:** Son aquellas en las que la fase dispersa es una sustancia hidrofílica y la fase continua es lipofílica. (Como ejemplos pueden citarse las margarinas, fluidos hidráulicos y la mayoría de las cremas cosméticas)

⁴⁰ Ibíd. p. 23

⁴¹ Ibíd. p. 24

- **Emulsiones múltiples:** son sistemas polifásicos W/O/W (una fase acuosa pequeña se incluye en otra oleosa más grande, que a su vez está dispersa en una acuosa) u O/W/O (una fase oleosa pequeña se incluye en otra acuosa más grande, que a su vez está dispersa en una oleosa).⁴²

1.2.2 Estabilidad de las emulsiones. En la química coloidal la estabilidad es la parte más importante, debido a que las emulsiones son un sistema inestable. Existen dos tipos de estabilidad que se deben considerar en las emulsiones: Termodinámica y Cinética.

Termodinámicamente, una emulsión es inestable debido a la gran área interfacial que presenta, por lo cual las partículas de la fase dispersa tienden a la agregación espontánea al moverse y chocar, llegando a formar floculación, coagulación o coalescencia de las partículas dispersadas, mientras esto no ocurra, se considera una emulsión estable. Desde un punto de vista cinético, si las partículas tardan mucho tiempo en agregarse y sedimentar, se tiene un coloide estable.

La estabilidad del estado coloidal está dada por varios factores que se deben tener en cuenta, a continuación, se explican los principales de ellos.⁴³

1.2.2.1 Fuerzas que actúan entre las gotas. Muchas de las propiedades sensoriales y fisicoquímicas de las emulsiones son fuertemente afectadas por las interacciones atractivas y repulsivas entre gotas. Las fuerzas interparticulares en emulsiones surgen principalmente, debido a tres tipos de interacciones: atractivas, repulsivas y estéricas. Entre todas las fuerzas que actúan sobre las gotas se pueden destacar:

- **Movimiento Browniano.** Es un movimiento traslacional y rotacional caótico, provocado por la agitación térmica propia de las partículas. Conduce a una distribución al azar de las partículas y puede originar choques entre ellas, debido a los sucesivos acercamientos y alejamientos que desencadena.⁴⁴
- **Fuerzas gravitacionales.** Debido a la diferencia de densidad entre ambas fases y mediante la acción de fuerzas gravitacionales, se produce un movimiento ascendente de la fase de menor densidad, generándose un gradiente de concentración de esta fase a lo largo de la muestra, lo que provoca finalmente la ruptura de la emulsión mediante el proceso de cremado.⁴⁵

⁴²IESMAT. Estabilidad de Emulsiones. [en línea]. Disponible en: https://iesmat.com/catalogos/WC_ESTEMUL/estabilidad-de-emulsiones/ [citado en 1 de octubre de 2019]

⁴³ LOPEZ, Dora; RODRÍGUEZ, César. Química coloidal. 1 Ed. Bogotá. Universidad de ciencias aplicadas y ambientales (u.d.c.a). Facultad de química. 2014. p. 57

⁴⁴ ALBERTO ROMERO GARCÍA, Alberto. Estudio reológico y microestructural de emulsiones y geles de concentrados proteicos de cangrejo. Sevilla, 2018. Trabajo de grado (Doctor en Ingeniería Química). Universidad de Sevilla. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Química.

⁴⁵ Ibíd. p. 63

- **Fuerzas hidrodinámicas.** Para que dos gotas vecinas se acerquen y se unan, deben superar la resistencia del fluido que las rodea, ya que éste debe excluirse del hueco entre las gotas, venciendo la fricción con la superficie de éstas.⁴⁶
- **Fuerzas de Van der Waals** Para que en un sistema haya estabilidad coloidal las fuerzas de Van der Waals deben ser muy pequeñas para que las partículas no tengan lugar a encuentros tan cercanos como para que el sistema desestabilice. Así que si las fuerzas de Van der Waals son muy altas lo más seguro es que el coloide sea muy poco estable.⁴⁷
- **Fuerzas electrostáticas.** Se basa en el modelo de la doble capa, donde la mayor causa de la estabilidad de un coloide con carga negativa se basa en la existencia de carga eléctrica en su superficie, la cual se denomina doble capa eléctrica en las partículas coloidales. Y se debe a una carga eléctrica que adquiere la partícula gracias a la ionización de los grupos superficiales o a la adsorción de iones sobre esta. La doble capa está formada por dos capas: La primera llamada capa de Stern es fija de carga positiva y adsorbida a la superficie del coloide. La segunda capa llamada capa difusa es móvil de carga variable y está formada por iones móviles.⁴⁸

El potencial donde se unen la capa difusa y la de Stern, es conocido como el potencial zeta, el cual es importante porque puede ser una manera efectiva de controlar el comportamiento del coloide puesto que indica cambios en el potencial de la superficie y en las fuerzas de repulsión entre los coloides. Adicionalmente, la teoría DLVO se basa en el equilibrio entre la fuerza de repulsión electrostática entre las cargas de la doble capa entre partículas vecinas y las interacciones de atracción de tipo Van der Waals entre las moléculas individuales de cada coloide ⁴⁹

- **Repulsión Estérica.** Gracias a la geometría molecular o a macromoléculas, depende totalmente de la interacción de las moléculas en la interfase de la partícula coloidal, pues al chocar no pueden flocular o coagular, al no poseer una interacción apropiada, es decir si dos partículas chocan por grupos funcionales opuestos estos no se van a juntar, sino al contrario van a generar una repulsión, entre ellas obligándolas a estabilizarse.⁵⁰

⁴⁶ Ibíd. p. 63

⁴⁷ Ibíd. p. 63

⁴⁸ LOPEZ, Dora; RODRÍGUEZ, César. Química coloidal. 1 Ed. Bogotá. Universidad de ciencias aplicadas y ambientales (u.d.c.a). Facultad de química. 2014. p. 27

⁴⁹ SANDOVAL, Luciano, MONTELLANO Leticia, PIÑA, Martín, SÁNCHEZ Laura. Potencial zeta como una herramienta para determinar la aglomeración de las partículas en la reducción del volumen del lodo a disponer. Instituto Mexicano de Tecnología del Agua. [en línea]. Disponible en <http://www.elaguapotable.com/POTENCIAL%20ZETA%20COMO%20UNA%20HERRAMIENTA%20PARA%20DETERMINAR%20LA.pdf> [citado 8 febrero 2020]

⁵⁰ LOPEZ. Op. Cit . p. 1 28.

1.2.2.2 Mecanismos de desestabilización de emulsiones. Dentro de los mecanismos de desestabilización física se encuentran el cremado, la floculación, sedimentación, coalescencia e inversión de fases, y como mecanismos de desestabilización química la oxidación e hidrólisis.

- **Sedimentación.** Este fenómeno se genera debido al efecto de un campo gravitacional o centrífugo sobre las partículas suspendidas en un medio de cierta densidad, por lo que las partículas de mayor densidad tienden a aglomerarse en el fondo del recipiente que las contiene.⁵¹
- **Cremado.** En emulsiones inversas donde el agua es la fase continua y el aceite la dispersa, este fenómeno resulta de la acción de la gravedad o de un campo centrífugo sobre las gotas de densidad menor que la del medio de dispersión. Generando como resultado final un gradiente vertical de concentración de gotas dentro de la muestra. Cuando las gotas no son demasiado pequeñas se separa una capa de crema concentrada en la superficie de la emulsión.⁵²
- **Floculación.** Este proceso es la agregación de gotas, bajo la acción de fuerzas atractivas actuando entre ellas, sin cambios en la distribución de tamaño de partículas. La floculación de las gotas puede afectar a la estabilidad de una emulsión de diferentes formas. En una emulsión diluida, la floculación conduce generalmente a un aumento del cremado, ya que los flóculos grandes se mueven más rápidamente bajo la influencia de la gravedad, que gotas dispersas individuales. En una emulsión concentrada, se puede producir una floculación extensiva de gotas, formando una red particular tipo gel débil, que puede eliminar el cremado por completo. A concentraciones intermedias son posibles ambas situaciones, dependiendo de la naturaleza de las interacciones entre gotas.⁵³
- **Coalescencia.** Es el proceso de unión de gotas floculadas o cremadas para formar gotas más grandes. Es el principal mecanismo por el que la emulsión se mueve hacia su estado más estable termodinámicamente, porque lleva consigo una disminución del área de contacto entre las fases acuosa y oleosa. El proceso es análogo a la coagulación en una suspensión y se produce por la eliminación de la delgada película de líquido (agua o aceite) dispuesta entre gotas vecinas dentro de un flóculo o de la capa cremada.

⁵¹ CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL AGUA. Universidad de Salamanca. Investigando el tratamiento del agua. Sedimentación [en línea]. Disponible en: <https://cidta.usal.es/cursos/agua/modulos/Conceptos/uni_04/u5c3s1.htm#Anchor0> [citado el 16 mayo 2020]

⁵² ALBERTO ROMERO GARCÍA, Alberto. Estudio reológico y microestructural de emulsiones y geles de concentrados proteicos de cangrejo. Sevilla, 2018. Trabajo de grado (Doctor en Ingeniería Química). Universidad de Sevilla. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Química.

⁵³ Íbid. P 61

- **Coalescencia parcial** puede ocurrir si las gotas de la emulsión contienen partículas sólidas en tal cantidad y disposición que, en vez de fluir juntas dentro de gotas esféricas más grandes, en su lugar, se agrupan dentro de agregados no esféricos.
- **Inversión de fases** implica un cambio en la estructura de la emulsión de o/w a w/o o viceversa, como consecuencia de un cambio de temperatura o de concentración de uno de los componentes, o por adición de un nuevo componente al sistema. Puede considerarse que lo que tiene lugar realmente, al producirse este fenómeno, es una coalescencia de gotas de la fase dispersa y una re-emulsificación posterior de la otra fase.⁵⁴

1.2.3 Determinación de estabilidad de emulsiones. Las primeras mediciones de la estabilidad de las emulsiones se realizaban por simple observación visual. De esa forma la desestabilización solo se reconocía al producirse una clarificación notoria en el sistema. Con el tiempo, se fueron desarrollando otros métodos que se explican brevemente a continuación.

- **Viscosidad contra tiempo:** Después de que es hecha una emulsión, se medirá la viscosidad original, y posteriormente se medirá periódicamente para detectar algún cambio. Si existe una variación del 10% de la viscosidad original en menos de 3 meses a temperatura ambiente, significa que se trata de una emulsión inestable.⁵⁵
- **Centrifugación:** Se someten las emulsiones a una fuerza centrífuga durante varios minutos; esta prueba ayuda a evaluar la resistencia al cremado. Aunque esta prueba emplea una elevada fuerza gravitacional artificial sobre emulsiones, puede determinar la fuerza de la emulsión que la ayuda a mantenerse estable a una separación de fases.⁵⁶
- **Análisis del tamaño de gota de aceite de la emulsión:** Por medio de un microscopio de imagen, o cualquier otro tipo de prueba para medir el tamaño de la gota de aceite, se puede detectar una amplia distribución del tamaño de la misma en emulsiones o/w.⁵⁷
- **Prueba de almacenamiento a altas temperaturas:** Al someter una muestra a una temperatura de 50°C durante un mes, se considera que el producto tendrá estabilidad de por lo menos un año si la viscosidad se ha incrementado en

⁵⁴ Íbid. P 62

⁵⁵ QUIMINET. Pruebas para comprobar la estabilidad de las emulsiones [en línea]. Disponible en: <https://www.quiminet.com/articulos/pruebas-para-comprobar-la-estabilidad-de-las-emulsiones-20071.htm> [citado 8 de febrero 2020]

⁵⁶ Íbid.

⁵⁷ Íbid.

menos del 20%. Un aumento de la viscosidad es precursor de un posible cremado. Es necesario asegurarse que hay un pequeño espacio, así como es importante considerar que el agua en la emulsión puede evaporarse y recondensarse, formando una película líquida que puede ser erróneamente identificada como un rompimiento de la emulsión.⁵⁸

- **Potencial Z:** Es una medida de la estabilidad de una partícula e indica el potencial que se requiere para penetrar la capa de iones circundante en la partícula para desestabilizarla. Por lo tanto, el potencial zeta es la potencia electrostática que existe entre la separación de las capas que rodean a la partícula.⁵⁹ El método universal para la medición del potencial zeta consiste en someter la suspensión a un campo eléctrico y medir la velocidad de desplazamiento de las partículas, bajo el efecto del campo eléctrico. Entre más alta la carga de una partícula, mayor será su velocidad de desplazamiento. Un alto valor de potencial zeta confiere estabilidad a una suspensión y un valor bajo conlleva una aglomeración o floculación de las partículas en suspensión.⁶⁰
- Sin embargo, estas técnicas son aplicables sólo en sistemas diluidos y no permiten investigar en detalle el proceso de desestabilización de la emulsión ni los mecanismos específicos que lo provocaron, por esta razón se fue implementando la determinación de la estabilidad de emulsiones por medio de un analizador óptico como es el Turbiscan.

1.2.3.1 Analizador óptico Turbiscan. Fue desarrollado a mediados de los noventa, es un instrumento que puede utilizarse para monitorear en tiempo real emulsiones opacas y concentradas. Se fundamenta en el análisis multivariable de dispersión de la luz, y puede utilizarse tanto para el estudio de fenómenos reversibles (cremado y sedimentación), como irreversibles (coalescencia y segregación), sin necesidad de diluir la muestra original.

El análisis de la estabilidad de emulsiones a través del Turbiscan, permite no solamente identificar los mecanismos involucrados en la desestabilización de un sistema sino también calcular las variables cinéticas asociadas. Además, pueden detectarse cambios en la concentración de las gotas de forma temprana, sin que exista separación visible de fases, de manera simple y directa. El equipo se ha utilizado con éxito para investigar la estabilidad y homogeneidad de sistemas líquidos tanto en la industria química como farmacéutica.⁶¹

⁵⁸ *Íbid.*

⁵⁹ SANDOVAL, Luciano, MONTELLANO Leticia, PIÑA, Martín, SÁNCHEZ Laura. Potencial zeta como una herramienta para determinar la aglomeración de las partículas en la reducción del volumen del lodo a disponer. Instituto Mexicano de Tecnología del Agua.

⁶⁰ LABAL LAB. Analizadores de potencial zeta [en línea]. Disponible en <https://lavallab.com/es/all-products/analizadores-de-potencial-zeta/> [citado 8 de febrero 2020]

⁶¹ ALVAREZ CERIMEDO, María Soledad. Estabilidad de emulsiones y encapsulación de aceites con propiedades nutraceuticas. 2013 Trabajo de grado (Doctor en el área Química Inorgánica, Química Analítica y Química Física) Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales.

El analizador de estabilidad de emulsiones por dispersión múltiple de luz, se basa en el envío de fotones sobre la muestra desde una fuente de luz infrarroja cercana de 880nm de longitud de onda. Estos fotones, después de haber sido dispersados muchas veces por las partículas o gotas que conforman la emulsión o suspensión, emergen de la muestra y son recogidos por dos detectores situados en el cabezal óptico del equipo a 0° (detector de transmisión) y a 135° (detector de backscattering o retro-dispersión). El detector de transmisión se emplea principalmente para muestras diluidas o transparentes y el detector de backscattering se emplea para muestras opacas o concentradas.

Este principio de funcionamiento se utiliza para analizar la estabilidad de las emulsiones W/O en función del tiempo y el espacio. Para este propósito la emulsión se deposita en un vaso de muestra de vidrio y un cabezal móvil en el interior del equipo se desplaza de forma automática cada 40 µm desde la base del vaso hasta la altura final de la muestra. De acuerdo con los perfiles de transmisión y retrodispersión de la luz, obtenidos a lo largo del vaso, es posible conocer el comportamiento dinámico de las emulsiones que involucra fenómenos de sedimentación cambios de concentración y tamaño de las gotas de agua dispersas.⁶²

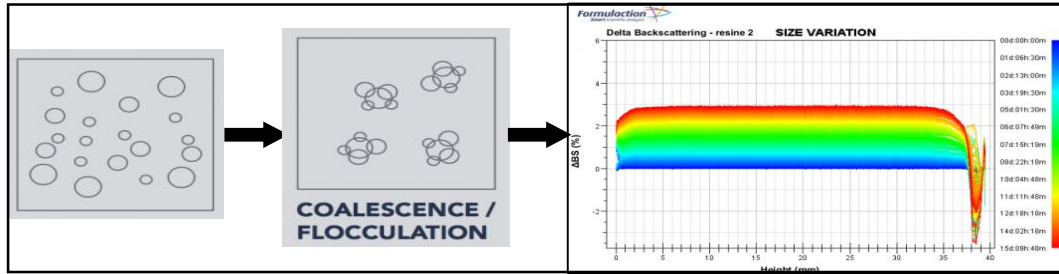
Este equipo permite determinar el tipo de fenómeno que genero la desestabilidad de la emulsión, así como determinar la estabilidad de la emulsión, a continuación, se explica de qué forma.

Determinación de los fenómenos de destabilización coloidal. Las dispersiones son termodinámicamente inestables y con el tiempo, las formulaciones complejas evolucionarán para reducir su energía para alcanzar el estado más bajo, lo que generalmente resulta en una separación de fases completa. Los mecanismos para alcanzar esta configuración de baja energía se pueden clasificar en dos categorías: estabilidad coloidal y estabilidad física.

La estabilidad coloidal es en la cual se genera una variación del tamaño de partícula como agregación, floculación, coalescencia, coagulación. Para este tipo de fenómenos de desestabilización, el Turbiscan puede realizar un análisis de variación del tamaño, por medio de la variación global de la intensidad de la luz. Este análisis puede indicar: Cinética de evolución de tamaño, diámetro medio de partícula, tasa de aglomeración, tasa de coalescencia y relación de dispersibilidad, como se puede observar en la **Ilustración 1**

⁶² CHO Yunju KIM Young Hwan, KIM Sunghwan. Planar Limit-Assisted Structural Interpretation of Saturates/ Aromatics/Resins/Asphaltenes Fractionated Crude Oil Compounds Observed by Fourier Transform Ion Cyclotron Resonance Mass Spectrometry. En: American Chemical Society (Jun., 2011).

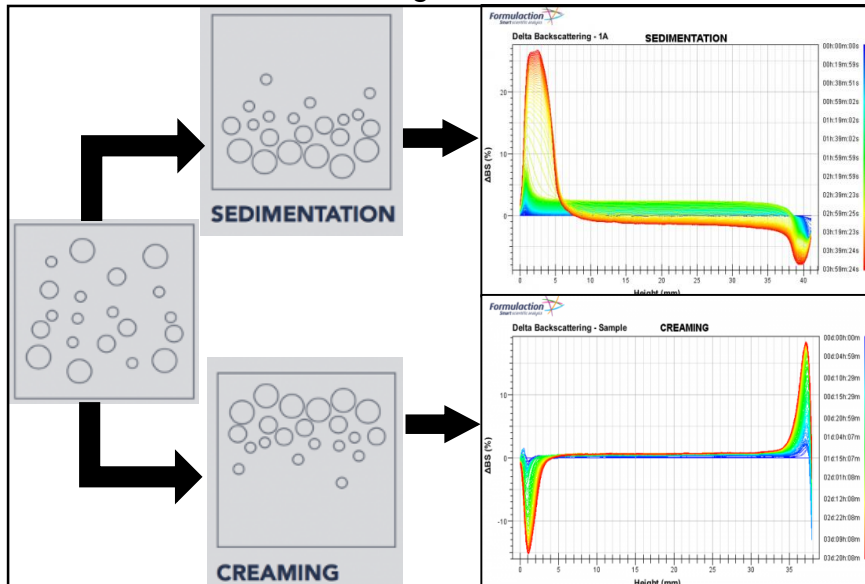
Ilustración 1. Análisis de variación de tamaño en el Turbiscan



Fuente: elaboración propia

La estabilidad física es en la cual se genera una migración de partículas, como sedimentación, formación de cremas, clarificación, separación de fases. Para este tipo de fenómenos de desestabilización, el Turbiscan también genera un análisis de migración, por medio de la variación local de la intensidad de la luz, la cual corresponde a la formación de fases, donde se pueden observar: Separación de fases cinética y espesor, velocidad de sedimentación, tasa de cremación, velocidad de migración de partículas y diámetro hidrodinámico, como se muestra en la **Ilustración 2**.

Ilustración 2. Análisis de migración en el Turbiscan.



Fuente: elaboración propia

La desestabilización puede ocurrir desde un par de segundos hasta muchos años para las formulaciones más estables, a veces puede tomar algún tiempo antes de que el cambio ocurra visible, por lo tanto, usar la tecnología Turbiscan y su alta sensibilidad puede ayudar a predecir la estabilidad, ya que detectará la desestabilización hasta 200 veces más rápido que a simple vista permitiendo así ahorrar tiempo y costos.

Cada fenómeno de desestabilización que ocurra tendrá un impacto en las intensidades de la señal de BackScattering y / o Transmisión, por lo cual se puede detectar y cuantificar por medio del software que utiliza llamado Turbisoft. Pero para la comparación objetiva de la estabilidad, se debe considerar la desestabilización global, esto significa comparar la amplitud de la desestabilización en toda la muestra de manera cuantitativa. Esta es la razón para el cálculo del TSI.

Índice de estabilidad del Turbiscan. Uno de los parámetros específicos que utiliza el Turbiscan para determinar la estabilidad de una emulsión, es el TSI por sus siglas en inglés (Turiscan Stability Index), o índice de estabilidad del Turbiscan. Se trata de un número calculado por la diferencia entre el valor de retrodispersión de una medida y la siguiente de todos los procesos de desestabilización en la emulsión.⁶³

El cálculo de TSI se basa en un algoritmo integrado que resume la evolución de la luz de Transmisión o Backscattering en cada posición medida, en función de una diferencia de un escaneo a otro, sobre la altura total de la muestra. Es decir, TSI corresponde a una suma acumulativa de todas las variaciones de BackScattering o Transmisión de toda la muestra como se muestra en la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Cálculo del TSI

$$TSI(t) = \frac{1}{N_h} \sum_{t_i=1}^{t_{max}} \sum_{z_i=z_{min}}^{z_{max}} |BST(t_i, z_i) - BST(t_{i-1}, z_i)|$$

Fuente: TURBISCAN. Stability Index [en línea] disponible en <https://www.formulaction.com/en/knowledge-center/turbiscan-stability-index> [citado 8 febrero 2020]

Donde:

tmax: medida correspondiente al tiempo t en el cual el TSI es calculado

Zmin: valor mínimo de la altura de la celda del turbiscan

Zmax: valor máximo de altura de la celda del turbiscan

Nh=(Zmax-Zmin)/Δh el número de posiciones de altura en la zona seleccionada del escaneo

BST: es la señal con la cual se hará el cálculo, se considera una señal Backscattering (BS) si la señal de Transmisión es menor al 0.2%, de lo contrario, se considera una señal de transmisión.

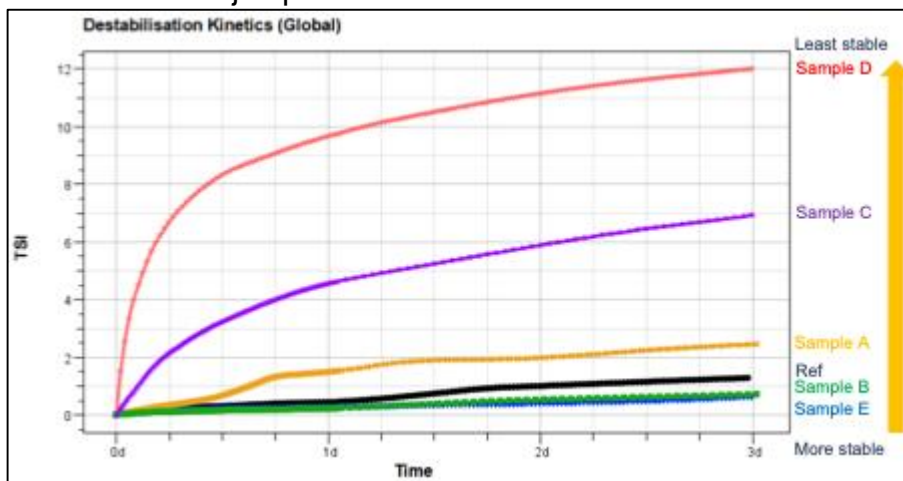
A medida que los escaneos se acumulan con el tiempo, el valor de TSI puede cambiar, en un momento dado se asocia un solo valor de TSI y se puede crear el gráfico de “Cinética de desestabilización” que muestra la evolución de TSI a lo largo

⁶³ GUO Kang, FAN L, MENG H, & Li, Y. Flocculation, coalescence and migration of dispersed phase droplets and oil-water separation in heavy oil emulsion. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. (Ene., 2012) ISSN 177-181

del tiempo. Como se puede observar en la **Ilustración 3**, donde todas las mediciones se superponen para facilitar la comparación y la toma de decisiones directas de las mejores fórmulas con respecto a la estabilidad. En este caso la muestra D es la menos estable, la muestra C y A muestran una estabilidad inferior al producto de referencia, mientras que las muestras B y E ofrecen una estabilidad similar y excelente en comparación con la muestra de referencia.

La tecnología del Turbiscan es la solución perfecta para un análisis completo y la comprensión de los fenómenos de desestabilización de la vida real. De hecho, la estabilidad de las dispersiones coloidales depende de muchos parámetros (tamaño, concentración, cargas, reología, entre otros). Las técnicas como el potencial zeta, el tamaño de partícula, la conductividad o la reología proporcionan información útil pero limitada a un parámetro y no caracterizan la estabilidad general.⁶⁴

Ilustración 3. Ejemplo de la cinética de desestabilización



Fuente: FORMULACTION. Turbiscan Stability Index [en línea] disponible en <https://www.formulaction.com/en/knowledge-center/turbiscan-stability-index> [citado 8 febrero 2020]

1.3 SURFACTANTES

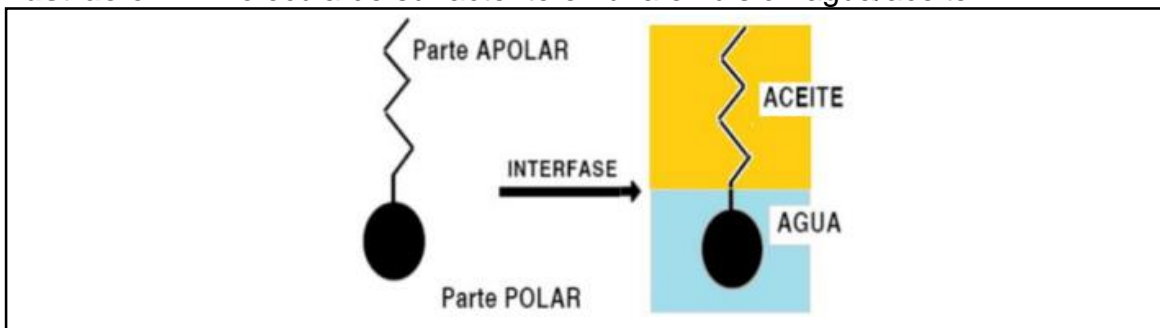
Los surfactantes también llamados tensoactivos son un aditivo fundamental en los fluidos de perforación base aceite, debido a que ayudan a estabilizar las emulsiones modificando la tensión interfacial. Se utilizan para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, espuma, humectación, entre otros.

⁶⁴FORMULACTION. Turbiscan Stability Index [en línea]. Disponible en: <https://www.formulaction.com/en/knowledge-center/turbiscan-stability-index> [citado 8 febrero 2020]

Son compuestos orgánicos anfífilos, es decir con una doble afinidad debido a que poseen una cadena carbonada larga de carácter no polar denominada hidrofóbica o lipofílica, y una cabeza o grupo funcional polar, afín con solventes polares como el agua denominada hidrofílica, así que pueden tener interacción con los dos tipos de sustancias que en el caso de un fluido de perforación base aceite sería el agua y el aceite como se puede observar en la **Ilustración 4**.

En solución, los tensoactivos tienden a ubicarse en las interfaces del sistema, quedando muy pocos en solución, de tal modo que la concentración de saturación es baja. Si se sigue aumentando la concentración de tensoactivo, estos no precipitan, sino que se asocian entre ellos formando unas estructuras llamadas micelas. Estas estructuras se forman debido a que la parte lipofílica de la cadena prefiere asociarse con otras partes lipofílicas, que permanecer en solución. La concentración a la cual ocurre este fenómeno (inicio de formación de micelas) es conocida como Concentración Micelar Crítica (CMC).⁶⁵

Ilustración 4. Molécula de surfactante en una emulsión agua/aceite



Fuente: MARTÍNEZ, Erich, PIEDRA Margarita, ACOSTA Leonardo, RIVES Ronny. Factores que influyen en la estabilidad de emulsiones de petróleo crudo y aceite de transmisión con soluciones de tensoactivo [en línea]. Disponible en https://www.google.com/url?sa=i&url=http%3A%2F%2Frci.cujae.edu.cu%2Findex.php%2Frci%2Farticle%2Fdownload%2F499%2Fpdf&psig=AOvVaw3eRn_kwL5ot2NLiBtTNJ1G&ust=1581287882456000&source=images&cd=vfe&ved=0CAIQjRxqFwoTCNiGt7mDw-cCFQAAAAAdAAAAABAD [citado 8 febrero 2020]

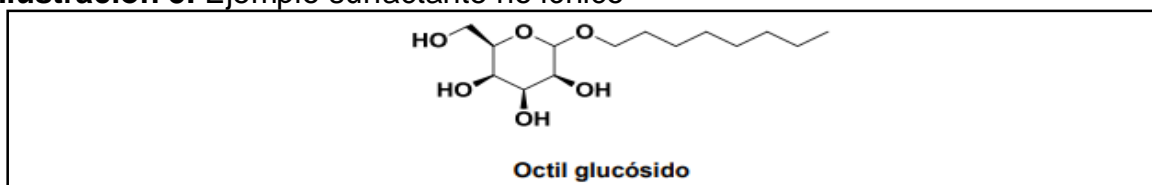
1.3.2 Clasificación. Los surfactantes se pueden clasificar de acuerdo a diferentes parámetros, a continuación, se explican algunas de sus clasificaciones.

⁶⁵ LOPEZ, Camilo. Modelo de Estabilidad de Emulsiones Poliméricas. Bogotá, 2011. Trabajo de grado (Magister en Ingeniería Química). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Química y Ambiental.

1.3.2.1 Según su estructura molecular. Esta clasificación se basa en el tipo de polaridad que forma el grupo hidrófilo de la molécula. Si el grupo polar de la cadena no se ioniza serán surfactantes no iónicos. Si el grupo polar de la molécula se ioniza podrán ser surfactantes aniónicos o catiónicos, según la carga que posea la molécula de surfactantes después de ionizarse. También se encuentran los tensoactivos anfotéricos, que son aquellos que poseen ambos tipos de grupos iónicos (anicónicos y catiónicos).

- **Surfactantes no iónicos.** Estos surfactantes no se ionizan en solución acuosa ya que su grupo hidrofílico (alcohol, fenol, éter, éster o amida) no se puede dissociar y por tanto, no se ven afectados por el pH de la solución. Son ampliamente utilizados en preparaciones farmacéuticas, así como en la industria alimentaria y cosmética dada su baja toxicidad. Por ejemplo, el octil glucósido.

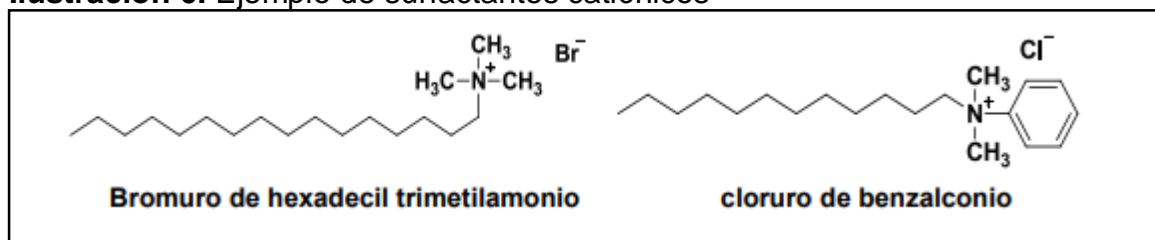
Ilustración 5. Ejemplo surfactante no iónico



Fuente: OSPINA, Jimena. Diseño, síntesis y caracterización fisicoquímica de surfactantes derivados de γ -aminoácidos preparados a partir de (-)- verbenona. Universidad Autónoma de Barcelona. Memoria presentada para aspirar al título de Máster en Experimentación Química. 2012 [en línea]. Disponible en: https://ddd.uab.cat/pub/trerecpro/2012/hdl_2072_218020/TFM_JimenaAndreaOspinaChavez.pdf

- **Surfactantes catiónicos.** Se disocian dando lugar a un catión anfipático (que poseen un extremo hidrofílico, y otro lipofílico) y un contraión aniónico, que suele ser un halogenuro. La mayoría de surfactantes catiónicos son compuestos nitrogenados tales como sales de amonio y sales de amonio cuaternario. Entre los más comunes se encuentra el cloruro de benzalconio y el bromuro de hexadecil trimetilamonio, su estructura química se puede observar en la **Ilustración 6.**

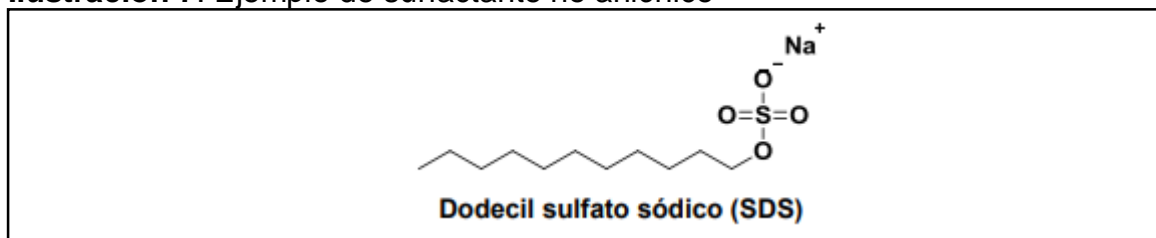
Ilustración 6. Ejemplo de surfactantes catiónicos



Fuente: Ibíd. p. 3

- **Surfactantes aniónicos.** Se disocian en un anión anfipático (responsable de la actividad superficial) y un contraión catiónico, que suele ser un metal alcalino (sodio, potasio, etc.) o un amonio cuaternario. Por ejemplo: Dodecil sulfato sódico (SDS). su estructura química se puede observar en la **Ilustración 7**.

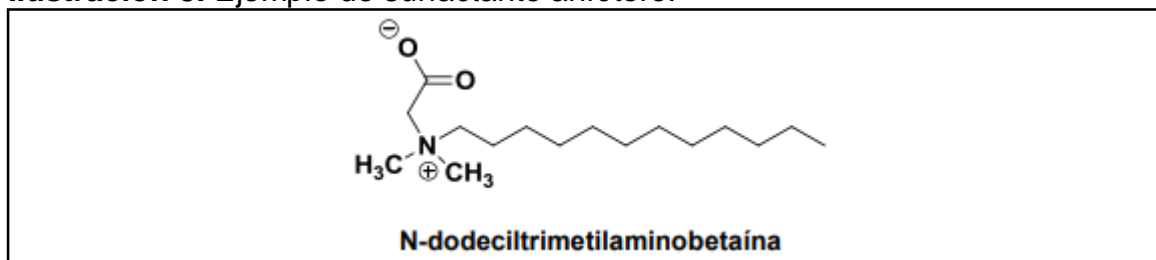
Ilustración 7. Ejemplo de surfactante no aniónico



Fuente: Ibíd. p. 3

- **Surfactantes anfóteros.** Estos surfactantes dan lugar tanto a disociaciones aniónicas como catiónicas en función del pH de la solución y pueden poseer las propiedades solubilizantes de los aniónicos y las desinfectantes de los catiónicos. Productos sintéticos como las betaínas entre las que encontramos la N-dodeciltrimetilaminobetaína, se utilizan ampliamente en sectores donde es primordial una elevada biocompatibilidad y baja toxicidad. su estructura química se puede observar en la **Ilustración 8**.⁶⁶

Ilustración 8. Ejemplo de surfactante anfótero.



Fuente: Ibíd. p. 4

⁶⁶ OSPINA, Jimena. Diseño, síntesis y caracterización fisicoquímica de surfactantes derivados de γ -aminoácidos preparados a partir de (-)- verbenona. Universidad Autónoma de Barcelona. Memoria presentada para aspirar al título de Máster en Experimentación Química. 2012 [en línea] disponible en https://ddd.uab.cat/pub/trerecpro/2012/hdl_2072_218020/TFM_JimenaAndreaOspinaChavez.pdf

1.3.2.2 Según su balance hidrófilo-lipofílico. En 1949, Griffin notó que existía una relación entre la naturaleza de un surfactante y sus propiedades como agente tensoactivo y emulsionante e introdujo el concepto de HLB (Balance Hidrofílico-Lipofílico), el cual se basa en un método experimental que consiste en atribuir un cierto número HLB a los agentes emulsionantes a partir de datos relativos a la estabilidad de una emulsión.⁶⁷

Griffin utilizó este procedimiento para emulsionar un aceite dado en el agua. Escogió dos surfactantes de referencia, el ácido oleico y el oleato de potasio, para los cuales los números HLB fijados arbitrariamente fueron 1 y 20 respectivamente, esto supone que el primero es 100% lipofílico y el segundo es 100% hidrofílico. Todos los otros números HLB se derivaron de estos dos estándares primarios. De acuerdo con el enfoque de Griffin, el valor del BHL se define como la relación porcentual entre el peso molecular del grupo hidrofílico y la molécula total. Para recibir números pequeños, el valor se dividió por 5, matemáticamente expresada como se puede ver en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Determinación del BHL según Griffin

$$BHLG = \frac{M_h}{M_h + M_l} * \frac{100}{5} = \frac{20 * M_h}{M_T}$$

Fuente: VILLAREAL, Jhon. Análisis de la influencia del Balance Hidrofílico-Lipofílico en los surfactantes usados para recuperación mejorada de petróleo. Estudio Técnico presentado como requisito para optar el Título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador. 2019.

Donde:

BHLG: BHL propuesto por Griffin

M_h: Peso Molecular de la fracción hidrofílica

M_l: Peso Molecular de la fracción lipofílica

M_T: Peso Molecular Total (M_h + M_l)

Por lo tanto, un surfactante que es hidrófilo al 60% tiene un HLB de 12. Los valores de HLB por debajo de 9 indican surfactantes lipofílicos. Para los surfactantes con valores de HLB superiores a 11, surfactantes hidrofílicos mientras que los surfactantes con valores HLB entre 9 y 11 exhiben un carácter intermedio. En la **ilustración 9** se pueden observar los valores de dicha escala.⁶⁸

⁶⁷ SALAGER, Jean Louis. Formulación HLB, PIT, Rde Winsor. Laboratorio de formulación, interfaces Reología y procesos. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela.

