

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS DE GEL Y PUNTO CEDENTE, EN PRESENCIA DE CONTAMINANTES INERTES Y NO INERTES EN FLUIDOS DE PERFORACION BASE ACEITE.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo.
Por el Br. Rodríguez F, Francisco A.

Caracas, Noviembre del 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS DE GEL Y PUNTO CEDENTE, EN PRESENCIA DE CONTAMINANTES INERTES Y NO INERTES EN FLUIDOS DE PERFORACION BASE ACEITE.

TUTOR ACADEMICO: Prof. Griselda Z. de Mora

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo.
Por el Br. Rodríguez F, Francisco A.

Caracas, Noviembre del 2002

AGRADECIMIENTOS

Ante todo a Dios por haberme concedido el don de la vida, e iluminarme siempre por el sendero del bien, y haberme dado la fuerza necesaria para poder concluir esta etapa de mi vida.

A mis padres, por que siempre estuvieron conmigo apoyándome en todo y dándome aliento, estas líneas no pueden expresar lo que realmente significan para mí, los quiero muchísimo.

A mis hermanos, Tony y Rossanna, por sus valiosos consejos y apoyo durante el todo el desarrollo de este trabajo, muchas gracias.

A la prof. Griselda de Mora, por haberme dado la oportunidad de cumplir con este sueño, su ayuda y su apoyo fueron vital para poder cumplir con esta meta. Muchísimas gracias profe.

A la Universidad Central de Venezuela, por brindarme la oportunidad de pertenecer a esta gran familia ucevista, y sentir el orgullo de ser ucevista.

A todos mis panas del laboratorio de fluidos: Jorge Jiménez por su colaboración en todo momento, además de: “el gordo”, Carlos, “el loro”, Franklig, Claudio, Arturo, Carlos Rausseo, Darwin, y sin olvidar a: Elio, Fran, Franklin, Ima, “pájaro”, Cansing, Argenis Revette, Rigoberto, Joel, Cesar, Jormi, Sandra, Omar, Patricia, Ondina, Rafael Celma, Karem, Rafael Ferrer, David, Diego, John, Verónica, Denis, Reo, Orangel, y para todos aquellos que no menciono por que la lista fuera muy grande igualmente tengo algo que agradecerles a todos muchas gracias.

Rodríguez F. Francisco A.

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS DE GEL Y PUNTO CEDENTE, EN PRESENCIA DE CONTAMINANTES INERTES Y NO INERTES EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE.

Tutor Académico: Prof. Griselda Z. De Mora.

Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería.

Escuela de Petróleo. Año 2002. 163 p.

Palabras Claves: Control de Sólidos, Sólidos de Perforación, Reología.

Resumen. Este trabajo tiene como objetivo general estudiar el comportamiento que presentan los fluidos de perforación base aceite, en presencia de contaminantes inertes y no inertes, y analizar el grado de influencia que estos contaminantes ofrecen sobre las estructuras de gel, punto cedente y demás propiedades del lodo.

Se formularon diferentes fluidos de perforación base aceite mineral 100% aceite, y emulsiones inversas con relaciones aceite/agua de 90/10, 80/20, 70/30.

Para poder cumplir con el objetivo planteado, se contaminaron los distintos fluidos formulados con una arenisca cuya difracción de rayo X arrojó una composición de 99% cuarzo, la cual fue utilizada como material inerte, esta arenisca fue triturada y tamizada por los tamices de 40 y 200 Mesh, para obtener dos tamaños de granos distintos (arena, y limo-arcilla), las cuales se denominaron muestra # 1 y muestra # 2 respectivamente.

Se procedió a simular una lutita con un 30% de la arenisca anteriormente descrita y un 70% de bentonita a la cual se le realizó la difracción de rayos X y arrojó un 40% de montmorilonita, además de otros componentes reactivos, esta lutita se denominó muestra # 3 y fue utilizada como material contaminante no inerte.

Dichos fluidos de perforación fueron contaminados con las muestras 1, 2, y 3, a distintos porcentajes en peso, los cuales fueron 5%, 8%, y 10% del peso total del lodo.

Luego de este proceso de contaminación, se pudo apreciar que el material inerte sí presentó influencia con relación al punto cedente, resistencia de gel y demás propiedades reológicas, a pesar de que, en la literatura se referencia que solo las partículas cargadas generan efecto sobre estas propiedades, sin embargo, el material no inerte fue el que provocó el mayor cambio en dichas propiedades. Además se pudo apreciar que en relación al material inerte, la muestra que poseía un menor tamaño de grano (limo-arcilla) fue la que incrementó los valores de dichas propiedades, lo que significa que el tamaño de grano es un factor que influye también en los valores de las propiedades.

ÍNDICE GENERAL

Índice de Tablas	IV
Índice de Figuras	VI
1 Introducción	1
2 Marco Teórico	3
2.1 Fluidos de Perforación	3
2.1.1 Funciones del Fluido de Perforación	4
2.1.2 Composición de los Fluidos de Perforación	13
2.1.3 Clasificación de los Fluidos de Perforación	18
2.1.3.1 Fluidos Base Agua	19
2.1.3.2 Fluidos Neumáticos	19
2.1.3.3 Fluidos Base Aceite	20
2.1.4 Emulsiones Inversas	22
2.1.4.1 Condiciones para que exista una Emulsión	24
2.1.5 Composición de los Fluidos Base Aceite	25
2.1.6 Ventajas y Desventajas de los Fluidos Base Aceite	31
2.1.7 Propiedades de los Fluidos de Perforación	32
2.1.7.1 Densidad	32
2.1.7.2 Viscosidad de Embudo	33
2.1.7.3 Viscosidad Plástica	34
2.1.7.4 Viscosidad Aparente	35
2.1.7.5 Punto Cedente	35
2.1.7.6 Resistencia de Gel	36
2.1.7.7 Pérdida de Filtrado	37
2.1.7.8 Contenido de Sólidos	38
2.2 Modelos Reológicos	38
2.3 Factores que Afectan la Reología	42
2.4 Estructuras de Gel	43
2.4.1 Tipos de Gel	45

2.4.2 Causas que pueden generar un valor excesivo de Resistencia de Gel	46
2.5 Contaminación de los Fluidos de Perforación Base Aceite	47
2.5.1 Efectos de los Sólidos de Perforación en la Tasa de Penetración	49
2.5.2 Efectos de los Sólidos de Perforación en la Viscosidad Plástica	49
2.5.3 Efectos de los Sólidos de Perforación en el Punto Cedente y Fuerza de Gel	51
2.5.4 Efectos de los Sólidos de Perforación en la Pérdida de Filtrado	51
2.5.5 Efectos de los Sólidos de Perforación en la Estabilidad de la Emulsión	53
2.6 Control Mecánico de Sólidos	54
2.7 Dilución	63
3 Metodología Experimental	65
3.1 Formulación de los Fluidos de Perforación	69
3.2 Determinación de la Densidad	69
3.3 Determinación de las Propiedades Reológicas	70
3.4 Determinación de la Pérdida de Filtrado	71
3.5 Determinación de la Estabilidad Eléctrica	73
3.6 Determinación del Contenido de Sólidos	74
3.7 Proceso de Envejecimiento	75
4 Discusión de Resultados	77
4.1 Fluidos de Perforación 100% Aceite Mineral	77
4.1.1 Formulación del Fluido	77
4.1.2 Resultados y Análisis de las Pruebas Realizadas	78
4.2 Fluidos de Perforación Base Aceite Mineral (O/W) 90/10	86
4.2.1 Formulación del Fluido	86
4.2.2 Resultados y Análisis de las Pruebas Realizadas	87
4.3 Fluidos de Perforación Base Aceite Mineral (O/W) 80/20	95
4.3.1 Formulación del Fluido	95
4.3.2 Resultados y Análisis de las Pruebas Realizadas	96
4.4 Fluidos de Perforación Base Aceite Mineral (O/W) 70/30	105
4.4.1 Formulación del Fluido	105

4.4.2 Resultados y Análisis de las Pruebas Realizadas	106
4.5 Pruebas de Envejecimiento	113
4.5.1 Resultados y Análisis de las Pruebas Realizadas	114
5 Conclusiones	122
6 Recomendaciones	123
7 Referencias Bibliográficas	124
8 Glosario de Términos	126
Apéndices	130
Apéndice A1 Propiedades de los Fluidos Base Aceite	130
Apéndice A2 Resultado de la Difracción de Rayos X de la Arenisca	133
Apéndice A3 Resultado de la Difracción de Rayos X de la Bentonita	134
Apéndice A4 Resultado de la Difracción de Rayos X para la Lutita de la Formación Caujarao	135
Apéndice A5 Equivalencia de las Unidades Utilizadas en el Laboratorio	136
Apéndice A6 Procedimiento de los Equipos Utilizados	137
Apéndice A7 Cálculos Tipos para la Formulación de los Lodos	142
Apéndice A8 Tablas de Resultados	148