⁶⁸ VILLAREAL, Jhon. Análisis de la influencia del Balance Hidrofílico-Lipofílico en los surfactantes usados para recuperación mejorada de petróleo. Estudio Técnico presentado como requisito para optar el Título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador. 2019.

Ilustración 9. Escala de Griffin con las propiedades de los surfactantes en función del BHL.

CARÁCTER	BHL	PROPIEDADES	
LIPÓFILO	0		
	1		
	2	Emulsionantes W/O	Antiespumantes
	3		
	4		
	5		
	6		
	7		
	8		Humectantes
	9	Emulsionantes O/W	
10			
11			
12			
HIDRÓFILO	13	Emulsionantes O/W	
	14		
	15		Detergentes
	16		
	17	Solubilizantes	
	18		
	19		
	20		

Fuente: VILLAREAL, Jhon. Análisis de la influencia del Balance Hidrofílico-Lipofílico en los surfactantes usados para recuperación mejorada de petróleo. Estudio Técnico presentado como requisito para optar el Título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador. 2019.

1.3.2.3 Según nuevos desarrollos. Una clasificación complementaria está surgiendo a la luz del desarrollo de nuevos surfactantes que poseen más de un grupo polar y más de una cola hidrofóbica. Dependiendo de la cantidad de colas hidrofóbicas y de su disposición geométrica, se clasifican en cuatro grupos de surfactantes:

- **Surfactantes convencionales:** Presentan una estructura clásica compuesta de un grupo iónico o polar y una cola hidrofóbica⁶⁹

⁶⁹ OSPINA, Jimena. Diseño, síntesis y caracterización fisicoquímica de surfactantes derivados de γ -aminoácidos preparados a partir de (-)- verbenona. Universidad Autónoma de Barcelona. Memoria presentada para aspirar al título de Máster en Experimentación Química. 2012 [en línea] disponible en https://ddd.uab.cat/pub/trerecpro/2012/hdl_2072_218020/TFM_JimenaAndreaOspinaChavez.pdf

- **Surfactantes bolaform:** Compuestos por dos cabezas hidrofílicas unidas por una o varias cadenas hidrofóbicas. Presentan actividad biológica y son promotoras de la formación de membranas monocapa ultrafinas.⁷⁰
- **Surfactantes gemini:** Diméricos con dos colas hidrofóbicas y dos grupos iónicos unidos por un espaciador (rígido o flexible). Estos compuestos han mostrado tener una variedad única de propiedades activas de superficie y de agregación, se encuentran entre las sustancias químicas más versátiles, como potenciales vehículos para el transporte de moléculas bioactivas.⁷¹
- **Surfactantes multiarmados polivalentes:** Su estructura no presenta la simetría de los gemini. Poseen múltiples cadenas hidrofóbicas y varios grupos hidrofílicos interconectados por un espaciador múltiple rígido o flexible.⁷²
- Actualmente, los surfactantes de los tres últimos grupos presentan la mayor importancia debido a sus notables propiedades de superficie, excelente biodegradabilidad y favorables datos toxicológicos. Teniendo en cuenta que los surfactantes según su composición pueden afectar negativamente al medio ambiente, cada vez es más importante sintetizar compuestos con una alta biodegradabilidad, biocompatibilidad y que una alta eficacia. Por tal motivo los aminoácidos actualmente son considerados importantes materias primas para la preparación de surfactantes, con baja toxicidad y alta biodegradación, características importantes en la industria farmacéutica, cosmética y alimentaria⁷³

⁷⁰ OSPINA. Op. Cit . p. 5

⁷¹ OSPINA. Op. Cit . p. 5

⁷² OSPINA. Op. Cit . p. 5

⁷³ OSPINA. Op. Cit . p. 5

2. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE PREPARADOS CON DIFERENTES CONCENTRACIONES Y TIPOS DE SURFACTANTES

Este capítulo aborda la fase experimental del proyecto, desde la preparación de los fluidos de perforación con diferentes tipos y concentraciones de surfactantes hasta las pruebas de laboratorio realizadas para su correspondiente caracterización.

Para la preparación de los fluidos de perforación del presente trabajo no se tuvo en cuenta ningún tipo de pozo existe, ni condiciones asociadas al yacimiento, debido a que es un fluido de perforación convencional a nivel de laboratorio, sólo se tuvo en cuenta las sustancias básicas que este debe llevar. Para el caso de la perforación de un pozo en específico la formulación del fluido requerido puede cambiar en cuanto a cantidades y los aditivos.

2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE CONVENCIONAL

Antes de realizar la preparación de los fluidos de perforación es importante tener en cuenta cómo es la formulación de un fluido de perforación base aceite convencional utilizado en la industria, es decir, las sustancias que este contiene, las cantidades y su importancia.

En la formulación de las emulsiones inversas se utilizan diversos aditivos químicos, cada uno de los cuales cumple con una función específica. Estos aditivos es aconsejable agregarlos de acuerdo al siguiente orden⁷⁴ en el cual se irán explicando, aunque esto puede variar dependiendo de cada caso específico.

2.1.1 Aceite. Las emulsiones inversas pueden ser formuladas utilizando una amplia variedad de aceites. Entre los diferentes tipos de aceites utilizados por la industria para formular emulsiones inversas, se tienen:

- **Diésel.** El diésel, también conocido como gas oíl era el aceite usado con mayor frecuencia para formular emulsiones inversas hasta 1998. Sin embargo, empezó a ser reemplazado por los aceites minerales a partir de 1999, por ser tóxico, contaminante y tener un alto contenido de aromáticos (alrededor del 25% v/v) que impactaba la fauna acuática y retardaba la regeneración de la capa vegetal.
- **Aceites minerales.** Estos aceites tienen gravedad específica de 0.79 a 0.84. Son menos tóxicos a los organismos marinos por contener una fracción mínima de aromáticos (<1% v/v). Además de limpios son biodegradables y no producen olores desagradables como el diésel. Los aceites minerales son costosos y a veces resultan incompatibles con algunos aditivos químicos.

⁷⁴ PDVSA CIED. Emulsiones Inversas. En: Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 2002. p. 3

2.1.2 Emulsificante. 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 se usan por lo general en concentración de 0.6 a 1.7 gal/bbl.⁷⁵ El calcio soluble suministrado por la cal, permite la creación de un detergente que emulsiona las gotas de agua en la fase continua. Por ello los jabones de base calcio son emulsificantes primarios que se usan con bastante frecuencia en los fluidos base aceite.

2.1.3 Cal. Tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante, y como función secundaria actuar como secuestrador de gases agrios como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono. El contenido de cal para las operaciones rutinarias de perforación debe ser de 3 a 5 lb/bbl,⁷⁶ pero cuando se tienen problemas con gases agrios, se debe mantener una mayor concentración de cal que permita su remoción. Sin embargo, se debe evitar un excedente de cal muy elevado para no incrementar notablemente la viscosidad del fluido, debido a que la cal no disuelta actúa como un sólido más en el sistema.

2.1.4 Humectante. Emulsionante no iónico o ligeramente catiónico que contribuye con la dispersión de los sólidos incorporados y a la vez permite mantenerlos humedecidos con aceite. Los productos químicos humectantes en aceite son las poliamidas, las aminas, los fosfatos orgánicos, los hidrocarburos sulfonados, etc., y son bastantes efectivos como emulsificadores. Se utilizan generalmente en concentración de 0.1 – 1.0 gal/bbl.⁷⁷

2.1.5 Agua. Esta forma parte de las emulsiones inversas y facilita la solubilidad del cloruro de calcio utilizado para lograr el equilibrio de actividad entre el fluido y la formación. Además, el agua ayuda a aumentar la viscosidad, la fuerza de gel, y controlar el filtrado debido a que se encuentra en pequeñas gotas dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ellas como una partícula sólida.

2.1.6 Arcilla Organofílica. Estas arcillas se utilizan en concentración de 1.0 – 5.0 lb/bbl⁷⁸ 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. Los fluidos base aceite se caracterizan por tener menor capacidad de suspensión en comparación con la de los fluidos base agua, lo cual contribuye a acelerar el asentamiento de la barita, particularmente si esta humedecida por agua. Entre los

⁷⁵ PDVSA CIED. Emulsiones Inversas. En: Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 2002. p. 6

⁷⁶ Ibíd. p. 7

⁷⁷ Ibíd. p. 7

⁷⁸ Ibíd. p. 8

principales activadores polares usados por la industria están: agua, metanol, carbonato de propileno y glicerina, siendo el metanol uno de los más utilizado en los fluidos base aceite.

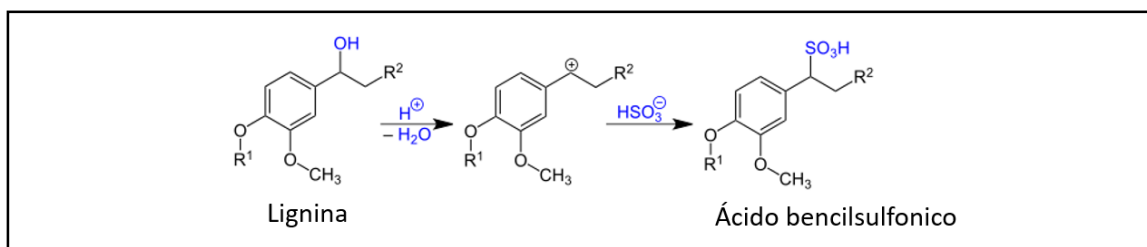
2.1.7 Sal. Durante la perforación de formaciones reactivas con emulsiones inversas se trata de lograr un equilibrio de actividad entre el fluido y la formación, es decir, se trata de perforar con una concentración salina igual a la que contiene la formación. Las sales inorgánicas tienen la habilidad de desarrollar fuerzas osmóticas de gran magnitud para deshidratar o balancear formaciones sensibles al agua, cuando se perfora con emulsiones inversas. Para desarrollar fuerzas osmóticas en las emulsiones inversas se utilizan sales de cloruro de sodio y calcio. De estas dos se utilizan con mayor frecuencia el cloruro de calcio por desarrollar mayor presión osmótica.

2.1.8 Material densificante. Entre los materiales utilizados para densificar a los fluidos base aceite, se tienen barita y orimatita, para densidades mayores a 13 lb/gal, y carbonato de calcio, principalmente el de origen dolomítico, para densidades menores a 12 lb/gal.⁷⁹

2.2 PREPARACIÓN DE LOS FLUIDO DE PERFORACIÓN

Para la preparación de los fluidos de perforación del presente trabajo se utilizan dos tipos de surfactantes, los surfactantes convencionales, y los biodegradables. Los surfactantes convencionales son aquellos que regularmente se utilizan en la industria petrolera para los fluidos de perforación en operaciones en tierra. Dentro de estos, los lignosulfonatos son los agentes dispersantes más utilizados. En la **Ilustración 10** se puede observar la estructura química del ácido bencilsulfónico como un ejemplo de los lignosulfonatos que componen en su gran mayoría a los surfactantes convencionales.⁸⁰

Ilustración 10. Formula química del ácido bencilsulfónico



Fuente: Wikipedia. Lignosulfonatos. [en línea] disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Lignosulfonatos>

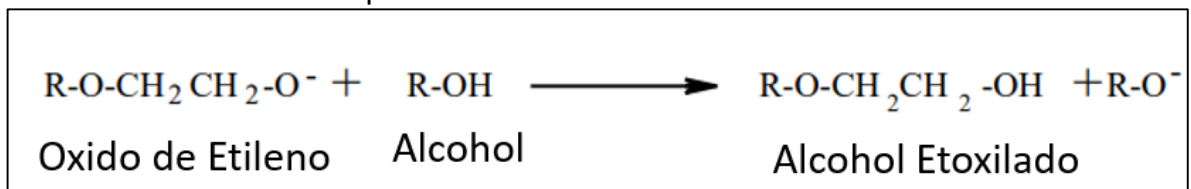
⁷⁹ PDVSA CIED. Op. Cit . p. 1 28.. p. 9.

⁸⁰ LABORATORIO DE FORMULACIÓN, INTERFASES, REOLOGÍA Y PROCESOS. Uso de los surfactantes en la Industria Petrolera. Universidad de los Andes. Venezuela [en línea] Disponible en: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S350A.pdf>

Los surfactantes biodegradables surgen como solución a los diferentes problemas ambientales principalmente en la contaminación acuática que genera el uso extendido de los surfactantes convencionales. Las materias primas de los surfactantes biodegradables provienen de fuentes renovables que sustituyen insumos sintéticos y derivados petroquímicos, por productos de origen vegetal. Estas materias primas suelen tener cadenas de carbonos más lineales que las provenientes del petróleo, lo que aumenta su degradabilidad por medio de bacterias, la cabeza polar no aporta fósforo extra, lo que disminuye el riesgo de eutrofización. Al degradarse rápido, no afectan tanto a la concentración de oxígeno en el agua.⁸¹

Estos surfactantes son empleados en operaciones de perforación en el mar o en aquellas operaciones donde se requieren un mínimo de contaminación a la formación. Son surfactantes lineales no iónicos lo cual los hace compatibles con surfactantes aniónicos, catiónicos y otros no iónicos. Un ejemplo de estos como se puede observar en la **Ilustración 11** es un alcohol etoxilado.

Ilustración 11. Formula química de un alcohol etoxilado

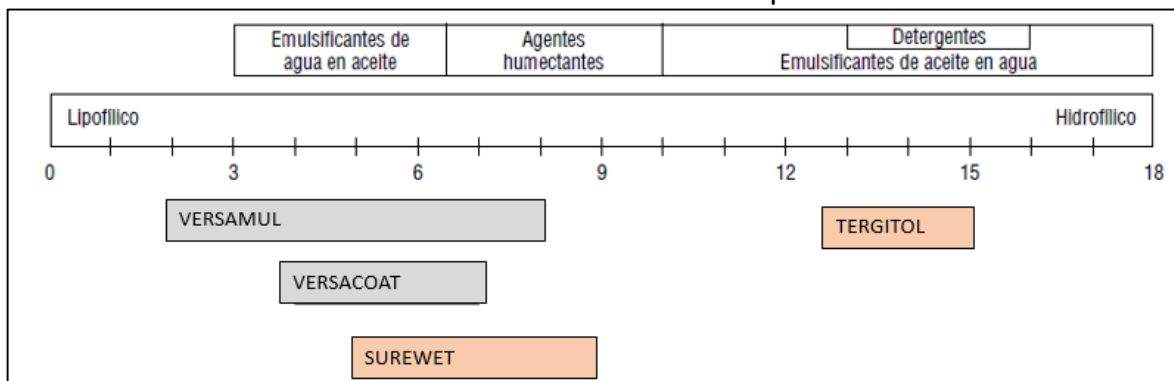


Fuente: FERNANDEZ, Alvaro; SALAGER, Jan-Louis; SCORZZA, César. Surfactantes no iónicos. [en línea] disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Lignosulfonatos>

Respecto a los surfactantes convencionales se utilizan Versacoat como agente humectante y Versamul como emulsificante. Mientras que para los surfactantes biodegradables se usa Surewet como agente humectante y Tergitol como emulsificante de aceite en agua. En la **Ilustración 12** se puede observar la escala de HBL de los surfactantes tanto convencionales como biodegradables empleados en el presente trabajo.

⁸¹ TU INTERFAZ DE NEGOCIOS. Surfactantes amigables. [en línea]. Disponible en: <https://tuinterfaz.mx/articulos/12/93/surfactantes-amigables/>

Ilustración 12. Escala de HBL de los surfactantes empleados



Fuente: M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 11: Emulsiones no acuosas. Modificado por el autor.

A continuación, se mencionan todas las sustancias utilizadas, para la preparación de los fluidos de perforación del presente trabajo y su principal función:

- Aceite Mineral (Scaid): se usa como base del fluido de perforación
- Diésel: se usa como base del fluido de perforación
- Arcilla (Vg Supreme): se usa como aditivo para incrementar la capacidad de suspensión, limpieza, punto cedente y resistencia de gel.
- Lime (cal hidratada): hace más efectiva la acción del emulsificante, y actúa como secuestrador de gases agrios como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono.
- Emulsificante convencional (Versamul) es una mezcla líquida de emulsionantes seleccionados, agentes humectantes, agentes gelificantes y estabilizadores de fluidos de base de aceites minerales. Es activado por calcio y trabaja mejor a altos niveles de exceso de lime. De acuerdo con la ficha técnica del producto que se encuentra en el **Anexo A** del presente trabajo este aditivo se utiliza para mejorar las características de la emulsión en concentraciones de 0.05 a 2 lb/bbl
- Humectante convencional (Versacoat): es un tensoactivo orgánico multifuncional que sirve como agente emulsionante y humectante en sistemas de lodo base aceite. Éste aditivo funciona como un agente humectante y un emulsionante secundario cuando se usa en combinación con el aditivo Versamul, en esta aplicación, el Versacoat humedece los sólidos de perforación para evitar los sólidos mojados por el agua; mejora la estabilidad térmica, la estabilidad

⁸² SCHLUMBERGER Versamul [en línea]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/mi/product-sheet/versamul-ps.ashx> [citado 10 febrero 2020]

reológica, el control de filtración, la estabilidad de la emulsión y mejora la resistencia del fluido a la contaminación. De acuerdo con la ficha técnica del producto que se encuentra en el **Anexo B** del presente trabajo, las concentraciones para las formulaciones iniciales varían de 1 a 3 lb / bbl cuando se usa como agente humectante.⁸³

- Emulsificante biodegradable (Tergitol): es un etoxilato de alcohol secundario, tensoactivo no iónico. Es fácilmente biodegradable, excelente capacidad humectante y no está basado en Alcoholes Primarios Etoxilados. Se puede usar en formulaciones de perforación y producción de campos petroleros.⁸⁴
- Humectante biodegradable (Surewet): es un aditivo que funciona como agente humectante, aunque también puede usarse como un emulsificante secundario. Actúa humedeciendo los sólidos para evitar que se mojen con agua, también mejora la estabilidad térmica, reológica, controla la filtración y la estabilidad de la emulsión mejorando la resistencia a la contaminación. Según la ficha técnica del producto que se encuentra en el **Anexo C** del presente trabajo, este aditivo se usa en concentraciones iniciales de formulación de 1 a 3 lb / bbl.⁸⁵
- Salmuera de cloruro de calcio: se usa para desarrollar presión osmótica y así lograr un equilibrio de actividad entre el fluido y la formación.
- Sólidos de 2 micrómetros (Safe carb 2): es un carbonato de calcio soluble en ácido de alta pureza utilizado como densificante en el fluido de perforación. En comparación con la piedra caliza, el agente presenta una mayor dureza y pureza, proporcionando una mejor solubilidad en ácido.⁸⁶

El **Cuadro 1** muestra las sustancias empleadas para la preparación de los fluidos de perforación y su respectiva densidad.

Cuadro 1. Densidad de las sustancias usadas para preparar los fluidos de perforación

Sustancia	Densidad (g/ml)	Densidad (lb/gal)
Aceite mineral (Escaid)	0,82	6,84
Diésel	0,86	7,17
Arcilla (Vg Supreme)	1,15	9,59

⁸³⁸³ SCHLUMBERGER. Safe Versacoat [en línea]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/mi/product-sheet/versacoat-ps.ashx> [citado 10 febrero 2020]

⁸⁴ DOW. Tergitol [en línea]. Disponible en: <https://www.dow.com/en-us/pdp.tergitol-15-s-9-surfactant.85644z.html> [citado 10 febrero 2020]

⁸⁵ SCHLUMBERGER. Surewet [en línea]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/mi/product-sheet/surewet-ps> [citado 10 febrero 2020]

⁸⁶ SCHLUMBERGER. Safe Carb [en línea]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/mi/product-sheet/safe-carb-ps.ashx> [citado 10 febrero 2020]

Cuadro 1. (continuación)

Sustancia	Densidad (g/ml)	Densidad (lb/gal)
Lime (cal hidratada)	2,21	18,43
Emulsificante convencional (Versamul)	0,85	7,09
Humectante convencional (Versacoat)	0,85	7,09
Emulsificante biodegradable (Tergitol)	1,061	8,85
Humectante biodegradable (Surewet)	0,891	7,43
Cloruro de Calcio	2,15	17,93
Sólidos (Safe carb 2)	2,7	22,52

Fuente: elaboración propia

Para la preparación de los fluidos de perforación se realizó un desarrollo experimental secuencial, es decir, se prepararon seis formulaciones diferentes con los componentes previamente explicados, donde la primera formulación se hizo como guía, y a partir de ésta las demás se fueron preparando de forma secuencial con base en los resultados obtenidos de las formulaciones ya preparadas, estos resultados son los de caracterización, análisis de sólidos y estabilidad expuestos en el presente trabajo en los capítulos posteriores. El orden de preparación de las emulsiones es el siguiente:

La **formulación 1** es la primera que se prepara y se usa como formulación de referencia para comparar con respecto a ella otras formulaciones, esto se debe a que es la formulación que tiene la menor cantidad de aditivos, usa como base: aceite mineral y como aditivos: lime, surfactantes convencionales y salmuera.

Posteriormente se prepara la **formulación 2** es igual que la formulación 1, usa como base: aceite mineral y como aditivos: lime, surfactantes convencionales y salmuera. Pero tiene un aditivo adicional que es la arcilla, de esta forma se puede comparar y determinar el efecto de la arcilla en la estabilidad de la emulsión con respecto a la formulación 1.

Después se prepara la **formulación 3** la cual es igual que la formulación 2, usa como base: aceite mineral y como aditivos: lime, surfactantes convencionales, salmuera y arcilla. Pero tiene un aditivo adicional, que son sólidos de dos micrómetros de carbonato de calcio. Esta formulación permite comparar y determinar el efecto de los sólidos en la estabilidad de la emulsión con respecto a la formulación 2. Adicionalmente esta formulación es la más parecida a un fluido de perforación convencional usado en la industria debido a que ya cuenta con todos los aditivos necesarios como lo son la base de aceite, arcilla, cal surfactantes, salmuera, y un material densificante que en este caso son los sólidos.

Al realizar estas primeras tres formulaciones y analizar sus resultados, se decide que se utilizara la formulación 3 de referencia para realizar las demás formulaciones

debido a que esta es la más completa y parecida a un fluido de perforación convencional, además que es la formulación que permitió obtener una mayor estabilidad en la emulsión, estos resultados se mostrarán más adelante. Con base en esto se realiza la **formulación 4**, la cual es igual que la formulación 3 en cuanto a aditivos: arcilla, lime, surfactantes convencionales, salmuera y sólidos. Pero en este caso se cambia la base de aceite mineral a diésel. de este modo se puede comparar con la formulación 3 y determinar el efecto del diésel en la estabilidad de la emulsión.

En cada una de estas cuatro formulaciones preparadas se varió la concentración de surfactantes, usándose 0.5 lb/bbl, 1 lb/bbl y 2 lb/bbl, de modo que con cada una de las primeras cuatro formulaciones explicadas se prepararon tres fluidos de perforación con las concentraciones de surfactantes mencionadas. Respecto a los demás aditivos todos son agregados en concentraciones constantes en todas las formulaciones, de tal forma que se consideran una variable fija.

Después de analizar los resultados obtenidos de la formulación 3 y de la formulación 4 respecto a la estabilidad de las emulsiones, los cuales se explican en el presente trabajo en el capítulo 3 y 4, se encontró que las mejores estabilidades estaban entre un rango de concentración de 1 y 2 lb/bbl, por esa razón, se tomó la decisión de realizar la **formulación 5**, la cual es igual que la formulación 3, usa como base: aceite mineral y como aditivos: arcilla, lime surfactantes, salmuera y sólidos. Pero en este caso el tipo de surfactantes cambia y se usan surfactantes biodegradables, sólo en concentraciones de 1 lb/bbl y 2 lb/bbl. De esta forma se puede comparar con la formulación 3 y así determinar el efecto de los surfactantes biodegradables sobre una emulsión base aceite mineral.

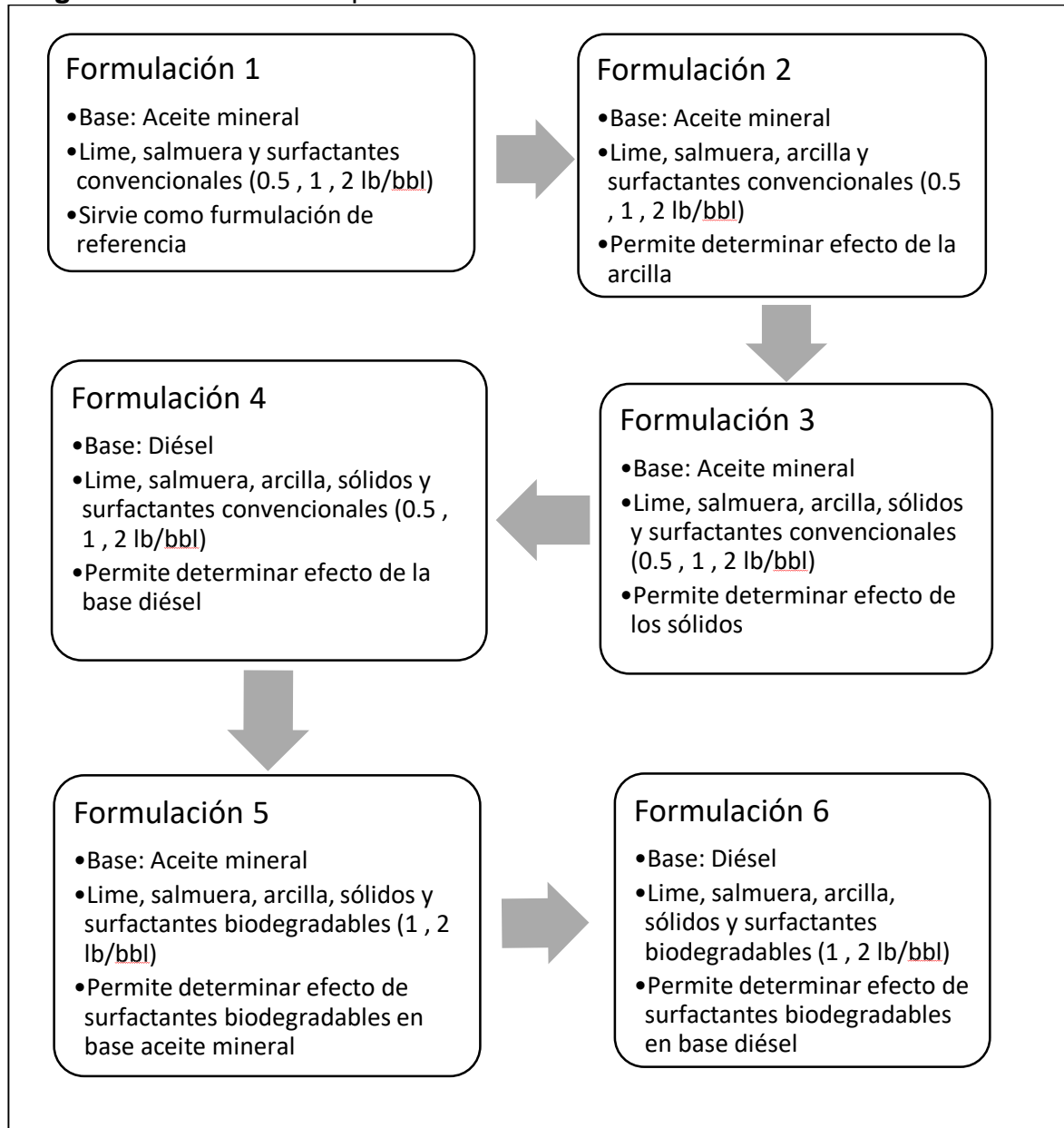
De la misma forma, se decidió realizar la **formulación 6**, la cual es igual a la formulación 5, la cual contiene como aditivos: arcilla, lime, salmuera, sólidos y surfactantes biodegradables en concentraciones de 1 lb/bbl y 2 lb/bbl. Pero en este caso se cambia la base de aceite mineral a diésel, de modo que se pueda comparar con la formulación 5 y determinar el efecto que tiene la base de la emulsión en la estabilidad de la misma cuando se usan surfactantes biodegradables.

Las concentraciones empleadas de los surfactantes en el presente trabajo son de 0.5 lb/bbl, 1 lb/bbl y 2 lb/bbl, esto es porque de acuerdo con las fichas técnicas de los surfactantes, las cuales se encuentran en los anexos, los valores recomendados para la preparación de 1 barril de fluido de perforación oscilan en un rango de 0.05 a 3 lb/bbl, pero como 1 barril de fluido de perforación en la industria es proporcional a 350 ml en laboratorio, las cantidades en libras se consideran también proporcionales a sus mismos valores en gramos, de modo que las concentraciones de surfactantes utilizadas en el presente trabajo son de 0,5 g surfactante / 350 ml fluido de perforación, 1 g / 350 ml y 2 g / 350 ml.

Adicionalmente, se escogieron estos tres valores por abarcar un amplio rango y permitir predecir el comportamiento de la estabilidad de la emulsión de una forma más general, así como por facilidad y precisión de medición en el laboratorio debido a que son cantidades muy pequeñas en gramos.

El **Diagrama 1** muestra el desarrollo experimental secuencial explicado anteriormente.

Diagrama 1. Desarrollo experimental secuencial de las formulaciones



Fuente: elaboración propia

Cuadro 2. Desarrollo Experimental secuencial de los fluidos de perforación preparados

DESARROLLO EXPERIMENTAL						
Formulación	Base	Aditivos	Tipo de Surfactantes	Nombre del Fluido de perforación preparado		
				Cantidad de Surfactantes		
1	Aceite Mineral	Lime	Convencionales	E1-0.5	E1-1	E1-2
		Surfactantes		0,5 g	1 g	2 g
		Salmuera				
2	Aceite Mineral	Arcilla	Convencionales	E2-0.5	E2-1	E2-2
		Lime		0,5 g	1 g	2 g
		Surfactantes				
3	Aceite Mineral	Arcilla	Convencionales	E3-0.5	E3-1	E3-2
		Lime		0,5 g	1 g	2 g
		Surfactantes				
		Salmuera				
Sólidos						
4	Diésel	Arcilla	Convencionales	E4-0.5	E4-1	E4-2
		Lime		0,5 g	1 g	2 g
		Surfactantes				
		Salmuera				
Sólidos						
5	Aceite Mineral	Arcilla	Biodegradables	-	Bio A-1	Bio A-2
		Lime			1 g	2 g
		Surfactantes				
		Salmuera				
Sólidos						
6	Diésel	Arcilla	Biodegradables	-	Bio D-1	Bio D-2
		Lime			1 g	2 g
		Surfactantes				
		Salmuera				
Sólidos						

Fuente: elaboración propia

El **Cuadro 2** resume el desarrollo experimental secuencial explicado anteriormente, indica para cada formulación la base, los aditivos, el tipo de surfactantes y las

concentraciones de estos que fueron usadas, adicionalmente muestra el nombre que se le dio a cada fluido de perforación preparado, por ejemplo, el fluido de perforación E1-0.5 tiene la formulación 1 con base aceite mineral, aditivos: lime, salmuera y 0,5 g de surfactantes convencionales. De la misma manera se puede conocer todos los fluidos de perforación preparados con su respectiva formulación. En seguida, se explicará el proceso para la preparación de cada uno de los fluidos de perforación del diseño experimental.

2.2.1 Preparación Formulación 1. Esta formulación tiene como base: aceite mineral, y como aditivos: lime, surfactantes convencionales y salmuera.

Para efectos de laboratorio se asume que 1 barril de fluido de perforación es proporcional a 350 ml, así que para preparar 350 ml de fluido de perforación las concentraciones de surfactantes empleadas en este desarrollo son de 0,5 g surfactante / 350 ml fluido de perforación, 1 g / 350 ml y 2 g / 350 ml.

Para esta formulación, y todos los demás se prepararán emulsiones en una proporción de 85% aceite y 15% agua, entonces para determinar la cantidad necesaria de aceite mineral y salmuera para la preparación de 350 ml de fluido de perforación primero se debe determinar el volumen que ocupan los demás aditivos, que en este caso sólo sería lime también llamada cal hidratada, no se tienen en cuenta los surfactantes, porque al adicionarse en cantidades tan pequeñas su volumen se desprecia sobre el volumen total del fluido de perforación. Para determinar el volumen de lime, haciendo uso de la **Ecuación 3**, se divide la cantidad a adicionar de 6 g por su densidad de 2.21 g/ml.

Ecuación 3. Densidad

$$\rho = \frac{m}{v} = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}} = \frac{g}{ml} \text{ o } \frac{lb}{gal}$$

Fuente: BROWN, T. LeMAY, H. BURSTEN B. Química, La ciencia central. Ed. 9. Pearson Prentice Hall. México 2004.

$$6 \text{ g cal hidratada} * \frac{ml}{2.21g} = 2.71 \text{ ml cal hidratada}$$

Con respecto al total de fluido de perforación que se va a preparar quedaría un volumen restante de

$$350 \text{ ml} - 2.71 \text{ ml} = 347.29 \text{ ml}$$

Sobre este volumen se determinan las cantidades correspondientes de aceite mineral y salmuera que se adicionarán para mantener la proporción de 85% aceite y 15% agua de la emulsión

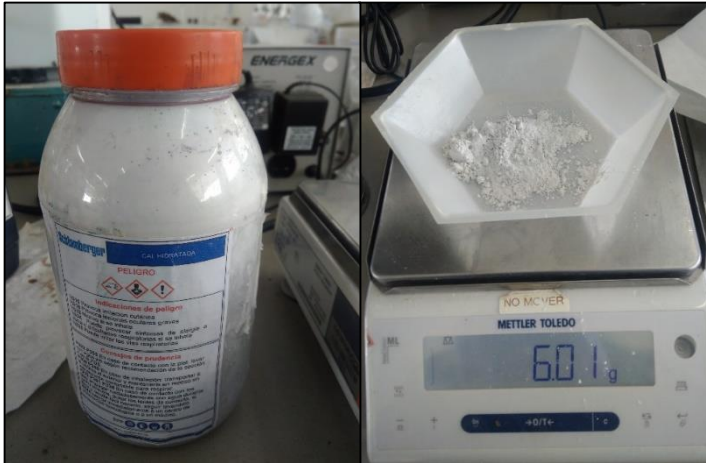
$$347.29 \text{ ml} * 0.85 = 295.2 \text{ ml de aceite mineral}$$

$$340.33\text{ml} * 0.15 = 52.1 \text{ ml de salmuera}$$

Esto quiere decir que se mide una cantidad total de 295,2 ml de aceite mineral y se adiciona en un vaso de mezclado. Todos los demás aditivos se agregan en el orden indicado en la **Cuadro 2** al mismo vaso de mezclado.

A continuación, sigue la adición del lime, como se muestra en la **Ilustración 13** se pesaron 6 g de lime en una balanza digital.

Ilustración 13. Lime



Fuente: elaboración propia

Posteriormente para adicionar los surfactantes convencionales (Versamul y Versacoat), se pesaron 0,5 g de cada uno de ellos con jeringas como se muestra en la **Ilustración 14**

Ilustración 14. Surfactantes convencionales



Fuente: elaboración propia

Finalmente, para la preparación de la salmuera se empleó como sal el Cloruro de Calcio (CaCl_2). En la **Tabla 1** se muestra la información de las cantidades que se deben adicionar de sal de Cloruro de Calcio y agua para obtener un fluido de perforación con un peso de 10,3 lb/gal

Tabla 1. Composición de Cloruro de calcio

Composición para 1 barril de fluido de perforación mezclando CaCl_2 seco (94 a 97%) y agua						
Densidad a 70°F	CaCl_2	H_2O	CaCl_2	Ca+2	Cl-	TCT
lb/gal	lb/bbl	bbl/bbl	wt%	mg/L	mg/L	°F
10.3	113.4	0.9140	24.90%	111.182	196.705	-22

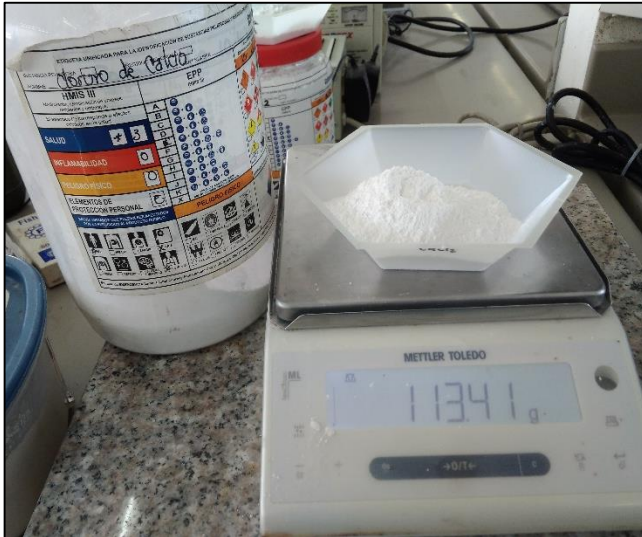
Fuente: M-I SWACO. Reservoir Drill-In Fluid System Design Manual. Capítulo 11: soluciones: no acuosas. Houston: Schlumberger, 2016. 216 p.

Estos valores quieren decir que por 1 barril de fluido de perforación que se quiere preparar con una densidad de 10.3 lb/gal a 70°F, se requiere una cantidad de 113,4 lb de CaCl_2 y 0.9140 bbl de agua. Ahora teniendo en cuenta 1 barril en la industria es proporcional a 350 mililitros en el laboratorio, para determinar la cantidad de agua que se debe agregar se realiza el siguiente cálculo

$$350 \text{ ml fluido de perforación} * 0.914 = 319.9 \text{ ml de agua}$$

Finalmente se aproxima y las cantidades que se utilizan son 320 ml de agua y 113.4 gramos de CaCl_2 . Se procede a pesar la cantidad determinada de sal como se muestra en la **Ilustración 15**

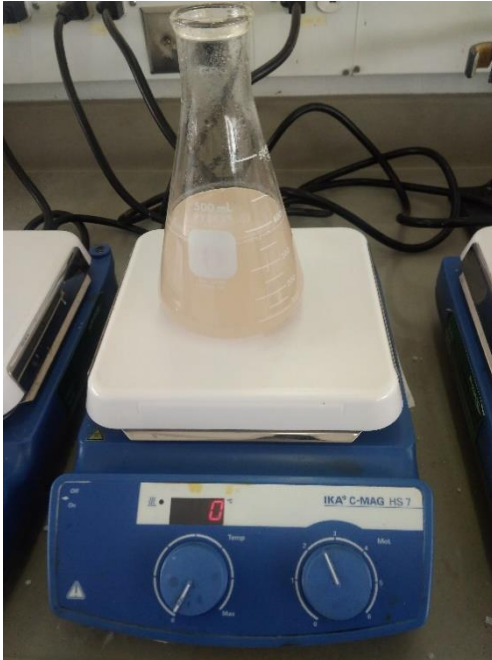
Ilustración 15. Cloruro de calcio



Fuente: elaboración propia

Después se incorporó la cantidad de cloruro de calcio pesado previamente en un Erlenmeyer con 320 ml de agua y se mezcló con un agitador magnético durante 30 minutos aproximadamente como se muestra en la **Ilustración 16**.

Ilustración 16. Agitación de la salmuera de Cloruro de Calcio



Fuente: elaboración propia

Posteriormente, como ya se determinó la cantidad de salmuera necesaria que es de 52.1 ml, se mide esta cantidad en una probeta y se agrega como último componente al fluido de perforación para obtener una mejor estabilidad de la emulsión. Esta cantidad es constante en todas las demás formulaciones.

Finalmente, todos los aditivos pesados se van agregando en el orden indicado previamente al vaso de precipitado que se encuentra en agitación constante gracias al agitador que se observa en la **Ilustración 17**. Se deja un intervalo de tiempo de 10 minutos entre la adición de cada uno de los productos.

Ilustración 17. Agitador del fluido de perforación



Fuente: elaboración propia

De esta forma queda terminada la preparación del lodo de perforación de la formulación 1 tras un tiempo total de mezclado de 30 minutos, tiempo tras el cual se retira del mezclador y se puede almacenar tapado a condiciones ambiente para su posterior caracterización.

El procedimiento se repite de forma similar variando las concentraciones de surfactantes a 1 g y 2 g, obteniendo al final de esta formulación tres fluidos de perforación llamados E1-0.5, E1-1 y E1-2 debido a que tienen los componentes de la formulación 1 y sus concentraciones de surfactantes son respectivamente 0,5 g, 1 g y 2 g.

A continuación, en la **Tabla 2** se muestra la composición final de los tres lodos de perforación preparados en la formulación 1. Se indica la cantidad de cada sustancia que contiene, y también la composición en peso % (P/P) que indica la fracción de masa de cada sustancia con respecto a la masa total de una mezcla, que en este caso son los fluidos de perforación preparados.

Tabla 2. Composición de la Formulación 1

Compuesto	E1-0.5		E1-1		E1-2	
	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)
Aceite Mineral	297,5 ml	67,58	297,5 ml	67,40	297,5 ml	67,04
Lime	6 g	1,62	6 g	1,62	6 g	1,61
Versamul	0,5 g	0,14	1 g	0,27	2 g	0,54
Versacoat	0,5 g	0,14	1 g	0,27	2 g	0,54
Salmuera	52,5 ml	30,53	52,5 ml	30,44	52,5 ml	30,28

Fuente: elaboración propia

2.2.2 Preparación Formulación 2. Esta formulación tiene como base: aceite mineral, y como aditivos: arcilla, lime, surfactantes convencionales y salmuera.

Para determinar la cantidad de aceite mineral y salmuera necesarias para preparar 350 ml de fluido de perforación con una emulsión en una proporción de 85% aceite y 15% agua, primero se debe determinar el volumen que ocupan los demás aditivos. Para convertir a mililitros todos los aditivos sólidos, se dividen por la densidad de cada uno de ellos, no se tienen en cuenta los surfactantes, porque al adicionarse en cantidades tan pequeñas su volumen se desprecia sobre el volumen total del fluido de perforación.

$$8 \text{ g arcilla} * \frac{\text{ml}}{1.15\text{g}} = 6.96 \text{ ml arcilla}$$

$$6 \text{ g cal hidratada} * \frac{\text{ml}}{2.21\text{g}} = 2.71 \text{ ml cal hidratada}$$

El total de volumen que ocuparían estos aditivos sería

$$6.96 \text{ ml arcilla} + 2.71 \text{ ml cal hidratada} = 9.67 \text{ ml}$$

Con respecto al total de fluido de perforación que se va a preparar quedaría un volumen restante de

$$350 \text{ ml} - 9.67 \text{ ml} = 340.33 \text{ ml}$$

Sobre este volumen se determinan las cantidades correspondientes de aceite mineral y salmuera que se adicionaran para mantener la proporción de 85% aceite y 15% agua de la emulsión

$$340.33 \text{ ml} * 0.85 = 289.3 \text{ ml de aceite mineral}$$

$340.33\text{ml} * 0.15 = 51.05\text{ ml de salmuera}$

Se pesa la cantidad de arcilla indicada como se muestra en la **Ilustración 18**, y se adiciona como primer aditivo al fluido de perforación seguido de los demás compuestos como se indicó en la formulación 1, dejando un tiempo intermedio de mezclado de 10 minutos entre cada sustancia. así como

Ilustración 18. Arcilla



Fuente: elaboración propia

El fluido de perforación termina su preparación tras un tiempo total de mezclado de 40 minutos, tiempo tras el cual se retira del mezclador y se puede almacenar tapado a condiciones ambiente para su posterior caracterización. Al igual que en la formulación 1 el procedimiento se repite con las 3 concentraciones de surfactantes de 0.5 g, 1g y 2 g. La **Tabla 3** muestra la composición final de los tres lodos de perforación preparados en el experimento 2.

Tabla 3. Composición de la Formulación 2

Compuesto	E2-0.5		E2-1		E2-2	
	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)
Aceite Mineral	289.3 ml	66,08	289.3 ml	65,90	289.3 ml	65,54
Arcilla	8 g	2,18	8 g	2,17	8 g	2,16
Lime	6 g	1,63	6 g	1,63	6 g	1,62
Versamul	0,5 g	0,14	1 g	0,27	2 g	0,27
Versacoat	0,5 g	0,14	1 g	0,27	2 g	0,27
Salmuera	51,05 ml	29,84	51,05 ml	29,76	51,05 ml	29,60

Fuente: elaboración propia

Por medio de este experimento se puede comparar de qué modo la adición de arcilla afecta la estabilidad de la emulsión.

2.2.3 Preparación Formulación 3. Esta formulación tiene como base: aceite mineral, y como aditivos: arcilla, lime, surfactantes convencionales, salmuera y sólidos de 2 micrómetros.

Para determinar las cantidades de aceite mineral y agua se sigue el mismo procedimiento de las formulaciones anteriores, convirtiendo primero las cantidades de aditivos a volumen.

$$8 \text{ g arcilla} * \frac{\text{ml}}{1.15\text{g}} = 6.96 \text{ ml arcilla}$$

$$6 \text{ g cal hidratada} * \frac{\text{ml}}{2.21\text{g}} = 2.71 \text{ ml cal hidratada}$$

$$50 \text{ g sólidos de dos micrómetros} * \frac{\text{ml}}{2.7\text{g}} = 18.52 \text{ ml sólidos de dos micrómetros}$$

El total de volumen que ocuparían estos aditivos sería

$$6.96 \text{ ml arcilla} + 2.71 \text{ ml cal hidratada} + 18.52 \text{ ml de sólidos} = 28.19 \text{ ml}$$

Con respecto al total de fluido de perforación que se va a preparar quedaría un volumen restante de

$$350 \text{ ml} - 28.19 \text{ ml} = 321.81 \text{ ml}$$

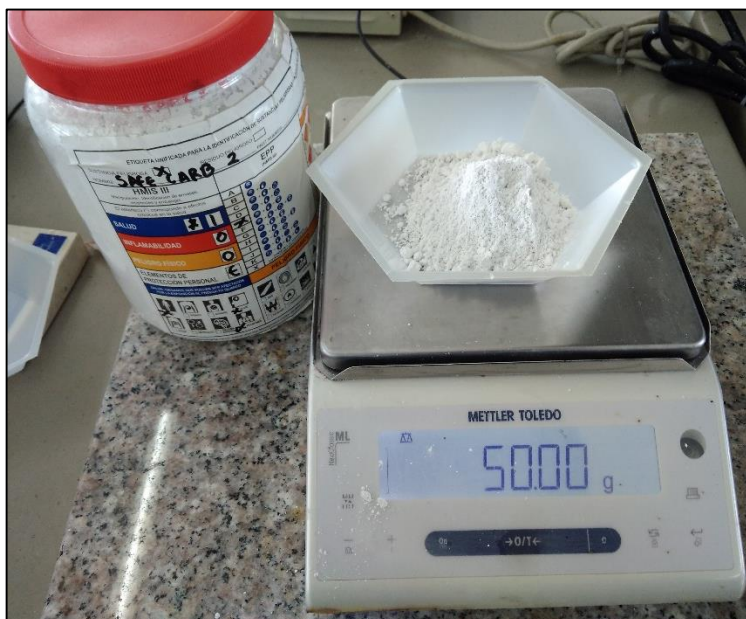
Sobre este volumen se determinan las cantidades correspondientes de aceite mineral y salmuera que se adicionarán para mantener la proporción de 85% aceite y 15% agua de la emulsión

$$321.81 \text{ ml} * 0.85 = 273.5 \text{ ml de aceite mineral}$$

$$321.81 \text{ ml} * 0.15 = 48.3 \text{ ml de salmuera}$$

Ya teniendo los valores de las cantidades por adicionar se sigue el mismo proceso de ir agregando cada una en el orden del **Cuadro 1** al vaso de mezclado donde se encuentra el aceite mineral. En este caso los sólidos son el último compuesto por agregar, se pesa la cantidad de 50 gramos como se muestra en la **Ilustración 19**. Y se procede con el mezclado.

Ilustración 19. Sólidos de dos micrómetros



Fuente: elaboración propia

El fluido de perforación termina su preparación tras un tiempo total de mezclado de 50 minutos, tiempo tras el cual se retira del mezclador y se puede almacenar tapado a condiciones ambiente para su posterior caracterización. Al igual que en las demás formulaciones se repite el procedimiento hasta preparar los tres fluidos de perforación con las diferentes concentraciones de surfactantes. La **Tabla 4** muestra la composición final de los tres lodos de perforación preparados.

Tabla 4. Composición de la Formulación 3

Compuesto	E3-0.5		E3-1		E3-2	
	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)
Aceite Mineral	273.5 ml	57,64	273.5 ml	57,49	273.5 ml	57,21
Arcilla	8 g	2,01	8 g	2,00	8 g	1,99
Lime	6 g	1,51	6 g	1,50	6 g	1,49
Versamul	0,5 g	0,13	1 g	0,25	2 g	0,25
Versacoat	0,5 g	0,13	1 g	0,25	2 g	0,25
Salmuera	48.3 ml	26,05	48.3 ml	25,99	48.3 ml	25,86
Sólidos	50 g	12,54	50 g	12,51	50 g	12,45

Fuente: elaboración propia

Por medio de esta formulación se puede comparar de qué modo la adición de sólidos de 2 micrómetros afecta la estabilidad de la emulsión.

2.2.4 Preparación Formulación 4. Esta cuarto formulación tiene como base: Diésel, y como aditivos: arcilla, lime, surfactantes convencionales, salmuera y sólidos de 2 micrómetros.

Los cálculos para las cantidades de compuestos que deben ser agregados, así como el procedimiento para su preparación es igual que la formulación 3, excepto porque la base no es aceite mineral, sino diésel. Así mismo, su preparación tardo un tiempo total de 50 minutos, La **Tabla 5** muestra la composición final de los tres lodos de perforación preparados en la formulación 4.

Tabla 5. Composición de la Formulación 4

Compuesto	E4-0.5		E4-1		E4-2	
	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)
Diésel	273.5 ml	58,21	273.5 ml	58,07	273.5 ml	57,78
Arcilla	8 g	1,98	8 g	1,98	8 g	1,97
Lime	6 g	1,48	6 g	1,48	6 g	1,47
Versamul	0,5 g	0,12	1 g	0,25	2 g	0,25
Versacoat	0,5 g	0,12	1 g	0,25	2 g	0,25
Salmuera	48.3 ml	25,70	48.3 ml	25,64	48.3 ml	25,51
Sólidos	50 g	12,37	50 g	12,34	50 g	12,28

Fuente: elaboración propia

Para las formulaciones con diésel sólo se escogió la misma composición de la formulación 3 y no de las formulaciones anteriores, porque esta formulación es el que contiene la mayor cantidad de aditivos como lo son el lime, arcilla y sólidos, por lo cuál es el fluido de perforación que más se asemeja a un fluido de perforación real usando en la industria.

Por medio de esta formulación se puede comparar de qué modo el tipo de base empleada para el fluido de perforación, sea diésel o aceite mineral afecta en la estabilidad de la emulsión.

2.2.5 Preparación Formulación 5. Esta quinta formulación tiene como base: Aceite mineral, y como aditivos: arcilla, lime, surfactantes biodegradables, salmuera y sólidos de 2 micrómetros.

Los cálculos para las cantidades de compuestos que deben ser agregados, así como el procedimiento para su preparación es igual que el de la formulación 3, el único compuesto que varía son los surfactantes empleados, que en este caso serán surfactantes biodegradables, así como sus concentraciones, debido a que como se verá más adelante en el capítulo 3 del presente trabajo, las concentraciones que generaron una mejor estabilidad de las emulsiones oscilan entre 1 g y 2 g por cada 350 ml de fluido de perforación.

Por esa razón en esta formulación sólo se prepararon dos fluidos de perforación llamados Bio-A1 y Bio-A2, porque como su nombre lo indica contienen surfactantes Biodegradables, su base es Aceite mineral y las concentraciones de dichos surfactantes son 1 g y 2 g respectivamente.

La **Tabla 6** muestra la composición final de los dos lodos de perforación preparados en la formulación 5

Tabla 6. Composición de la Formulación 5.

Compuesto	Bio A-1		Bio A-2	
	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)
Aceite Mineral	273.5 ml	57,49	273.5 ml	57,21
Arcilla	8 g	2,00	8 g	1,99
Lime	6 g	1,50	6 g	1,49
Tergitol	1 g	0,25	2 g	0,25
Surewet	1 g	0,25	2 g	0,25
Salmuera	48.3 ml	25,99	48.3 ml	25,86
Sólidos	50 g	12,51	50 g	12,45

Fuente: elaboración propia

Por medio de esta formulación se puede comparar de qué modo el tipo de surfactante afecta la estabilidad de la emulsión preparada con base de aceite mineral.

2.2.6 Preparación Formulación 6. Esta sexta formulación tiene como base: Diésel, y como aditivos: arcilla, lime, surfactantes biodegradables, salmuera y sólidos de 2 micrómetros.

Los cálculos para las cantidades de compuestos que deben ser agregados, así como el procedimiento para su preparación es igual que la formulación 5, a diferencia que estos fluidos de perforación se prepararon con base diésel.

Los dos fluidos de perforación de esta formulación son llamados Bio-D1 y Bio-D2, porque como su nombre lo indica contienen surfactantes Biodegradables, su base es Diésel y las concentraciones de dichos surfactantes son 1 g y 2 g respectivamente.

La **Tabla 7** muestra la composición final de los dos lodos de perforación preparados en la formulación 5

Tabla 7. Composición de la Formulación 6

Compuesto	Bio D-1		Bio D-2	
	Cantidad	Composición % (P/P)	Cantidad	Composición % (P/P)
Diésel	273.5 ml	58,07	273.5 ml	57,78
Arcilla	8 g	1,98	8 g	1,97
Lime	6 g	1,48	6 g	1,47
Tergitol	1 g	0,25	2 g	0,25
Surewet	1 g	0,25	2 g	0,25
Salmuera	48.3 ml	25,64	48.3 ml	25,51
Sólidos	50 g	12,34	50 g	12,28

Fuente: elaboración propia

Por medio de esta formulación se puede comparar de qué modo el tipo de surfactante afecta la estabilidad de la emulsión preparada con base de aceite mineral.

2.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

A continuación, se explican las pruebas que se realizaron para la caracterización de los fluidos de perforación preparados en las seis formulaciones. Estas pruebas se realizaron de acuerdo a la norma API 13B-2⁸⁷, la cual proporciona los procedimientos estándar para determinar las características de los fluidos de perforación a base de aceite, tales como: densidad, viscosidad, resistencia de gel, filtración, concentraciones de aceite, agua y sólidos, alcalinidad, estabilidad eléctrica, concentraciones de calcio, cloruro de calcio y sólidos de baja gravedad.

Este proceso es importante porque permite asegurar la calidad del producto terminado. Durante la caracterización de estos fluidos de perforación, y para garantizar que todos estuvieran a las mismas condiciones, después de su preparación los fluidos se mezclaron en un agitador Silverson a 7000 RPM como se muestra en la **Ilustración 20** hasta que alcanzaron una temperatura de 120°F.

Este tipo de agitadores Silverson se usan porque son equipos rápidos y eficientes ideales para una amplia variedad de aplicaciones – mezclado, emulsionado homogenización, desintegración disolución, con una eficacia y flexibilidad que no pueden ser igualados por otras máquinas. Además de usarse específicamente en lodos base aceite debido a su capacidad para producir emulsiones con un tamaño

⁸⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice 13B-2 Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids. 5 Ed. Abril, 2017.

de partícula aproximado de 2 a 5 micrones, garantizando así una mayor estabilidad.⁸⁸

Ilustración 20. Mezclador Silverson



Fuente: elaboración propia

2.3.1 Peso del Lodo. El peso del lodo de los fluidos de perforación se midió con un picnómetro de 20 ml como se muestra en la **Ilustración 21**, para ello el picnómetro se pesó vacío y luego se pesó con fluido dentro, esta diferencia de peso sería igual a la masa del fluido y teniendo en cuenta que el volumen es constante, se tienen los datos necesarios para determinar la densidad que es el mismo peso del lodo.

⁸⁸ SILVERSON. Mezcladores de laboratorio [en línea]. Disponible en: <https://www.silverson.es/es/productos/mezcladores-de-laboratorio/> [citado 2 febrero 2020].

Ilustración 21. Picnómetro de 20 ml



Fuente: elaboración propia

Se hace una muestra de cálculos para la formulación 1

$$\text{peso del lodo} = \frac{154.98 \text{ g} - 137.78 \text{ g}}{20 \text{ ml}} = \frac{17,2 \text{ g}}{20 \text{ ml}} = 0.86 \text{ g/ml}$$

Como el peso del lodo se da en lb/gal, para convertirlo se multiplica por el factor de conversión que es de 8.34 lb/gal

$$\frac{0.86 \text{ g}}{\text{ml}} * 8.34 = 7.17 \text{ lb/gal}$$

La **Tabla 8** tiene los datos registrados para las 6 formulaciones, con el peso final calculado en lb/gal. Como se puede observar el peso del lodo es mayor y tiende a ser constante a partir de la formulación 3 en adelante debido a que en estas formulaciones se adicionaron sólidos de dos micrómetros.

Tabla 8. Peso de los fluidos de perforación preparados

Formulación	Peso Picnómetro Vacío (g)	Peso Picnómetro con muestra (g)	Peso del lodo (g/ml)	Peso del lodo (lb/gal)
1	137,78	154,98	0,86	7,17
2	137,80	155,32	0,88	7,30
3	137,78	157,45	0,98	8,20
4	137,82	157,97	1,01	8,40
5	137,80	157,85	1,00	8,35
6	137,76	158,32	1,03	8,57

Fuente: elaboración propia

2.3.2 Reología. Para determinar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación se utilizó un viscosímetro rotativo Fann también llamado reómetro como se observa en la **Ilustración 22**.

Primero la muestra de lodo se depositó en un vaso metálico, el cual se pone dentro de una copa térmica como se muestra en la **Ilustración 23**, para que ésta lo caliente y mantenga la temperatura de 120°F. Una vez se llega a esa temperatura se procede a ir cambiando las velocidades con la palanca de selección de velocidad en el orden de 600 RPM, 300 RPM, 200 RPM, 100 RPM, 6 RPM y 3 RPM respectivamente como se muestra en la **Ilustración 24**, se observan los valores obtenidos por el dial y se procede con guardar los datos, con los cuales se calculará la viscosidad aparente, viscosidad plástica y punto cedente.

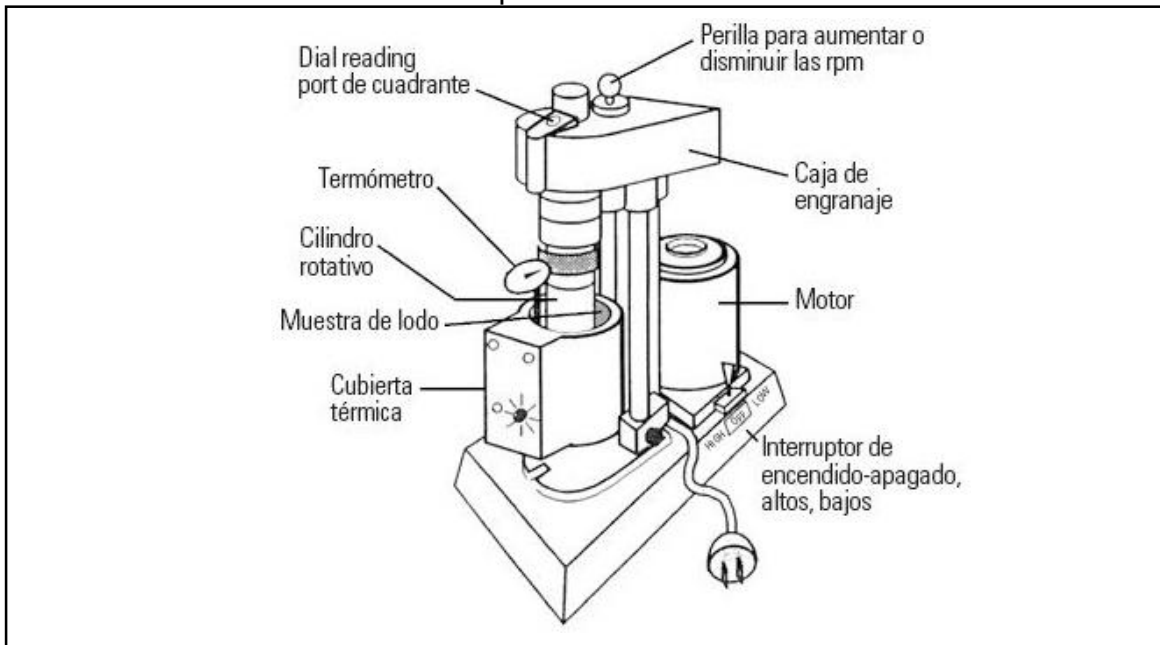
Para determinar los geles del lodo, cuando el viscosímetro rotativo se encuentra a una velocidad de 3 RPM se detiene el motor por 10 segundos, luego se vuelve a encender y se lee el valor indicado en el dial, de forma similar se hace con un tiempo de 10 minutos y 30 minutos. Si todos los valores dan iguales quiere decir que presenta un comportamiento de gel constante.

Ilustración 22. Reómetros



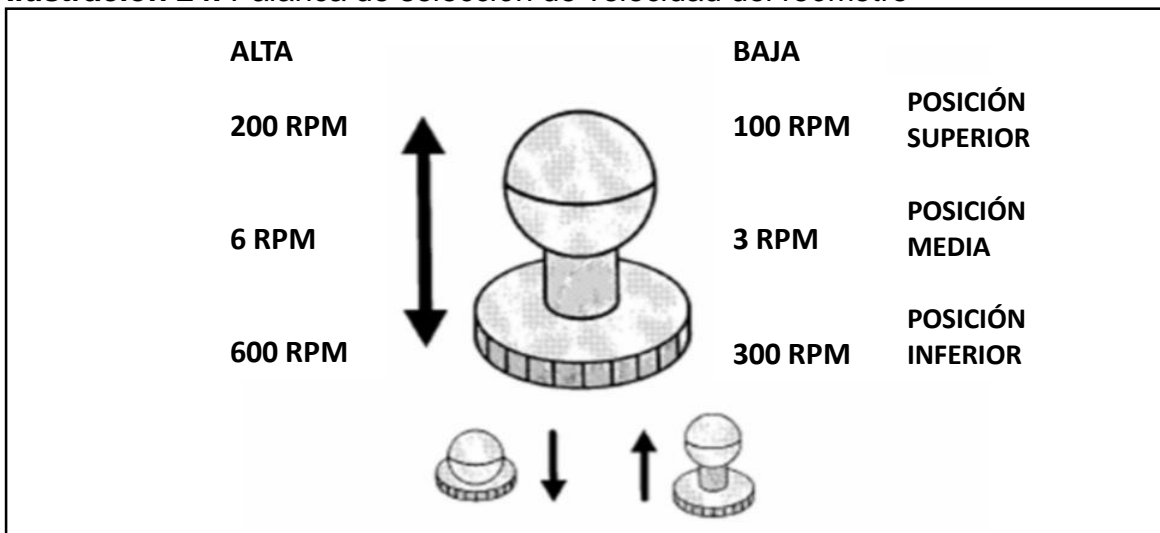
Fuente: elaboración propia

Ilustración 23. Reómetro con sus partes



Fuente: SCHLUMBERGER, Viscosímetro Fann. [en línea]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fann_viscometer.aspx [citado 10 febrero 2020]

Ilustración 24. Palanca de selección de velocidad del reómetro



Fuente: GUARACHI, Laura. Guía de fluido de perforación y laboratorio [en línea] disponible en <https://www.slideshare.net/Rolando000/guia-de-fluidos-de-perforacin> [citado 10 febrero 2020]

A continuación, se hace una muestra de cálculos de la viscosidad aparente, plástica y del punto cedente.

$Viscosidad\ aparente = R300 = 3$

$Viscosidad\ plástica = R600 - R300 = 5 - 3 = 2$

$Punto\ cedente = R300 - Viscosidad\ plástica = 3 - 2 = 1$

Finalmente, la **Tabla 9** resume los datos de las propiedades reológicas de los lodos del experimento 1. El procedimiento se repite de la misma manera con todos los lodos de perforación de los demás experimentos, y los resultados se pueden encontrar en la **Tabla 11**.

Tabla 9. Propiedades reológicas de los Lodos de Perforación de la Formulación 1

Propiedad	E1-0.5	E1-1	E1-2
R600 (RPM)	5	5	5
R300 (RPM)	3	4	3
R200 (RPM)	2	3	1
R100 (RPM)	1	2	1
R6 (RPM)	1	1	2
R3 (RPM)	0	0	1
Gel 10 seg (lb/ft ²)	1	3	1
Gel 10 min (lb/ft ²)	2	2	2
Gel 30 min (lb/ft ²)	2	2	2
Viscosidad aparente (cp)	3	4	3
Viscosidad plástica (cp)	2	1	2
Punto cedente (lb/100 ft ²)	1	3	1

Fuente: elaboración propia

2.3.3 Estabilidad Eléctrica. Para medir la estabilidad eléctrica, se depositó una cantidad suficiente de fluido de perforación en un vaso, se sumergió el electrodo conectado al medidor de estabilidad, se presionó el botón “TEST” y se tomó el valor indicado en la pantalla como se muestra en la **Ilustración 25**. El medidor de estabilidad eléctrica (ES) aplica automáticamente una tensión cada vez mayor (de 0 a 2000 voltios) a través de una separación de los electrodos de la sonda. La tensión máxima que el lodo puede soportar a través del espacio antes de conducir corriente se muestra como la tensión ES.⁸⁹ Este equipo muestra el voltaje de la corriente que fluye en el lodo. El número ES representa la estabilidad de la emulsión del lodo, cuanto mayor es éste, mayor será la estabilidad de la emulsión.

⁸⁹SCHLUMBERBER. Ensayo de estabilidad eléctrica [en línea]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electrical_stability_test.aspx [citado 10 febrero 2020]

Ilustración 25. Medidor de estabilidad eléctrica



Fuente: FANN. Electrical Stability Tester, Model 23E Instruction Manual [en línea]. Disponible en: <https://www.fann.com/content/dam/fann/Manuals/Electrical%20Stability%20Tester%2023E.pdf> [citado 10 febrero 2020]

A continuación, la **Tabla 10** muestra los valores obtenidos de estabilidad eléctrica para los diferentes fluidos de perforación. Como se puede observar en esta tabla, no hay un patrón establecido sobre el comportamiento de la estabilidad eléctrica de un fluido específico, sino que este comportamiento varía conforme la composición de dicho fluido. En el caso del experimento 1 y 4 a mayor cantidad de surfactante mayor es la estabilidad eléctrica, mientras que en el experimento 2, 3, 5, 6 sucede al contrario y a menor cantidad de surfactante la estabilidad eléctrica es mejor. Por lo tanto, aun cuando este método de medición de la estabilidad de una emulsión puede dar un valor aproximado, no es un método completamente confiable.

Tabla 10. Estabilidad Eléctrica de los fluidos de perforación

Formulación	Fluido de Perforación	Estabilidad Eléctrica (Voltios)
1	E1-0.5	102
	E1-1	148
	E1-2	184
2	E2-0.5	260
	E2-1	213
	E2-2	170
3	E3-0.5	530
	E3-1	435
	E3-2	370
4	E4-0.5	1000
	E4-1	1420
	E4-2	1660

Tabla 10. (continuación)

Formulación	Fluido de Perforación	Estabilidad Eléctrica (Voltios)
5	Bio-A1	900
	Bio-A2	800
6	Bio-D1	1150
	Bio-D2	950

Fuente: elaboración propia

2.3.4 Retorta. Para determinar la cantidad de sólidos y líquidos que contiene cada fluido de perforación se utilizó un equipo llamado retorta. Como se muestra en la **Ilustración 26**. Teniendo en cuenta que el experimento 2 contiene arcilla, y a partir del experimento 3 todos contienen arcilla y sólidos de dos micrómetros en proporciones iguales, sólo se hace la prueba de retorta a estos dos experimentos y los resultados obtenidos se consideran constantes para los demás experimentos.

Como se muestra en la **Ilustración 27**, primero se lubricó la rosca del vaso con grasa para altas temperaturas, para evitar daños en el equipo. Se llenó el vaso de muestra con el fluido de perforación hasta el nivel máximo, se colocó la tapa del vaso de muestra (copa) girando firmemente para completar un volumen de 10 ml.

Después se llenó la cámara de evaporación con bombril para que allí queden atrapados los sólidos extraídos por ebullición y luego se atornillo el vaso de muestra a la cámara de evaporación.

Se introdujo el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador y se ubicó la probeta de 10 ml bajo este. Se encendió el equipo y se dejó un tiempo aproximado de 30 minutos hasta que terminó la destilación.

Se dejó enfriar el equipo para poder retirar la probeta y se dio lectura a los resultados obtenidos como se muestra en la **Ilustración 28**, por lo que para el experimento 2 que se encuentra al lado izquierdo de la imagen, el fluido de perforación tiene una composición de 17% agua, 82% aceite y 1% sólidos. Y para el experimento 3,4,5 y 6, estos tienen una composición de 18% agua, 79% aceite y 3% sólidos.

A continuación, se hace una muestra de cálculos de la determinación de los porcentajes para el experimento 2.

$$\% \text{ Agua} = \frac{\text{volumen medido de agua}}{\text{volumen de lodo}} \times 100\% = \frac{1,7 \text{ ml}}{10 \text{ ml}} \times 100 = 17\%$$

$$\% \text{ Aceite} = \frac{\text{volumen medido de aceite}}{\text{volumen de lodo}} \times 100\% = \frac{9,9 \text{ ml} - 1,7 \text{ ml}}{10 \text{ ml}} \times 100 = 82\%$$

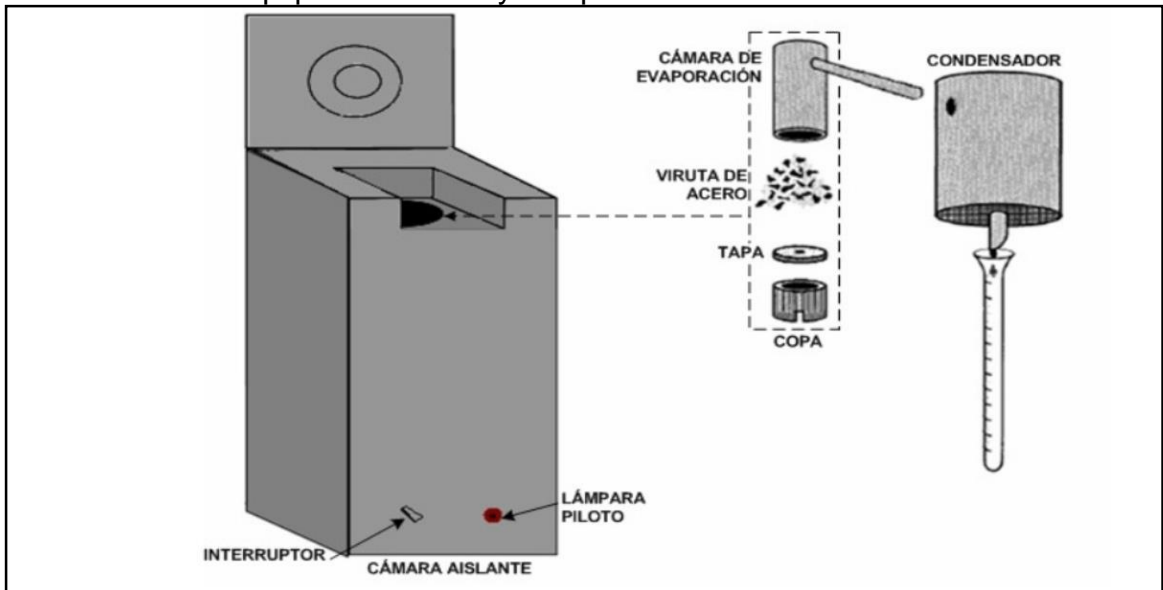
$$\% \text{ Sólidos} = 100\% - (\% \text{ Agua} + \% \text{ Aceite}) = 100\% - (27\% + 82\%) = 1\%$$

Ilustración 26. Equipo para análisis de Retorta



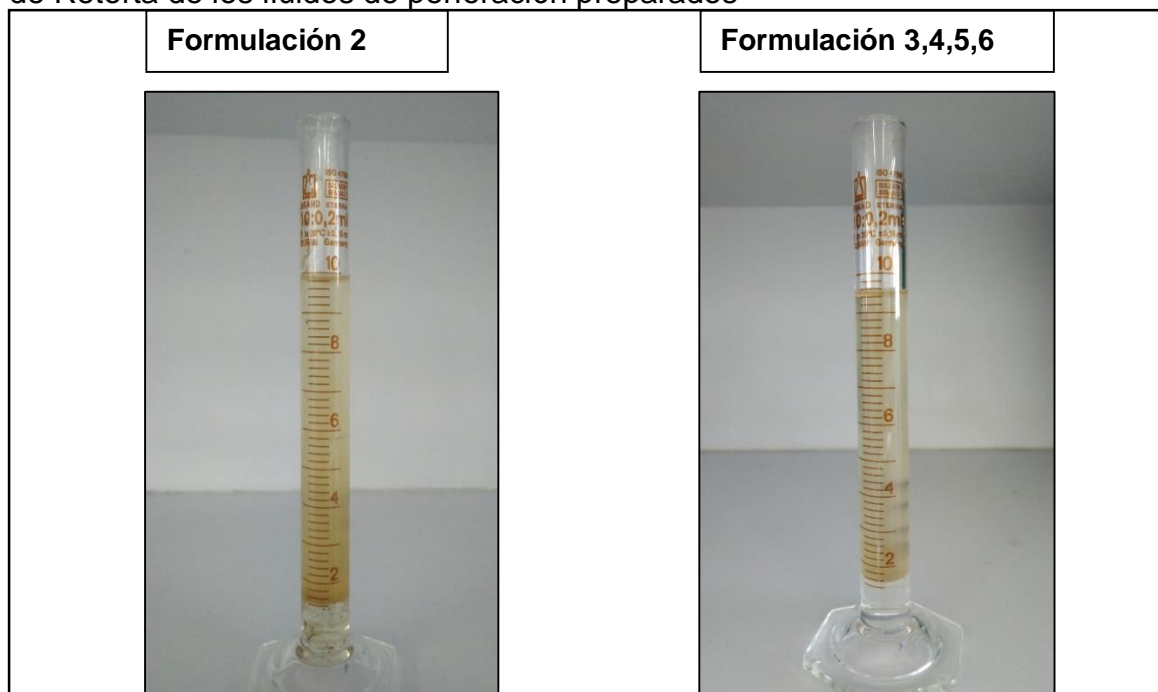
Fuente: PAYA, David y FONSECA, Jose. Manual de seguridad del laboratorio de lodos y cementos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos con fines de certificación HSEG. Tesis de Grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Colombia. 2011 [en línea] Disponible en: <https://docplayer.es/84523967-Manual-de-seguridad-del-laboratorio-de-lodos-y-cementos-de-la-escuela-de-ingenieria-de-petroleos-con-fines-de-certificacion-en-hseq.html> [citado 10 febrero 2020]

Ilustración 27. Equipo de Retorta y sus partes



Fuente: GUARACHI, Laura. Guía de fluido de perforación y laboratorio [en línea] disponible en <https://www.slideshare.net/Rolando000/guia-de-fluidos-de-perforacin> [citado 10 febrero 2020]

Ilustración 28. Resultados de porcentaje de sólidos y líquidos medidos en el equipo de Retorta de los fluidos de perforación preparados

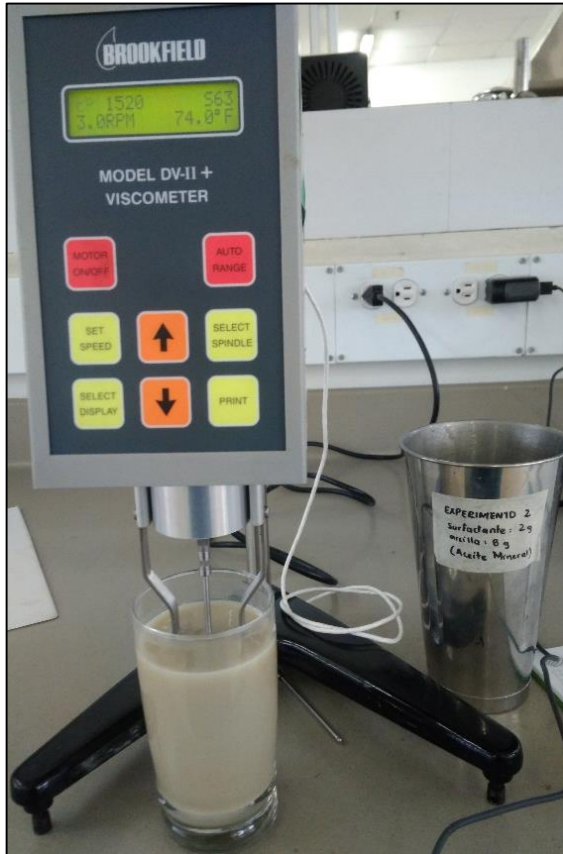


Fuente: elaboración propia

2.3.5. Viscosidad. Para determinar la viscosidad de las muestras, se utilizó como equipo un viscosímetro de Brookfield como se observa en la **Ilustración 29**. Para ello, se instala la aguja en el equipo, se pone una cantidad suficiente de fluido de perforación a una temperatura de 120°F en un vaso.