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Densificantes comúnmente usados en los Fluidos de Perforación	16
Tabla 2.2 Clasificación de los Tamaños de Partículas	18
Tabla 2.3 Propiedades del Aceite Mineral	20
Tabla 2.4 Propiedades del Aceite Vegetal	21
Tabla 3.1 Granulometría de los Sólidos utilizados como Contaminante Inerte	65
Tabla 4.1 Formulación del Fluido 100% Aceite Mineral	77
Tabla 4.2 Cantidad de Contaminante utilizado para el Sistema 100% Aceite Mineral	77
Tabla 4.3 Formulación del Fluido (O/W) 90/10	86
Tabla 4.4 Cantidad de Contaminante utilizado para el Sistema (O/W) 90/10	87
Tabla 4.5 Formulación del Fluido (O/W) 80/20	95
Tabla 4.6 Cantidad de Contaminante utilizado para el Sistema (O/W) 80/20	95
Tabla 4.7 Formulación del Fluido (O/W) 70/30	105
Tabla 4.8 Cantidad de Contaminante utilizado para el Sistema (O/W) 70/30	105
Tabla A.1 Aditivos del Sistema 100% Aceite	142
Tabla A.2 Aditivos del Sistema 90/10	143
Tabla A.3 Aditivos del Sistema 80/20	145
Tabla A.4 Aditivos del Sistema 70/30	146
Tabla A.5 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 1 antes y después de contaminar para el Sistema 100% Aceite	148
Tabla A.6 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 2 antes y después de contaminar para el Sistema 100% Aceite	149
Tabla A.7 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 3 antes y después de contaminar para el Sistema 100% Aceite	150
Tabla A.8 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 1 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 90/10	151
Tabla A.9 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 2 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 90/10	152

Tabla A.10 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 3 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 90/10	153
Tabla A.11 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 1 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 80/20	154
Tabla A.12 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 2 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 80/20	155
Tabla A.13 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 3 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 80/20	156
Tabla A.14 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 4 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 80/20	157
Tabla A.15 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 1 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 70/30	158
Tabla A.16 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 2 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 70/30	159
Tabla A.17 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 3 antes y después de contaminar para el Sistema (O/W) 70/30	160
Tabla A.18 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 1 antes y después de contaminar, después del proceso de envejecimiento	161
Tabla A.19 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 2 antes y después de contaminar, después del proceso de envejecimiento	162
Tabla A.20 Resultados de las pruebas realizadas para la muestra # 3 antes y después de contaminar, después del proceso de envejecimiento	163

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Clasificación de la Fase Líquida de los Fluidos de Perforación	13
Figura 2.2 Clasificación de la Fase Sólida de los Fluidos de Perforación	15
Figura 2.3 Clasificación de los Fluidos de Perforación	18
Figura 2.4 Apariencia Idealizada de una Emulsión Inversa	24
Figura 2.5 Estructura Producida por la Asociación de Surfactantes en una Emulsión Inversa	26
Figura 2.6 Comportamiento de la Presión Osmótica en función de la Concentración de CaCl_2	30
Figura 2.7 Modelos Reológicos graficados en papel de Coordenadas Rectangulares	41
Figura 2.8 Estructura Cara-Borde	44
Figura 2.9 Tipo de Geles	46
Figura 2.10 Efecto de Partículas Compresibles en la Pérdida de Filtrado	53
Figura 2.11 Efecto de Partículas Incompresibles en la Pérdida de Filtrado	53
Figura 2.12 Esquema del Funcionamiento de Distintos Tipos de Zaranda Vibratoria	55
Figura 2.13 Zaranda Vibratoria	56
Figura 2.14 Sección Transversal de un Hidrociclón	58
Figura 2.15 Desarenador	59
Figura 2.16 Deslimador	60
Figura 2.17 Limpia Lodos	61
Figura 2.18 Centrifuga	62
Figura 2.19 Corte Transversal de una Centrifuga	63
Figura 3.1 Histograma de Frecuencia Granulométrica de los Sólidos Inertes usados como Contaminantes	66
Figura 3.2 Esquema de las Pruebas Realizadas en el Laboratorio	68
Figura 3.3 Balanza de lodos	70
Figura 3.4 Viscosímetro Fann	71
Figura 3.5 Vista Frontal del Equipo de Filtración AT-AP	72
Figura 3.6 Celda Contenedora de Lodo del Equipo AT-AP	72
Figura 3.6 Medidor de Estabilidad Eléctrica	73

Figura 3.7 Equipo utilizado para determinar el porcentaje de Sólidos	74
Figura 3.8 Horno de Envejecimiento	75
Figura 3.9 Celda Contenedora de Lodos para el Horno de Envejecimiento	76
Figura 4.1 Comportamiento de la Viscosidad Plástica en el Sistema 100% Aceite	78
Figura 4.2 Comportamiento del Punto Cedente en el Sistema 100% Aceite	80
Figura 4.3 Comportamiento de la Viscosidad Aparente en el Sistema 100% Aceite	81
Figura 4.4 Comportamiento de los Geles para la muestra # 1 en el Sistema 100% Aceite	82
Figura 4.5 Comportamiento de los Geles para la muestra # 2 en el Sistema 100% Aceite	83
Figura 4.6 Comportamiento de los Geles para la muestra # 3 en el Sistema 100% Aceite	83
Figura 4.7 Comportamiento de la Pérdida de Filtrado en el sistema 100% Aceite	85
Figura 4.8 Comportamiento de la Viscosidad Plástica en el Sistema 90/10	87
Figura 4.9 Comportamiento del Punto Cedente en el Sistema 90/10	89
Figura 4.10 Comportamiento de la Viscosidad Aparente en el Sistema 90/10	90
Figura 4.11 Comportamiento de los Geles para la muestra # 1 en el Sistema 90/10	91
Figura 4.12 Comportamiento de los Geles para la muestra # 2 en el Sistema 90/10	91
Figura 4.13 Comportamiento de los Geles para la muestra # 3 en el Sistema 90/10	92
Figura 4.14 Comportamiento de la Pérdida de Filtrado en el sistema 90/10	93
Figura 4.15 Comportamiento de la Estabilidad Eléctrica en el Sistema 90/10	94
Figura 4.16 Comportamiento de la Viscosidad Plástica en el Sistema 80/20	96
Figura 4.17 Comportamiento del Punto Cedente en el Sistema 80/20	97
Figura 4.18 Comportamiento de la Viscosidad Aparente en el Sistema 80/20	98
Figura 4.19 Comportamiento de los Geles para la muestra # 1 en el Sistema 80/20	100
Figura 4.20 Comportamiento de los Geles para la muestra # 2 en el Sistema 80/20	100
Figura 4.21 Comportamiento de los Geles para la muestra # 3 en el Sistema 80/20	101
Figura 4.22 Comportamiento de los Geles para la muestra # 4 en el Sistema 80/20	101
Figura 4.23 Comportamiento de la Pérdida de Filtrado en el Sistema 80/20	103
Figura 4.24 Comportamiento de la Estabilidad Eléctrica en el Sistema 80/20	104
Figura 4.25 Comportamiento de la Viscosidad Plástica en el Sistema 70/30	106

Figura 4.26 Comportamiento del Punto Cedente en el Sistema 70/30	107
Figura 4.27 Comportamiento de la Viscosidad Aparente en el Sistema 70/30	108
Figura 4.28 Comportamiento de los Geles para la muestra # 1 en el Sistema 70/30	109
Figura 4.29 Comportamiento de los Geles para la muestra # 2 en el Sistema 70/30	109
Figura 4.30 Comportamiento de los Geles para la muestra # 3 en el Sistema 70/30	110
Figura 4.31 Comportamiento de la Pérdida de Filtrado en el Sistema 70/30	111
Figura 4.32 Comportamiento de la Estabilidad Eléctrica en el Sistema 70/30	112
Figura 4.33 Comportamiento de la Viscosidad Plástica después de Envejecido	114
Figura 4.34 Comportamiento del Punto Cedente después de Envejecido	115
Figura 4.35 Comportamiento de la Viscosidad Aparente después de Envejecido	116
Figura 4.36 Comportamiento de los Geles para la muestra # 1 después de Envejecido	117
Figura 4.37 Comportamiento de los Geles para la muestra # 2 después de Envejecido	117
Figura 4.38 Comportamiento de los Geles para la muestra # 3 después de Envejecido	118
Figura 4.39 Comportamiento de la Pérdida de Filtrado después de Envejecido	119
Figura 4.40 Comportamiento de la Estabilidad Eléctrica después de Envejecido	120
Figura A.1 Resultado de la Difracción de Rayos X de la Arenisca	133
Figura A.2 Resultado de la Difracción de Rayos X de la Bentonita	134
Figura A.3 Resultado de la Difracción de Rayos X de la Lutita de la Formación Caujarao	135

INTRODUCCION

El fluido de perforación, es un fluido que posee características físicas y químicas, que deben ser apropiadas, para realizar las labores de perforación de pozos.