Se sumerge la aguja en el fluido de perforación hasta la marca que se observa sobre el eje. Se baja el viscosímetro sobre su soporte. Se comprueba que el porcentaje de error sea menor al 1% y que la temperatura del fluido sea 120°F. Se enciende el motor, se ajustan los parámetros de velocidad a los cuales se quiere medir, en este caso se midió a 3 RPM (Revoluciones Por Minuto) y 60 RPM (Revoluciones Por Minuto). Se deja girar por tres minutos, y finalmente se toman los valores que aparecen en pantalla en centipoise una vez se hallan estabilizado.

Ilustración 29. Viscosímetro Brookfield



Fuente: elaboración propia

Para las propiedades medidas como peso del lodo, reología, estabilidad eléctrica y viscosidad de cada fluido de perforación se hicieron 3 réplicas a nivel de laboratorio, debido a la similitud de los resultados los valores mostrados en la **Tabla 8**, **Tabla 9**, **Tabla 10** y **Tabla 11** son los valores promedios de las 3 repeticiones. En el **ANEXO H** se muestran todos los datos de las repeticiones, así como los valores de desviación estándar y error estándar para comprobar que tanto variaron los datos de la media aritmética o promedio, encontrando errores muy bajos por debajo de $7,43E-13$ que garantiza la precisión de los datos obtenidos.

A continuación, se muestran en la **Tabla 11** los resultados de caracterización de los fluidos de perforación preparados.

Tabla 11. Resultados de la caracterización de los fluidos de perforación preparados

Fluido Prueba	Formulación 1			Formulación 2			Formulación 3			Formulación 4			Formulación 5		Formulación 6	
	0.5	1	2	0.5	1	2	0.5	1	2	0.5	1	2	1	2	1	2
Peso (lb/gal)	7,17	7,17	7,17	7,3	7,3	7,3	8,2	8,2	8,2	8,4	8,4	8,4	8,35	8,35	8,57	8,57
R600 (RPM)	5	5	5	13	13	13	19	21	19	44	51	53	19	22	44	46
R300 (RPM)	3	4	3	7	7	7	12	14	11	28	34	36	11	14	28	28
R200 (RPM)	2	3	1	6	6	5	9	13	8	23	27	29	9	11	22	22
R100 (RPM)	1	2	1	4	4	3	6	9	5	16	20	23	6	8	15	15
R6 (RPM)	1	1	2	2	2	2	3	6	2	9	12	14	3	3	6	6
R3 (RPM)	0	0	1	1	1	1	2	5	1	9	12	13	1	2	5	5
Gel 10 '' (lb/ft ²)	1	3	1	4	3	2	9	9	4	16	19	19	4	4	6	8
Gel 10 ' (lb/ft ²)	2	2	2	6	5	5	22	14	6	20	22	25	5	5	9	9
Gel 30 ' (lb/ft ²)	2	2	2	7	6	5	24	13	11	25	23	28	7	7	11	11
VA (cp)	3	4	3	7	7	7	12	14	11	28	34	36	11	14	28	28
VP (cp)	2	1	2	6	6	6	7	7	8	16	17	17	8	8	16	18
YP (lb/100 ft ²)	1	3	1	1	1	1	5	7	3	12	17	19	3	6	12	10
Estabilidad Eléctrica (volt)	102	148	184	260	213	170	530	435	370	1000	1420	1660	900	800	1150	950
Retorta (%)	x			17% Agua 82% Aceite 1% Sólidos			18 % Agua 79 % Aceite 3 % Sólidos									
Viscosidad a 60 RPM (cp)	10	5	5,3	424	680	182	722	950	480	506	750	460	380	280	400	358
Viscosidad a 3 RPM (cp)	22	10	12	8100	9520	1080	12480	16640	5920	8800	12600	6650	5800	3800	5400	4720

Fuente: elaboración propia

2.3 ANÁLISIS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PEFORACIÓN

Después de haber realizado la caracterización de los diferentes fluidos de perforación preparados se analizarán los resultados obtenidos de estos por cada propiedad.

2.3.1 Peso del lodo. El peso de los diferentes lodos para una misma formulación es el mismo, debido a que este depende directamente de la cantidad de sólidos que contiene la formulación, debido a esto se puede observar en la **Gráfica 1** un pequeño aumento en el peso del lodo de la formulación 1 al peso del lodo de la formulación 2 debido a que esta última contiene arcilla lo cual cuenta en cierta medida como sólidos, sin embargo, a partir de la formulación 3 en adelante se puede observar un cambio drástico en el peso del lodo, encontrándose en un rango de valores entre 8,2 y 8,57 lb/gal, con un promedio de 8.38 lb/gal, esto es debido a que estas formulaciones contienen todas una cantidad constante de 50 g de sólidos de carbonato de calcio con un tamaño de 2 micrómetros.

También se puede observar que las formulaciones 4 y 6 preparadas con diésel tienen un mayor peso de lodo con respecto a las formulaciones 3 y 5 preparadas con aceite mineral, por lo cual se puede adicionar una menor cantidad de sólidos en ellas para obtener el mismo peso y de esta forma ahorrar costos. Finalmente se puede concluir que los lodos de perforación preparados tienen buenas propiedades para controlar la presión del pozo, debido a que las variaciones en el peso son muy pequeñas en relación con los cambios en el tipo de base usadas.

Gráfica 1. Peso de los fluidos de perforación



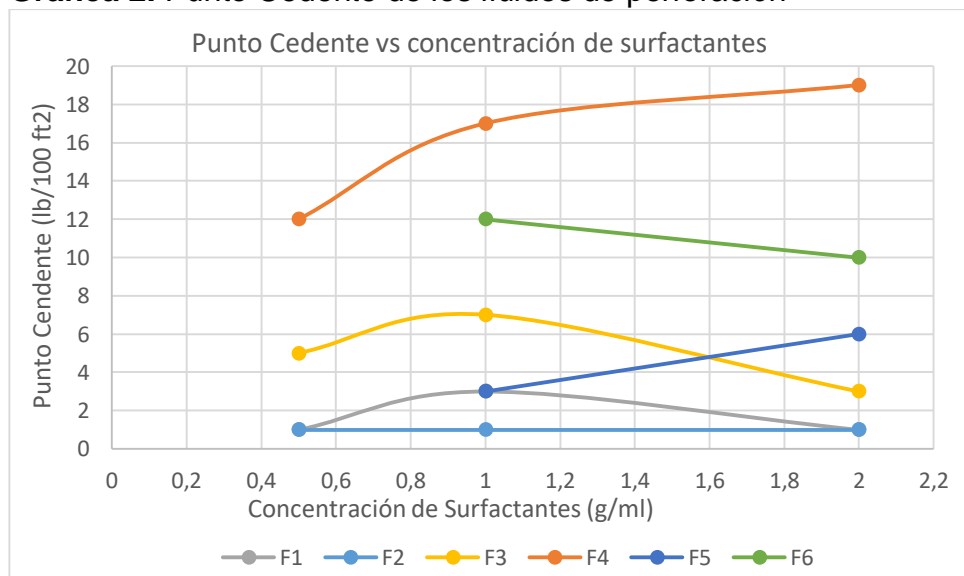
Fuente: elaboración propia

2.3.2 Reología. En la **Gráfica 2** se puede observar el efecto que tiene un aumento en las concentraciones de surfactantes en el punto cedente o Yield Point. Éste suele ser usado como indicador de la capacidad del fluido para suspender los recortes y el material densificante.

Teniendo en cuenta que el punto cedente es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido, y estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas, y depende en gran medida de los sólidos que contiene el fluido de perforación preparado, se puede concluir que los resultados obtenidos son congruentes debido a que las formulaciones sin sólidos (F1 y F2) tienen valores de punto cedente mucho más bajos que las demás formulaciones en las cuales se agregaron cantidades constantes de sólidos, porque estos sólidos hacen que las partículas se acerquen más entre sí, disminuyendo el espacio entre ella y aumentando así la atracción.

Las formulaciones con base diésel (F4 y F6) tienen valores más altos de punto cedente, esto conlleva a pensar que el diésel tiene una mayor capacidad de mantener los recortes en suspensión que el aceite mineral. Y finalmente respecto a los surfactantes, se puede observar que aun cuando todos tienen diferentes tendencias con respecto a la cantidad de surfactante agregado, los surfactantes biodegradables (F5 y F6) tienen una mayor afinidad por el aceite mineral que por el diésel, porque el punto cedente tiende a aumentar con un aumento en la concentración de los surfactantes biodegradables en fluidos preparados con base de aceite mineral, mientras que con base diésel el punto cedente tiende a disminuir con el aumento en las concentraciones de surfactantes biodegradables.

Gráfica 2. Punto Cedente de los fluidos de perforación



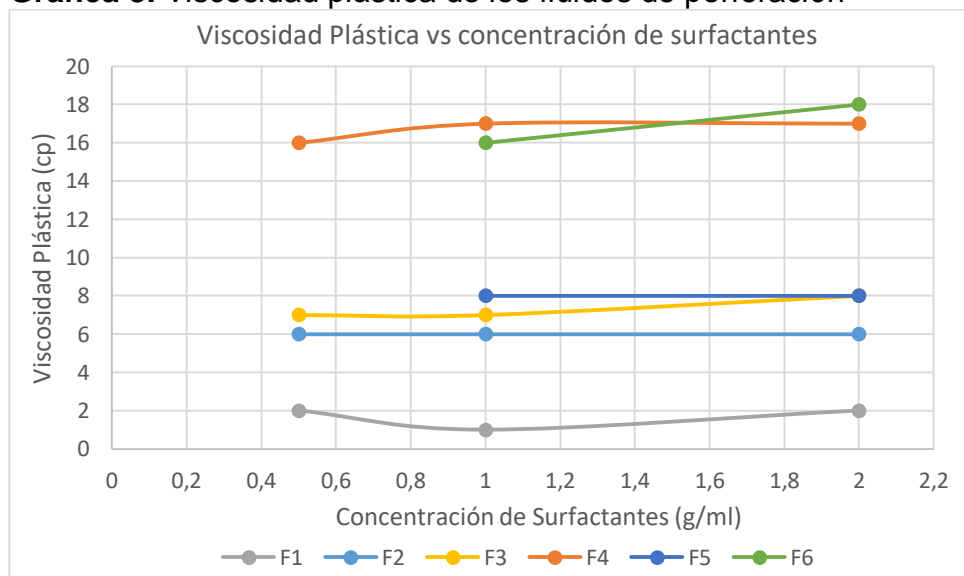
Fuente: elaboración propia

En la **gráfica 3** se puede observar el cambio de la viscosidad plástica con respecto a la concentración de surfactantes en cada una de las formulaciones. Esta viscosidad debería ser mantenida al nivel más bajo posible. Constituye una buena aproximación de la viscosidad a través de la broca. La viscosidad plástica aumenta con la viscosidad del fluido base; el contenido de agua; y con la concentración, el tamaño, la forma y la distribución de los sólidos.

Teniendo en cuenta esto, la formulación 1 (F1) y la formulación 2 (F2) tienen las menores viscosidades debido a que no contienen ningún sólido a diferencia de las demás formulaciones. También se puede observar que las formulaciones 4 y 6 (F4 y F6) a base diésel tienen los valores más altos de viscosidad debido a que la viscosidad del fluido base que es el diésel es más alta que la viscosidad del aceite mineral, esto podría afectar un poco las propiedades reológicas finales del fluido de perforación

Finalmente se puede concluir que todas las formulaciones presentan variaciones prácticamente mínimas respecto a los incrementos en las cantidades de surfactantes en cada una de las formulaciones, y aquellas que contienen surfactantes biodegradables (F5 y F6) generan valores de viscosidad más altos que las formulaciones con surfactantes convencionales (F3 y F4).

Gráfica 3. Viscosidad plástica de los fluidos de perforación



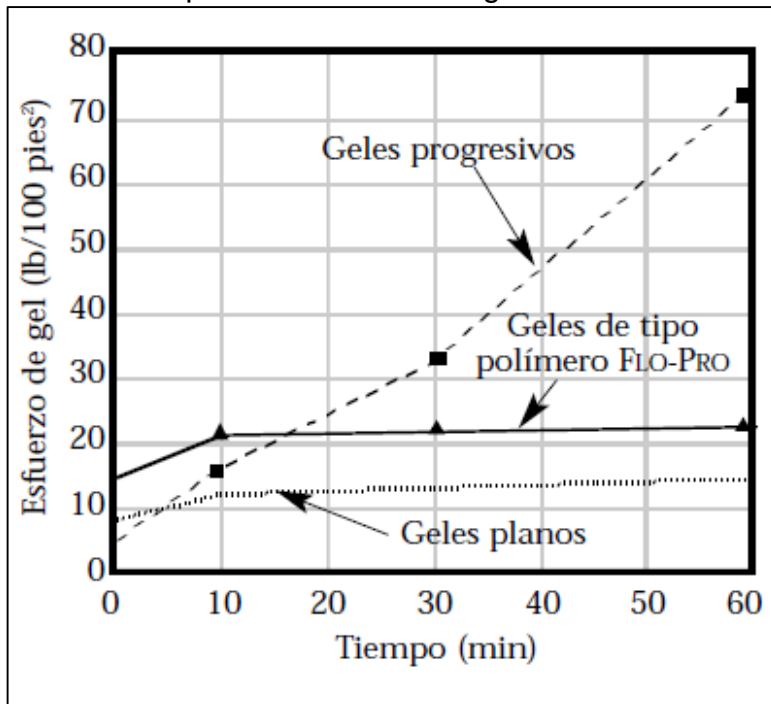
Fuente: elaboración propia

La formación de geles progresivos o geles instantáneos puede indicar problemas en el sistema de fluido. Una variación amplia entre la indicación inicial de gel y las indicaciones de gel a 10 o 30 minutos constituye la formación de geles progresivos e indica la acumulación de sólidos. Si las indicaciones de gel inicial y a 10 minutos

son altas y muestran muy pocas diferencias entre ellas, esto representa la formación de geles instantáneos y puede indicar que la floculación ha ocurrido.

En el caso de un sistema de FLO-PRO, los esfuerzos de gel son altos y planos, pero esto se debe a la red de polímeros creada. Además, los esfuerzos son frágiles y “rompen geles” con facilidad. Los esfuerzos de gel frágiles son muy comunes en los fluidos de perforación de polímeros. La **Gráfica 4** muestra gráficamente los diferentes tipos de esfuerzo de gel.

Gráfica 4. Tipos de esfuerzos de gel



Fuente: Fuente: M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 5: Reología e hidráulica.

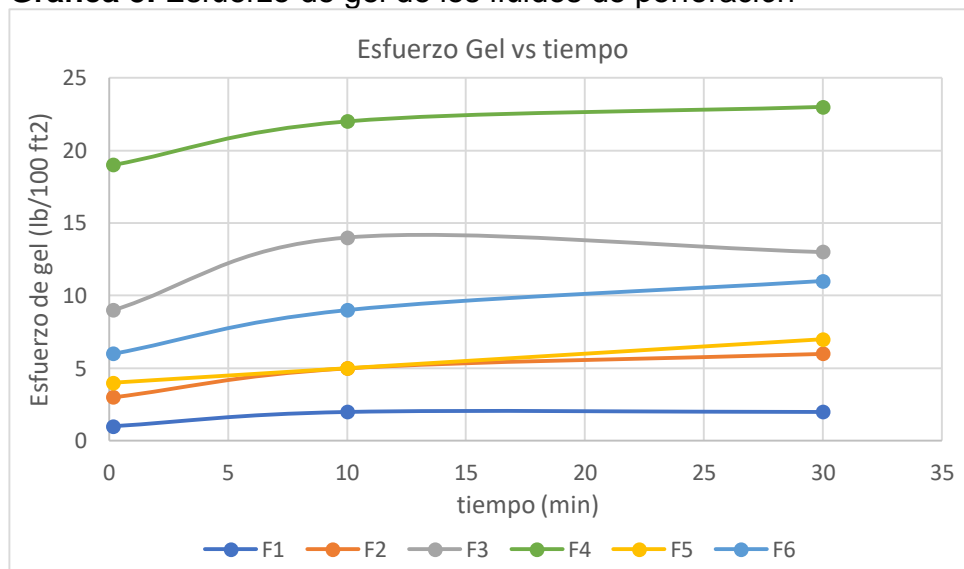
La **Gráfica 5** muestra los cambios en el esfuerzo gel de las diferentes formulaciones con respecto al tiempo, como puede observarse las formulaciones 4 y 6 (F4 y F6) tienen los valores más altos de esfuerzo gel, esto es debido a las propiedades de la base utilizada la cual fue diésel, estos valores a nivel de laboratorio se encuentran bien, sin embargo de ser más altos o presentar un comportamiento de gel progresivo, no sería muy recomendable debido a que pueden causar complicaciones como entrapamiento del aire o gas en el fluido, presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje o durante la introducción de la tubería en el pozo, reducción de la eficacia del equipo de

remoción de sólidos, incapacidad para bajar las herramientas de registro hasta el fondo.⁹⁰

La formulación 3 (F3) y 4 (F4) que contienen surfactantes convencionales presentan un esfuerzo de gel mayor que la formulación 5 (F5) y 6 (F6) que contienen surfactantes biodegradables. También se puede concluir que la mayoría de formulaciones presentan un comportamiento de esfuerzo gel constante en el tiempo por lo cual se considerarían geles planos. Y debido a que en general, se requiere un esfuerzo de gel inicial superior a 5 lb/100 ft² para suspender el material densificante.⁹¹ Las formulaciones más adecuadas serían la formulación 3 (F3) formulación 4 (F4) y la formulación 6 (F6)

De forma similar a otras propiedades reológicas en el esfuerzo gel se puede observar la importancia de los sólidos debido a que formulaciones como las dos primeras (F1 y F2) que no contienen sólidos agregados presentan valores muy bajos y constantes de esfuerzo gel, en los cuales tras un tiempo de 30 minutos prácticamente no se observó formación alguna de gel.

Gráfica 5. Esfuerzo de gel de los fluidos de perforación



Fuente: elaboración propia

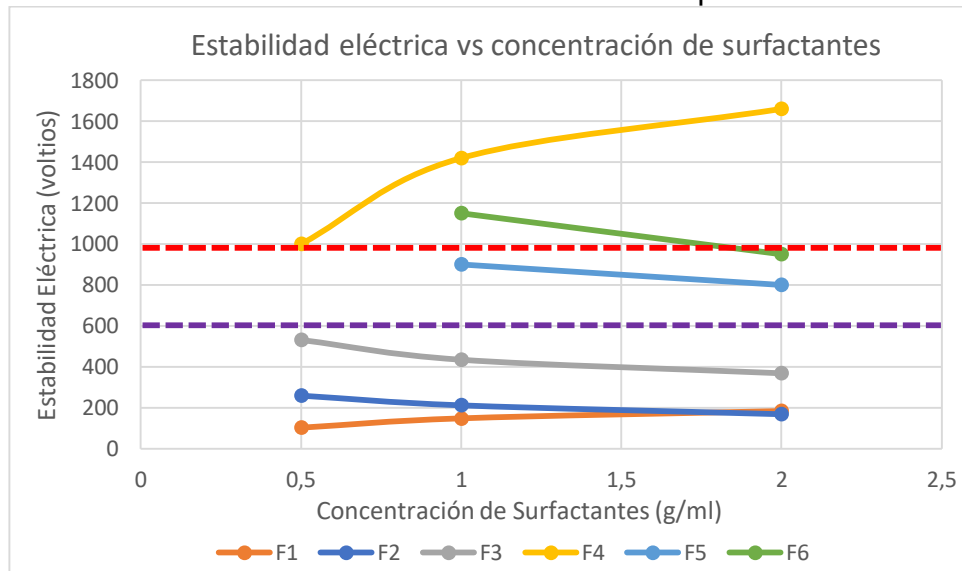
⁹⁰ M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 5: Reología e hidráulica

⁹¹ M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 5: Reología e hidráulica

2.3.3 Estabilidad Eléctrica. La estabilidad eléctrica indica qué tan bien el agua está emulsionada en la fase de aceite. Cuanto más fuerte sea la emulsión, más alto será el voltaje requerido para romper la emulsión, completando el circuito eléctrico que forman las gotas de agua emulsionadas para conducir la electricidad. La unidad de medida para registrar la estabilidad eléctrica es el voltio.⁹²

En la **Gráfica 6** se puede observar que la emulsión más estable es la obtenida con la formulación 4 con una concentración de surfactantes de 2 g/350 ml de fluido, así mismo las estabilidades más altas se obtienen con base diésel como la formulación 3 y la formulación 6 (F3 y F6) Las estabilidades más bajas son respectivamente la formulación 1 y la formulación 2 (F1 y F2), esto es debido a que no contienen sólidos agregados, y los sólidos permiten incrementar el área de contacto con los surfactantes y dar una mayor estabilidad.

Gráfica 6. Estabilidad eléctrica de los fluidos de perforación



Fuente: elaboración propia

Una estabilidad eléctrica por encima de 1000 voltios (como lo indica la línea punteada horizontal roja de la gráfica) para un fluido de perforación base diésel es aceptable a nivel de laboratorio, así como una estabilidad por encima de 600 (como lo indica la línea punteada horizontal morada de la gráfica) para un fluido de perforación base aceite mineral a nivel de laboratorio. Si se presenta una tendencia declinante bien definida o una disminución rápida de la estabilidad eléctrica indica que la emulsión está debilitándose.⁹³ Teniendo en cuenta esta información también se puede concluir que son más estables las emulsiones con base diésel (F4 y F6)

⁹² M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 11: Emulsiones no acuosas

⁹³ *Ibíd.* p. 13

que las formulaciones con base aceite mineral. Y respecto a los surfactantes, se obtuvieron mejores resultados con los surfactantes biodegradables para el fluido de perforación base aceite mineral (F5) que con los surfactantes convencionales para base aceite mineral (F3). Pero como el aceite no conduce la electricidad, la prueba de estabilidad eléctrica no es del todo confiable para este tipo de fluidos.

2.3.4 Retorta. Al realizar la prueba del porcentaje de sólidos y líquidos con el equipo de retorta se puede concluir que los resultados obtenidos son congruentes, debido a que con la primera formulación al no tener sólidos no se realizó, con la formulación 2 se obtuvo 17% agua, 82% Aceite y 1% Sólidos, ese pequeño porcentaje de sólidos en este caso corresponde a la cantidad de arcilla adicionada y finalmente para las demás formulaciones se obtuvo 18 % agua, 79 % aceite, 3 % sólidos porque todas las formulaciones contenían las mismas cantidades de sólidos.

2.3.5 Viscosidad. En la **Gráfica 7** se muestran los resultados de la medición de la viscosidad a una tasa de 60 RPM para todos los fluidos de perforación preparados, las mayores viscosidades fueron obtenidas en las formulaciones 3 y 4 (F3 y F4) que contienen surfactantes convencionales, mientras que las viscosidades disminuyeron en las formulaciones con surfactantes biodegradables (F5 y F6). También se puede observar que las viscosidades en las formulaciones F2, F3 y F4 aumentan a medida que aumenta la concentración de surfactante hasta un valor de 1 g/ml y luego la viscosidad tiende a disminuir conforme sigue aumentando la concentración de surfactante, estas tres formulaciones tienen en común que contienen sólidos, ya sea como la arcilla o el carbonato de calcio, y además las tres formulaciones contienen surfactantes convencionales, que son surfactantes aniónicos, estos surfactantes tienen la característica de ser adsorbidos en la superficie de un solvente y a medida que va aumentando su concentración, estos van reduciendo gradualmente la tensión superficial hasta que se presenta la formación de micelas.⁹⁴

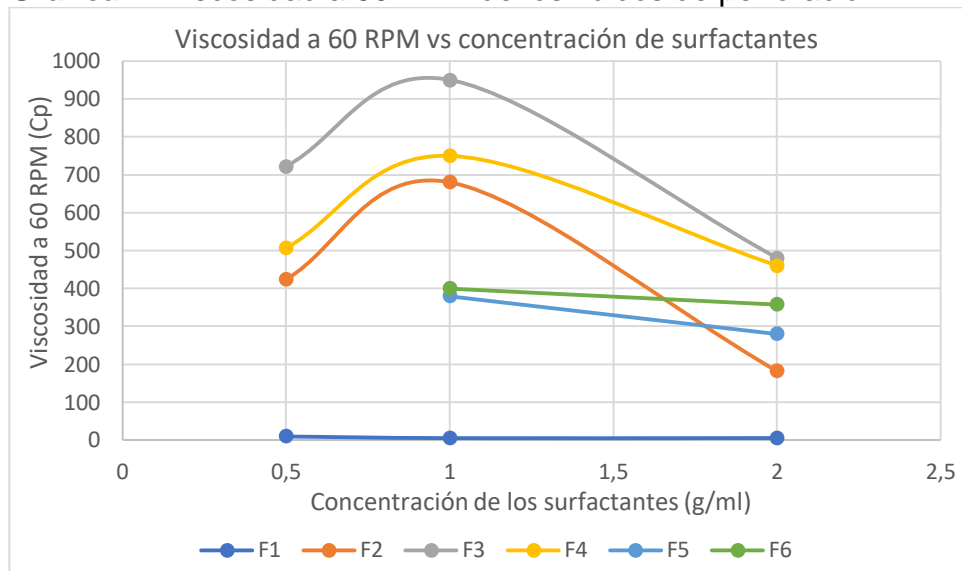
Las micelas son agregados de monómeros que adoptan diferentes geometrías y se forman cuando la solución llega a una concentración de surfactantes específica llamada concentración micelar crítica (CMC). Cuando aumenta la concentración por encima de la CMC, la tensión superficial permanece constante ya que la fuerza de cohesión de las moléculas en la superficie se modifica poco.⁹⁵

⁹⁴ PRASAD, Tulasi; KUMAR, Sujit; KUMAR, Sujeet; BHATTARAI, Ajaya. Effect of methanol on the surface tension and viscosity of sodiumdodecyl sulfate (SDS) in aqueous medium at 298.15-323.15 K. En: Karbala International Journal of Modern Science. Nepal: Tribhuvan University, octubre, 2017.

⁹⁵ RODRÍGUEZ, Johana; MEZA, Edgardo; Azevedo, María. Propiedades interfaciales del surfactante pdms-peg-anhídrido maléico-ácido fumárico (pdms-peg-am-af) en solución acuosa. En: Revista Colombiana de Química. Cartagena: Universidad de Cartagena, abril, 2012. ISSN 0120-2804.

También sucede que por encima de la CMC, las micelas cambian de forma porque tienen menos espacio disponible, de modo que no hay un importante cambio de forma hasta que se alcanza esta concentración, donde hay una marcada transición a micelas grandes, la evidencia de este crecimiento micelar es un incremento en la viscosidad conforme aumenta la concentración del surfactante.⁹⁶ Por lo tanto, como se evidencia en la **Gráfica 7** y **Gráfica 8**, la viscosidad tiende a aumentar de forma directa con el aumento en la concentración de surfactante hasta un determinado punto donde se comienzan a formar micelas y a partir del cual la viscosidad disminuye.

Gráfica 7. Viscosidad a 60 RPM de los fluidos de perforación



Fuente: elaboración propia

En la **Gráfica 8** se muestran los resultados de la medición de la viscosidad de todos los fluidos de perforación preparados a una tasa de 3 RPM. Se encontró que las mayores viscosidades igual que en el caso anterior fueron obtenidas en las formulaciones F3 y F4 debido a que estas contienen surfactantes convencionales, mientras que las viscosidades disminuyeron drásticamente con las formulaciones preparadas con surfactantes biodegradables F5 y F6, esto puede ser causado por la diferencia de las propiedades fisicoquímicas de los dos tipos de surfactantes.

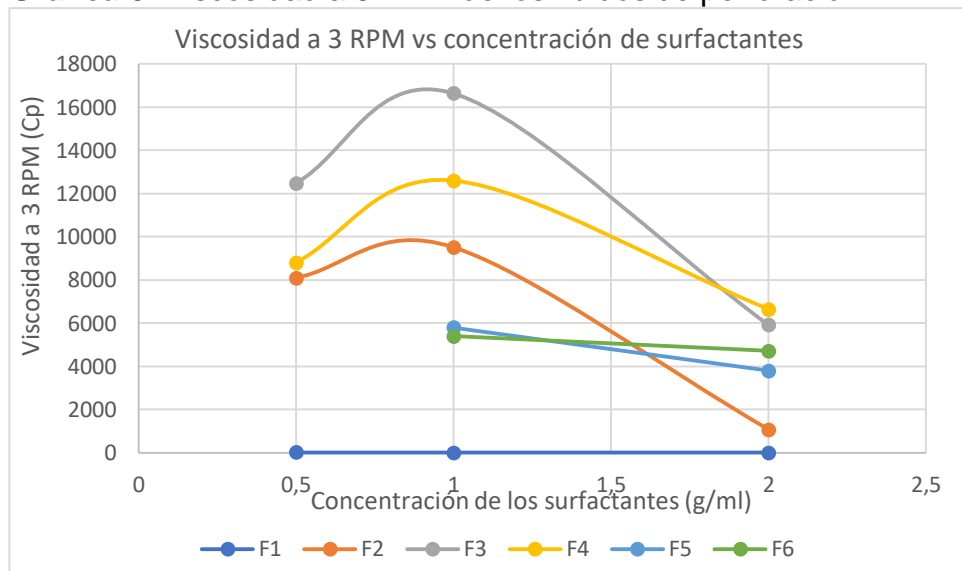
También se encontró que debido al cambio de esfuerzo de corte en las mediciones con el viscosímetro de 60 RPM a 3 RPM los valores de viscosidad del fluido

⁹⁶ COVARRUBIAS, Liliana. Estudio del efecto de dureza por CaCO₃ en la concentración micelar crítica de surfactantes aniónicos en agua (dodecil benceno sulfonato de sodio y lauril sulfato), así como en la formación de espuma en procesos de detergencia. Tesis Licenciatura en Ingeniería Química con área en Ingeniería de Procesos. Escuela de Ingeniería y Ciencias, Universidad de las Américas Puebla. Departamento de Ingeniería Química y Alimentos. [Consultado: 16 de mayo del 2020]. Disponible en: http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/leip/covarrubias_m_l/

aumentaron en todas las formulaciones excepto F1, debido a que esta no contiene ningún tipo de sólido. Por lo que las formulaciones F2, F3, F4, F5 y F6 se clasifican como fluidos tixotrópicos, que son aquellos que presentan cambios en su viscosidad con el tiempo, disminuyendo su viscosidad entre mayores sean los esfuerzos de cizalla a los que es sometido el fluido.

La tixotropía es una propiedad necesaria que tienen la mayoría de los fluidos de perforación, gracias a la cual se logra realizar una perforación rápida, una elevación eficiente de los recortes de perforación a superficie, así como mantener en suspensión el material densificante cuando el flujo del lodo se detiene. A veces es deseable que la tixotropía proporcione resistencia al flujo, para evitar o reducir las pérdidas de fluido hacia una formación débil.⁹⁷

Gráfica 8. Viscosidad a 3 RPM de los fluidos de perforación



Fuente: elaboración propia

⁹⁷ SCHLUMBERGER. Tixotropía [en línea] Disponible en: <
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/thixotropy.aspx>> [citado el 16 de mayo del 2020]

3. EFECTO DE LOS SÓLIDOS EN LA ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE

En este capítulo se busca determinar el efecto de los sólidos en la estabilidad de la emulsión de los fluidos de perforación base aceite preparados. Para esto se hace uso del equipo Turbiscan, y por medio del análisis de variación de tamaño y migración que este permite, se determinará qué fenómenos debido a los sólidos incorporados ocurrieron en los fluidos de perforación preparados después de un tiempo de 1 hora.

3.1 RESULTADOS OBTENIDOS

Antes de poner las muestras en el equipo es necesario agitarlas en el mezclador Silverson a 7000 RPM hasta una temperatura de 120°F, de acuerdo a la norma API 13B-2⁹⁸ para asegurar que todos los componentes estén integrados y que todas las pruebas con los diferentes fluidos de perforación se lleven a cabo en las mismas condiciones.

Una vez la muestra está a las condiciones establecidas, se deposita una cantidad suficiente en una celda cilíndrica de vidrio de fondo plano para el Turbiscan, sin que alcance el borde del recipiente, como se muestra en la **Ilustración 30**.

Ilustración 30. Muestra de fluido de perforación en una celda de Turbiscan



Fuente: elaboración propia

⁹⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice 13B-2 Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids. 5 Ed. Abril, 2017.

Luego, se introduce la muestra en el equipo como se observa en la **Ilustración 31** y se ajustan los parámetros a los cuáles será analizada, los cuales son un escaneo cada minuto durante los primeros cinco minutos para capturar cualquier cambio rápido que se presente en la estabilidad de la emulsión, y después de este tiempo un escaneo cada cinco minutos durante una hora para monitorear la estabilidad de la emulsión a un mayor tiempo.

Una vez terminado el análisis de desestabilización, se descargaron los resultados obtenidos por medio del software Turbisoft.

Ilustración 31. Equipo Turbiscan

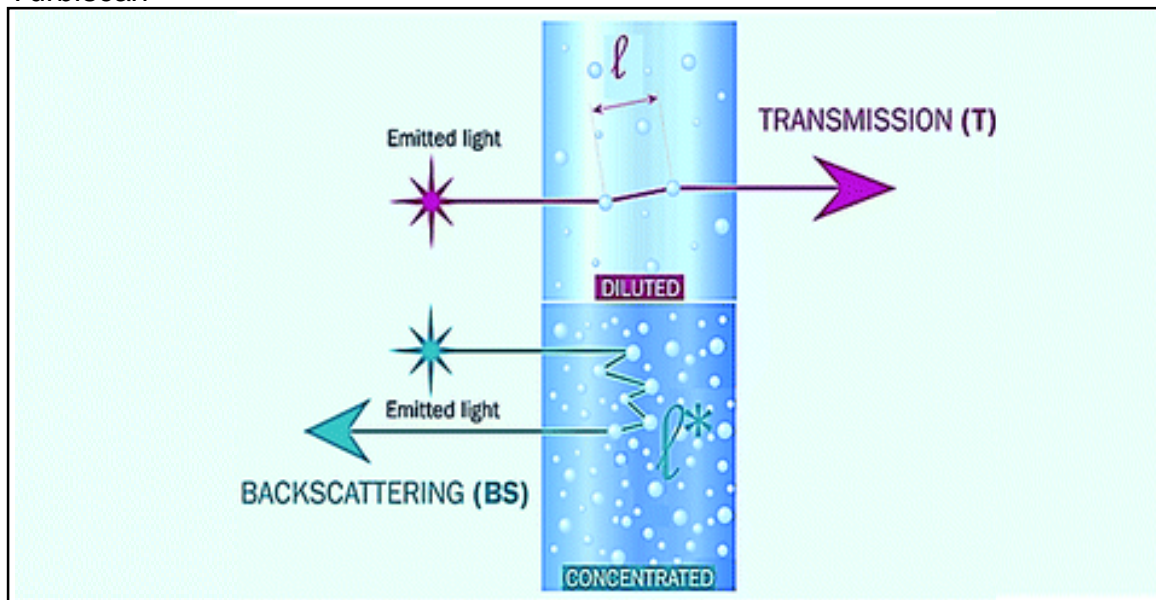


Fuente: FORMULACTION. Turbiscan lab [en línea]. Disponible en: <https://www.formulation.com/en/products-and-technologies/product-range/turbiscan-lab> [12 febrero 2020]

El equipo Turbiscan se basa en una fuente de luz infrarroja y dos detectores, un detector de transmisión, el cual detecta las señales de luz que atraviesan una muestra diluida y un detector backscattering que detecta las señales de luz que atraviesan una muestra concentrada, como se muestra en la **Ilustración 32**. Teniendo en cuenta que los fluidos de perforación preparados en este trabajo se encuentran originalmente concentrados, entonces se muestran los resultados obtenidos por el detector backscattering, debido a que son los más representativos.

A continuación, se explica el análisis de las gráficas obtenidas respecto al efecto de los sólidos en la estabilidad de la emulsión, para entender un poco mejor este capítulo es importante leer previamente el funcionamiento del equipo Turbiscan en la sección 1.2.3.1. Analizador óptico Turbiscan, del Capítulo 1. Marco Teórico del presente trabajo.

Ilustración 32. Detector de transmisión (T) y Backscattering (BS) del equipo Turbiscan



Fuente: Yao Lu, Wanli Kang^{ORCID logo*}, Jiatong Jiang, Jun Chen, Derong Xu, Pengyi Zhang, Liming Zhang, Haishun Feng and Hairong Wu. Study on the stabilization mechanism of crude oil emulsion with an amphiphilic polymer using the β -cyclodextrin inclusion method [en línea]. Disponible en: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2017/ra/c6ra28528g> [12 febrero 2020]

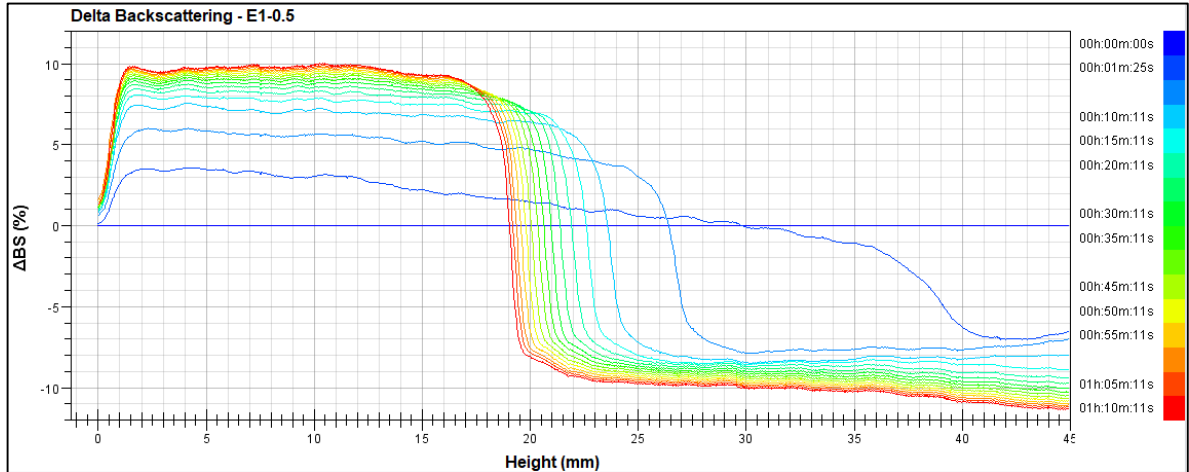
3.1.1 Efecto sólidos Formulación 1. Esta primera formulación tiene como base: aceite mineral, y como aditivos: lime, salmuera y surfactantes convencionales a tres diferentes concentraciones 0.5 g, 1 g y 2 g por cada 350 ml de fluido.

Como se puede observar en la Gráfica 9 el eje X representa la altura de la celda de vidrio, mientras que el eje Y representa el cambio porcentual de Backscattering en relación con el estado inicial. Los colores de las curvas en el segundo eje Y corresponden a los diferentes tiempos de prueba a los cuales el equipo realizaba un escaneo de la muestra.

En este caso, el fluido de perforación E1-05 desde la altura 0 hasta 18 mm en el eje X se desestabiliza presentando un fenómeno de sedimentación, en el cual las partículas tienden a irse hacia el fondo de la celda, y debido a esta concentración de materia aumenta el perfil de backscattering.

A partir de una altura mayor a 18 mm de la celda el perfil de backscattering de la muestra disminuye en general con el tiempo, debido a que en la parte superior de la celda la muestra se encuentra clarificada, de modo que los rayos de luz infrarroja emitidos no tendrán tantas interacciones con las partículas.

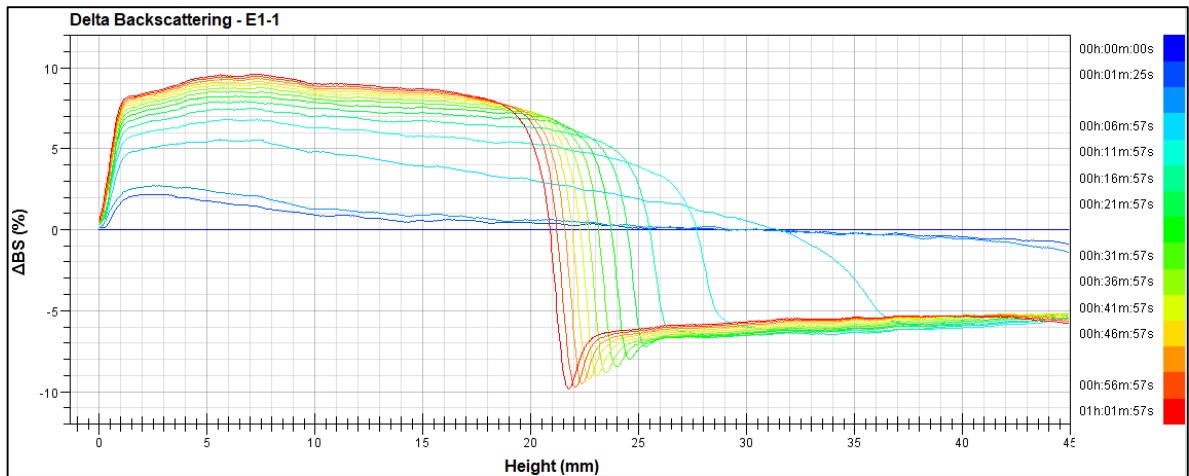
Gráfica 9. Resultado Fluido de Perforación E1-0.5



Fuente: elaboración propia

En la **Gráfica 10** se observa el mismo efecto de sedimentación, pero a partir de una altura mayor a 20 mm de la celda, esto sucede por el aumento de la cantidad de surfactante que permite una mayor estabilidad y, por lo tanto, no es tanta la concentración de material sedimentado al fondo del frasco de muestra. Adicionalmente se puede observar que después de los 20 mm el perfil tiende a ser constante a diferencia del fluido E1-0.5 que continuamente sigue disminuyendo, es decir, la muestra continúa clarificándose.

Gráfica 10. Resultado Fluido de Perforación E1-1



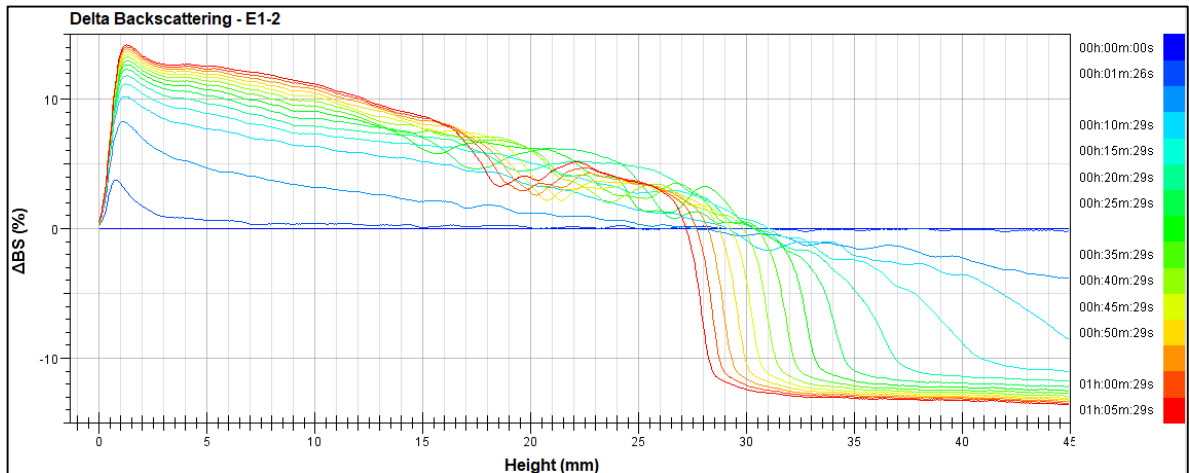
Fuente: elaboración propia

En la **Gráfica 11** se observa el mismo fenómeno de sedimentación, pero a partir de una altura mayor a 28 mm de la celda, también ocurre por las mismas razones que es un incremento en la concentración de surfactante. Alrededor de los 20 mm de altura también se observa una pequeña disminución en el perfil de backscattering, sin embargo, vuelve a recuperar su linealidad manteniendo constante el perfil hasta

la mayor caída a los 28 mm. Esto puede ocurrir por una menor densidad de partículas en esa región de la celda, lo que ocasionó una menor detección de los rayos de luz.

Esta última muestra resulta ser menos estable que las dos primeras, porque alcanza niveles porcentuales de diferencia de aproximadamente 14%BS y -14%BS, esto significa que los resultados entre un escaneo y otro varían porque ocurrió algún fenómeno de desestabilización de la emulsión, que en este caso es la sedimentación.

Gráfica 11. Resultado Fluido de Perforación E1-2



Fuente: elaboración propia

Una vez retiradas las muestras de la formulación 1 del equipo, tras una hora de análisis, visualmente se puede verificar el fenómeno de sedimentación anteriormente explicado por las gráficas.

Como se puede observar en la **Ilustración 33**, en el primer fluido de perforación E1-0.5 que se encuentra al lado derecho presenta un fenómeno de sedimentación concentrado, donde en la parte superior la muestra se encuentra bastante clarificada, el fluido de perforación E1-1 que se encuentra en el medio, presenta el mismo fenómeno, pero la fase de la muestra que está en la parte superior no se encuentra tan clarificada como la anterior y finalmente el fluido de perforación E1-2 que se encuentra al lado izquierdo presenta una mayor cantidad de sedimentos que las otras dos.

De esta primera formulación también se puede concluir que el aumento de la concentración de surfactantes no es directamente proporcional a la estabilidad de la emulsión debido a que la mejor estabilidad se encontró con la formulación del fluido de perforación E1-1.

Ilustración 33. Muestras de la formulación 1 tras una hora de análisis



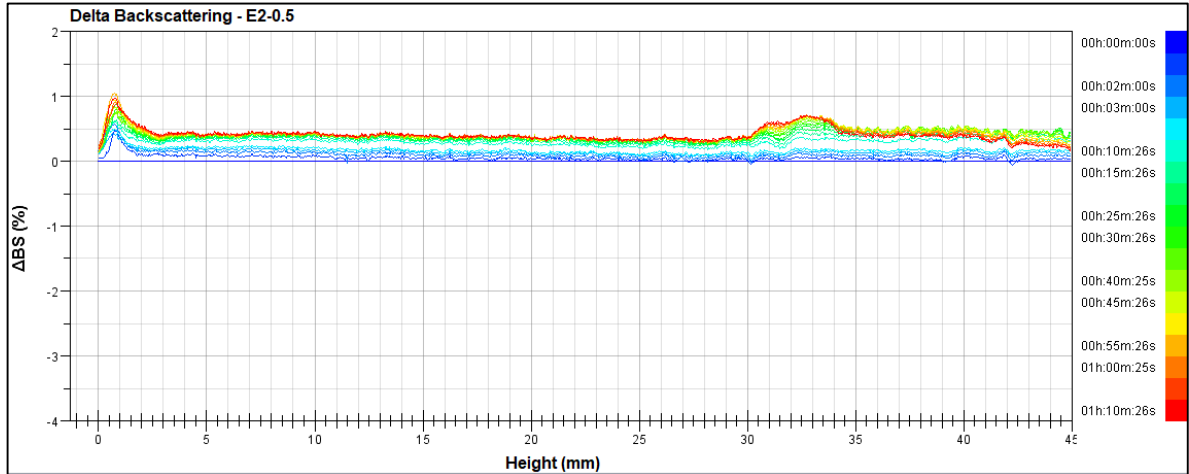
Fuente: elaboración propia

3.1.2 Efecto sólidos Formulación 2. Esta formulación tiene como base: aceite mineral, y como aditivos: arcilla, lime, salmuera y surfactantes convencionales a tres diferentes concentraciones 0.5 g, 1 g y 2 g por cada 350 ml de fluido.

Como se puede observar en la **Gráfica 12**, el fluido E2-0.5 presenta una estabilidad en la emulsión mucho mayor que la formulación anterior, a una altura entre 0 y 1 mm de la celda se observa un pequeño aumento en el cambio porcentual de Backscattering a 1.05%BS, y a una altura entre 30 y 34 mm de 0.7%BS debido a un posible efecto de sedimentación, sin embargo, la emulsión se mantiene constante durante el tiempo de análisis de 1 hora.

Como el único parámetro que varió entre la formulación del fluido de perforación E1-0.5 y E2-0.5 fue la adición de arcilla, se puede concluir que la arcilla es un aditivo fundamental para mejorar la estabilidad de los fluidos de perforación base aceite.

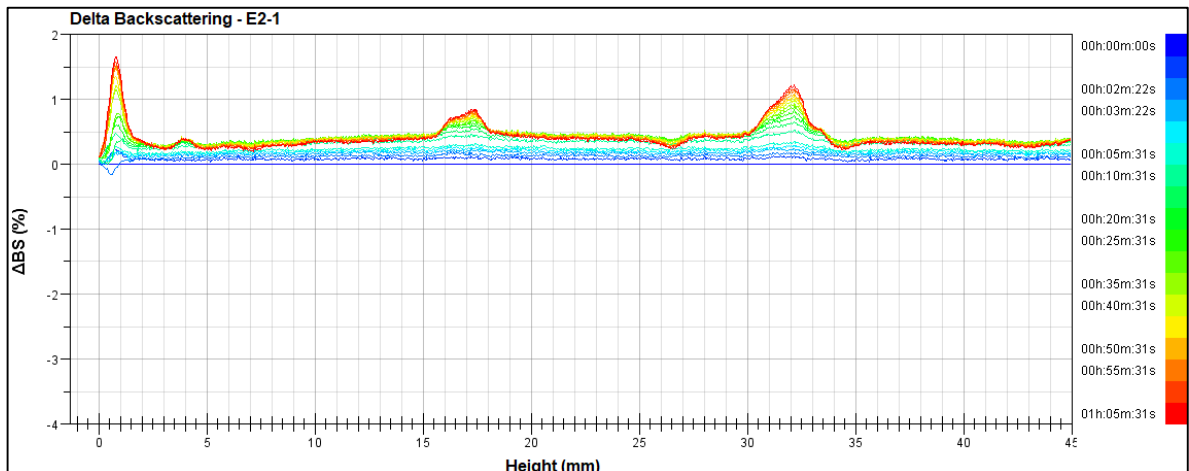
Gráfica 12. Resultado Fluido de Perforación E2-0.5



Fuente: elaboración propia

En la **Gráfica 16** el fluido E2-1 muestra al igual que en el caso anterior una mejor estabilidad en la emulsión con respecto a la formulación 1 gracias a la adición de arcilla en la formulación, sin embargo, a una altura de 0 y 1 mm de la celda, aumenta el fenómeno de sedimentación con aumento en el cambio porcentual de Backscattering a 1.66%BS. Además, presenta baches en los rangos de altura de 16 a 18 mm con un porcentaje de 0.84%BS y de 30 a 34 mm con un porcentaje de 1.24%BS esto puede ser consecuencia de un aumento en la densidad de partículas en esa parte de la celda, de modo que posiblemente se presentaron pequeños fenómenos de coalescencia o floculación, aunque durante todo el tiempo de muestra este fluido de perforación mantuvo la estabilidad y se acercó más a cero.

Gráfica 13. Resultado Fluido de Perforación E2-1

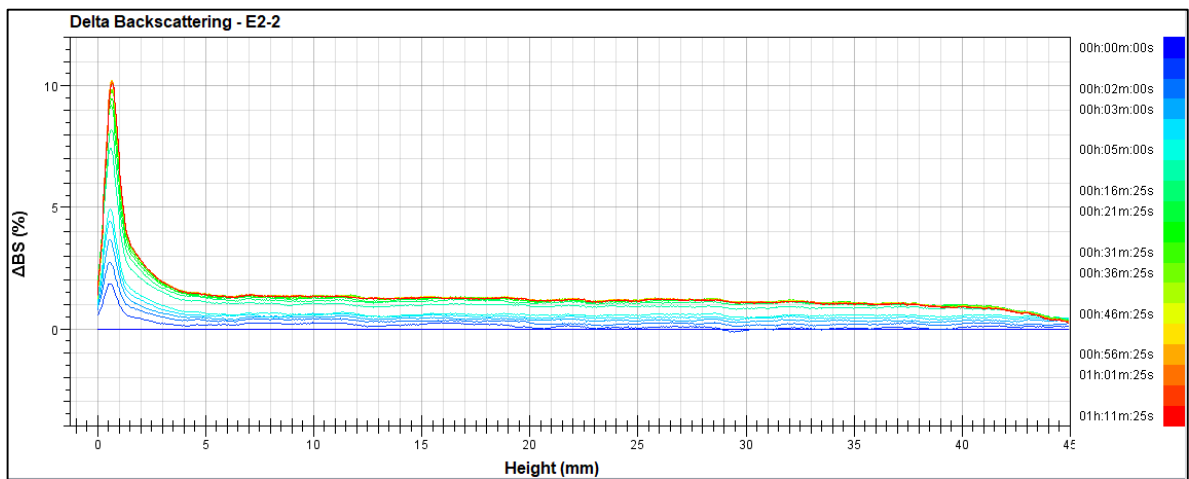


Fuente: elaboración propia

En la **Gráfica 14** se observa menos estabilidad en la emulsión que en el fluido de perforación E2-2 debido a que a una altura de 0 y 1 mm de la celda, aumenta el

fenómeno de sedimentación, con aumento en el cambio porcentual de Backscattering a 10.27%BS. Este por ser un mayor porcentaje de sedimentación podría no garantizar la estabilidad en la emulsión, adicionalmente aun cuando a lo largo del análisis este fluido mantuvo el perfil de backscattering, este se encuentra en un promedio de 1.3%BS que a diferencia de los otros dos fluidos de esta formulación que están alrededor de 0.5%BS es un valor más alejado del cero, lo que indica que entre un escaneo y otro las hubo diferencias por fenómenos de desestabilización. También se puede concluir de este experimento 2 que la mejor formulación es la del fluido E2-1 con una concentración de surfactante de 1 g porque con el doble se genera una mayor sedimentación.

Gráfica 14. Resultado Fluido de Perforación E2-2



Fuente: elaboración propia

La **Ilustración 34** muestra cómo se encontraron las muestras de la formulación 2 una vez retiradas del equipo tras una hora de análisis. Visualmente no se puede evidenciar claramente un fenómeno de sedimentación porque se presentó entre el fondo de la celda y 2 mm arriba de esta, sin embargo, si se puede apreciar un cambio en la coloración del fluido de perforación E1-1 que se encuentra en el medio con respecto al fluido E1-0.5 a la izquierda y el fluido E1-2 a la derecha. Este cambio de coloración puede hacer referencia a los baches de sedimentación que presentaba este fluido.

Adicionalmente se puede observar que los tres fluidos de perforación de la formulación 2 a simple vista mantuvieron la estabilidad de su emulsión mucho más que los fluidos de perforación de la formulación 1 y esto es debido a la arcilla que se adicionó.

Ilustración 34. Muestras de la formulación 2 tras una hora de análisis

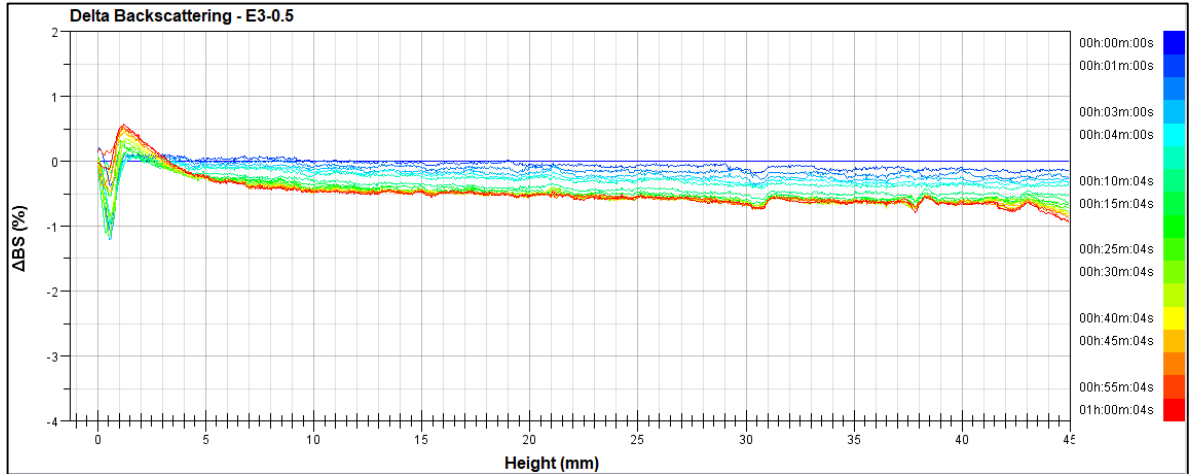


Fuente: elaboración propia

3.1.3 Efecto sólidos Formulación 3. Esta formulación tiene como base: aceite mineral, y como aditivos: arcilla, lime, salmuera, sólidos de dos micrómetros y surfactantes convencionales a tres diferentes concentraciones 0.5 g, 1 g y 2 g por cada 350 ml de fluido.

Como se puede observar en la **Gráfica 15**, el fluido E3-0.5 presenta una buena estabilidad de la emulsión debido a el perfil de backscattering se encuentra muy cercano a cero, esto significa que los valores entre una medición y otra a lo largo del tiempo no presentan grandes variaciones. No obstante, a una altura entre 0 y 1 mm de la celda se observa una pequeña disminución en el porcentaje de Backscattering a -1.20%BS, esto significa que la emulsión se desestabilizó y se presentó un fenómeno de cremación seguido por un fenómeno de sedimentación con porcentaje 0.59%BS. A partir de esta altura de la celda hasta su tope se observa un cambio mínimo en el tamaño de las partículas que no se había observado en las anteriores formulaciones, esto es consecuencia de la adición de sólidos.

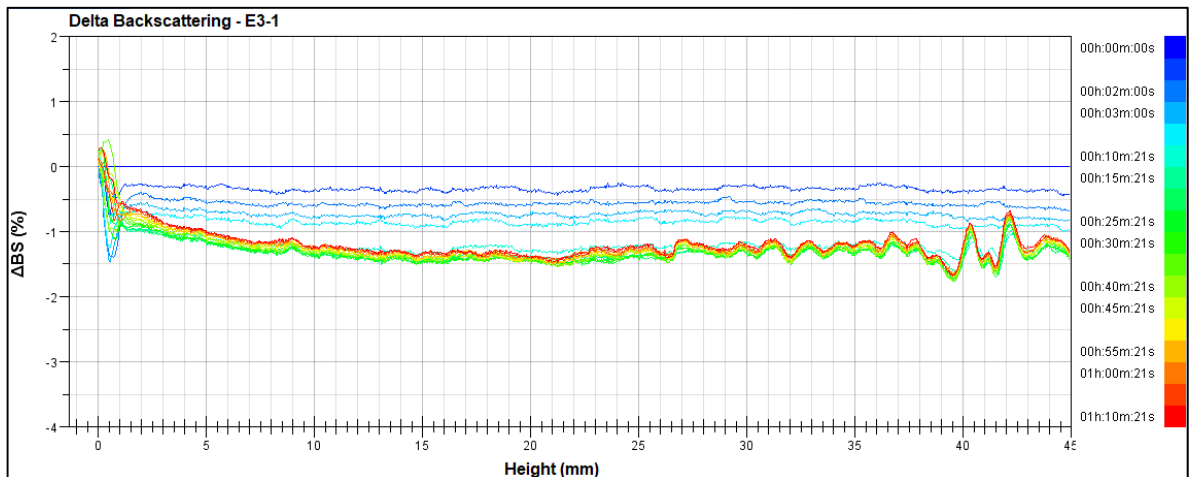
Gráfica 15. Resultado Fluido de Perforación E3-0.5



Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en la **Gráfica 16**, el fluido E3-1 presenta una menor estabilidad en la emulsión que el fluido de perforación E3-0.5 porque las medidas obtenidas tras cada análisis se alejan más del cero hacia abajo, lo que significa que de forma general se estaba presentando un proceso de cambio de tamaño de partículas por una posible coalescencia o floculación. Adicionalmente a una altura entre 0 y 1 mm de la celda también presenta una disminución en el porcentaje de Backscattering a -1.48%BS, esto significa que la emulsión se desestabilizó y presentó un fenómeno de cremación, en una mayor magnitud que en los demás fluidos de perforación de esta formulación.

Gráfica 16. Resultado Fluido de Perforación E3-1

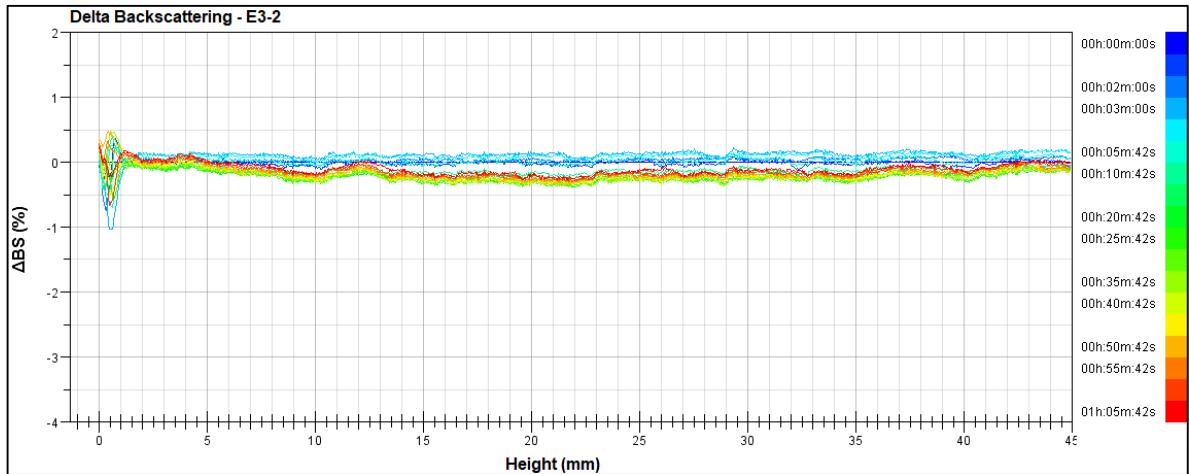


Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en la **Gráfica 17**, el fluido E3-2 presenta una mejor estabilidad en la emulsión que el fluido de perforación E3-1 porque las medidas obtenidas tras cada análisis varían menos unas de otras. Adicionalmente a una

altura entre 0 y 1 mm de la celda se observa una pequeña disminución en el porcentaje de Backscattering a $-1.05\%BS$, por el fenómeno de cremación, del mismo modo que en los anteriores fluidos de perforación de la formulación 3, pero en este caso de menor valor.

Gráfica 17. Resultado Fluido de Perforación E3-2



Fuente: elaboración propia

Una vez retiradas las muestras de la formulación 3 del equipo, tras una hora de análisis, visualmente no se pudo evidenciar ningún tipo de diferencia en cuanto al color, la densidad de partículas, fenómenos como cremación, sedimentación, floculación o coalescencia en ninguna de las muestras con respecto a su estado inicial antes de ser analizadas en el Turbiscan. El aspecto de estas muestras es justo como el de la **Ilustración 30**, expuesta anteriormente.

Esta evidencia también sirve para concluir que finalmente la formulación del fluido de perforación 3 además de ser la más similar a un fluido de perforación real en cuanto a sus componentes, es la formulación que permite una mayor estabilidad en la emulsión, es por esta razón que los tipos y cantidades de aditivos adicionados a esta que son lime, arcilla y sólidos de dos micrómetros seguirán adicionándose en las mismas cantidades en las siguientes formulaciones.

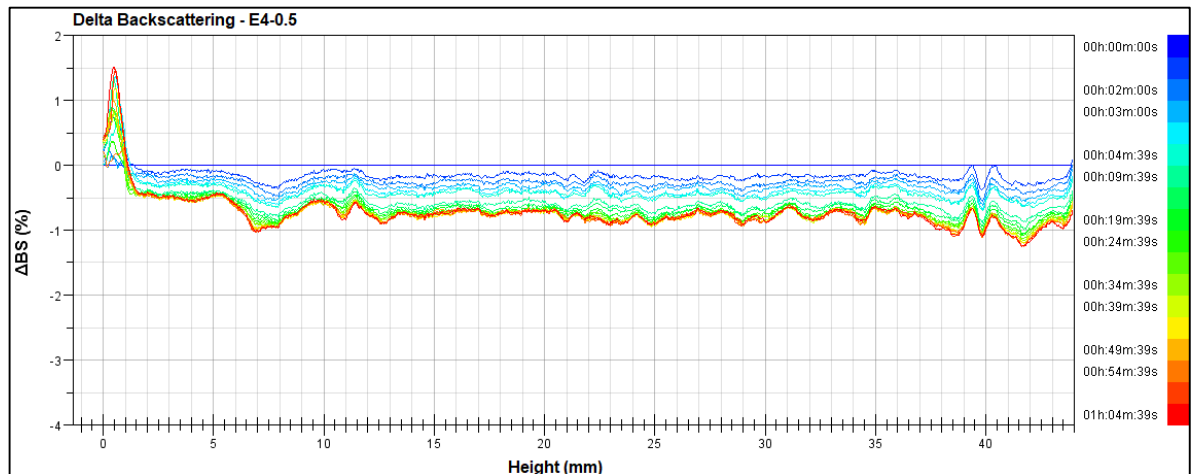
También se observó un cambio mínimo en el diámetro de las partículas por efectos de coalescencia y floculación principalmente en los fluidos de perforación E3-0.5 y E-1 que no se habían presentado en las anteriores formulaciones. Se puede concluir que el efecto de los sólidos de dos micrómetros en la estabilidad de la emulsión también es el mejorar la misma cuando se mezcla con las concentraciones adecuadas de surfactantes gracias a que permite que los surfactantes se adieran a su superficie y de esta forma interactúen mejor para la reducción de la tensión superficial de las dos fases agua y aceite.

Finalmente se puede concluir que de la formulación 3 el fluido de perforación que generó la mejor estabilidad para la emulsión es E3-2 donde la concentración de surfactante fue la mayor, por tanto en este caso se cumple que la estabilidad de la emulsión es directamente proporcional a la concentración de surfactante.

3.1.4 Efecto sólidos Formulación 4. Esta formulación tiene como base: diésel, y como aditivos: arcilla, lime, salmuera, sólidos de dos micrómetros y surfactantes convencionales a tres diferentes concentraciones 0.5 g, 1 g y 2 g por cada 350 ml de fluido.

Como se puede observar en la **Gráfica 18**, el fluido E4-0.5 no presenta tan buena estabilidad con respecto al fluido E3-0.5 debido a que a una altura entre 0 y 1 mm de la celda se observa un aumento en el porcentaje de Backscattering de 1.52%BS, esto significa que ocurrió un fenómeno de sedimentación en el fondo de la celda de vidrio. Y desde esta altura hasta el tope de la celda ocurre un proceso de coalescencia y floculación donde se puede observar un aumento en el tamaño de la partícula, debido a esto la luz infrarroja emitida no tiene tantas partículas con las cuales chocar por lo que las señales que llegan al detector backscattering disminuyen constantemente a lo largo de toda la muestra.

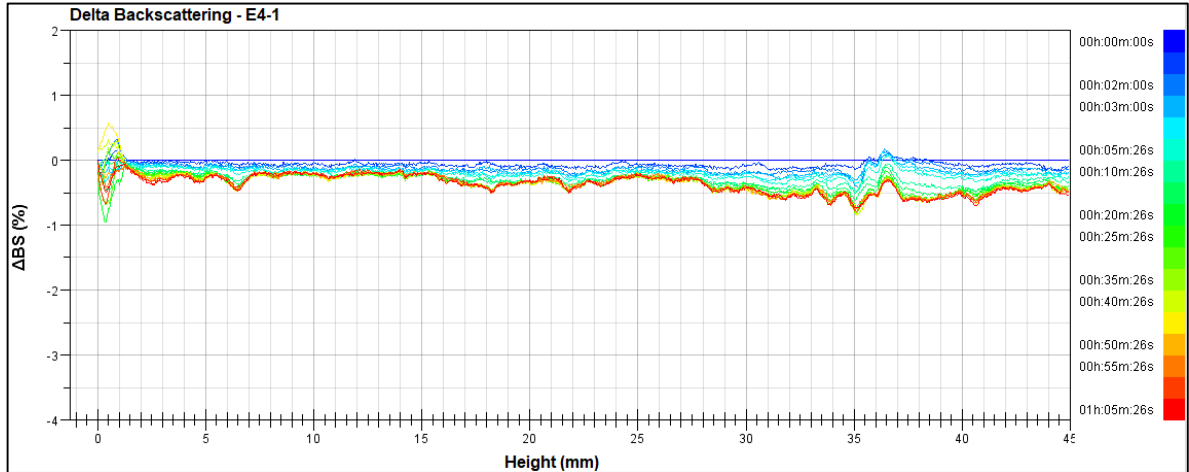
Gráfica 18. Resultado Fluido de Perforación E4-0.5



Fuente: elaboración propia

En la **Gráfica 19**, el fluido E4-1 muestra una mejor estabilidad en la emulsión con respecto al fluido anterior E4-0.5 porque el efecto de coalescencia y floculación se ve disminuido, sin embargo, aún se presenta el incremento del tamaño de las partículas correspondiente. En el fondo de la celda, a una altura entre 0 y 1 mm se observan escaneos con diferentes resultados que indican tanto una leve sedimentación como una posible clarificación que coincide con la tendencia de la coalescencia y floculación. Se puede decir que en este caso el aumentar la concentración de surfactante mejoró la estabilidad de la emulsión.

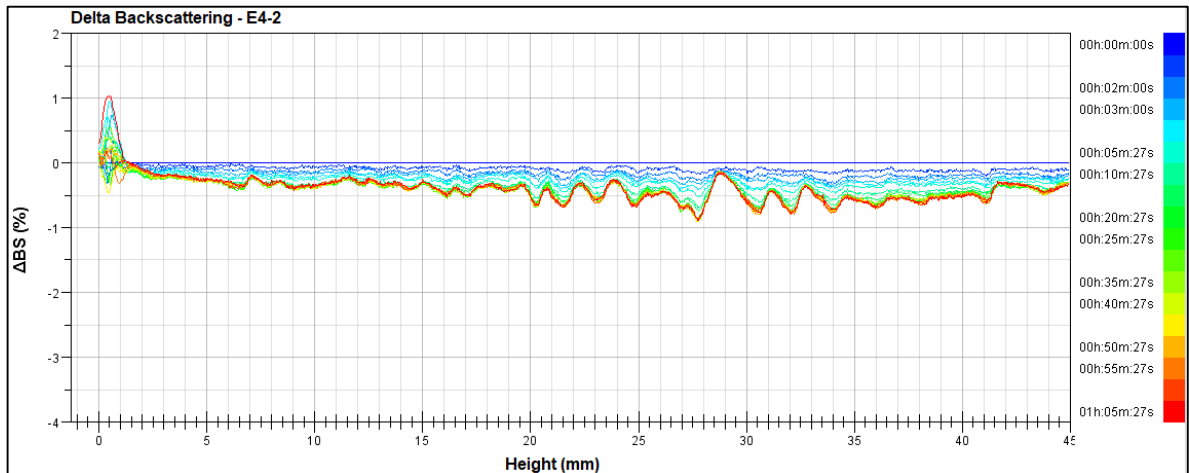
Gráfica 19. Resultado Fluido de Perforación E4-1



Fuente: elaboración propia

En la **Gráfica 20**, el fluido E4-2 presenta una estabilidad intermedia entre los dos fluidos de perforación anteriores de la formulación 4 porque aún se siguen observando fenómenos de desestabilización en la emulsión como el aumento en el diámetro de las partículas, y una sedimentación en el fondo de la celda con un aumento en el porcentaje de Backscattering de 1.04%BS, menor que la del lodo de perforación E4-0.5 pero mayor que la del lodo de perforación E4-1.

Gráfica 20. Resultado Fluido de Perforación E4-2



Fuente: elaboración propia

Como conclusión de esta formulación, se pudo evidenciar que el cambiar la base de la emulsión de aceite mineral a diésel genera un incremento en el diámetro de las partículas debido al efecto de coalescencia y floculación. Adicionalmente un pequeño efecto de sedimentación en el fondo de la celda. La formulación que permitió obtener la mayor estabilidad fue la del fluido de perforación E4-1 por ser el que menos presentaba sedimentación y cuyas medidas se mantenían más

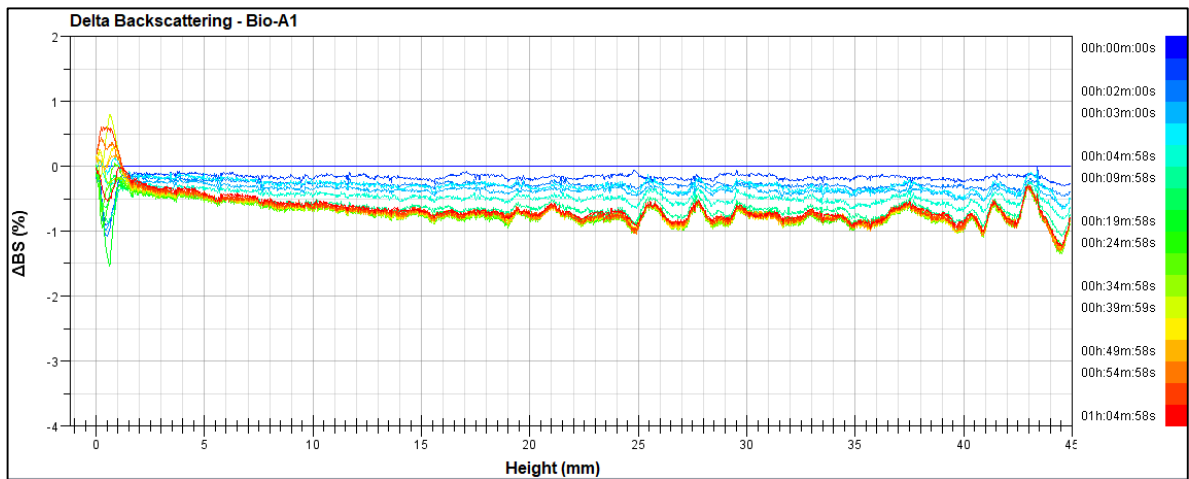
cercanas unas de otras. Por lo tanto, al usar base diésel no se cumple que la estabilidad de una emulsión es directamente proporcional a la cantidad de surfactante adicionada.

3.1.5 Efecto sólidos Formulación 5. Esta formulación tiene como base: aceite mineral, y como aditivos: arcilla, lime, salmuera, sólidos de dos micrómetros y surfactantes biodegradables a tres diferentes concentraciones 0.5 g, 1 g y 2 g por cada 350 ml de fluido.

Como se puede observar en la **Gráfica 21**, el fluido Bio-A1 presenta en el fondo de la celda de vidrio, a una altura entre 0 y 1 mm escaneos con diferentes resultados que indican tanto una leve sedimentación como una posible clarificación, posteriormente se puede observar un efecto continuo de aumento del diámetro de las partículas por coalescencia y floculación el cual va aumentando gradualmente hasta hacerse máximo en el tope de la celda.

Esta formulación, es prácticamente igual a la del fluido de perforación E3-1 con la única diferencia de que este contiene surfactantes biodegradables y no convencionales, en comparación con este la estabilidad es mucho mejor, y teniendo en cuenta que la concentración de surfactantes aplicada es la misma de 1 g se puede concluir que la eficiencia de estos es mucho mejor que la de los surfactantes convencionales.

Gráfica 21. Resultado Fluido de Perforación Bio-A1

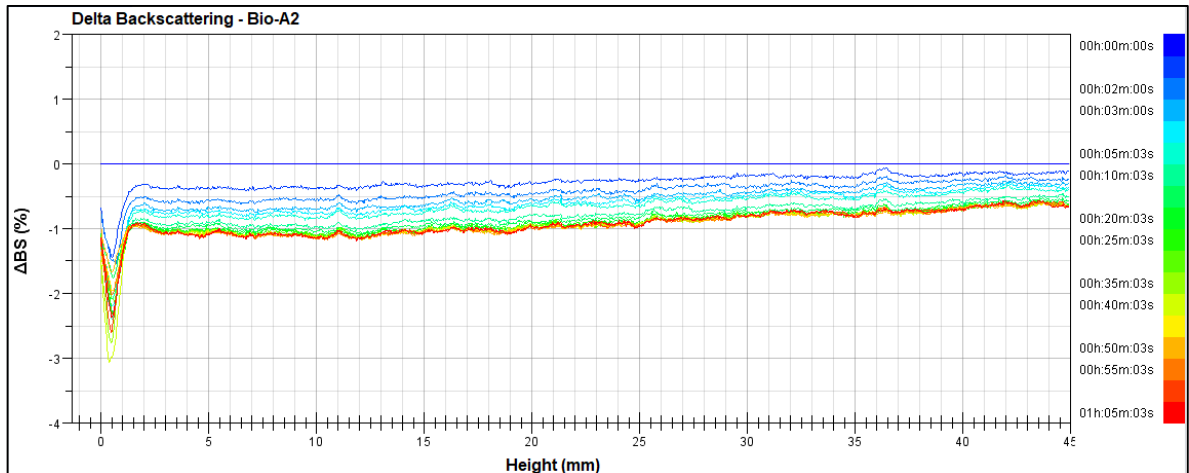


Fuente: elaboración propia

En la **Gráfica 22**, el fluido Bio-A2 presenta un perfil de Backscattering bastante similar al obtenido por el fluido de perforación E3-1 en el cual se puede observar grandes diferencias entre el perfil de un escaneo y otro. En el fondo de la celda de vidrio, a una altura entre 0 y 1 mm no se observa un efecto de sedimentación como en el lodo Bio-A1, sino que se presenta un posible proceso de clarificación, el cual

va disminuyendo a medida que aumenta la altura de la celda, esto puede indicar que con el paso del tiempo la estabilidad de la emulsión va mejorando al usar surfactantes convencionales. Al comparar esta formulación, con la del fluido E3-2 en la cual se usan las mismas concentraciones de surfactantes y sólo varía el tipo, se puede decir que los surfactantes biodegradables no alcanzan el mismo nivel de estabilidad porque presentan fenómenos de desestabilización como el incremento en el diámetro de las partículas.