Uno de los tipos de fluidos de perforación que se encuentra en el mercado es el base aceite, el cual puede ser 100% aceite o emulsiones inversas de distintas relaciones aceite-agua, de este tipo de fluido se han desarrollado una gran cantidad de trabajos de investigación, en los cuales, se expresan las diferentes ventajas que ellos ofrecen en las labores de perforación de pozos. Una de las tantas ventajas que ofrece el lodo base aceite es su capacidad para tolerar la acción de los agentes contaminantes presentes durante la perforación.

Cuando un pozo se perfora, es inevitable que el fluido de perforación entre en contacto directo con una serie de agentes contaminantes que pueden mermar en poca o gran manera sus propiedades.

Existe una gran variedad de contaminantes como por ejemplo, cemento, sales solubles, temperatura, gases (H_2S , CO_2), sólidos de perforación entre otros, sin embargo, de todos estos contaminantes el que siempre estará presente en mayor o menor grado durante la perforación de un pozo son los sólidos de formación, los cuales pueden alterar críticamente sus propiedades reológicas.

El volumen y tipo de sólidos que se encuentran en el fluido de perforación influyen directamente en las propiedades del mismo, las tasas de penetración, la estabilidad del hoyo y el costo total del pozo. El control de sólidos, sin duda alguna, es uno de los aspectos más importantes de la tecnología de fluidos de perforación.

Desde el punto de vista práctico, los sólidos de perforación se pueden considerar como contaminantes del lodo. Por lo tanto, es evidente que estos sólidos deben ser removidos del sistema de lodo tan pronto y eficientemente sea posible.

El objetivo primordial en el control de sólidos es el reducir este tipo de contaminación y los problemas que este genera, a un nivel mínimo de forma que sea aceptable para no alterar las propiedades a un nivel crítico.

La necesidad de remover los sólidos de perforación del lodo es generalmente reconocida, sin embargo, esto no recibe toda la atención requerida en la mayoría de las operaciones de perforación.

Existen muchas razones para utilizar lodos con un bajo contenido de sólidos, pero existen sólidos que son necesarios dentro del fluido de perforación, como es el material densificante, y material viscosificante, pero si además existen sólidos de perforación, entonces habrá un exceso de sólidos en el sistema.

Hay dos tipos de sólidos de perforación, los inertes y los reactivos, los inertes pueden ser arena, caliza, cuarzo, dolomita, etc. Este tipo de sólido generalmente es abrasivo, y cuya característica puede causar severos daños a los pistones y cilindros de las bombas del sistema de circulación. En cuanto a los sólidos reactivos, estos son de composición arcillosa que poseen cargas eléctricas, como por ejemplo las lutitas.

Tanto los sólidos inertes como los reactivos afectan las propiedades reológicas del lodo, como su viscosidad plástica, punto cedente, resistencia de gel, además en las emulsiones inversas tienen una gran influencia, afectando la emulsión y haciéndolo menos estable, lo que puede resultar en un rompimiento de la emulsión.

Este trabajo se basa en un procedimiento experimental, donde se estudia el efecto que causa los sólidos de perforación tanto inertes como reactivos en el punto cedente y estructuras de gel, en fluidos base aceite tanto 100% como en las emulsiones inversas de relaciones aceite-agua, 90/10, 80/20, 70/30.

2. MARCO TEÓRICO

2.1.- FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos utilizados durante las labores de perforación de un pozo, son denominados como fluidos de perforación. Ellos son circulados a través del hoyo y cumplen con los requisitos mínimos de eficiencia de limpieza y seguridad durante la perforación de un pozo. Es un fluido con características físicas y químicas apropiadas que le permiten adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer las funciones más complejas en las operaciones de perforación, por ello se ha requerido que la composición de los fluidos sea más variada y sus propiedades estén sujetas a un mayor control. Estos fluidos se clasifican básicamente en aire o gas, agua, aceite y relaciones de agua y aceite.

El fluido de perforación permite la extracción de los ripios, estabiliza las paredes del hoyo e impide la entrada de fluidos a la formación perforada; siendo estas una de las tantas funciones que ellos desempeñan en las labores de perforación de un pozo, comúnmente este fluido es conocido como lodo de perforación.

Los fluidos de perforación no deben ser tóxicos al medio ambiente aunque con frecuencia lo son, ni corrosivos ni inflamables, deben ser inertes a las contaminaciones de sales solubles o minerales, además, deben ser estables a las altas temperaturas y presiones existentes en el fondo del pozo, y ser capaces de mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones de perforación.

El propósito fundamental del fluido de perforación, es hacer una rápida y segura perforación, sus propiedades deben ser determinadas a través de distintas pruebas, estas pruebas deben ser realizadas antes de que el fluido entre al pozo y luego que él salga de este con el fin de realizar los ajustes que sean necesarios. Si el lodo no satisface una o otra función, se puede cambiar su composición o mejorarse agregándole más fluido base (agua o aceite), arcillas comerciales, material densificante o algún producto químico que sea requerido para mejorar alguna de sus propiedades.⁽³⁾

2.1.1.- FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

a) **Transportar los rípios de perforación del fondo del hoyo hacia la superficie.**

Los cortes hechos por la mecha, o en algunos casos, pedazos de formación provenientes de las paredes del hoyo al ocurrir algún derrumbe, son más pesados que el lodo. Por lo tanto, al mismo tiempo que el flujo del lodo en el anular los empuja hacia arriba, estos sometidos por la fuerza de gravedad tienden a caer hacia el fondo del pozo. La velocidad con la que los cortes caen a través del lodo depende principalmente de la viscosidad, fuerza de gel, punto cedente y la densidad del fluido, y del tamaño, forma y densidad de los cortes.⁽¹⁾

La habilidad del fluido para transportar los rípios hacia la superficie, depende en cierto grado de la velocidad con la que viaja el fluido hacia la superficie a través del espacio anular. Para que los rípios asciendan a la superficie, la velocidad del fluido en el anular debe ser mayor que la velocidad de asentamiento de los rípios. En la mayoría de los casos, el mantener una velocidad anular suficiente genera un movimiento neto hacia arriba de los cortes.⁽¹⁾

Cuando la velocidad de asentamiento de las partículas es mayor que la velocidad anular, las partículas tienden a asentarse en el hoyo ocasionando múltiples problemas. Para disminuir esta velocidad es necesario aumentar la viscosidad del lodo. Si el hoyo no se limpia apropiadamente el material sólido del fluido y los rípios se acumularan en el espacio anular y el fondo del pozo causando un incremento en la torsión, una disminución de la velocidad de penetración, un aprisionamiento de la tubería, siendo estas algunas de las consecuencias posibles de esa situación.⁽³⁾

b) **Mantener en suspensión los rípios y el material densificante cuando se interrumpe la circulación.**

Cuando el fluido no esta circulando se elimina la fuerza de levantamiento del mismo, los rípios y material sólido del lodo caerán hacia el fondo del pozo a menos que el lodo tenga la capacidad de formar una estructura del tipo gel cuando este se encuentre en reposo, esta

capacidad de formar una estructura de gel es conocida como propiedad tixotropica del lodo y es la que permite mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación para luego ser llevadas a la superficie cuando esta se reinicia. El lodo por supuesto debe recuperar su fluidez cuando se reinicie la circulación. Bajo condiciones estáticas la resistencia o fuerza de gelatinización debe evitar, en lodos pesados o livianos, la decantación del material densificante.⁽¹⁾

c) Controlar las presiones de las formaciones perforadas.

El agua, el gas y el petróleo que se encuentran en el subsuelo están bajo gran presión, esta presión debe ser sobre balanceada para evitar el flujo incontrolado de esos fluidos de formación en el interior del pozo. Este control se logra manteniendo una presión hidrostática adecuada en el espacio anular. La presión hidrostática es directamente proporcional a la densidad del lodo y a la altura de la columna de lodo.

La presión hidrostática ejercida por un fluido de perforación en un pozo se puede expresar mediante la ecuación 2.1⁽¹⁾:

$$PH=0,052*\rho*h$$

Ecuación 2.1

Donde:

PH: Presión Hidrostática en lpc.

ρ : Densidad del lodo en lb/gal.

h: Altura de la columna de fluido de perforación en pies.

0,052: Constante de conversión usada para expresar la presión hidrostática en lpc.

El control de presiones anormales requiere que se le agregue al lodo, material de alta gravedad específica, como barita, para aumentar la presión hidrostática, debido al incremento en la densidad del lodo, ya que la barita es un material densificante.

d) Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación.

El contacto directo de la mecha contra la formación, y la rotación de la sarta de perforación contra las paredes del pozo generan una cantidad considerable de calor. El lodo debe adsorber ese calor y expulsarlo a medida que el fluido retorna a la superficie, luego de circular por el espacio anular del pozo.

Los lodos deben tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor sea recogido del fondo del pozo, para transportarlo a la superficie y disiparlo a la atmósfera.

El fluido de perforación también ejerce un efecto lubricante para la mecha, para la sarta y para el revestimiento durante el proceso de perforación. Esta lubricidad es aumentada mediante el uso de emulsionantes, o aditivos especiales que afectan la tensión superficial. La capacidad lubricante es demostrada por la disminución de la torsión de la sarta, un aumento en la vida útil de la mecha, reducción en el desgaste por fricción entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento.⁽¹⁾

e) Mantener en sitio y estabilizada la pared del pozo.