Gráfica 22. Resultado Fluido de Perforación Bio-A2



Fuente: elaboración propia

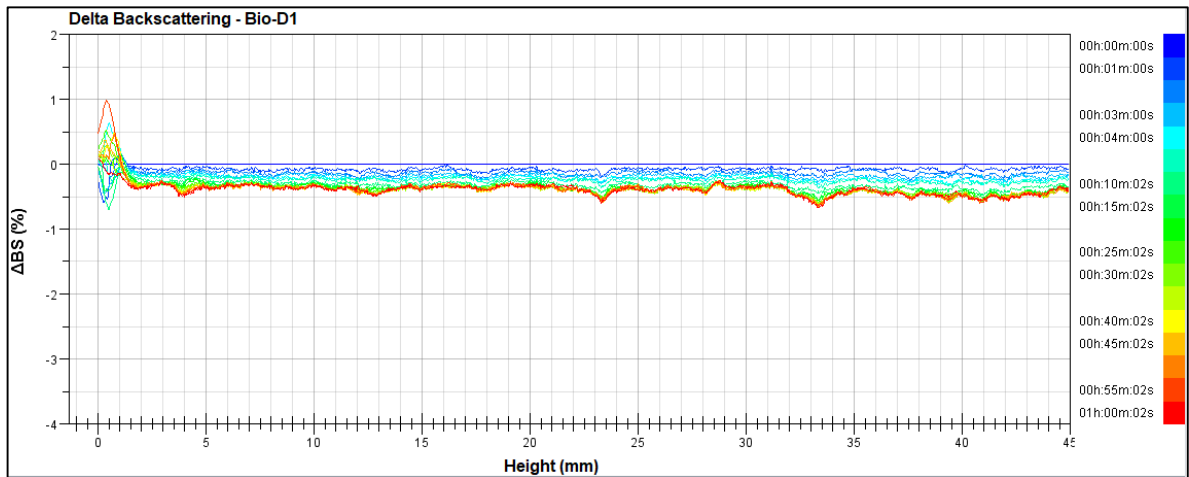
De esta formulación se puede concluir que los surfactantes biodegradables son mejores que los surfactantes convencionales en concentraciones de 1 g, mientras que son mejores los surfactantes convencionales que los biodegradables en concentraciones de 2 g para las formulaciones realizadas en este trabajo, sin embargo, también se observó que los surfactantes biodegradables tienden a mejorar la estabilidad con el paso del tiempo debido a que los resultados obtenidos entre un escaneo y otro iban dando valores más cercanos tanto uno del otro como del cero. Por lo tanto, de la formulación 5 el fluido de perforación que generó la mayor estabilidad es el fluido Bio-A1.

3.1.6 Efecto sólidos Formulación 6. Este experimento tiene como base: diésel, y como aditivos: arcilla, lime, salmuera, sólidos de dos micrómetros y surfactantes biodegradables a tres diferentes concentraciones 0.5 g, 1 g y 2 g por cada 350 ml de fluido.

Como se puede observar en la **Gráfica 23**, el fluido Bio-A1 presenta en el fondo de la celda el mismo fenómeno entre sedimentación y clarificación debido a escaneos con diferentes lecturas, a lo largo del tiempo presenta una mínima variación en el tamaño de las partículas y en comparación con el fluido E4-1 con el cual comparten la misma formulación excepto en el tipo de surfactante se puede decir que el fluido

Bio-D1 es más estable porque presenta menos pico y variaciones entre una medida u otra. En comparación con el fluido Bio-A1 con el cual sólo varía la base de aceite mineral o diésel, se puede concluir que es más estable el Bio-D1 porque no presenta cambios porcentuales tan grandes a una altura entre 0 y 1 mm como lo hace el otro fluido, aparte de tener un perfil más estable y cercano a cero.

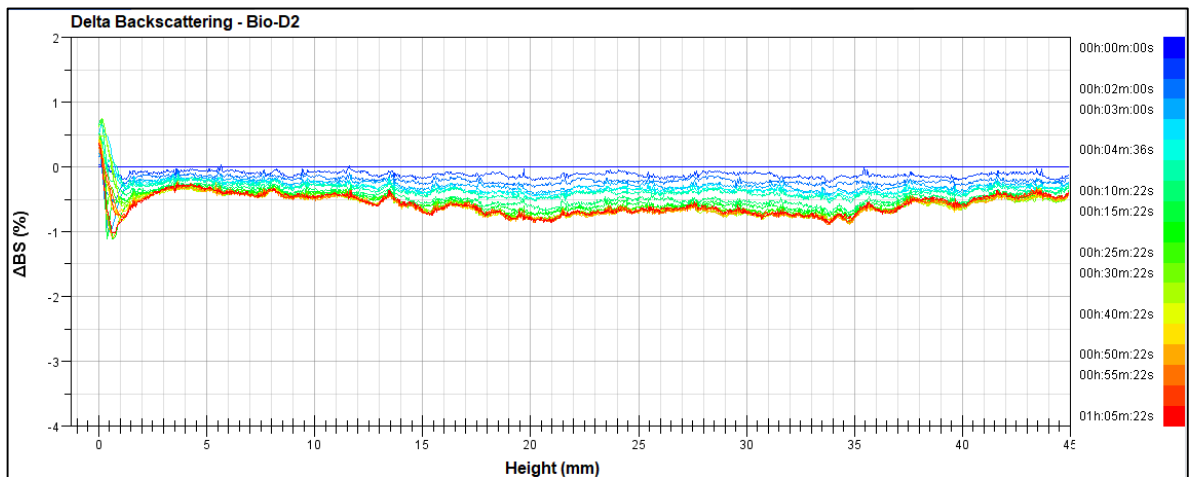
Gráfica 23. Resultado Fluido de Perforación Bio-D1



Fuente: elaboración propia

En la **Gráfica 24**, el fluido Bio-D2 presenta en el fondo de la celda un mayor efecto de clarificación que el Bio-D1, así mismo hay una mayor variabilidad entre los resultados obtenidos en los diferentes escaneos y por lo mismo se considera menos estable. Con respecto al fluido E4-2 con el cual sólo cambia el tipo de surfactante, aun cuando este presenta menos baches también se encuentra más alejado del cero por lo que el cambio en el diámetro de las partículas lo hace más inestable.

Gráfica 24. Resultado Fluido de Perforación Bio-D2



Fuente: elaboración propia

En esta formulación al igual que la formulación 6 se evidencia que los surfactantes biodegradables son más estables en bajas concentraciones. También se observan que las emulsiones preparadas con base diésel son más estables y presentan menores fenómenos de destabilización, posiblemente es debido a las diferencias en las propiedades fisicoquímicas que tiene el diésel respecto al aceite mineral. Por lo tanto, de la formulación 6 el fluido de perforación que genero la mayor estabilidad es el fluido Bio-D1.

3.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DEL EFECTO DE LOS SÓLIDOS EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

Respecto a los resultados obtenidos del efecto de los sólidos en la estabilidad de las emulsiones medido con el Turbiscan, se puede concluir que el aumento de la concentración de surfactantes no es directamente proporcional a la estabilidad de la emulsión, sino que esta depende del tipo de formulación y si esta contiene sólidos. La arcilla considerada como un sólido tiene una gran importancia en la estabilidad de las emulsiones, mostrando que, al incrementar la cantidad de arcilla agregada, aumento de igual forma la estabilidad en la emulsión para las tres concentraciones de surfactantes utilizadas.

El tipo de base utilizada también afectó la estabilidad, encontrándose mejores resultados con una base de diésel que de aceite mineral en formulaciones con sólidos, aun cuando también se observaron pequeños efectos de desestabilización de la emulsión por coalescencia y floculación. En relación al tipo de surfactante, se observó que los surfactantes biodegradables son mejores que los surfactantes convencionales en bajas concentraciones debido a que tienden a mejorar la estabilidad de la emulsión con el paso del tiempo.

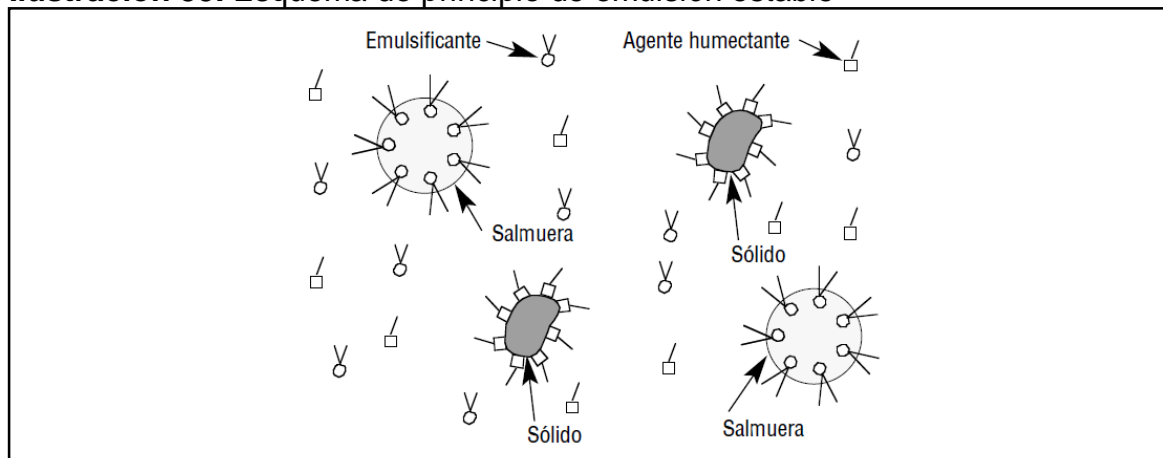
Finalmente se puede concluir que el efecto de los sólidos (tanto de la arcilla como los sólidos de dos micrómetros) en la estabilidad de la emulsión también es el de mejorar la misma cuando se mezcla con las concentraciones adecuadas de surfactantes gracias a que permite que los surfactantes se adhieran a su superficie y de esta forma interactúen mejor para la reducción de la tensión superficial de las dos fases agua y aceite.

Esto sucede porque la incorporación de sólidos (barita, arcillas y sólidos perforados) dentro de una emulsión de agua en aceite puede tener un efecto positivo o negativo sobre la manera en que los sólidos se humectan. La mayoría de los sólidos cuando están expuestos a mezclas de agua y aceite serán humectados de forma preferencial por agua, a menos que se usen agentes humectantes tensoactivos para volverlos humectables al aceite. Los sólidos humectados por agua en los lodos de emulsión se adhieren los unos a los otros y se juntan de manera que pueden sedimentarse, adherir a las superficies metálicas y desestabilizar la emulsión.

Un agente humectante o tensoactivo es aquel que reduce la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre un líquido y un sólido, haciendo 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. En el caso de las emulsiones base aceite, los agentes humectantes recubren los sólidos, haciendo que éstos sean humectados por el aceite, de modo que estos no se adhieren los unos a los otros o a otras superficies. La concentración de agentes humectantes disminuye con el tiempo y el uso, a medida que los recortes se llevan los agentes humectantes. Si la concentración de agentes humectantes cae por debajo de cierto nivel, los sólidos serán humectados por el agua.

Así mismo cuando se agrega material densificante al lodo, se requiere una cantidad adicional de agentes humectantes para recubrir estos sólidos de gran área superficial, de manera que no sean humectados por agua. Si la sal (especialmente el cloruro de calcio) se precipita a partir de la fase de salmuera de una emulsión inversa, se requerirán grandes cantidades de agente humectante para actuar sobre la enorme área superficial de los sólidos ultrafinos. Pero para obtener una emulsión estable, no sólo se debe contar con suficiente emulsificante para estabilizar todas las gotas de agua, más el agente humectante, para recubrir todos los sólidos, sino que la formulación también debe tener un exceso de emulsificante y agente humectante para recubrir los nuevos sólidos y emulsificar cualquier agua adicional que pueda ser encontrada. Esta condición de salmuera bien emulsionada, sólidos recubiertos y exceso de agentes de tratamiento se muestra en la **Ilustración 35**.⁹⁹

Ilustración 35. Esquema de principio de emulsión estable



Fuente: M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 11: Emulsiones no acuosas

⁹⁹ M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 11: Emulsiones no acuosas

Como conclusión, los sólidos pueden ayudar a la estabilidad de emulsiones base aceite, pero deben ser mantenidos en la condición de humectación preferencial por aceite y con la concentración requerida de agentes tensioactivos para mantener un fluido estable. La condición de humectación preferencial por aceite puede ser afectada por la contaminación con el agua, la mayor carga de sólidos y tratamientos insuficientes de agentes humectantes. Cuando los sólidos son humectados por agua conllevan diferentes problemas como la tendencia a adherirse a las zarandas, el lodo adquiere un aspecto granuloso perdiendo su aspecto brillante, la estabilidad eléctrica disminuye, la reología aumenta, el filtrado de alta presión y temperatura aumenta entre otros. Por esta razón es importante tener el control continuo de las concentraciones de surfactantes que se agregan a los fluidos de perforación base aceite.

4. CINÉTICA DE LA EMULSIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE

En este capítulo se busca determinar la cinética de la emulsión de los fluidos de perforación preparados y su influencia en la estabilidad. Para esto se hace uso del equipo Turbiscan, donde se entenderá como cinética de la emulsión a la velocidad de aparición de algún mecanismo de desestabilización con el tiempo. Y por medio del análisis del índice de estabilidad (TSI) que este genera, en el cual, a mayor índice de TSI la emulsión tiende a ser más inestable, se determinará qué emulsión es más estable, durante un tiempo de análisis de 1 hora.

El cálculo del índice TSI por medio del equipo Turbiscan se explicó previamente en la sección 1.2.3.1. Analizador óptico Turbiscan, del Capítulo 1. Marco Teórico del presente trabajo. Y de forma un poco más resumida este consiste en una sumatoria acumulativa de las diferentes señales de transmisión o backscattering que llegan a los receptores desde un tiempo inicial hasta un tiempo final programado, a través de toda la altura de la celda de vidrio llena con fluido de perforación preparado. A medida que los escaneos se acumulan con el tiempo, se va restando la señal recibida con la inmediatamente anterior de modo que si esta diferencia es muy pequeña se generará un valor de TSI que tenderá a cero e indicará que la emulsión es estable, si por el contrario la diferencia es muy grande, el TSI aumentará indicando que la emulsión se ha desestabilizado.

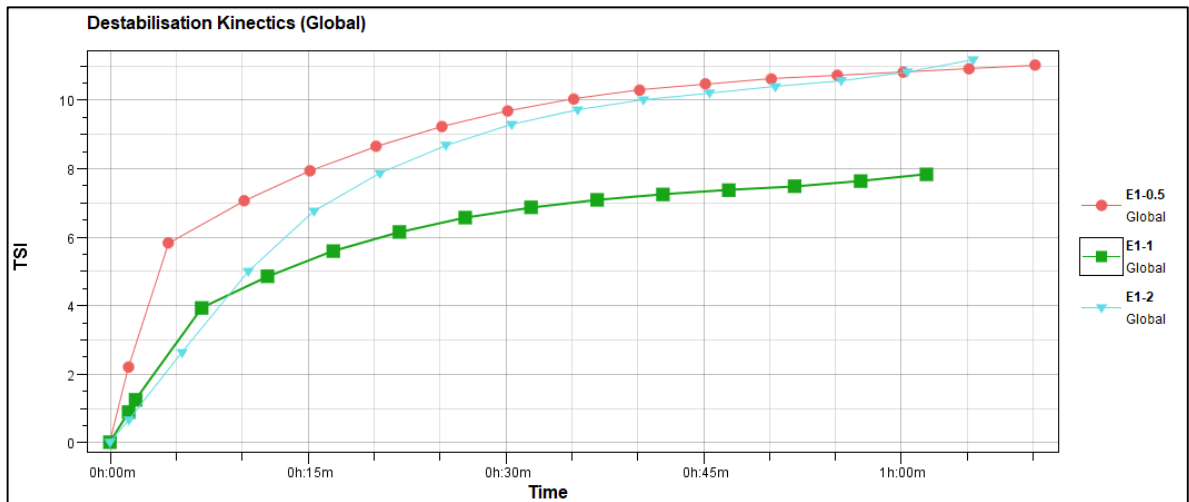
4.1 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA CINÉTICA

Al igual que el capítulo anterior, antes de poner las muestras en el equipo es necesario agitarlas en el mezclador Silverson a 7000 RPM hasta una temperatura de 120°F para asegurar que todos los componentes estén integrados y que todas las pruebas con los diferentes fluidos de perforación se lleven a cabo en las mismas condiciones. Posteriormente se sigue el mismo procedimiento para colocar la muestra en el equipo, y se configuran las características de éste con la misma cantidad de escaneos a un tiempo total de una hora.

Teniendo en cuenta que el índice de estabilidad de Turbiscan (TSI) es un cálculo que compara las variaciones en las señales de escaneo a escaneo. Una TSI alta significa que hay muchas variaciones en los escaneos y, por lo tanto, aumenta mucho el movimiento o tamaño de las partículas y es una muestra inestable. Una TSI baja es todo lo contrario: hay muy pocas variaciones en los escaneos y, por lo tanto, una emulsión más estable. A continuación, se muestran las gráficas de cinética obtenidas respecto al índice de estabilidad (TSI) en el tiempo para cada uno de las formulaciones realizadas.

4.1.1 Cinética de la Formulación 1. Como se puede observar en la **Gráfica 25** de la primera formulación, la concentración de surfactantes que genera la mayor estabilidad es de 1 gramo por cada 350 ml de fluido de perforación, la cual corresponde al fluido de perforación E1-1. Estos resultados concuerdan con las gráficas del perfil de Backscattering analizadas en el capítulo 3.

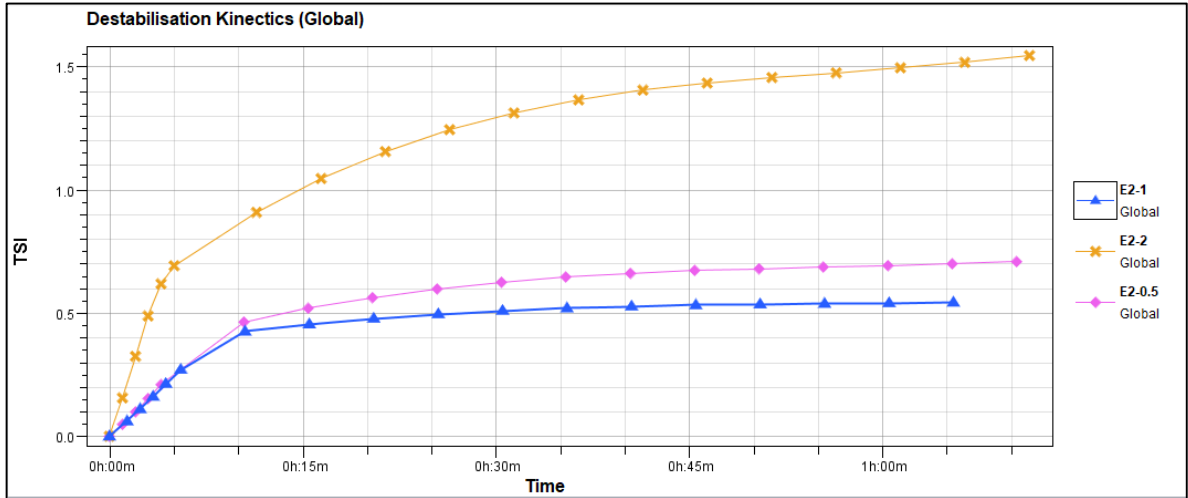
Gráfica 25. Cinética de la Formulación 1



Fuente: elaboración propia

4.1.2 Cinética de la Formulación 2. Como se puede observar en la **Gráfica 26** de la formulación 2, en el cual adicionalmente se agregó arcilla, la concentración de surfactantes que genera la mayor estabilidad es de 1 gramo por cada 350 ml de fluido de perforación, la cual corresponde al fluido de perforación E2-1. También se puede observar que los índices de TSI se reducen drásticamente, estando la mejor formulación alrededor de 0.5 mientras que en la formulación 1 llegaba hasta un valor de 8 y seguía aumentando exponencialmente. De este modo queda comprobada la importancia de la arcilla para la formulación de fluidos de perforación estables.

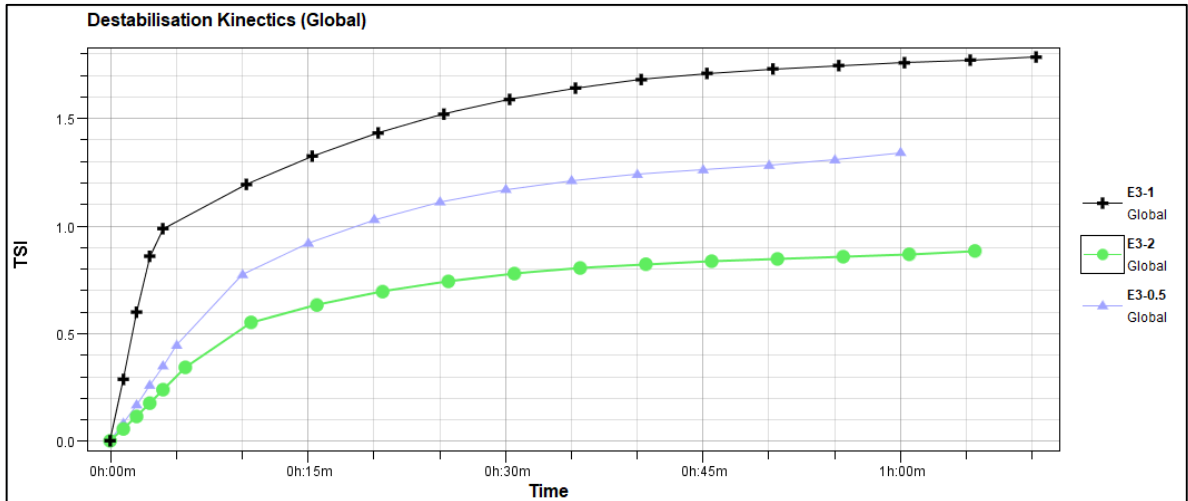
Gráfica 26. Cinética de la Formulación 2



Fuente: elaboración propia

4.1.3 Cinética de la Formulación 3. Como se puede observar en la **Gráfica 27** de la formulación 3, en el cual adicionalmente se agregaron sólidos de 2 micrómetros de tamaño, la concentración de surfactantes que genera la mayor estabilidad es de 2 gramos por cada 350 ml de fluido de perforación, la cual corresponde al fluido de perforación E3-2.

Gráfica 27. Cinética de la Formulación 3

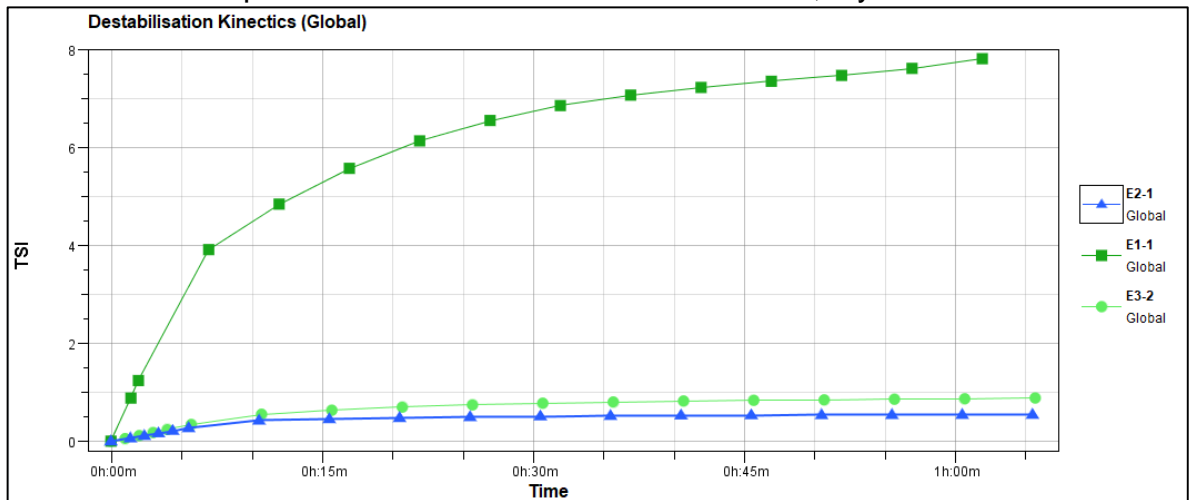


Fuente: elaboración propia

Para comparar las tres primeras formulaciones debido a que todos tienen la misma base de aceite mineral, en la **Gráfica 28** se graficaron las cinéticas de los fluidos de perforación que generaron la mayor estabilidad en cada uno de las formulaciones. Como se puede observar la diferencia del TSI entre los dos fluidos de perforación que contienen arcilla (E2-1 y E3-2) y el que no tiene (E1-1) es muy grande debido

al papel tan importante que tiene esta en la estabilidad de las emulsiones de los lodos de perforación. También se puede ver cómo el fluido que genera el TSI más bajo, es decir la mejor estabilidad es el fluido E2-1, este fluido a diferencia del E3-2 no contiene sólidos, y la diferencia radica en las concentraciones de surfactantes empleadas para que esta última formulación genere la mayor estabilidad.

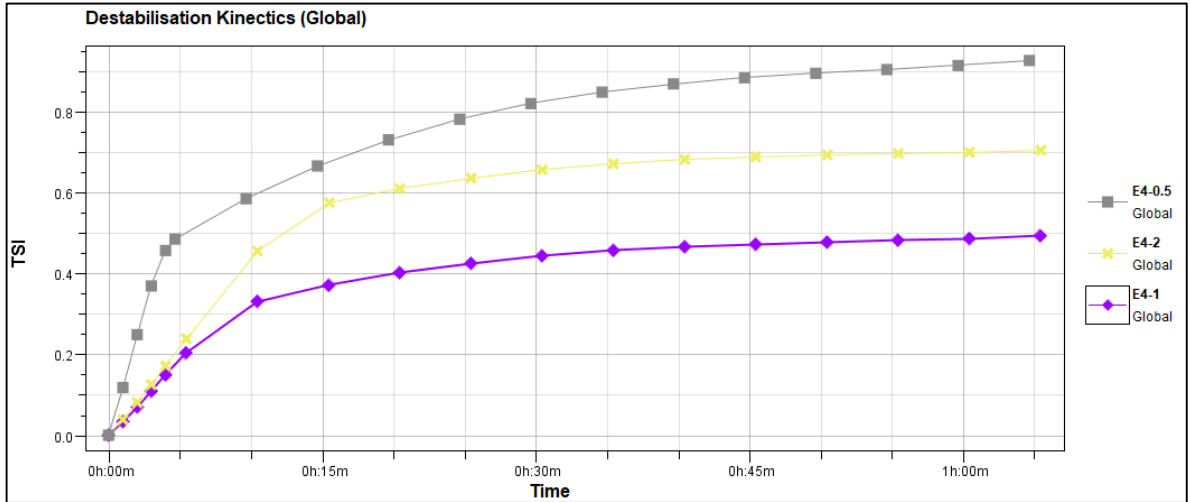
Gráfica 28. Comparación cinética de las formulaciones 1, 2 y 3



Fuente: elaboración propia

4.1.4 Cinética de la Formulación 4. Como se puede observar en la **Gráfica 29** de la formulación 4, en el cual se mantuvo la misma formulación del experimento 3 pero se usó base diésel, la concentración de surfactantes que genera la mayor estabilidad es de 1 gramo por cada 350 ml de fluido de perforación, la cual corresponde al fluido de perforación E4-1. También se puede observar que los índices de TSI se reducen respecto a los de la formulación 3 que se encuentran alrededor de 0.9 mientras que en la formulación 4 están por debajo de 0.5.

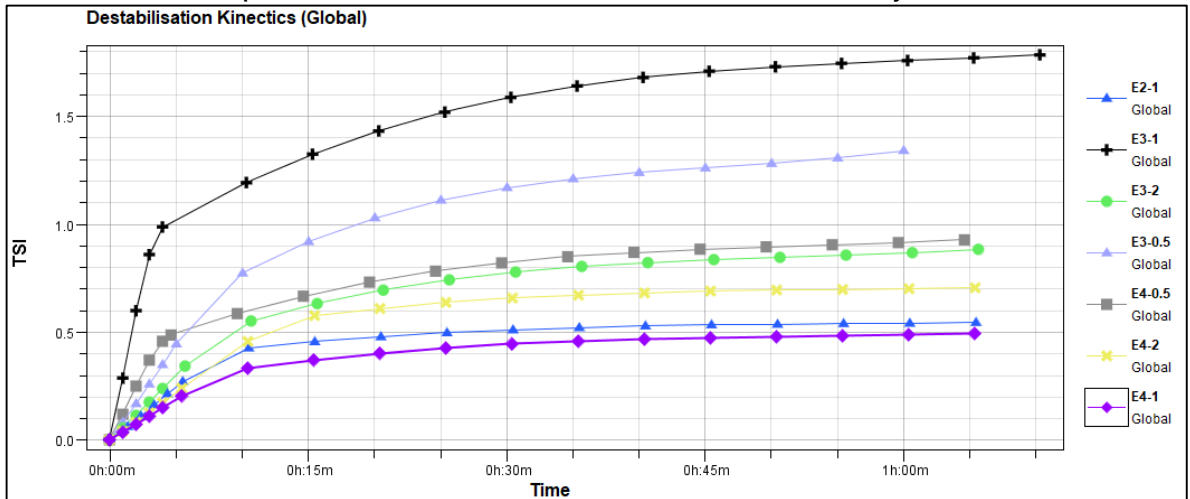
Gráfica 29. Cinética de la Formulación 4



Fuente: elaboración propia

Para comparar estas cuatro formulaciones en la **Gráfica 30** se graficaron las cinéticas de los fluidos de perforación que generaron la mayor estabilidad en cada uno de ellas. Como se puede observar la mayor estabilidad se obtiene usando como base diésel con una concentración de 1 gr de surfactantes por cada 350 ml de fluido de perforación.

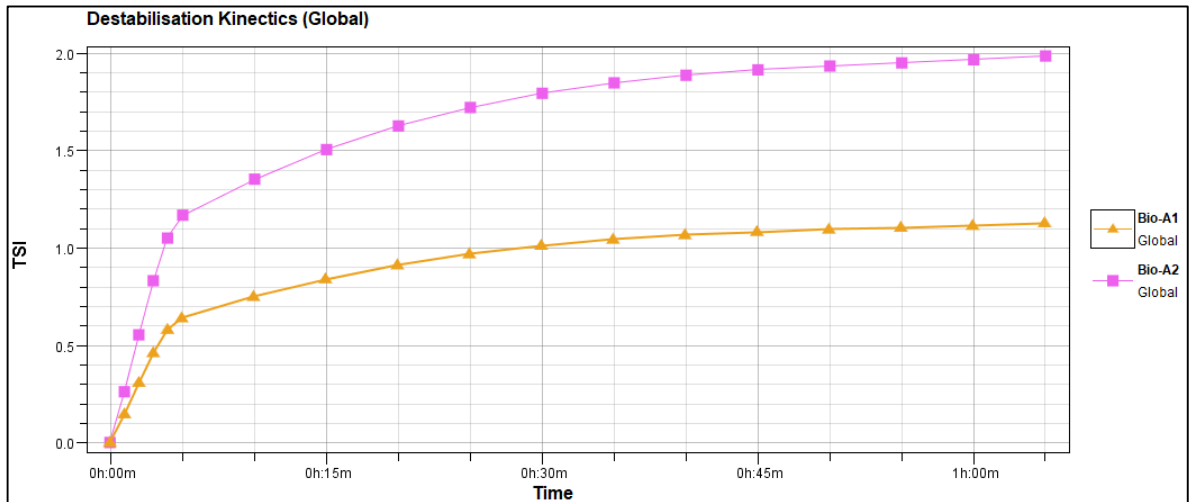
Gráfica 30. Comparación cinética de las formulaciones 1, 2, 3 y 4



Fuente: elaboración propia

4.1.5 Cinética de la Formulación 5. Como se puede observar en la **Gráfica 31** de la formulación 5, en el cual se mantuvieron los mismos componentes de la formulación 3 pero se usó surfactantes convencionales, la concentración de surfactantes que genera la mayor estabilidad es de 1 gramo por cada 350 ml de fluido de perforación, la cual corresponde al fluido de perforación Bio-A1 También se puede observar que los índices de TSI aumentan con un valor alrededor de 1.1.

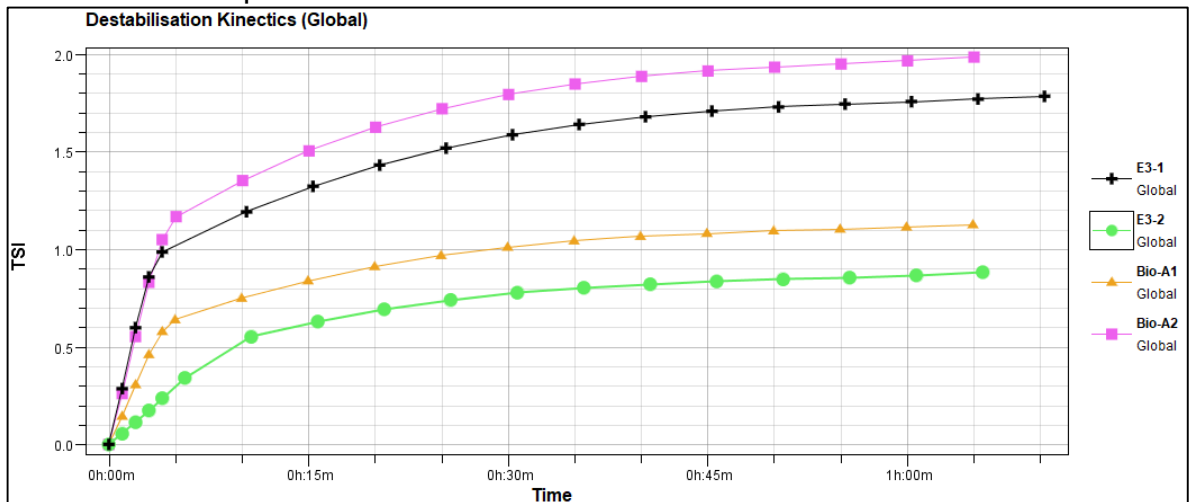
Gráfica 31. Cinética de la Formulación 5



Fuente: elaboración propia

Para comparar la estabilidad de los fluidos de perforación de esta formulación con respecto a la formulación 3 en la **Gráfica 32** se graficaron las cinéticas de todos los fluidos de perforación de estas dos formulaciones y se encontró que la mayor estabilidad se obtiene con el fluido de perforación E3-2

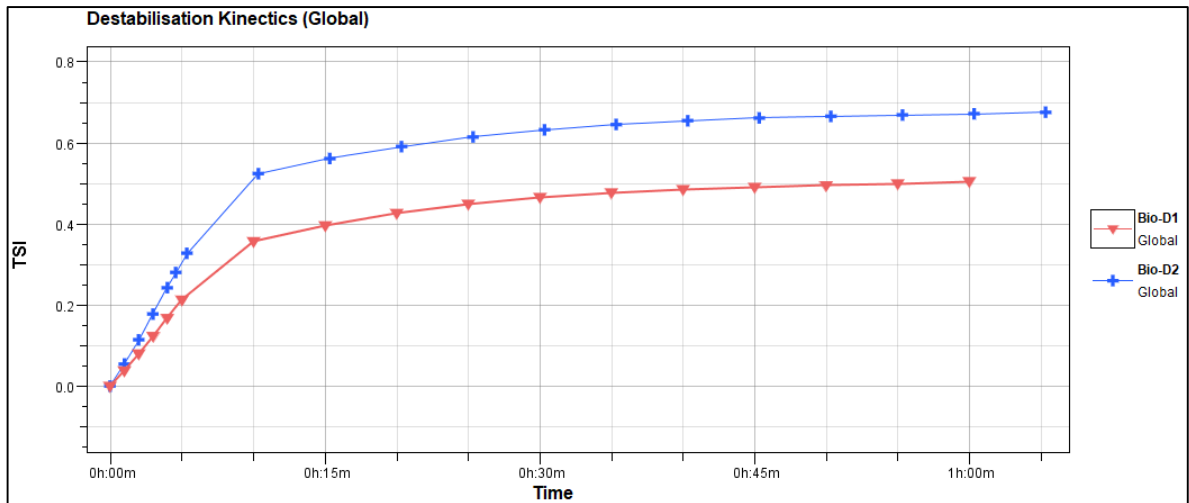
Gráfica 32. Comparación cinética de las formulaciones base aceite mineral



Fuente: elaboración propia

4.1.6 Cinética de la Formulación 6. Como se puede observar en la **Gráfica 33** de la formulación 6, en el cual se usaron los mismos aditivos que en la formulación 4 pero se cambiaron el tipo de surfactantes a surfactantes convencionales, la concentración de surfactantes que genera la mayor estabilidad es de 1 gramo por cada 350 ml de fluido de perforación, la cual corresponde al fluido de perforación Bio-D1 También se puede observar que los índices de TSI disminuyeron con un valor alrededor de 0.5 lo cual significa que es más estable un fluido base diésel que aceite mineral si se emplean surfactantes biodegradables.

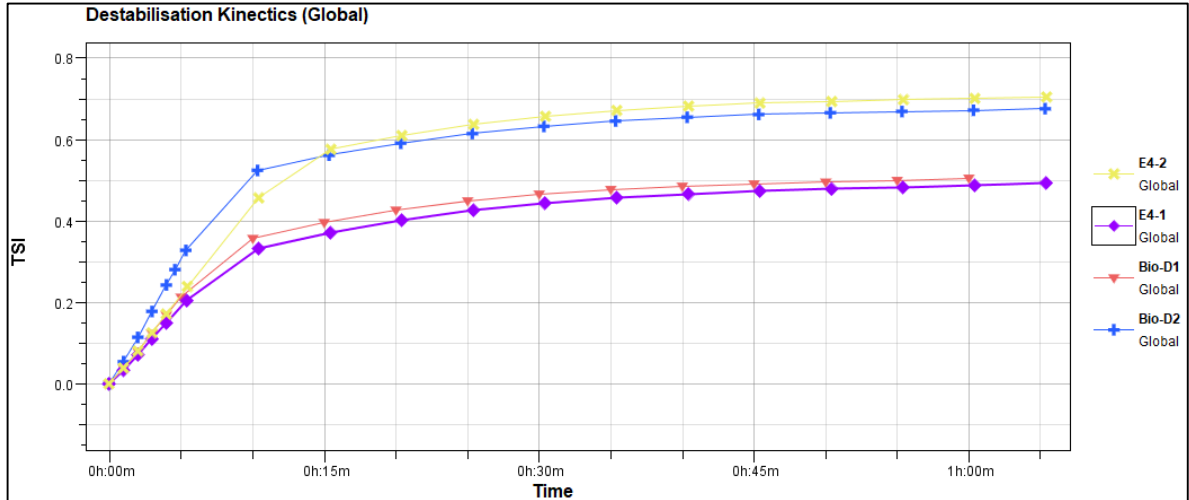
Gráfica 33. Cinética de la Formulación 6



Fuente: elaboración propia

Para comparar esta formulación con respecto a la formulación 4 en el cual sólo varía el tipo de surfactante empleado, en la **Gráfica 34** se graficaron las cinéticas de todos los fluidos de perforación de estas y se encontró que la mayor estabilidad se obtiene con el fluido de perforación E4-1. Por lo cual se puede concluir que los fluidos de perforación base diésel funcionan mejor con surfactantes convencionales que biodegradables.

Gráfica 34. Comparación cinética de las formulaciones base diésel

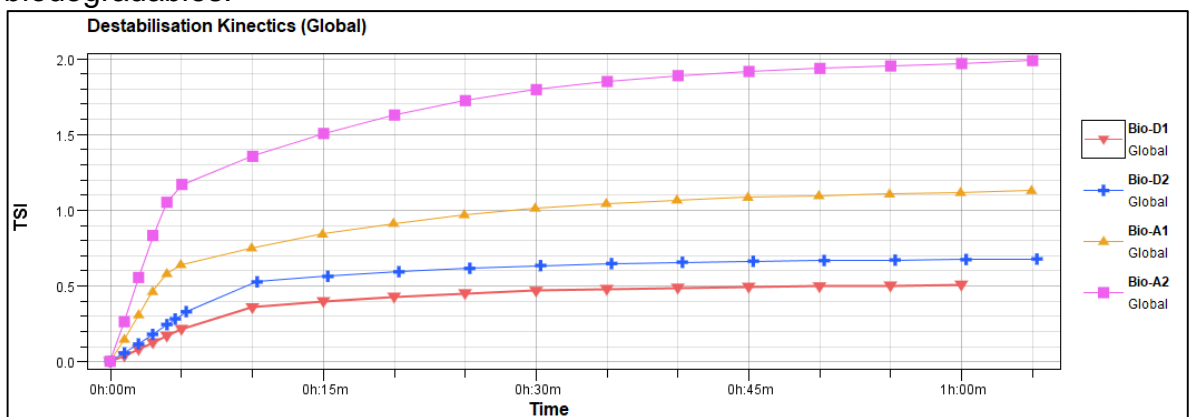


Fuente: elaboración propia

Para comparar la influencia de la base empleada para la preparación de los fluidos de perforación, ya sea aceite mineral o diésel junto con los surfactantes biodegradables en la **Gráfica 35** se graficaron las cinéticas de todos los fluidos de perforación de las formulaciones 5 y 6 y se encontró que la mayor estabilidad se obtiene con el fluido de perforación Bio-D1.

También se puede observar que los fluidos de perforación preparados con base diésel tienen un menor TSI, siendo el mejor de 0.5, debido a esto se puede concluir que el diésel genera una mayor estabilidad que el aceite mineral.

Gráfica 35. Comparación cinética de las formulaciones con surfactantes biodegradables.

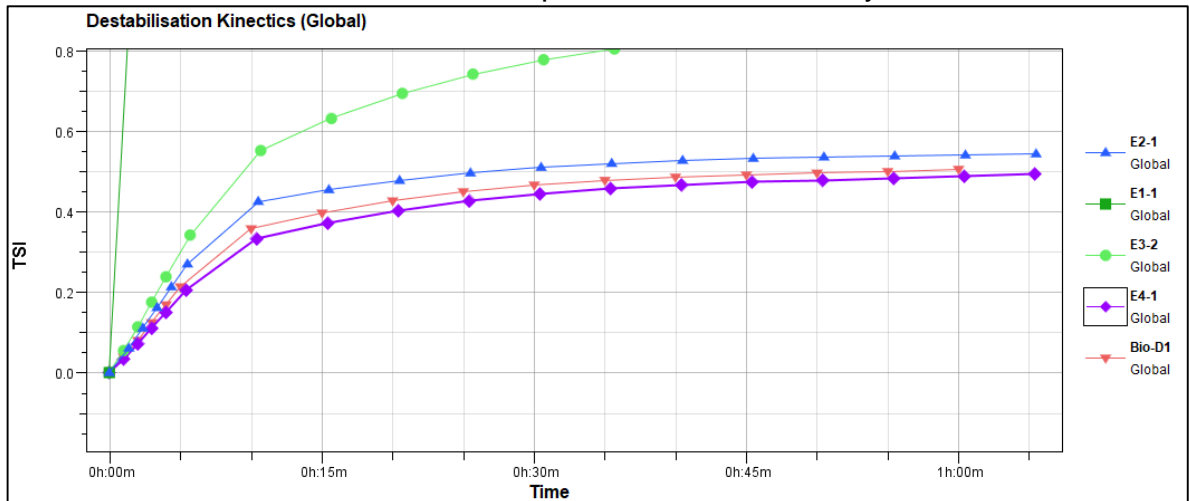


Fuente: elaboración propia

Finalmente, la **Gráfica 36** muestra la cinética de los fluidos de perforación que generaron la mayor estabilidad, en cada una de las seis formulaciones preparadas. El fluido de perforación E1-1 no alcanza a salir completamente en la gráfica porque

al no tener arcilla ni sólidos su TSI es muy alta, y finalmente el fluido de perforación más estable sería el E4-1.

Gráfica 36. Cinética de los fluidos de perforación con las mayores estabilidades



Fuente: elaboración propia

4.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA CINÉTICA DE LAS EMULSIONES

Después de obtener los resultados de las cinéticas de los 16 fluidos de perforación preparados con las 6 diferentes tipos de formulaciones, y entendiéndose la cinética de emulsión como la velocidad de aparición de algún mecanismo de desestabilización con el tiempo como coalescencia, floculación, sedimentación o cremación, dado por el índice de estabilidad (TSI) del equipo de Turbiscan después de una hora, se pueden analizar los siguientes aspectos:

- Los valores obtenidos de TSI de la formulación 1 después de un tiempo de una hora oscilan entre 11 y 8 para los tres fluidos de perforación, de los cuales el fluido E1-1 con un TSI de 8 es el más estable, esta formulación sirve como guía de comparación debido a que no cuenta con arcilla ni sólidos, posteriormente en la formulación 2 la cual, si contiene arcilla, se encontraron índices de estabilidad TSI con valores entre 0.55 y 1.5, lo cual indica que es esencial la adición de arcilla a un fluido de perforación base aceite para mejorar y mantener su estabilidad en el tiempo. Este aumento en la estabilidad se debe a que las partículas de arcilla humectadas se interponen entre las gotas de agua emulsificadas, aumentando así la distancia que las separa, y por lo tanto impidiendo que estas tiendan a aglomerarse y desestabilizar la emulsión.
- En la formulación 3, la cual contiene sólidos de carbonato de calcio, se obtuvieron índices de estabilidad TSI con valores entre 0.9 y 1.75, estos valores son mayores que los de la formulación 2, es decir, que la emulsión

aparentemente es menos estable con la adición de los sólidos, pero esto sucede porque aun cuando los sólidos, tienen la misma propiedad de la arcilla, de ubicarse en la interfase y evitar que se genere coalescencia para mejorar la estabilidad, esto sólo ocurre si cumplen con ciertas propiedades como lo es un tamaño de partícula menor que el tamaño de las gotas de la fase dispersa, así como una mojabilidad hacia la fase continua, que sería el aceite mineral.¹⁰⁰ En este caso, los sólidos dependen directamente de la cantidad de surfactantes agregados como se explicó en el capítulo 3, para cambiar su mojabilidad del agua hacia el aceite que es la fase continúa, por esta razón, en la formulación 3, el mejor índice de estabilidad de 0.9 se encontró con una concentración de 2 g/ml, que es la mayor concentración empleada en el presente trabajo. El hecho de haber disminuido el índice de estabilidad se debe a que la concentración de 2 g/ml empleada en la formulación 2, ya no era suficiente en la formulación 3 para cubrir la arcilla, los sólidos agregados y generar el mismo índice de estabilidad, sin embargo, se puede concluir que, con la cantidad suficiente de agentes surfactantes, para recubrir los sólidos y cambiar su mojabilidad, estos siempre mejoraran la estabilidad de la emulsión.

- En la formulación 4, al cambiar la base de la formulación de aceite mineral a diésel, se encontró un aumento en la estabilidad de las emulsiones, con índices de estabilidad entre 0.49 y 0.9, esto indica que la estabilidad de la emulsión mejoró con respecto a la formulación 3. Esto ocurre porque la estabilidad de una emulsión depende de diversos factores, entre los cuales se encuentra la diferencia entre las densidades de la fase dispersa y continua, la cual entre menor sea, más estable será la emulsión, de acuerdo con los valores del **Cuadro 2**, la densidad del aceite mineral es 0,82 g/ml y la del diésel es de 0.86 g/ml, en comparación con la densidad del agua que es 1 g/ml, el diésel generará una emulsión más estable porque la diferencia de densidad es menor. Adicionalmente teniendo en cuenta que en ambas formulaciones se utilizaron surfactantes convencionales aniónicos, y que en la formulación 4 se obtuvo una mejor estabilidad con una menor concentración de surfactantes de 1 g/ml, podría concluirse que las interacciones químicas que ocurren entre la composición del diésel, que es una mezcla de hidrocarburos y la composición de los surfactantes convencionales que son principalmente lignosulfonatos, pero que también pueden ser sales de iones (calcio o magnesio) de ácidos de resinas o de sulfonatos de petróleo¹⁰¹, hacen las emulsiones más estables en comparación con el aceite mineral.

¹⁰⁰ GUZMÁN. Daniel. Análisis del comportamiento de las emulsiones y su influencia en la cadena de producción de hidrocarburos. [en línea] Disponible en: <<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173272.pdf>> [citado 16 mayo de 2020]

¹⁰¹ ENRIQUÉZ Oscar. Fundamentos de las emulsiones agua-aceite crudo y su aplicación en la industria petrolera [en línea] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14861/FUNDAMENTO_S%20DE%20LAS%20EMULSIONES%20AGUA-

- Posteriormente, al cambiar el tipo de surfactante, de convencionales a biodegradables como ocurrió en la formulación 5, se obtuvieron para concentraciones de 1g/ml y 2 g/ml índices de estabilidad TSI de 1.1 y 2 respectivamente. Estos índices en comparación con los de la formulación 3 a las mismas concentraciones de surfactantes que son 0.9 y 1.8, indican que al emplear surfactantes biodegradables disminuye la estabilidad de la emulsión, esto sucede porque de acuerdo con la **Ilustración 12**, los surfactantes convencionales tienen un HBL entre 2 y 8 lo cual los hace ser más afines al aceite que es la fase continua de la emulsión, mientras que los surfactantes biodegradables como el caso del Tergitol, tiene un HBL entre 12 y 15 que lo hace más afín al agua y por lo tanto disminuye un poco la estabilidad de la emulsión.

Los resultados son similares respecto a los surfactantes biodegradables en relación a una base diésel como es el caso de la formulación 6, donde se obtuvieron para concentraciones de 1g/ml y 2 g/ml índices de estabilidad TSI de 0.51 y 0.67 respectivamente. Estos índices en comparación con los de la formulación 4 a las mismas concentraciones de surfactantes que son 0.49 y 0.70, indica que los surfactantes biodegradables generaron un mejor resultado de estabilidad a altas concentraciones (TSI de 0.67 a una concentración 2 g/ml de surfactantes biodegradables), mientras que los convencionales lo hicieron a bajas concentraciones (TSI de 0.49 a una concentración 1 g/ml de surfactantes convencionales), y dado que esta diferencia es mucho menor que la obtenida con las formulaciones 3 y 5 preparadas con base de aceite mineral se pueden considerar el uso de surfactantes biodegradables como una buena opción de implementación en los fluidos de perforación debido a sus ventajas ambientales respecto a los convencionales.

Finalmente, para determinar el fluido de perforación preparado en el presente trabajo que genera la mejor estabilidad de las emulsiones inversas, se debe tener en cuenta que estos cumplan con todas las características propias de un fluido de perforación, por lo tanto, las formulaciones 1 y 2 no contarían porque no tienen todos los componentes necesarios como lo es la arcilla y el material densificante de carbonato de calcio. A partir de la formulación 3 hasta la 6 se comienza por analizar la caracterización realizada y se encuentra que:

- Al determinar el peso del lodo, las formulaciones con base diésel (F4 y F6) y surfactantes biodegradables (F5 y F6) generan un mayor peso del lodo que las formulaciones con base aceite mineral y surfactantes convencionales, teniendo la misma cantidad de sólidos, por lo cual estas permitirían un ahorro al necesitar menor cantidad de material densificante.
- Con respecto a la reología que mide la capacidad del fluido de ayudar a la limpieza del pozo, suspender los recortes y reducir el filtrado, la formulación que

[ACEITE%20CRUDO%20Y%20SU%20APLICACI%C3%93N%20EN%20LA%20INDUSTRIA%20PETROLERA.pdf?sequence=1](#)>[citado 16 mayo de 2020]

- presenta los mejores resultados teniendo en cuenta el punto cedente, la viscosidad plástica y el esfuerzo gel es la formulación 4 (F4)
- En la medición de la estabilidad eléctrica, la formulación base diésel que obtuvo la mejor estabilidad fue la formulación 4 (F4) y base aceite mineral fue la formulación 5 (F5)
 - Al medir la viscosidad dinámica a diferentes tasas de 3 RPM y 60 RPM se encontró que los fluidos de las formulaciones F2, F3, F4, F5 y F6 son fluidos tixotrópicos, en los cuales su viscosidad se reduce al aumentar el esfuerzo de corte, esta característica permite a los fluidos de perforación realizar una perforación rápida, una elevación eficiente de los recortes de perforación a superficie, así como mantener en suspensión el material densificante cuando el flujo del lodo se detiene.¹⁰²

Después de analizar qué formulaciones tuvieron las mejores propiedades en su caracterización, se evaluó el efecto de los sólidos, se encontró que las formulaciones con base diésel (F4 y F6) presentan menores efectos de desestabilización, y dentro de estas, el fluido de perforación E4-1 obtuvo un menor porcentaje de backscattering, por lo tanto, presenta menos efectos de coalescencia, y floculación por los sólidos agregados. Este fluido de perforación tiene una concentración de surfactantes de 1 g/ml, la cual es menor a la concentración necesaria en la formulación 3 con base aceite mineral, lo que implica que se debió a las propiedades fisicoquímicas del diésel, se requiere una menor cantidad de surfactantes para cambiar la humectabilidad de los sólidos hacia el diésel, permitiendo disminuir costos respecto a las cantidades de sustancias empleadas.

Estos resultados concuerdan con los encontrados respecto al índice de estabilidad TSI del presente capítulo, en el cual de todos los fluidos de perforación el que presenta el menor índice y por ende es el más estable con la menor velocidad de aparición de cualquier fenómeno de desestabilización es el fluido E4-1.

Es por estas razones que, analizando las sustancias empleadas para su preparación, la caracterización del fluido, el efecto de la adición de sólidos y la velocidad de aparición de cualquier fenómeno de desestabilización, se considera que el fluido de perforación preparado que genera la mejor estabilidad de la emulsión es el fluido E4-1 con base diésel, aditivos lime, arcilla, salmuera, sólidos y surfactantes convencionales en concentraciones de 1 g/350 ml fluido de perforación.

¹⁰² SCHLUMBERGER. Tixotropía [en línea] Disponible en: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/thixotropy.aspx>> [citado el 16 de mayo del 2020]

5. ANÁLISIS DE COSTOS

A continuación, se realiza el análisis de costos de las nuevas concentraciones de surfactante determinadas como las que generan la mejor estabilidad de la emulsión con respecto al desarrollo experimental llevado a cabo en este trabajo.

5.1 COMPARACIÓN DE COSTOS: FLUIDO DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL CON RESPECTO AL FLUIDO DE PERFORACIÓN QUE GENERÓ LA MEJOR ESTABILIDAD DE LOS PREPARADOS EN EL PRESENTE TRABAJO

Para cumplir este objetivo se compararán los costos de la preparación de un fluido de perforación convencional con respecto al fluido de perforación que generó la mejor estabilidad de los preparados en el presente trabajo. Teniendo en cuenta la **Gráfica 36** del Capítulo 4, el fluido de perforación que generó la mayor estabilidad es el fluido E4-1, como los cálculos para la preparación de este fluido se hicieron a nivel de laboratorio asumiendo que 1 bbl era igual a 350 ml, ahora para el análisis de costos se convertirán estas mismas cantidades para determinar el costo de producción de 1 barril de fluido de perforación E4-1.

Para convertir las cantidades de los aditivos a galones, se utiliza los valores de densidad en lb/gal del **Cuadro 1** y posteriormente se realizan los demás cálculos del mismo modo que se explicó en el capítulo 2.

$$8 \text{ lb arcilla} * \frac{\text{gal}}{9.59 \text{ lb}} = 0.83 \text{ gal arcilla}$$

$$6 \text{ lb cal hidratada} * \frac{\text{gal}}{18.43 \text{ lb}} = 0.32 \text{ gal cal hidratada}$$

$$50 \text{ lb sólidos de dos micrómetros} * \frac{\text{gal}}{22.52 \text{ lb}} = 2.22 \text{ gal sólidos de dos micrómetros}$$

El total de volumen que ocuparían estos aditivos sería

$$0.83 \text{ gal arcilla} + 0.32 \text{ gal cal hidratada} + 2.22 \text{ gal de sólidos} = 3.37 \text{ gal}$$

Con respecto al total de fluido de perforación que se va a preparar que sería 1 barril, y teniendo en cuenta que 1 barril es igual a 42 galones, entonces quedaría un volumen restante de

$$42 \text{ gal} - 3.37 \text{ gal} = 38.63 \text{ gal}$$

Sobre este volumen se determinan las cantidades correspondientes de aceite mineral y salmuera que se adicionarán para mantener la proporción de 85% aceite y 15% agua de la emulsión

$$38.63 \text{ gal} * 0.85 = 32.84 \text{ gal de diésel}$$

$$38.63 \text{ gal} * 0.15 = 5.8 \text{ gal de salmuera}$$

La salmuera se prepara según las proporciones indicadas en la **Tabla 1**, de tal modo que para la preparación de 1 barril de fluido de perforación se usaran 113,4 lb de cloruro de calcio y 0,9140 bbl de agua.

Tanto el fluido de perforación convencional como el fluido preparado en este trabajo E4-1 contienen las mismas concentraciones de aditivos que son: lime, arcilla, salmuera y sólidos, calculadas anteriormente. Sin embargo, las concentraciones de surfactantes varían, y para el caso del fluido de perforación convencional se tienen en cuenta los rangos de valores recomendados de los cuales se toma el valor máximo para la estimación de costos para garantizar así que se obtenga la mejor estabilidad de la emulsión y se pueda comparar con el fluido de perforación que genere la mejor estabilidad en este trabajo. Para el humectante Versacoat se usan concentraciones en un rango de (1 – 3 lb/bbl) en este caso se usará para los cálculos una concentración de 3 lb/bbl y para el caso del emulsificante Versamul con un rango de (0.05 – 1 lb/bbl) se usará para los cálculos una concentración de 2 lb/bbl. A continuación, se muestra en la **Tabla 12** los costos para preparar 1 barril de fluido de perforación convencional.

Tabla 12. Costos de un fluido convencional

COMPUESTO	CANTIDAD	UM	VALOR UNIDAD (COP)	CANTIDAD REQUERIDA	UM	VALOR TOTAL (COP) 2020
Diésel	1	L	\$2.392	32,83	gal	\$296.889
Arcilla	1	Kg	\$6.790	8	lb	\$24.663
Lime	1	Kg	\$1.500	6	lb	\$4.086
Versamul	1	Lb	\$10.000	2	lb	\$20.000
Versacoat	1	Lb	\$10.000	3	lb	\$30.000
Cloruro de Calcio	1	Kg	\$50.000	113,4	lb	\$2.574.180
Carbonato de Calcio	1	Lb	\$1.400	50	lb	\$31.780
						\$2.981.598

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se muestra en la **Tabla 13** los costos para preparar 1 barril de fluido de perforación con la formulación del fluido de perforación E4-1.

Tabla 13. Costos del fluido de perforación E4-1

Compuesto	Cantidad	UM	Valor Unidad (COP) 2020	Cantidad requerida	UM	Valor Unidad (COP) 2020
Diésel	1	L	\$2.392	32,83	gal	\$296.889
Arcilla	1	Kg	\$6.790	8	lb	\$24.663
Lime	1	Kg	\$1.500	6	lb	\$4.086
Versamul	1	Lb	\$10.000	1	lb	\$10.000
Versacoat	1	Lb	\$10.000	1	lb	\$10.000
Cloruro de Calcio	1	Kg	\$50.000	113,4	lb	\$2.574.180
Carbonato de Calcio	1	Lb	\$1.400	50	lb	\$31.780
						\$2.951.598

Fuente: Elaboración propia

Se tiene en cuenta como parámetro de comparación entre el fluido convencional y el fluido preparado E4-1 la estabilidad eléctrica, debido a que de forma rutinaria no se mide la estabilidad a los fluidos de perforación convencionales con el Turbiscan. Una estabilidad eléctrica por encima de 1000 voltios para un fluido de perforación base diésel es aceptable a nivel de laboratorio¹⁰³ como el fluido preparado E4-1 tiene una estabilidad eléctrica de 1420 voltios, se concluye que es eficiente en cuanto a su estabilidad superando los estándares esperados a nivel de laboratorio.

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la empresa, es emplear la formulación E4-1 propuesta en el presente trabajo, porque representa un ahorro en sus costos, en pesos colombianos, del 1,01% (\$30.000 COP) con respecto a la formulación del fluido de perforación convencional base diésel.

¹⁰³ MI-SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 11: Emulsiones no acuosas

5.2 COMPARACIÓN DE COSTOS: FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON SURFACTANTES CONVENCIONALES CON RESPECTO A FLUIDO DE PERFORACIÓN CON SURFACTANTES BIODEGRADABLES

Para cumplir este objetivo se compararán los costos del fluido de perforación E4-1 con respecto al fluido de perforación Bio D-1, esto debido a que la formulación de ambos fluidos es completamente igual, excepto por el tipo de surfactante que utilizan, de este modo, se puede determinar exclusivamente las diferencias en los costos de los surfactantes.

A continuación, se muestra en la **Tabla 14** los costos para preparar 1 barril de fluido de perforación con la formulación del fluido de perforación Bio-D1. Como se puede observar dado que las concentraciones de todos los compuestos son las mismas, los precios de los surfactantes son fundamentales para diferenciar cuál tipo de surfactantes sería más rentable de usar para la empresa.

Tabla 14. Costos del fluido de perforación Bio-D1

Compuesto	Cantidad	UM	Valor Unidad (COP) 2020	Cantidad requerida	UM	Valor Unidad (COP) 2020
Diésel	32,83	gal	\$296.889	32,83	gal	\$296.889
Arcilla	8	lb	\$24.663	8	lb	\$24.663
Lime	6	lb	\$4.086	6	lb	\$4.086
Tergitol	2	lb	\$20.000	1	lb	\$30.000
Surewet	3	lb	\$30.000	1	lb	\$30.000
Cloruro de Calcio	113,4	lb	\$2.574.180	113,4	lb	\$2.574.180
Carbonato de Calcio	50	lb	\$31.780	50	lb	\$31.780
			\$2.981.598			\$2.991.598

Fuente: Elaboración propia

Comparando la formulación E4-1 con respecto a la formulación Bio-D1 con surfactantes biodegradables, la mejor opción para la empresa desde el punto de vista financiero, es la formulación E4-1, porque representa un ahorro del 1,34% (\$40.000 COP). Y comparando la formulación Bio-D1 con respecto al fluido de perforación convencional, esta última presenta un incremento en costos del 0,33% (\$10.000 COP), por lo cual se puede concluir que financieramente aun cuando el uso de surfactantes biodegradables es más costoso, la decisión final depende de la aplicación para la cual estos se vayan a utilizar.

5.3 COMPARACIÓN DE COSTOS CON UN POZO TIPO

El ahorro de costos en pesos colombianos que se obtiene al utilizar la formulación E4-1 por cada barril de fluido de perforación es del 1,01% (\$30.000 COP) con respecto a la formulación del fluido de perforación convencional base diésel, sin embargo, normalmente en una operación de perforación se requiere una mayor cantidad de barriles de fluido de perforación, por los costos pueden variar significativamente.

Para tener una comparación más práctica, con base en los cálculos realizados para la perforación de un pozo tipo en la Cuenca Caguan-Putumayo, en el suroccidente de Colombia, se determinarán los costos del fluido de perforación y el ahorro. La profundidad del pozo es de 9600 ft para los cuales los cálculos del volumen de fluido de perforación requerido es de 923 barriles.¹⁰⁴

La **Tabla 15** muestra las cantidades requeridas de cada sustancia y los costos finales para la preparación de 923 barriles de un fluido de perforación convencional y de un fluido de perforación E4-1.

Tabla 15. Comparación de costos del fluido de perforación E4-1 con un pozo tipo.

Compuestos	Cantidad Fluido convencional	UM	Valor Unidad (COP) 2020	Cantidad Fluido E4-1	UM	Valor Unidad (COP) 2020
Diésel	30.302	gal	\$274.385.634	30.302	gal	\$274.385.634
Arcilla	7.384	lb	\$22.763.904	7.384	lb	\$22.763.904
Lime	5.538	lb	\$3.771.378	5.538	lb	\$3.771.378
Versamul	1.846	lb	\$18.460.000	923	lb	\$9.230.000
Versacoat	2.769	lb	\$27.690.000	923	lb	\$9.230.000
Cloruro de Calcio	104.668	lb	\$2.375.968.140	104.668	lb	\$2.375.968.140
Carbonato de Calcio	46.150	lb	\$29.332.940	46.150	lb	\$29.332.940
			\$2.752.371.996			\$2.724.681.996

Fuente: Elaboración propia

¹⁰⁴ PATIÑO, Alejandra. Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de Formación en la zona de interés del pozo o224 en el campo ORITO. Tesis para optar por el título de ingeniera de petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. [en línea] Disponible en: < <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6407/1/5101388-2017-2-IP.pdf> > [citado en 17 de mayo 2020]

Para la perforación de un pozo de 9600 ft se necesitarían aproximadamente 923 barriles de fluido de perforación, los cuales si se preparan con la formulación E4-1 generaría un ahorro de \$27.690.000 COP, lo cual corresponde igualmente a un porcentaje de ahorro del 1,01% con respecto a los costos totales de un fluido de perforación convencional. Del mismo modo se determinó para la formulación BIO-A1 y se obtuvo como resultado un incremento de \$9.230.000 COP que representa 0,33% con respecto al fluido de perforación convencional, la **Tabla 16** muestra estos resultados.

Tabla 16. Comparación de costos del fluido de perforación BIO-A1 con un pozo tipo.

Compuesto	Cantidad	UM	Valor Unidad (COP) 2020	Cantidad requerida	UM	Valor Unidad (COP) 2020
Diésel	1	L	\$2.392	30.302	gal	\$274.385.634
Arcilla	1	Kg	\$6.790	7.384	lb	\$22.763.904
Lime	1	Kg	\$1.500	5.538	lb	\$3.771.378
Tergitol	1	Lb	\$30.000	923	lb	\$27.690.000
Surewet	1	Lb	\$30.000	923	lb	\$27.690.000
Cloruro de Calcio	1	Kg	\$50.000	104.668	lb	\$2.375.968.140
Carbonato de Calcio	1	Lb	\$1.400	46.150	lb	\$29.332.940
						\$2.761.601.996

Fuente: Elaboración propia

Desde el punto de vista financiero, haciendo el cálculo de los costos con un pozo tipo, el implementar el fluido de perforación E4-1 formulado en el presente trabajo con base diésel y concentraciones de 1 g/ml de surfactantes convencionales sí representa una disminución en los costos para la compañía con respecto a un fluido de perforación convencional, estos costos pueden variar significativamente dependiendo la cantidad de barriles necesarios durante la operación de perforación.

6. CONCLUSIONES

- Se evaluaron seis diferentes tipos de formulaciones de fluidos de perforación base aceite a nivel de laboratorio y las emulsiones que presentaron la mejor estabilidad, fueron aquellas que contenían como base diésel, de aditivos arcilla y surfactantes convencionales.
- Se caracterizaron los fluidos de perforación base aceite preparados con diferentes concentraciones y tipos de surfactantes, siendo los surfactantes convencionales los que generaron una mayor estabilidad en las emulsiones a concentraciones en un rango de 1 – 2 lb/bbl
- Se determinó que la adición de sólidos a los fluidos de perforación como la arcilla y el carbonato de calcio, mejora la estabilidad de la emulsión con surfactantes convencionales en concentraciones de 0.5, 1 y 2 lb/bbl.
- Se estableció por medio de la cinética de las emulsiones de los fluidos de perforación preparados, que el fluido E4-1 con base diésel, y aditivos lime, arcilla, salmuera, sólidos y surfactantes convencionales en una concentración de 1 g /350 ml de fluido de perforación, generó la mejor estabilidad con respecto a los demás fluidos de perforación preparados.
- Se realizó el análisis de costos de las nuevas concentraciones de surfactantes y desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la empresa, es emplear la formulación E4-1 propuesta en el presente trabajo, porque representa un ahorro en sus costos, en pesos colombianos, del 1,01% (\$30.000 COP) con respecto a la formulación Bio-D1 que contiene surfactantes biodegradables.

7. RECOMENDACIONES

- Incluir otros tipos de surfactantes comerciales con diferentes tipos de HBL como SPAN 80 y TWEEN 80 a la preparación de los fluidos de perforación base aceite como alternativas a los surfactantes empleados en el presente trabajo.
- Realizar pruebas de laboratorio adicionales al Turbiscan para corroborar los resultados obtenidos, como el análisis del tamaño de gota de las sustancias por medio de un microscopio de imagen, la medición del potencial z y el seguimiento en los cambios de viscosidad con el tiempo.
- Ejecutar una prueba piloto con el fluido de perforación preparado para comprobar a nivel de la industria si realmente este mantiene su estabilidad durante una operación de perforación.
- Evaluar financieramente la implementación de surfactantes biodegradables en relación con el ahorro en costos de tratamiento posteriores que requiera el pozo por contaminación.

BIBLIOGRAFÍA

AGREDO, Pamela. Caracterización fisicoquímica de emulsiones tipo o/w estabilizadas mediante diferentes mezclas de surfactantes catiónicos monoméricos y poliméricos. Santiago de Cali, 2017. Trabajo de grado (Maestría en formulación de productos químicos y derivados). Universidad ICESI. Facultad de Ciencias Naturales.

AHMADI Pouyan, ASAADIAN Hamidreza, KORD Shahin, KHADIVI Armin. Investigation of the simultaneous chemicals influences to promote oil-in-water emulsions stability during enhanced oil recovery applications. En: Journal of Molecular Liquids (Nov., 2018) S0167-7322(18)34874-8

ALARCÓN HERNÁNDEZ, Elizabeth. Caracterización interfacial de emulsiones agua-aceite (w/o) estabilizadas por asfaltenos usando espectrometría de masas. Bucaramanga, 2016. Trabajo de grado (Química). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias.

ALBERTO ROMERO GARCÍA, Alberto. Estudio reológico y microestructural de emulsiones y geles de concentrados proteicos de cangrejo. Sevilla, 2018. Trabajo de grado (Doctor en Ingeniería Química). Universidad de Sevilla. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Química.

ALVAREZ CERIMEDO, María Soledad. Estabilidad de emulsiones y encapsulación de aceites con propiedades nutraceuticas. 2013. Trabajo de grado (Doctor en el área Química Inorgánica, Química Analítica y Química Física) Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice 13B-2 Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids. 5 Ed. Abril, 2017.

API. Recommended Practice 13B-2. Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids. 2014. 5 Ed. [en línea]. Disponible en: <https://www.api.org/~media/files/publications/whats%20new/13b-2%20e5%20pa.pdf>

BAKER HUGHES INTEQ. Fluidos Manual de ingeniería. Houston: Technical Communications Group, 1998. 568 p.

BARET, Jean; KLEINSCHMIDT, Felix; HARRAK, Abdeslam; GRIFF, Andrew. Kinetic Aspects of Emulsion Stabilization by Surfactants: A Microfluidic Analysis, Langmuir, En: Langmuir. Marzo, 2009. vol. 25, no. 11.

BAROID. Manual de Fluidos. Houston, USA: Halliburton, 2000. 566 p.

BROWN, T. LeMAY, H. BURSTEN B. Química, La ciencia central. Ed. 9. Pearson Prentice Hall. México 2004.

CASTRO, Israel; HERNANDEZ, Rosa; ARÍAS, Rubén; GÓMEZ, José. Manual de prácticas de laboratorio de fluidos de perforación de pozos. 2018 [en línea]. Disponible en: < http://www.dict.unam.mx/Petrolera/LFP/MADO-55_Fluidos_de_perforacion.pdf > [citado 16 mayo 2020]

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL AGUA. Universidad de salamanca. Investigando el tratamiento del agua. Sedimentación [en línea]. Disponible en: < https://cidta.usal.es/cursos/agua/modulos/Conceptos/uni_04/u5c3s1.htm#Anchor0 > [citado el 16 mayo 2020]

CHO Yunju KIM Young Hwan, KIM Sunghwan. Planar Limit-Assisted Structural Interpretation of Saturates/ Aromatics/Resins/Asphaltenes Fractionated Crude Oil Compounds Observed by Fourier Transform Ion Cyclotron Resonance Mass Spectrometry. En: American Chemical Society (Jun., 2011).

COVARRUBIAS, Liliana. Estudio del efecto de dureza por CaCO₃ en la concentración micelar crítica de surfactantes aniónicos en agua (dodecil benceno sulfonato de sodio y lauril sulfato), así como en la formación de espuma en procesos de detergencia. Tesis Licenciatura en Ingeniería Química con área en Ingeniería de Procesos. Escuela de Ingeniería y Ciencias, Universidad de las Américas Puebla. Departamento de Ingeniería Química y Alimentos. [Consultado: 16 de mayo del 2020]. Disponible en: http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/leip/covarrubias_m_l/

DA SILVA Mayara, SAD Cristina, PEREIRA Láine, CORONA, Rayane, BASSANE João, SANTOS Francine, NETO Dorval, SILVA Samantha, CASTRO Eustáquio, FILGUEIRAS Paulo. Study of the stability and homogeneity of water in oil emulsions of heavy oil. En: FUEL (Oct., 2018) ISSN 278-285
Diccionario de la Real Academia de Lengua española. Estable [en línea]. Disponible en: <https://dle.rae.es/estable?m=form> [citado 7 de febrero de 2020]

DOW. Tergitol [en línea]. Disponible en: <https://www.dow.com/en-us/pdp/tergitol-15-s-9-surfactant.85644z.html> citado 10 febrero 2020]

ELKATATNY, Salaheldin. Enhancing the Stability of Invert Emulsion Drilling Fluid for Drilling in High-Pressure High-Temperature Conditions. En: Energies (Sep., 2018) ISSN

ENRIQUÉZ Oscar. Fundamentos de las emulsiones agua-aceite crudo y su aplicación en la industria petrolera [en línea] Disponible en: < <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14861/> >

[FUNDAMENTOS%20DE%20LAS%20EMULSIONES%20AGUA-ACEITE%20CRUDO%20Y%20SU%20APLICACI%C3%93N%20EN%20LA%20INDUSTRIA%20PETROLERA.pdf?sequence=1](#) > [citado 16 mayo de 2020]

FANN. Electrical Stability Tester, Model 23E Instruction Manual [en línea]. Disponible en: <https://www.fann.com/content/dam/fann/Manuals/Electrical%20Stability%20Tester%2023E.pdf> [citado 10 febrero 2020]

FLORES, Alejandro. Mejoramiento del lodo de perforación base agua con la adición de nanopartículas para optimizar las propiedades de la retorta y minimizar el daño de formación. [en línea]. Disponible en: < <http://bdigital.unal.edu.co/63829/1/573955.2017.pdf> > [citado 16 mayo 2020]

FONCIED. El pozo Ilustrado: Fluidos de perforación. 4 Ed. Caracas: FONCIED, 1998. 671 p.