A medida que la mecha penetra en una formación subterránea se elimina parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo. Un buen fluido de perforación debe depositar un revoque que sea liso, delgado, y de baja permeabilidad. Esto ayudará a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar la formación y retardar el paso de fluido hacia la misma, al ejercer una presión sobre las paredes del hoyo abierto.⁽¹⁾

El mecanismo para prevenir estos derrumbes depende de la naturaleza de la formación. Si la formación es medianamente firme y consolidada (lutita), el soporte necesario para mantener la pared del hoyo se obtendrá de la densidad del lodo. Si la formación es débil y no consolidada (arena), el fluido de perforación deberá tener la densidad y la capacidad

suficiente para formar un revoque delgado de partículas, que proporcione un soporte lateral de las paredes del hoyo.

f) Ayudar a suspender el peso de la sarta y el revestimiento.

El peso de una sarta de perforación o de una sarta de revestimiento puede exceder las 200 toneladas, estos pesos representan un gran esfuerzo para los equipos de perforación; sin embargo estos son parcialmente soportados por el efecto de flotación experimentado por la sarta sumergida en el lodo

Con el incremento de las profundidades perforadas el peso que soporta el equipo de perforación, se hace cada vez mayor. El peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento en el lodo, es igual a su peso en el aire multiplicado por el factor de flotación. Un aumento en la densidad del lodo conduce a una reducción del peso total que el equipo de superficie debe soportar.⁽¹⁾

El factor de flotabilidad (F.F) se puede expresar de la siguiente forma:

$$F.F = 1 - (\rho / 65,6) \qquad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

F.F: Factor de Flotabilidad adimensional.

ρ : Densidad del lodo en lb/gal.

65,6: Densidad promedio de la tubería de perforación expresada en lbs/gal.

g) Transmitir potencia hidráulica a la mecha.

El fluido de perforación es un medio para transmitir la potencia hidráulica disponible a través de la mecha, ayudando a sí a perforar la formación y limpiar el fondo del hoyo.

Durante la circulación, el lodo es expulsado a través de las boquillas de la mecha a gran velocidad. Esta fuerza hidráulica hace que la superficie por debajo de la mecha este libre de

recortes. Si estos recortes no son removidos, la mecha los continua triturando causando una reducción en la velocidad de penetración.

Las propiedades del flujo del lodo: viscosidad plástica, punto cedente, etc., ejercen una considerable influencia sobre las propiedades hidráulicas y deben ser controladas en sus valores apropiados. El contenido de sólidos en el lodo debe ser también controlado a un nivel optimo para lograr los mejores rendimientos en el proceso de perforación.

h) Proveer un medio adecuado para llevar a cabo los perfilajes de cable.

Si bien el lodo perturba las características originales de las formaciones, su presencia es necesaria para realizar muchos de los perfiles de cable que se emplean para la evaluación de la formación. La utilización de esos perfiles requiere que el lodo sea buen conductor de la electricidad y que presente propiedades eléctricas diferentes a las de los fluidos de la formación. Una evaluación apropiada de la formación es difícil si la fase líquida del lodo penetra profundamente en la formación o si el lodo ha erosionado el pozo física o químicamente.

La calidad del lodo debe permitir la obtención de toda la información necesaria para valorar la capacidad productiva de petróleo en las formaciones perforadas. Las características físico-químicas del lodo deben ser tales que puedan asegurar la información geológica deseada, la obtención de mejores registros y la toma de núcleos.⁽¹⁾

Para llevar a cabo todas estas funciones, se debe en lo posible tratar de minimizar ciertos efectos colaterales que resultarían problemáticos en las labores de perforación. Estos efectos colaterales son mencionados a continuación.

1.- Prevenir daños a la formación.

Debe elegirse un sistema de lodo que dentro de la economía total del pozo, asegure un mínimo de modificación o alteración sobre las formaciones que se van perforando, no solo

para evitar derrumbes u otros problemas durante la perforación, sino también para minimizar el daño de la formación productora, que puede llevar a costosos tratamientos de reparación o pérdidas de producción. Es necesario que el lodo tenga valores óptimos en todas sus propiedades para obtener máxima protección de la formación, aunque a veces algunas de ellas deban sacrificarse para obtener el máximo conocimiento de los estratos perforados.

2.- Corrosión de la sarta y del revestimiento.

El lodo puede determinar un ambiente corrosivo para la sarta de perforación y revestidores, este efecto puede ser reducido a un mínimo por medio de tratamientos químicos adecuados del lodo a emplear, o mediante la adición de una película protectora (química o física) en la superficie del acero. Una ventaja que tienen los lodos base aceite es que son no corrosivos.

3.- Presiones de succión, de pistón y presión de circulación.

Estos tipos de problemas pueden ser causados por altas viscosidades, grandes resistencias de gel o exceso de sólidos. Estos problemas son agravados si el diámetro del pozo es reducido por la existencia de un revoque demasiado grueso, dando como resultado una alta pérdida de filtrado. Presiones de succión excesivas aumentan el riesgo de una surgencia y las posibilidades de un reventón. Una sobrepresión o una presión de circulación excesiva pueden ser la causa de una pérdida de circulación. Un lodo con alta concentración de sólidos reduce la energía hidráulica disponible a nivel de la mecha, aumenta el desgaste en las bombas y, en casos extremos se dificulta la capacidad de bombeo.

4.- Pérdida de circulación.

La pérdida de circulación aumenta el costo del lodo, el costo total del pozo y el peligro de un reventón. Se produce cada vez que la presión ejercida por el lodo contra la formación excede la presión de la formación. El empleo de lodos de alta densidad puede dar como resultado presiones excesivas. La alta viscosidad y alta resistencia de gel pueden causar presiones

demasiado elevadas en el interior del pozo durante la circulación, al iniciar la circulación o mientras se está efectuando un viaje en el pozo.⁽¹⁾

5.- Pegamiento de la sarta.

El aprisionamiento de la sarta contra las paredes del pozo puede ser la causa de costosas operaciones de pesca. El tipo más importante de pegamiento relacionado con el lodo ocurre cuando la sarta queda pegada en un revoque grueso y la presión hidrostática del fluido de perforación es mayor que la presión de formación. Una acumulación excesiva de derrumbe en el pozo es otra posible causa de que la sarta se aprisione.⁽¹⁾

6.- Erosión de las paredes del pozo.

La erosión de las paredes del pozo por medios físicos o químicos reduce dificultades en la evaluación de los perfiles de cable y puede dar como resultado el aprisionamiento de la tubería. La erosión física puede reducirse a un mínimo mediante el bombeo del lodo en el anular a una velocidad moderadamente baja manteniendo el flujo laminar. La erosión química depende de la reacción química entre los componentes del lodo y los de la formación. La perforación de una sección, constituida masivamente por sal, con un lodo de agua dulce, es un ejemplo típico de una reacción química indeseable. Otro ejemplo es el perforar una zona de lutitas con algún fluido que sea incompatible.⁽¹⁾

7.- Retención de sólidos indeseables.

La mayoría de los lodos desarrollan suficientes estructuras de gel para suspender los recortes en el espacio anular cuando se detiene la circulación. Estos sólidos de formación deben ser eliminados antes de volver a recircular el lodo, pero las propiedades de gelificación del lodo dificultan una efectiva remoción. Algo de sedimentación ocurrirá en las piletas a causa de la gravedad, pero esa sedimentación no es suficiente para mantener una concentración razonablemente baja de sólidos. La eliminación química es eficaz en algunos tipos de lodos,

pero la mayoría de ellos requieren el empleo de dispositivos mecánicos de control de sólidos.⁽¹⁾

8.- Desgaste de las bombas.

Los sólidos abrasivos en los lodos pueden causar desgaste excesivo en partes de las bombas y de otros equipos que entren en contacto con el lodo. El sólido más abrasivo es probablemente la arena que es incorporada al lodo durante las labores de perforación. Esta arena, o cualquier otro sólido abrasivo, se debe hacer sedimentar en las piletas, o debe removerse por medios mecánicos.

9.- Contaminación de lechadas de cemento.

Algunos lodos que tienen cualidades óptimas para la perforación son incompatibles con las lechadas de cemento que se utilizan para cementar el revestimiento. Realizar trabajos deficientes de cementación pueden poner en peligro las labores de perforación y de terminación. Los lodos que son químicamente incompatibles con el cemento deben siempre separarse de este por medio de un fluido espaciador. Un deficiente control de las propiedades reológicas, así como pérdida de fluido y lavado de las paredes pueden causar también dificultades durante la cementación.⁽¹⁾

10.- Contaminación del ambiente.

Ciertos líquidos y sólidos, incluyendo algunos aditivos químicos, presentan problemas ambientales en algunas regiones. A veces es necesario usar sistemas especiales para reducir los efectos adversos sobre las plantas o la vida marina de la zona. En otros casos es necesario reemplazar algunos aditivos por otros menos económicos o menos efectivos.