FORMULACTION. Turbiscan lab [en línea]. Disponible en: <https://www.formulaction.com/en/products-and-technologies/product-range/turbiscan-lab> [12 febrero 2020]

FORMULACTION. Turbiscan Stability Index [en línea]. Disponible en: <https://www.formulaction.com/en/knowledge-center/turbiscan-stability-index> [citado 8 febrero 2020]

GLOBAL PETROL PRICES. Diésel [en línea]. Disponible en: https://www.globalpetrolprices.com/Colombia/diesel_prices/ [citado 16 de febrero de 2020]

GUARACHI, Laura. Guía de fluido de perforación y laboratorio [en línea] disponible en <https://www.slideshare.net/Rolando000/guia-de-fluidos-de-perforacin> [citado 10 febrero 2020]

GUO Kang, FAN L, MENG H, & Li, Y. Flocculation, coalescence and migration of dispersed phase droplets and oil-water separation in heavy oil emulsion. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. (Ene., 2012) ISSN 177–181

GUZMÁN. Daniel. Análisis del comportamiento de las emulsiones y su influencia en la cadena de producción de hidrocarburos. [en línea] Disponible en: < <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173272.pdf> > [citado 16 mayo de 2020]

HAWKER, David, VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de perforación, procedimientos y operaciones. Fluidos de perforación. Ed. Canadá: Datalog, 2001. p. 55-66

HERRAÉZ, José. Elementos de física aplicada, Fluidos Ideales [en línea]. Disponible en: <https://books.google.com.co/books?id=V2-pmhyInJcC&pg=PA19&dq=fluido+concepto&hl=en&sa=X&ved=0ahUKEwiTzZDd7annAhXCuVkkKHWxTBoUQ6AEIKTAA#v=onepage&q=fluido%20concepto&f=false> [citado 7 de febrero de 2020]

HEMCEMTER. Cal hidratada 10 kilos, Corona [en línea]. Disponible en: <https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/159397/cal-hidratada-10-kilos-corona> [citado 16 de febrero de 2020]

IESMAT. Estabilidad de Emulsiones. [en línea]. <https://iesmat.com/catalogos/WC_ESTEMUL/estabilidad-de-emulsiones/> [citado en 1 de octubre de 2019]

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

KHAN Javed, AL-KAYIEM Hussain, ALEEM Waqas, SAAD Ahmed. Influence of alkali-surfactant-polymer flooding on the coalescence and sedimentation of oil/water emulsion in gravity separation. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. (Oct., 2018) S0920-4105(18)30923-9

KULKARNI Sandeep, SAVARI Sharath, MURPHY Robert, HEMPHILL Terry, JAMISON Dale. "Improvised" Barite Sag Analysis for Better Drilling-Fluid Planning in Extreme Drilling Environments En: American Association of Drilling Engineers. (2014)

LABAL LAB. Analizadores de potencial zeta [en línea]. Disponible en <https://lavallab.com/es/all-products/analizadores-de-potencial-zeta/> [citado 8 de febrero 2020]

LENNTech. Etapas de la aglomeración coagulantes y floculantes reactivos [en línea]. Disponible en: <https://www.lenntech.es/floculacion.htm> [citado 7 de febrero de 2020]

LOPEZ, Camilo. Modelo de Estabilidad de Emulsiones Poliméricas. Bogotá, 2011. Trabajo de grado (Magister en Ingeniería Química). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Química y Ambiental.

LOPEZ, Dora; RODRÍGUEZ, César. Química coloidal. 1 Ed. Bogotá. Universidad de ciencias aplicadas y ambientales (u.d.c.a). Facultad de química. 2014. p. 57

LU Yao, WU Hairong, MENGA Ziyu, GAOA Kai, HOU Jirui, KANG Wanli. Effect of 1-octanol on the stabilization of crude oil emulsions with hydrophobically modified polyacrylamide. En: FUEL (Ago., 2019) ISSN 116007

MALDONADO, Angela. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite. [en línea]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2006/121946.pdf> [citado 7 de febrero de 2020]

MARFISI, Shirley. Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Mérida, 2005. Trabajo de grado (Doctor en Ciencias Aplicadas, Mención: Ingeniería Química). Universidad de Los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería química. Laboratorio FIRP (Formulación, Interfase, Reología y Procesos)

MARTÍNEZ, Erich, PIEDRA Margarita, ACOSTA Leonardo, RIVES Ronny. Factores que influyen en la estabilidad de emulsiones de petróleo crudo y aceite de transmisión con soluciones de tensoactivo [en línea]. Disponible en https://www.google.com/url?sa=i&url=http%3A%2F%2Frci.cujae.edu.cu%2Findex.php%2Frci%2Farticle%2Fdownload%2F499%2Fpdf&psig=AOvVaw3eRn_kwL5ot2NLIbtTNJ1G&ust=1581287882456000&source=images&cd=vfe&ved=0CAIQjRxqFwoTCNiGt7mDw-cCFQAAAAAdAAAAABAD [citado 8 febrero 2020]

MAXEY, Jason. Rheological Analysis of Static and Dynamic Sag in Drilling Fluids. En: Annual transactions of the nordic rheology society, Vol. 15 (2007)

M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 2: Funciones

M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 5: Reología e hidráulica

M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 11: Emulsiones no acuosas

M-I SWACO. Manual de ingeniería de fluidos de perforación. Houston: Schlumberger, 2016. Capítulo 12: Sistemas Base Aceite

OLIVA Uc., VALLEJOS Giacoman, PÉREZ, M. Estudio de la dinámica de sedimentación de lodos mediante un sistema óptico. En: Ingeniería 12-2 (Jun., 2008)

OMLANDT Tor, ØVSTHUS Jorunn, SVANES Kåre, SAASEN Arild, JACOB Hans-Joachim, SVEEN Terje, HODNE Helge, AMUNDSEN Per A. Weighting Material Sag. En: ANNUAL transactions of the nordic rheology society. Vol. 12 (2004)

OSPINA, Jimena. Diseño, síntesis y caracterización fisicoquímica de surfactantes derivados de γ -aminoácidos preparados a partir de (-)- verbenona. Universidad Autónoma de Barcelona. Memoria presentada para aspirar al título de Máster en Experimentación Química. 2012 [en línea]. Disponible en: https://ddd.uab.cat/pub/trerecpro/2012/hdl_2072_218020/TFM_JimenaAndreaOspinaChavez.pdf

PAYA, David y FONSECA, Jose. Manual de seguridad del laboratorio de lodos y cementos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos con fines de certificación HSEG. Tesis de Grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Colombia. 2011 [en línea] Disponible en: <https://docplayer.es/84523967-Manual-de-seguridad-del-laboratorio-de-lodos-y-cementos-de-la-escuela-de-ingenieria-de-petroleos-con-fines-de-certificacion-en-hseq.html> [citado 10 febrero 2020]

PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Ed. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 2002. p.

PDVSA CIED. Aditivos para los fluidos de perforación. En: Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 2002. p. 5

PEREZ, J. BARRIOS, E. ROMAN, A. PEDROZA, R. Interacción goma de mezquite-quitosano en la interfase y su influencia en la estabilidad de emulsiones múltiples w¹/o/w². En: Revista Mexicana de Ingeniería Química. Vol. 10, No. 3 (Jul., 2011) ISSN 487-499

PERFOBLOGGER. Comparación de la perforación Bajo-Balance con Sobre-Balance [en línea]. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2015/09/comparacion-de-la-perforacion-bajo.html> [citado 16 mayo 2020]

PRASAD, Tulasi; KUMAR, Sujit; KUMAR, Sujeet; BHATTARAI, Ajaya. Effect of methanol on the surface tension and viscosity of sodiumdodecyl sulfate (SDS) in aqueous medium at 298.15-323.15 K. En: Karbala International Journal of Modern Science. Nepal: Tribhuvan University, octubre, 2017.

QUIMINET. Pruebas para comprobar la estabilidad de las emulsiones [en línea]. Disponible en: <https://www.quiminet.com/articulos/pruebas-para-comprobar-la-estabilidad-de-las-emulsiones-20071.htm> [citado 8 de febrero 2020]

RODRÍGUEZ, Johana; MEZA, Edgardo; Azevedo, María. Propiedades interfaciales del surfactante pdms-peg-anhídrido maléico-ácido fumárico (pdms-peg-am-af) en solución acuosa. En: Revista Colombiana de Química. Cartagena: Universidad de Cartagena, abril, 2012. ISSN 0120-2804.

ROMERO GARCÍA, Alberto. Estudio reológico y microestructural de emulsiones y geles de concentrados proteicos de cangrejo. Sevilla, 2018. Trabajo de grado (Doctor en Ingeniería Química). Universidad de Sevilla. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Química.

SANDOVAL, Luciano, MONTELLANO Leticia, PIÑA, Martín, SÁNCHEZ Laura. Potencial zeta como una herramienta para determinar la aglomeración de las partículas en la reducción del volumen del lodo a disponer. Instituto Mexicano de Tecnología del Agua. [en línea]. Disponible en <http://www.elaguapotable.com/POTENCIAL%20ZETA%20COMO%20UNA%20HERRAMIENTA%20PARA%20DETERMINAR%20LA.pdf> [citado 8 febrero 2020]

SILVERSON. Mezcladores de laboratorio [en línea]. Disponible en: <https://www.silverson.es/es/productos/mezcladores-de-laboratorio/> [citado 2 febrero 2020].

SÁNCHEZ, Laura; VIVEROS, Miguel. Evaluación técnica a escala laboratorio de un fluido de perforación base agua utilizando nano-partículas de Im-200 para la inhibición de lutitas en el campo castilla de Ecopetrol s.a. Tesis para optar por el título de ingeniero de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. [en línea] Disponible en: <<http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6749/1/5131601-2018-1-IP.pdf>> [Citado en 16 de mayo 2020]

SCHLUMBERGER. Activity Aqueous Solutions [en línea]. https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/activity_of_aqueous_solutions.aspx [citado en 1 de octubre de 2019]

SCHLUMBERBER. Ensayo de estabilidad eléctrica [en línea]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electrical_stability_test.aspx [citado 10 febrero 2020]

SCHLUMBERGER. Fluido de Base Sintética [en línea]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/synthetic-base_fluid.aspx [citado 7 febrero 2020]

SCHLUMBERGER. Lodo Base Sintética [en línea] Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/synthetic-base_mud.aspx [citado 7 febrero 2020]

SCHLUMBERGER. Reología [en línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheology.aspx> [citado 7 de febrero de 2020]

SCHLUMBERGER. Safe Carb [en línea]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/mi/product-sheet/safe-carb-ps.ashx> [citado 10 febrero 2020]

SCHLUMBERGER. Safe Versacoat [en línea]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/mi/product-sheet/versacoat-ps.ashx> [citado 10 febrero 2020]

SCHLUMBERGER. Surewet [en línea]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/mi/product-sheet/surewet-ps> [citado 10 febrero 2020]

SCHLUMBERGER. Tixotropía [en línea] Disponible en: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/thixotropy.aspx>> [citado el 16 de mayo del 2020]

SCHLUMBERGER Versamul [en línea]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/mi/product-sheet/versamul-ps.ashx> [citado 10 febrero 2020]

SCHLUMBERGER, Viscosímetro Fann. [en línea]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fann_viscometer.aspx [citado 10 febrero 2020]

VILLAREAL, Jhon. Análisis de la influencia del Balance Hidrofílico-Lipofílico en los surfactantes usados para recuperación mejorada de petróleo. Estudio Técnico presentado como requisito para optar el Título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador. 2019.

Yao Lu, Wanli Kang^{ORCID logo*}, Jiatong Jiang, Jun Chen, Derong Xu, Pengyi Zhang, Liming Zhang, Haishun Feng and Hairong Wu. Study on the stabilization mechanism of crude oil emulsion with an amphiphilic polymer using the β -cyclodextrin inclusion method [en línea]. Disponible en: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2017/ra/c6ra28528g> [12 febrero 2020]

WEI Xiao-Qian, ZHANG Wan-Ju, LAI Lu, Ping MEI, WU Li-Mei, WANG Yan-Qun. Different cationic surfactants-modified silica nanoparticles for Pickering emulsions. En: Journal of Molecular Liquids (Jul., 2019) ISSN 11134

ZAZUETA, Fedro. University of Florida-Tensión Superficial [en línea]. Disponible en: <https://fsz.ifas.ufl.edu/surfacetensionandcapillarity/html/tensioactivos.htm> [citado 7 de febrero de 2020]

ANEXOS

ANEXO A. FICHA TÉCNICA DEL EMULSIFICANTE CONVENCIONAL VERSAMUL

Versamul



Versamul* multi-purpose emulsifier is a liquid blend of selected emulsifiers, wetting agents, gelling agents and fluid stabilizers in a mineral oil base.

It is used as the basic emulsifier for the Versadril*, Versaclean* and Versaport* oil mud systems. Versamul emulsifier provides excellent emulsion stability, secondary wetting, viscosity, filtration control and temperature stability.

Typical Physical Properties

Physical appearance....	Dark-amber, viscous liquid
Specific gravity.....	0.84-0.96
Flash point.....	197°F (91.7°C) (PMCC)

Applications

Versamul emulsifier forms the basic brine-in-oil emulsion required for the Versadril, Versaclean or Versaport oil mud systems. Initial system formulations require 4 to 10 lb/bbl (11.4 to 28.5 kg/m³), depending on the properties desired and other components in the system. Daily treatments of Versamul emulsifier enhance the emulsion characteristics of these systems. Daily treatments are usually in the 0.05 to 2 lb/bbl (0.14 to 5.7 kg/m³) range. Versamul emulsifier treatments lower fluid loss and increase viscosity.

Versamul emulsifier is activated by calcium and performs best at higher levels (>3 lb/bbl or >8.6 kg/m³) of excess lime. Generally, 1 lb/bbl (2.85 kg/m³) lime should be added to initial formulations for every 1 lb/bbl (2.85 kg/m³) Versamul emulsifier.

Advantages

- Is a multi-purpose product which can be used in a wide variety of oil mud systems,

including Versadril, Versaclean and Versaport systems

- Improves emulsion stability
- Functions as a secondary wetting agent
- Provides viscosity
- Provides filtration control
- Helps maintain high-temperature, high-pressure filtrate in a water-free state
- Improves the thermal stability and contamination-resistance of an oil mud

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

CAUTION! Avoid exposure. Versamul emulsifier contains mineral oil which is an irritant to eyes, skin and respiratory system.

Packaging and Storage

Versamul emulsifier is packaged in 55-gal (208-L) drums.

Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatibles. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink-wrapping and/or stacking.



P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
Tel: 281-561-1300
Fax: 281-561-1441
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.co

ANEXO B. FICHA TÉCNICA DEL HUMECTANTE CONVENCIONAL VERSACOAT

Versacoat



Versacoat* organic surfactant is a multi-functional additive which serves as an emulsifier and wetting agent in the Versa* oil mud systems.

Secondary benefits include improved thermal stability and High-Temperature, High-Pressure (HTHP) filtration control. The product is effective over a wide temperature range and in the presence of contaminants and for reducing the adverse effects of water contamination.

includes Versadriil*(diesel), Versaclean* (mineral oil), Versaport* (elevated low-shear-rate viscosity) and Versacore* (minimal-water) systems.

Typical Physical Properties

Physical appearance.....	Dark amber, viscous liquid
Specific gravity.....	0.90-0.97
Flash point.....	83°F (28°C) (PMCC)
Pour point.....	-20°F (-28.9°C)

Applications

Versacoat additive functions as a wetting agent and secondary emulsifier when used in conventional, low-fluid-loss, high-lime systems in combination with Versamul* additive. In this application, the product oil-wets barite and drill solids to prevent water-wet solids; it improves thermal stability, rheological stability, filtration control and emulsion stability; and it improves the fluid's resistance to contamination. Concentrations for initial formulations range from 1 to 3 lb/bbl (2.85 to 8.6 kg/m³) when used as a wetting agent, with occasional daily treatments.

Versacoat additive functions as the primary emulsifier when used in relaxed-fluid-loss, lower-lime systems, in combination with Versawet* additive. In this application, the product forms a stable, water-in-oil emulsion and provides a degree of oil-wetting. Concentrations for initial formulations range from 2 to 8 lb/bbl (5.7 to 22.8 kg/m³) when used as the primary emulsifier, with occasional daily treatments. High-temperature applications and some "light" mineral oils require higher concentrations of Versacoat agent.

Versacoat additive is a primary ingredient in all Versa system formulations. Consult the M-I SWACO Drilling Fluids Engineering Manual or individual system information for specific formulations. The recommended treatment levels depend on the oil-water ratio, anticipated temperatures, desired properties and the other products used in the formulation. The Versa family of systems

Advantages

- Wide application, including higher-lime, conventional and lower-lime, relaxed Versa systems
- Improves emulsion stability
- Improves oil-wetting and prevents water-wet solids
- Maintains stable water-in-oil emulsion and helps prevent water in HTHP filtrate
- Improves thermal stability, rheological stability, filtration control and contamination-
- Effective at counteracting the adverse effects of water contamination such as high viscosity, low-emulsion stability and water-wet solids

Limitations

- Overtreatment with Versacoat additive can thin Versaport systems under certain conditions
- Environmental restrictions concerning the use of oils and oil-base fluids should be considered since Versacoat is used in conjunction with oil

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request. Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

Versacoat additive is packaged in 55-gal (208-L) drums and 5-gal (18.9-L) cans. Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatibles.



P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
Tel: 281-561-1300
Fax: 281-561-1441
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.co

ANEXO C.
FICHA TÉCNICA DEL SURFACTANTE BIODEGRADABLE SUREWET

Surewet



Surewet* additive is the primary wetting agent in the Rheliant* system.

It also functions as a secondary emulsifier. Additional benefits include improved thermal stability and HTHP filtration control. Surewet wetting agent is effective over a wide temperature range, in the presence of contaminants, and in reducing the adverse effects of water contamination. Surewet agent can also be used as a secondary emulsifier in Nova* and Versa* systems.

Typical Physical Properties

Physical appearance.....	Light yellow liquid
Specific gravity.....	0.891 @ 68°F (20°C)
Flash point.....	363°F (184°C)
Pour point.....	40 – 60°F (4.4 – 15.6°C)

Applications

Surewet additive functions as the wetting agent and secondary emulsifier in the Rheliant system, when used in combination with the Suremul* primary emulsifier. It can also be used as a secondary emulsifier in Nova systems and in the Versa family of systems in conjunction with a primary emulsifier.

Surewet additive preferentially wets barite and drill solids to prevent water-wetting of solids. Secondary functions include: improves thermal stability, rheological stability, filtration control and emulsion stability as well as improves a system's resistance to contamination.

Initial formulation concentrations range from 1 to 3 lb/bbl (2.85 to 8.6 kg/m³) with occasional daily

treatments of 0.063 lb/bbl (0.18 kg/m³), depending on the synthetic-water ratio, anticipated temperatures, desired properties and other products used in the formulation.

Advantages

- Aids in providing improved wetting of solids in the system
- Tightens the emulsion and increases the thermal stability
- Lowers fluid loss
- Reduces risk of water in filtrate

Limitations

- Avoid storage conditions where temperatures are less than 60°F (16°C).

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions as described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

Surewet additive is packaged in 55-gal (208-L), steel drums and 550-gal (2131-L) totes.

Store in dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatible materials.



P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
Tel: 281-561-1300
Fax: 281-561-1441
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.com

ANEXO D.

FICHA TÉCNICA DEL SURFACTANTE BIODEGRADABLE TERGITOL

Technical Data Sheet



TERGITOL™ 15-S-9 Surfactant

Product Information

Chemical Description

Name: Secondary Alcohol Ethoxylate

Surfactant Type: Nonionic

Benefits

- Superior detergency
- Rapid dissolution & good rinseability
- Low odor
- Narrow gel range
- Excellent formulation & handling properties
- Readily biodegradable (OECD 301E)

Applications

- Paints & coatings
- High performance cleaners
- Agrochemicals
- Pulp & paper
- Textile
- Oilfield

Typical Physical Properties

Actives, wt%	100
Cloud Point ⁽¹⁾	60
HLB ⁽²⁾	13.3
Moles EO	9
Pour Point ⁽³⁾	9
Appearance	Pale yellow liquid
pH, 1% aq solution	7.1
Viscosity at 25°C (77°F), cP	60
Density at 20°C (68°F), g/mL	1.006
Flash Pt, Closed Cup, ASTM D93	193°C 380°F

⁽¹⁾ Cloud point: °C, 1 wt% actives aqueous solution

⁽²⁾ HLB Range: <10 w/o emulsifier, > 10 o/w emulsifier, 10-15 good wetting, 12-15 detergents

⁽³⁾ Pour point: °C

Typical Performance Properties

CMC ⁽⁴⁾	52
Surface Tension ⁽⁵⁾	30
Foam Height ⁽⁶⁾	124/43
Draves 20 sec wetting conc, wt%	
at 25°C (77°F)	0.06
at 50°C (122°F)	0.05

⁽⁴⁾ Critical Micelle Concentration: ppm at 25°C

⁽⁵⁾ Surface tension: dynes/cm at 1% actives, 25°C

⁽⁶⁾ Ross-Miles foam height: mm at 0.1 wt% actives, 25°C, initial / 5 minute

Solubility and Compatibility

- Soluble in water
- Soluble in chlorinated solvents and most polar organic solvents
- Chemically stable in the presence of dilute acids, bases and salts
- Compatible with anionic, cationic, and other nonionic surfactants

**ANEXO E.
FICHA TÉCNICA DEL LIME (CAL HIDRATADA)**



Lime

Lime, hydrated Lime and slaked Lime are all common names for calcium hydroxide [Ca(OH)₂].

It is used as a source of calcium and alkalinity in both water- and oil-base drilling fluids. Lime, a widely available commercial chemical, is an economical source of calcium (Ca²⁺) and hydroxyl ions (OH⁻).

Drilling fluid applications for Lime include: increasing pH; providing excess Lime as an alkalinity buffer; flocculating bentonite muds; removing soluble carbonate (CO₃²⁻) ions; controlling corrosion; and activating fatty-acid, oil-base mud additives.

CAUTION: Lime is a strong base and will form high pH (alkaline) solutions. See product handling information.

Typical Physical Properties

Physical appearance.....	White powder
Specific gravity.....	2.2
pH (1% solution).....	12.4
Solubility @ 20° C (68°F).....	0.165 g/100 ml water
Bulk density.....	2,210.5 kg/m ³ (138 lb/ft ³)

Applications

Lime is used as an economical source of calcium for flocculating bentonite slurries (spud mud) for improved hole cleaning. Since it is only slightly soluble in water, it is used to maintain an excess of insoluble Lime in a wide range of both water- and oilbase systems.

Excess Lime buffers pH; provides a reserve quantity of calcium to precipitate soluble carbonates; and activates fatty-acid, oil-base additives. Lime is used for both calcium and pH control in gyp and Lime systems. An alkaline pH which is buffered by excess Lime will prevent acidic conditions from occurring which can lead to accelerated corrosion from acid gases.

The solubility of Lime increases with increased salinity, but decreases with increased calcium, increased pH and increased temperature. Normal treatments for Lime depend on the system.

The three levels of Lime concentration are often described as:

- Low Lime: 1.43 – 5.7 kg/m³ (0.5 – 2.0 lb/bbl)
- Medium Lime: 5.7 – 14.3 kg/m³ (2.0 – 5.0 lb/bbl)
- High Lime: 14.3 - 43.0 kg/m³ (5.0 - 15.0 lb/bbl)

Advantages

- Widely available economical source of calcium and alkalinity

Toxicity and Handling

- Bioassay information is available upon request.
- Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment
- Avoid exposure and handle only when fully protected. Lime is an alkaline material and can burn eyes, skin and respiratory tract, and may react violently with water or acids.
- Lime should be added slowly to the mud system through a properly designed mud hopper.

Packaging and Storage

Lime is usually packaged in 22.7 kg (50 lb) and 25 kg (55 lb), multiwall, paper sacks; numerous other sack sizes are used. Store in a dry area away from water and acids. Keep all containers sealed.



P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
Tel: 281-561-1300
Fax: 281-561-1441
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.co

**ANEXO F.
FICHA TÉCNICA DEL SAFE-CARB (CARBONATO DE CALCIO)**

Safe-Carb

Ground marble bridging agent

SAFE-CARB* ground marble bridging agent is a high-purity, acid-soluble calcium carbonate used as a bridging and weighting agent in drilling, drill-in, workover, and completion fluids. Compared with limestone, the agent features higher hardness and purity, providing better acid solubility.

This calcium carbonate bridging and weighting agent can be used in fluids ranging from conventional drilling fluids to advanced drill-in fluid systems, water-base and invert-emulsion reservoir drill-in fluid system.

As a bridging agent and fluid-loss additive, normal concentrations are 10–50-lbm/bbl [29–143-kg/m³] range.

Product Name	Median Particle Size (d ₅₀), um	Recommended Test Procedure
SAFE-CARB 2	1–4	Laser light scattering
SAFE-CARB 10	6–15	Laser light scattering
SAFE-CARB 20	16–29	Laser light scattering
SAFE-CARB 40	31–48	Laser light scattering
SAFE-CARB 140	130–150	Dry-sieve analysis
SAFE-CARB 250	225–300	Dry-sieve analysis
SAFE-CARB 500	430–520	Dry-sieve analysis
SAFE-CARB 600	550–650	Dry-sieve analysis
SAFE-CARB 750	655–800	Dry-sieve analysis
SAFE-CARB 1400	1,200–1,550	Dry-sieve analysis
SAFE-CARB 2500	2,100–2,700	Dry-sieve analysis

Median particle size (d₅₀) is reported as a size range due to variations in the manufacturing and grinding process. If a precise size distribution of a product is critical to a drilling operation, it should be measured with the appropriate recommended test procedure using samples that are representative of those expected to be used in that operation. Nominal d₁₀ and d₉₀ values are available upon request.

Typical Physical Properties

Physical appearance..... White powder
 Relative density..... 2.7-2.8
 Solubility @ 20° C (68°F).....0.0035 g/100 ml water
 Solubility @ 20° C (68°F).....0.165 g/100 ml water



Solubility in 15% HCl at 76 degF |
degC]..... ≥97%

Applications

- Controlling fluid loss, density, and bridging in a range of fluids
- Sealing of sand-control completion assemblies

Advantages

- Minimized formation damage through high-quality acid-soluble material design
- Effective bridging, especially when using OPTIBRIDGE* bridging agent selection software to design an optimized, application-specific blend
- Simplified method of identifying the approximate D50 of agent
- High-hardness ground marble makeup that resists particle-size degradation
- Essentially inert for minimized effect on fluid properties

Toxicity and Handling

- Bioassay information is available upon request. No claim of personal safety is intended nor implied by the use of the name "SAFE" in this product. Handle as an industrial chemical, wear protective equipment, and observe the precautions as described in the material safety datasheet.

Packaging and Storage

SAFE-CARB agent is packaged in 50-lbm [22.7-kg], 55-lbm [25-kg], and 110-lbm [50-kg] multiwall paper sacks. Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed when not in use. Store away from incompatible. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink-wrapping, and stacking.



P.O. Box 42842
 Houston, Texas 77242-2842
 Tel: 281-561-1300
 Fax: 281-561-1441
 www.miswaco.com
 E-mail: questions@miswaco.co

**ANEXO G.
FICHA TÉCNICA DEL CLORURO DE CALCIO**



Calcium Chloride (dry)

Calcium Chloride (CaCl_2) powder is a single salt used to form clear-brine workover and completion fluids with densities ranging from 8.

4 to 11.8 lb/gal (1007 to 1414 kg/m³). These fluids are used where formation pressures require densities from 8.4 to 11.8 lb/gal (1007 to 1414 kg/m³) or where the inhibitive properties of a calcium fluid are required to prevent the hydration and migration of swelling clays. CaCl_2 can be mixed with CaBr_2 to obtain densities up to 15.1 lb/gal (1809 kg/m³). When used with ZnBr_2 , densities to 19.2 lb/gal (2301 kg/m³) can be achieved.

Typical Physical Properties

Physical appearance..... White powder
Solubility in water..... 60%

Applications

- Calcium Chloride brine is used in clear-brine completion or workover fluids that require densities between 8.4 and 11.8 lb/gal (1007 to 1414 kg/m³).

- Calcium Chloride powder can be used to achieve rapid density increases with minimal volume addition. It also provides inhibition preventing the hydration and migration of swelling clays and can be used in packer fluids.

- Calcium Chloride fluids can be formulated with various crystallization points and are available for special

Advantages

- Mixes readily with all other calcium- and zinc-base brines

Toxicity and Handling

- Bioassay information is available upon request.
- Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Store away from incompatibles. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink-wrapping and/or stacking.



P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
Tel: 281-561-1300
Fax: 281-561-1441
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.co

ANEXO H. REPLICAS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS

En el capítulo 2 del presente trabajo se realizó la caracterización de los fluidos de perforación preparados, como resultado se utilizaron los valores promedios de las 3 réplicas que se realizaron para cada medición como parte de la verificación de los resultados obtenidos. Posteriormente se determinó la desviación estándar y el error estándar para comprobar que tanto variaron los datos de la media aritmética, encontrando errores muy bajos por debajo de $7,43E-13$ que garantiza la precisión de los datos obtenidos.

A continuación, se muestran las réplicas de las medidas de los pesos de los lodos por cada formulación, así como la reología de los fluidos de perforación preparados.

Réplicas de los valores del peso del lodo (lb/gal)

Formulación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
Formulación 1	7,16	7,19	7,15	7,17	0	0
Formulación 2	7,29	7,28	7,33	7,3	6,00E-16	3,63,E-16
Formulación 3	8,18	8,22	8,2	8,2	1,00E-15	7,25,E-16
Formulación 4	8,42	8,4	8,39	8,4	1,00E-15	7,25,E-16
Formulación 5	8,33	8,36	8,36	8,35	0	0
Formulación 6	8,55	8,57	8,6	8,57	3,00E-15	1,45,E-15

Fuente: elaboración propia

Réplicas de los valores de la reología a 300 RPM

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	3	3	4	3	3,1E-16	1,8,E-16
E1-1	4	3	5	4	0	0
E1-2	3	3	3	3	0	0
E2-0.5	7	6	8	7	0	0
E2-1	7	8	7	7	6,3E-16	3,6,E-16
E2-2	6	7	8	7	0	0
E4-0.5	25	30	28	28	2,5E-15	1,5,E-15
E4-1	36	32	33	34	5,0E-15	2,9,E-15
E4-2	34	38	36	36	0	0
Bio-A1	9	12	10,5	11	0	0
Bio-A2	13	12	16	14	1,3E-15	7,3,E-16
Bio-D1	25	30	28	28	2,5E-15	1,5,E-15
Bio-D2	28	28	27	28	2,5E-15	1,5,E-15

Fuente: elaboración propia

Réplicas de los valores de la reología a 600 RPM

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	5	5	6	5	6,3E-16	3,6,E-16
E1-1	5	3	6	5	6,3E-16	3,6,E-16
E1-2	5	5	4,5	5	6,3E-16	3,6,E-16
E2-0.5	13	11	14	13	1,3E-15	7,3,E-16
E2-1	13	15	13	14	1,3E-15	7,3,E-16
E2-2	12	13	15	13	1,3E-15	7,3,E-16
E3-0.5	17	19	20	19	2,5E-15	1,5,E-15
E3-1	18	22	22	21	2,5E-15	1,5,E-15
E3-2	19	20	17,5	19	2,5E-15	1,5,E-15
E4-0.5	43	42	46	44	5,0E-15	2,9,E-15
E4-1	51	49	51	50	5,0E-15	2,9,E-15
E4-2	53	53	54	53	5,0E-15	2,9,E-15
Bio-A1	17	20	18,5	19	0	0

Fuente: elaboración propia

Réplicas de los valores de la Viscosidad Aparente (cp)

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	3	3	4	3	3,1E-16	3,6,E-16
E1-1	4	3	5	4	0	3,6,E-16
E1-2	3	3	3	3	0	3,6,E-16
E2-0.5	7	6	8	7	0	7,3,E-16
E2-1	7	8	7	7	6,3E-16	7,3,E-16
E2-2	6	7	8	7	0	7,3,E-16
E3-0.5	11	12	13	12	0	1,5,E-15
E3-1	13	14	15	14	0	1,5,E-15
E3-2	11	11	10,5	11	1,3E-15	1,5,E-15
E4-0.5	25	30	28	28	2,5E-15	2,9,E-15
E4-1	36	32	33	34	5,0E-15	2,9,E-15
E4-2	34	38	36	36	0	2,9,E-15
Bio-A1	9	12	10,5	11	0	0

Fuente: elaboración propia

Réplicas de los valores de la Viscosidad Plástica (cp)

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	2	2	2	2	0	3,6,E-16
E1-1	1	0	1	1	7,85E-17	3,6,E-16
E1-2	2	2	1,5	2	1,57E-16	3,6,E-16
E2-0.5	6	5	6	6	6,28E-16	7,3,E-16
E2-1	6	7	6	6	6,28E-16	7,3,E-16
E2-2	6	6	7	6	6,28E-16	7,3,E-16
E3-0.5	6	7	7	7	6,28E-16	1,5,E-15
E3-1	5	8	7	7	6,28E-16	1,5,E-15
E3-2	8	9	7	8	0	1,5,E-15
E4-0.5	18	12	18	16	0	2,9,E-15
E4-1	15	17	18	17	2,51E-15	2,9,E-15
E4-2	19	15	18	17	2,51E-15	2,9,E-15
Bio-A1	8	8	8	8	0	0

Fuente: elaboración propia

Réplicas de los valores del Punto Cedente (lb/100 ft²)

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	1	1	2	1	1,57E-16	3,6,E-16
E1-1	3	3	4	3	3,14E-16	3,6,E-16
E1-2	1	1	1,5	1	1,57E-16	3,6,E-16
E2-0.5	1	1	2	1	1,57E-16	7,3,E-16
E2-1	1	1	1	1	0	7,3,E-16
E2-2	0	1	1	1	7,85E-17	7,3,E-16
E3-0.5	5	5	6	5	6,28E-16	1,5,E-15
E3-1	8	6	8	7	6,28E-16	1,5,E-15
E3-2	3	2	3,5	3	3,14E-16	1,5,E-15
E4-0.5	7	18	10	12	1,26E-15	2,9,E-15
E4-1	21	15	15	17	0	2,9,E-15
E4-2	15	23	18	19	2,51E-15	2,9,E-15
Bio-A1	1	4	2,5	3	0	0

Fuente: elaboración propia

Réplicas de los valores del Esfuerzo Gel a 10 segundos (lb/100 ft²)

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	2	1	1	1	1,57E-16	9,06E-17
E1-1	3	3	4	3	3,14E-16	1,81E-16
E1-2	1	1	0	1	7,85E-17	4,53E-17
E2-0.5	4	3	4	4	3,14E-16	1,81E-16
E2-1	3	3	2	3	3,14E-16	1,81E-16
E2-2	2	2	2	2	0	0
E3-0.5	8	9	6	8	6,28E-16	3,63E-16
E3-1	9	10	8	9	0	0
E3-2	4	4	4	4	0	0
E4-0.5	15	16	16	16	1,26E-15	7,25E-16
E4-1	19	18	20	19	0	0
E4-2	16	22	20	19	2,51E-15	1,45E-15
Bio-A1	4	4	3	4	3,14E-16	1,81E-16

Fuente: elaboración propia

Réplicas de los valores del Esfuerzo Gel a 10 minutos (lb/100 ft²)

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	1	2	2	2	1,57E-16	9,06E-17
E1-1	2	2	2	2	0	0
E1-2	2	2	2	2	0	0
E2-0.5	6	5	6	6	6,28E-16	3,63E-16
E2-1	5	5	5	5	0	0
E2-2	5	5	5	5	0	0
E3-0.5	20	20	25	22	2,51E-15	1,45E-15
E3-1	12	10	11	11	0	0
E3-2	6	6	5	6	6,28E-16	3,63E-16
E4-0.5	20	18	22	20	0	0
E4-1	22	24	22	23	2,51E-15	1,45E-15
E4-2	25	26	24	25	0	0
Bio-A1	5	5	5	5	0	0

Fuente: elaboración propia

Réplicas de los valores del Esfuerzo Gel a 30 minutos (lb/100 ft²)

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	2	1	2	2	1,57E-16	9,06E-17
E1-1	3	2	2	2	3,14E-16	1,81E-16
E1-2	2	2	1	2	1,57E-16	9,06E-17
E2-0.5	7	7	8	7	6,28E-16	3,63E-16
E2-1	6	7	6	6	6,28E-16	3,63E-16
E2-2	5	5	4	5	6,28E-16	3,63E-16
E3-0.5	24	24	23	24	2,51E-15	1,45E-15
E3-1	12	12	14	13	1,26E-15	7,25E-16
E3-2	11	12	11	11	1,26E-15	7,25E-16
E4-0.5	26	24	26	25	2,51E-15	1,45E-15
E4-1	20	26	23	23	0	0
E4-2	30	28	26	28	0	0
Bio-A1	7	7	6	7	6,28E-16	3,63E-16

Fuente: elaboración propia

A continuación, se muestran las réplicas de las medidas de la estabilidad eléctrica

Réplicas de los valores de la Estabilidad Eléctrica (Voltios)

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	132	98	77	102	1,00E-14	5,80E-15
E1-1	120	178	145	148	2,01E-14	1,16E-14
E1-2	210	128	215	184	2,01E-14	1,16E-14
E2-0.5	201	284	294	260	4,02E-14	2,32E-14
E2-1	234	184	222	213	2,01E-14	1,16E-14
E2-2	184	195	132	170	2,01E-14	1,16E-14
E3-0.5	489	576	524	530	8,04E-14	4,64E-14
E3-1	484	379	443	435	4,02E-14	2,32E-14
E3-2	354	370	386	370	0	0
E4-0.5	1020	978	1001	1000	8,04E-14	4,64E-14
E4-1	1407	1420	1432	1420	1,61E-13	9,28E-14
E4-2	1667	1625	1689	1660	1,61E-13	9,28E-14
Bio-A1	920	905	876	900	8,04E-14	4,64E-14

Fuente: elaboración propia

A continuación, se muestran las réplicas de las medidas de la viscosidad dinámica

Réplicas de los valores de la Viscosidad Dinámica a 3 RPM (cp)

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	22	19	20	20	2,51E-15	1,45E-15
E1-1	9	10	10	10	1,26E-15	7,25E-16
E1-2	12	12	12	12	0	0
E2-0.5	8100	8130	8070	8100	0	0
E2-1	9520	9562	9478	9520	0	0
E2-2	1080	1090	1080	1083	1,61E-13	9,28E-14
E3-0.5	12480	12410	12549	12480	1,29E-12	7,43E-13
E3-1	16640	16630	16650	16640	0	0
E3-2	5900	5920	5910	5910	0	0
E4-0.5	8800	8775	8824	8800	1,29E-12	7,43E-13
E4-1	12604	12588	12610	12601	1,29E-12	7,43E-13
E4-2	6650	6658	6643	6650	6,43E-13	3,71E-13
Bio-A1	5800	5790	5800	5797	6,43E-13	3,71E-13

Fuente: elaboración propia

Réplicas de los valores de la Viscosidad Dinámica a 60 RPM (cp)

Fluido de Perforación	Replica 1	Replica 2	Replica 3	Promedio	Desviación Estándar	Error Estándar
E1-0.5	3	2	4	3	0	0
E1-1	5	5	4	5	6,28E-16	3,63E-16
E1-2	6	5,8	4,2	5	6,28E-16	3,63E-16
E2-0.5	420	426	426	424	0	0
E2-1	676	669	694	680	8,04E-14	4,64E-14
E2-2	184	182	180	182	0	0
E3-0.5	718	725	724	722	8,04E-14	4,64E-14
E3-1	950	955	945	950	0	0
E3-2	485	472	482	480	4,02E-14	2,32E-14
E4-0.5	500	512	505	506	4,02E-14	2,32E-14
E4-1	740	760	750	750	0	0
E4-2	465	452	462	460	4,02E-14	2,32E-14
Bio-A1	380	379	382	380	4,02E-14	2,32E-14

Fuente: elaboración propia