Estos han sido los efectos colaterales que pueden presentar un fluido de perforación, pero un lodo que parece tener todas las propiedades que se han mencionado anteriormente puede

resultar deficiente cuando este sometido a ciertas condiciones de pozo. En particular el lodo debe:

- Resistir la contaminación derivada de fuentes externas.
- Mantenerse estable a temperaturas y presiones elevadas.

Resistir la contaminación derivada de fuentes externas.

El lodo debe ser capaz de resistir la contaminación proveniente de las formaciones que perforadas, de los gases y los líquidos contenidos en las formaciones y de cualquier material añadido al sistema durante las operaciones de rutina. El contaminante más importante consiste probablemente en los sólidos de perforación, especialmente si se trata de partículas de tamaño pequeño o si reaccionan químicamente con los demás componentes del lodo. Otros factores serios de contaminación pueden ser: cationes del agua de formación (sodio, calcio, magnesio, etc.), materiales añadidos desde el exterior, como el cemento, y altas concentraciones de ciertos gases (CO_2 , H_2S , etc.) atrapados en la formación. Cuando se produce contaminación se requieren usualmente ciertos cambios en el tratamiento del lodo. Si la contaminación es muy seria, el sistema debe a veces ser reemplazado por otro fluido o llevar a cabo el desplazamiento por un lodo que sea más tolerante a la contaminación.⁽¹⁾

Estabilidad a temperaturas y presiones elevadas.

En algunos pozos el lodo esta sometido a temperaturas superiores a 350°F (177°C) y a presiones por encima de 15.000 psi. Muchas de las sustancias químicas que se emplean en los lodos son susceptibles de experimentar degradación térmica, mientras otras se hacen antieconómicas o imprácticas en sistemas altamente densificados. El fracaso del lodo en mantener su estabilidad en las condiciones de fondo de pozo puede ser considerablemente dañino para la perforación.

2.1.2 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

No existen dos lodos iguales, aún en el caso de que los lodos sean muy semejantes, los diversos efectos de los elementos de la formación y el manejo que se haga de los fluidos en superficie aportaran diferencias.⁽¹⁾

Evidentemente existe una amplia variedad de lodos. El fluido de perforación apropiado para un pozo, es aquel que es más económico en la perspectiva de seguridad, costos de perforación, y eventualmente costos de producción. Ya que un bajo costo inicial del lodo puede a la larga resultar muy costoso si da por resultado problemas posteriores en la perforación o en la producción de dicho pozo.

En términos generales, los fluidos de perforación más comunes (base agua y base aceite) se componen de dos fases una líquida y una sólida. Existe un tipo de fluido de perforación que esta compuesto por aire o gas y es conocido como fluido neumático de perforación, este tipo de fluido será tratado posteriormente.⁽²⁾

1.- Fase Líquida.

La fase líquida de los fluidos de perforación esta constituida por agua, aceite, o una mezcla estable de ambos y está esquematizada como se observa en la figura 2.1.

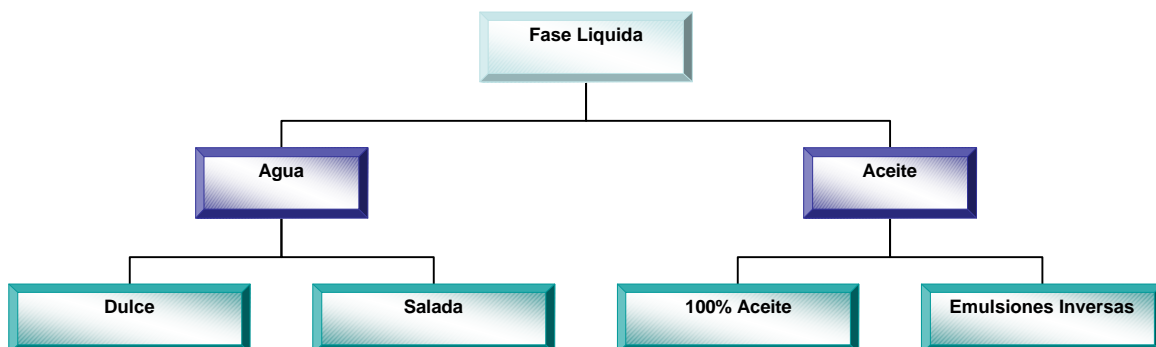


Figura. 2.1 Clasificación de la fase líquida de los fluidos de perforación.

❖ Agua Dulce

El agua dulce es ideal para perforar zonas donde existen bajas presiones de formación y no hay la presencia de arcillas que sean hidratables con el agua dulce. Una de sus mayores ventajas es el costo del agua dulce y su disponibilidad ya que es sumamente económica y abundante, requiere un mínimo de tratamiento químico y es el mejor líquido para realizar los distintos métodos de evaluación de formaciones.⁽²⁾

❖ Agua Salada

Generalmente, se usan lodos parcialmente saturados de sal cuando se perfora costa afuera debido a la abundancia de agua salada⁽¹⁾, también es usada en pozos poco profundos pero en presencia de arcillas que sean hidratables con el agua dulce. Decimos que se trata de un lodo de agua salada cuando contiene mas de 10.000 ppm de ClNa y no ha sido convertido a algún otro tipo de lodo.

❖ Aceite

El aceite es usado como fase continua en lodos por una gran cantidad de funciones, entre ellas una mayor resistencia a las altas temperaturas y presiones, por ende, para ser utilizados a mayores profundidades que los bases agua debido a que no se degradan tan fácilmente. Otra de las razones por la cual se usa aceite como fase continua en lodos de perforación es porque mejora la estabilidad del hoyo, mantiene las arcillas hidratables inhibidas, minimiza el atascamiento de la tubería, perforar zonas productivas que se pueden ver afectadas por el agua debido al efecto de filtración que normalmente ocurre en los fluidos de perforación.

Como todas las pruebas de este trabajo se realizaron en fluidos base aceite, se dedicará mayor atención en estos fluidos. Explicándose de manera más amplia todo lo relacionado a los fluidos de perforación base aceite.

2.- Fase Sólida.

La fase sólida de los fluidos de perforación se puede esquematizar como se muestra en la figura 2.2

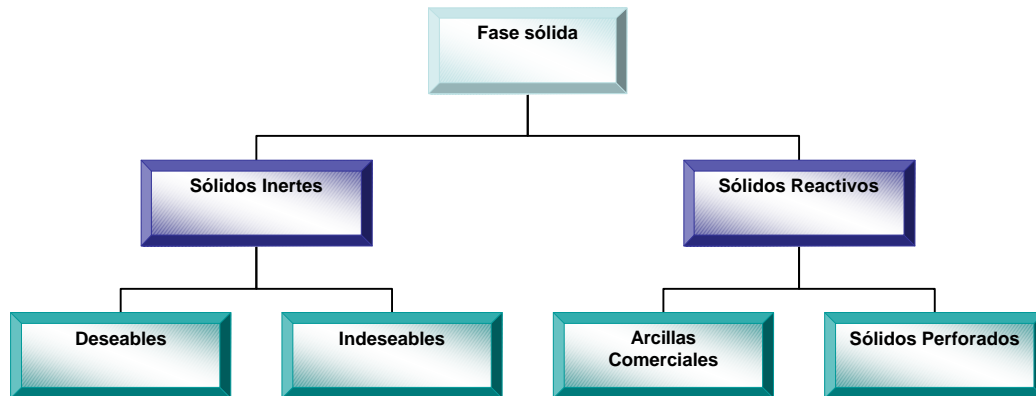


Figura. 2.2 Clasificación de la fase sólida de los fluidos de perforación.

❖ Sólidos Inertes Deseables.

Sólidos no reactivos de alta gravedad específica, como el sulfato de bario (BaSO_4) o el carbonato de calcio (CaCO_3), entre otros que sirven para darle la densidad requerida al lodo de perforación.

A continuación se nombrarán algunos de los agentes densificantes más comunes utilizados en la perforación de un pozo.⁽¹⁾

La barita, un mineral de sulfato de bario (BaSO_4) es el agente densificante que se emplea más comúnmente para lodos. Su peso específico de 4,2 lo hace mucho más denso que la mayoría de los sólidos de perforación. Los sólidos de perforación tiene generalmente un peso específico cercano a 2,6. La barita tiene la ventaja de ser inerte y no abrasiva, la densidad de los lodos puede ser aumentada hasta 20 lb/gal o más con barita.⁽¹⁾

En casos raros se necesitan densidades mayores a las que se pueden obtener con la barita. La galena, que es un sulfuro de plomo nativo (SPb), tiene un peso específico de 6,5 a 6,7. Su uso disminuye el volumen total de sólidos requeridos en lodos densos y permite la obtención de lodos con densidades hasta 35 lb/gal.⁽¹⁾ Este material densificante se ha eliminado en las formulaciones de los fluidos de perforación debido a su alta capacidad abrasiva.

La magnetita, un óxido de hierro (Fe₃O₄) con un peso específico de 5,1 es otro sólido de alta densidad que se utiliza a veces cuando se necesitan altas densidades en el lodo. Pero al igual que la galena su uso se ha restringido por su efecto abrasivo.

Las partículas sólidas de un lodo pueden reducir la permeabilidad de las zonas productivas por alojarse dentro de ellas. Esto afecta adversamente la productividad del pozo. El carbonato de calcio (CaCO₃) es un sólido densificante inactivo cuando esta en el lodo, pero se disuelve en ácidos. Las partículas de carbonato de calcio alojadas en los poros de las zonas productoras pueden ser removidas por medio de tratamiento con ácido, para lograr una mejor producción. Otra característica deseable del carbonato de calcio es que el revoque formado por él se remueve fácilmente al iniciarse el flujo desde las formaciones. La aplicación principal del carbonato de calcio en los lodos es como agente densificante; sin embargo, su eficacia esta limitada por su baja densidad, el peso específico del carbonato de calcio es 2,7.

La tabla 2.1 muestra algunos de los sólidos usados normalmente como material densificante.

Tabla 2.1 Densificantes comúnmente usados en los fluidos de perforación.⁽¹⁾

DENSIFICANTE	GRAVEDAD ESPECÍFICA
HEMATITA (Fe ₂ O ₃)	5,1
BARITA (BaSO ₄)	4,2
CARBONATO DE CALCIO (CaCO ₃)	2,7

❖ **Sólidos inertes indeseables.**

Los sólidos perforados como arena, caliza, dolomita, limolita son extremadamente abrasivos, estos sólidos si no son eficientemente removidos pueden causar severos daños a los pistones y cilindros de las bombas del sistema de circulación del equipo de perforación. La inestabilidad de un lodo aumenta a medida que el porcentaje de sólidos aumenta, el tratamiento químico puede incrementar la capacidad de un lodo a tolerar sólidos, pero solo hasta cierto punto. Muchos de los problemas de lodos son causados por el fracaso en controlar los sólidos en forma adecuada. La velocidad de penetración decrece a medida que aumenta el número de partículas sólidas en el lodo.⁽²⁾

❖ **Sólidos reactivos.**

Son sólidos arcillosos que poseen cargas eléctricas, se pueden agregar al fluido de perforación o incorporarse a este durante la perforación de la formación, entre los principales se tienen los sólidos arcillosos comerciales y los sólidos arcillosos de formación como son las arcillas contenidas en la lutita.⁽²⁾

El tamaño de las partículas sólidas en el lodo tiene también importancia. Las partículas de menos de 2 micrones se clasifican como coloides, su pequeño tamaño hace que sean muy sensibles a sus cargas eléctricas superficiales, y por lo tanto, las partículas coloidales son los sólidos más activos. Este tipo de lodo son los que forman la fracción coloidal de los lodos, estos sólidos activos debido a sus cargas eléctricas permiten reaccionar al tratamiento químico adicionado al lodo para controlar sus propiedades, también se hidratan, o atraen y retienen líquido de la fase continua del lodo. En lodos a base de agua, el agua retenida por las arcillas pasa a ser parte de la fase dispersa; y de ella, depende la efectividad de las arcillas como agente viscosificante.

Tabla 2.2 Clasificación de los tamaños de partículas.

Categoría	Tamaño (micrones)
Arcilla	< 2
Limo	2 – 74
Arena	74 – 2000

2.1.3 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

Él término fluido de perforación incluye a los líquidos y a los gases. Los fluidos que son formulados con aire, gas o espuma son conocidos como fluidos neumáticos de perforación. El fluido que incluye líquidos ya sea agua o aceite es conocido como lodo de perforación. En cuanto a las emulsiones ya sean agua en aceite o aceite en agua la fase continua de una emulsión es la parte líquida en la cual se encuentran suspendidos los sólidos y otro líquido en forma de pequeñas gotas. Esas pequeñas gotas de líquidos suspendidos dentro de la fase continua es la fase dispersa, la fase continua de un lodo siempre es líquida, mientras que en la fase dispersa puede ser sólida, líquida o gaseosa. En la figura 2.3 se muestra un esquema de la clasificación de los fluidos de perforación.

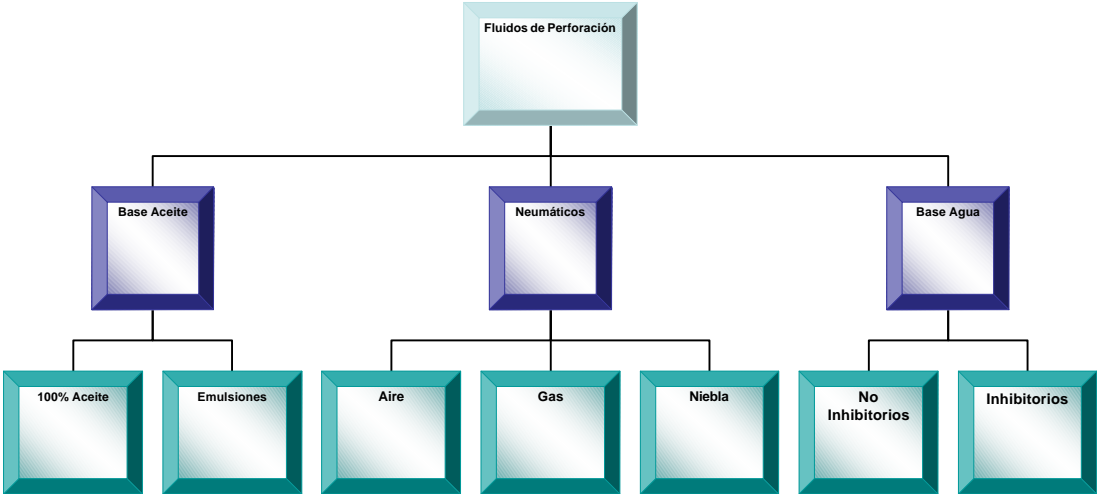


Figura 2.3 Clasificación de los fluidos de perforación.

2.1.3.1 Fluidos base agua.

Cuando se dice que un lodo tiene como fase continúa el agua, o la emulsión es de aceite en agua, se habla de que este es un fluido base agua. El efecto ejercido sobre el lodo por los sólidos perforados y las arcillas, podemos clasificar a los fluidos en dispersos y no dispersos. Estos pueden o no estar inhibidos.⁽²⁾

Las arcillas reaccionan con los contaminantes. La presencia de sales, yeso, cemento y dureza en el agua, afectan el comportamiento de las arcillas. Estos contaminantes causan la floculación excesiva de las arcillas, por tanto se requiere la presencia de un adelgazante para prevenirla y eliminarla cuando exista. En este caso se habla de un lodo disperso, en el caso de los lodos no dispersos, no se utilizan adelgazantes y las arcillas comerciales agregadas al sistema encontrarán su propia condición de equilibrio, es decir, no habrá floculación excesiva. El término inhibido y no inhibido se refiere a los lodos que suprimen o no la hidratación y subsiguiente dispersión de la arcilla en el fluido. Entre los lodos a base de agua más usados tenemos los siguientes:

- Lodos bentoníticos.
- Lodos lignosulfonatos
- Lodos poliméricos
- Lodos formiatos entre otros.

2.1.3.2 Fluidos neumáticos.

La perforación con aire gas o niebla es bastante común en áreas en que las formaciones contienen una cantidad relativamente pequeña de fluidos de formación. Son útiles en áreas donde la pérdida de circulación severa constituye un problema.⁽²⁾ Como el nombre lo indica, el fluido de perforación es aire, una niebla de agua, una espuma o, en algunos casos, gas natural.

Tienen como fase continua un gas a los cuales se le agrega poca cantidad de líquido para formar fluidos denominados neblinas o una cantidad mayor para formar espumas. El gas puede ser gas natural, aire o nitrógeno y el agua puede contener algún aditivo como KOH.

Las ventajas de usar este tipo de fluidos incluyen mayores velocidades de penetración, mayor vida de la mecha, mejor control en áreas con pérdidas de circulación, un daño mínimo a las formaciones productivas, y evaluación inmediata y continua de los hidrocarburos. El hecho de que la herramienta estará siempre en el fondo cuando se encuentre gas es una ventaja en el control de pozo.⁽¹⁾

El principal problema de la perforación con aire parecen ser las formaciones con gran contenido de agua. El caudal de influjo de agua que se puede tolerar depende de la operación. Si el caudal excede lo que puede ser manejado por la velocidad del aire durante un periodo extenso de tiempo, entonces debe emplearse otros métodos, como la niebla o la espuma, o lodo aireado. Otras desventajas incluyen formaciones blandas o con desprendimientos, y, lo que es más serio, la posibilidad de incendios o explosiones en el fondo del pozo.

2.1.3.3 Fluidos base aceite.

En términos muy generales, los lodos base aceite son aquellos en los cuales la fase continua es el aceite, y si hablamos de emulsiones inversas (agua en aceite) el agua es la fase dispersa.

Los lodos base aceite tienen una gran cantidad de ventajas que no pueden ofrecer los lodos base agua, como son, menos sensibles a las temperaturas y presiones por ende son aplicables a grandes profundidades sin que estos pierdan sus propiedades, además son utilizados cuando estamos perforando zonas con arcillas hidratables, cuando sé esta perforando formaciones sujetas a pegas por presiones diferenciales.⁽²⁾

Este tipo de fluido de perforación fue el utilizado en el desarrollo de este trabajo, por tal motivo es de especial importancia y se dedicará una mayor descripción de este tipo de fluido.

En los lodos 100% aceite no hay contenido de agua y básicamente el aceite utilizado como fase continua puede ser el aceite mineral este tipo de aceite es un destilado de petróleo altamente refinado. Químicamente está compuesto de hidrocarburos alifáticos y aromáticos. El contenido de aromáticos esta alrededor del 20%, lo cual es relativamente bajo comparado con el diesel que se utilizaba como fase continua en lodos base aceite, el aceite mineral es menos irritante cuando es operado por el personal del pozo.⁽²⁾

Los aceites minerales son estables a altas temperaturas, su naturaleza inhibitoria y no dispersante estabiliza las lutitas que son sensibles al agua, y difíciles de perforar, disminuyen los problemas asociados con pozos direccionales de alta inclinación ya que le proporcionan al fluido de perforación una buena capacidad de lubricidad. Este tipo de aceite es ideal para perforar zonas que contengan H₂S y CO₂ ya que su alto contenido de cal, estabiliza y neutraliza el sistema contra la acción de estos gases ácidos. En la tabla 2.3, se muestran los valores de las propiedades del aceite mineral usado para la formulación de lodos base aceite.

Tabla 2.3 Propiedades del Aceite Mineral.⁽²⁾

Color	Incoloro
Gravedad Específica	0,8-0,9
Punto de Inflamación	150°F
Contenido de Aromáticos	<20%
Punto de Anilina	302°F

Otro tipo de aceite utilizado como fase continua es el aceite vegetal, este tipo de aceite es una mezcla de ésteres cuya materia prima es la palma africana, caracterizándose por ser biodegradable.

El aceite vegetal es una buena alternativa para trabajar en perforaciones sin afectar su entorno ambiental, debido a que no contiene aromáticos, por esto se diseñó este tipo de aceite que mantiene características técnicas similares a los preparados con aceite mineral, pero con la ventaja de que el aceite vegetal es biodegradable tanto en condiciones aeróbicas como anaeróbicas. En la tabla 2.4 se muestra las propiedades del aceite vegetal.⁽⁵⁾

Tabla 2.4 Propiedades del Aceite Vegetal.

Color	Vino Tinto
Gravedad Específica	0,86
Punto de Inflamación	363°F
Contenido de Aromáticos	0
Punto de Anilina	547°F

2.1.4 EMULSIONES INVERSAS.

Los sistemas de emulsión inversa es otro tipo de fluido de perforación usado en la industria petrolera, estos sistemas están basados en una emulsión donde el agua es la fase dispersa y el aceite es la fase continua, como el agua y el aceite son inmiscibles, en una emulsión es necesario que el agua se encuentre en forma de pequeñas gotitas y estén suspendidas dentro del aceite.

Una emulsión es creada, cuando se forma una mezcla microscópicamente heterogénea de dos líquidos que son inmiscibles (agua y aceite), en forma de pequeñas gotitas cuyos diámetros se encuentran en el rango de 0,01µ a 50µ (1µ = 10⁻⁶ m).

Al estar el agua dispersa en pequeñas gotitas estas tienden a actuar como un sólido, por lo que sí se aumenta la cantidad de agua emulsionada, también aumentara la viscosidad del fluido. El agua al actuar como un sólido también actuará como un medio para controlar las

pérdidas de fluido. Por tanto al aumentar la concentración de aceite, un lodo inverso se hace menos viscoso.⁽²⁾

La principal influencia en el comportamiento de una emulsión inversa es su relación aceite/agua, el tiempo y la intensidad de la agitación y el tipo de emulsificante usado. Durante la agitación las gotas de agua se hacen más pequeñas y son dispersadas en la fase continua. Si las gotitas de agua formada son lo suficientemente pequeñas y se encuentran bien dispersas entonces la emulsión es fuerte, mayor es el área superficial y mayor el área de contacto aceite/agua. La estabilidad de una emulsión se refiere a la ausencia de un cambio durante un periodo de tiempo.⁽²⁾

Los sistemas inversos pueden tener hasta un 40% de agua que este dispersa en forma de pequeñas gotitas en la fase continua del lodo, ahora mientras mayor sea el porcentaje de agua presente en la emulsión mayor será la tendencia a que las gotitas coalezcan o se junten.⁽¹⁾

El sistema con una cantidad mínima de agua es por ende el más estable, ya que la distancia entre una gotita y la otra es mayor y se reduce así la oportunidad de que estas coalezcan. A medida que el agua es fraccionada en pequeñas gotitas hay un considerable aumento del área de contacto entre el aceite y el agua. Al existir un tamaño de gotas que no es uniforme, las gotas más grandes trataran de unirse con mayor facilidad que las más pequeñas, por tal motivo un tamaño de gotas uniformes hará que la emulsión sea más estable.

El control de sólidos es de suma importancia, a medida que sólidos son introducidos en la emulsión esta se hace más débil. Los sólidos absorben y se humedecen de aceite de modo que hay menos aceite disponible para mantener separadas las gotitas de agua.

En la figura 2.4 se muestra de una manera idealizada como sería una emulsión inversa mostrando la fase continua (aceite) y la fase dispersa (agua).

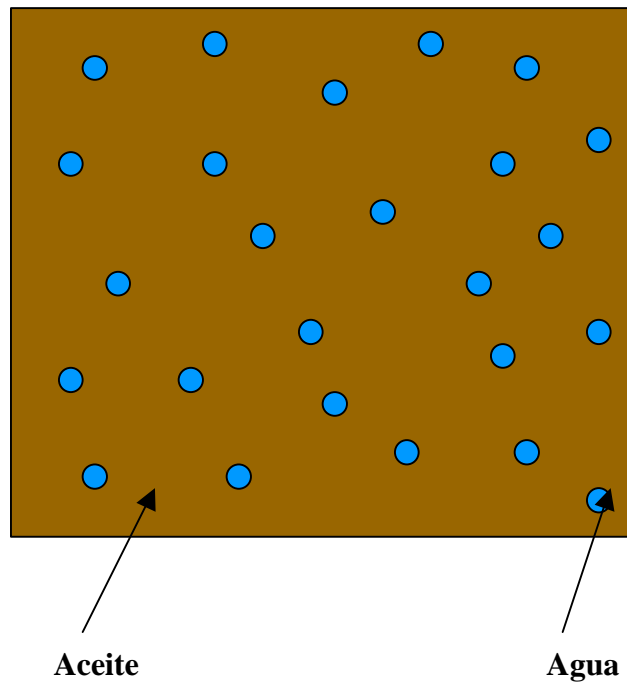


Figura 2.4 Apariencia idealizada de una emulsión inversa.

2.1.4.1 Condiciones para que exista una emulsión.

Para formar una emulsión se requieren de ciertas condiciones tanto fisicoquímicas como mecánicas, y estas son:

- ❖ Que los líquidos sean inmiscibles, esta es la principal condición para que exista una emulsión.
- ❖ La presencia de un agente emulsificante cuyo carácter hidrófilico/lipofílico tratará de favorecer la formación de cierta emulsión. La función de dicho emulsificante es la de producir el grado de estabilidad del sistema.
- ❖ Agitación mecánica.

2.1.5 COMPOSICION DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE.

En la elaboración de los fluidos base aceite se utiliza una gran variedad de aditivos químicos, los cuales cada uno cumple una función específica dentro del sistema, a continuación se indicará cada uno de estos aditivos.

1.- Aceite.

El aceite constituye la fase continua de los fluidos base aceite, en la actualidad existen una variedad de tipos de aceite, los cuales son aceites sintéticos, aceite mineral, aceite vegetal los cuales ya fueron mencionados en la sección anterior.

2.- Emulsificante.

El emulsificante permite que el agua se emulsione en el aceite, formando un sistema estable entre el agua y el aceite que originalmente son dos fluidos inmiscibles. Los emulsificantes que son utilizados en la preparación de los lodos base aceite deben ser solubles tanto en el agua como en el aceite. La presencia del calcio soluble, el cual es suministrado por la cal, permite la activación de un detergente que emulsiona las gotas de agua en la fase continua. Por tal motivo los jabones a base de calcio son emulsificantes primarios que son usados con mucha frecuencia en los lodos base aceite.

El agente emulsificante, es un surfactante líquido orgánico a base de jabones de calcio que se forma por la reacción de ácidos orgánicos de un alto peso molecular, tal como el ácido esteárico, derivados de aminas y ácidos grasos. Dichos ácidos orgánicos reaccionan con la cal y pasan a ser solubles tanto en agua como en aceite. Ellos intervienen en la estabilidad térmica del fluido de perforación (hasta 450°F) y lo estabilizan frente a la contaminación con sólidos.⁽²⁾

Los emulsificantes se concentran en la interfase aceite/agua y separan ambas fases, por tal motivo hay menos posibilidades de que las gotitas más pequeñas coalezcan cuando chocan

entre sí. Se forma una película molecular alrededor de cada gotita de agua para prevenir la coalescencia, de ahí la necesidad de que estén presente los emulsificantes.

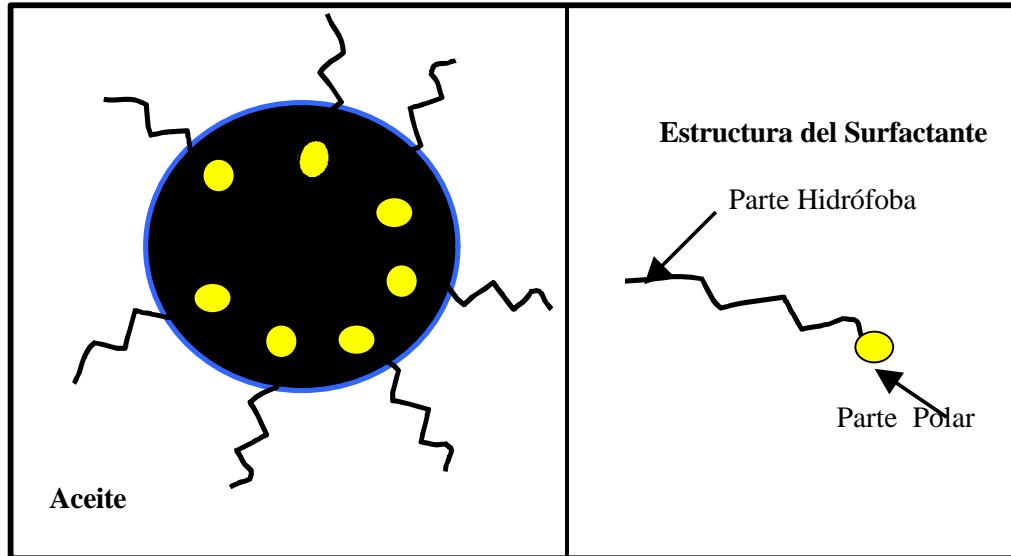


Figura 2.5 Estructura producida por la asociación de surfactante en una emulsión inversa.⁽²⁾

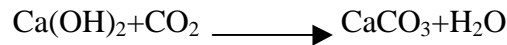
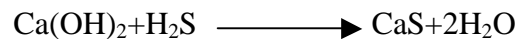
3.- Humectante.

Los productos químicos humectantes en aceite son las poliamidas, las aminas, los fosfatos orgánicos, los cuales son utilizados en los lodos base aceite para mantener humedecidos los sólidos con el aceite. Por lo general estos humectantes son también utilizados como emulsivos de tal manera que complementan el desempeño del emulsificante primario. Este aditivo imparte estabilidad al lodo de emulsión inversa a alta temperatura.⁽²⁾

4.- Cal hidratada.

La cal hidratada tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante y como función secundaria actuar como secuestrador de gas sulfhídrico (H_2S), y anhídrido carbónico (CO_2).⁽²⁾

La reacción química que se produce con los gases H₂S y CO₂ es la siguiente:⁽⁵⁾



El contenido de cal, para las operaciones rutinarias de perforación debe ser de 3 a 5 lb/bbl, pero como protección contra las posibles arremetidas de H₂S, los límites de 5 a 15 lb/bbl son prácticos y seguros en la gran mayoría de los lodos base aceite. Cuando ocurre una contaminación muy severa de H₂S y/o CO₂ se consumirán grandes cantidades de cal y se generaran pequeñas cantidades de CaS y/o CaCO₃ como productos sólidos resultado de la reacción. Por este motivo, cuando existen problemas de presencia de H₂S y CO₂, se debe mantener una mayor concentración de cal que permita su remoción.

5.- Arcilla Organofílica.

Los lodos base aceite, aunque por lo general son viscosos, posee una baja capacidad suspensiva en comparación con los fluidos base agua. Esto contribuye a acelerar el asentamiento del material densificante, particularmente si está humedecido por agua. Cabe señalar que la viscosidad no previene el asentamiento, solo lo hace más lento.⁽²⁾

La capacidad de suspensión es función de la resistencia de gel y la capacidad de limpieza es función del punto cedente. Para aumentar la capacidad suspensiva de los lodos base aceite es necesario el uso de la arcilla organofílica, la cual además de aumentar la resistencia de gel, aumenta la viscosidad y el punto cedente. Estas arcillas necesitan de un activador polar para desarrollar un máximo rendimiento. Entre los activadores polares más comunes se encuentran el agua, metanol, carbonato de propileno y la glicerina, siendo el metanol el más utilizado en los sistemas 100% aceite.

Las arcillas organofílicas son capaces de desarrollar buenos geles en sistemas base aceite, esto ocurre mediante un proceso de intercambio catiónico, la arcilla que es hidrofílica,

reacciona con las sales de amina, formando un producto que se dispersa en aceite. Esta arcilla organofílica se puede preparar a partir de bentonita o atapulgita. Las arcillas organofílicas son capaces de aumentar las propiedades reológicas y de suspensión aún a temperaturas muy altas.⁽²⁾

6.- Controlador de filtrado.

Estos son agentes que disminuyen la cantidad de filtrado que es capaz de pasar hacia la formación, cuando el lodo es sometido a cierta presión diferencial.

Es un coloide orgánico dispersable en aceite, usado para controlar el filtrado de los lodos base aceite, también ayuda a la suspensión de sólidos y provee estabilidad a alta temperatura. Aunque el controlador ayudará a la emulsificación, es primordialmente un agente de control de filtrado y requiere la presencia de emulsificante para trabajar adecuadamente.

Los materiales utilizados como controladores de filtrado son los polímeros que están siendo usados con mucho éxito en los fluidos base aceite, ya que presentan una buena estabilidad a altas temperaturas.

7.- Agua.

Esta forma parte de los lodos base aceite, consiste en pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ellas como una partícula sólida. La adición de emulsificantes hace que el agua se emulsifique en el aceite, formando así un sistema estable. La dilución con agua en los lodos invertidos ayuda a aumentar la viscosidad y la fuerza de gel, así como también a controlar el filtrado. Esto se debe a que el agua actúa como un sólido en el sistema. Además el agua permite la solubilización del cloruro de calcio utilizado para lograr el equilibrio de actividad entre el lodo y la formación.

Durante la agitación inicial, el agua es separada en pequeñas gotitas y se dispersa en el aceite. A medida que aumenta la agitación, las gotas se hacen más pequeñas y la emulsión se

hace más estable. Igual sucede cuando se adiciona aceite, hay más estabilidad en la emulsión por que aumenta la distancia entre las gotas de agua. Entre más pequeñas sean las gotas de agua mayor será el área superficial y, por lo tanto el área de contacto agua/aceite.

La emulsión resulta menos estable cuando se agrega agua, porque la distancia entre gotas disminuye. Mientras más agua mayor es la tendencia de que las gotas se junten y coalezcan.

Las gotas más grandes coalesceran más fácilmente que las más pequeñas. Es obvio que los lodos base aceite son más estables mientras menos agua contengan. El agua emulsionada en pequeñas gotas produce viscosidad, da mejor capacidad de suspensión y permite un mejor control de filtrado. La solubilización de las sales en el agua es conocida como salmuera, la salmuera produce un potencial osmótico para deshidratar y prevenir la migración de agua del lodo a la formación, inhibiendo así la inestabilidad de las formaciones lutíticas, ya que se reduce la capacidad de hidratación de las lutitas.

8.- Sal.

Los lodos base aceite tienen la habilidad de desarrollar fuerzas osmóticas de gran magnitud para deshidratar o balancear formaciones sensibles al agua. Este fenómeno ocurre cuando la salinidad del lodo es mayor a la de la formación. Es un hecho bien conocido que el agua migra de una solución menos salina hacia otra de mayor salinidad, si está presente una membrana semipermeable, producida por el jabón de alto peso molecular. Es debido a este fenómeno que un lodo base aceite puede realmente deshidratar formaciones lutíticas o arcillosas. Durante la perforación de formaciones lutíticas se trata de lograr un equilibrio de actividad, es decir, se trata de perforar con la misma concentración de sal contenida en la formación. Para desarrollar fuerzas osmóticas en los lodos base aceite se utilizan sales de cloruro de calcio (CaCl_2), cloruro de sodio (NaCl) y cloruro de potasio (KCl) que son disueltas en el agua de los lodos base aceite de emulsión inversa y que se conocen como salmueras. De todas estas sales la que más se usa es la de cloruro de calcio, debido a que desarrolla una mayor fuerza osmótica.⁽⁷⁾ En la figura 2.6 se ilustra el comportamiento de la presión osmótica para distintas concentraciones de CaCl_2 .

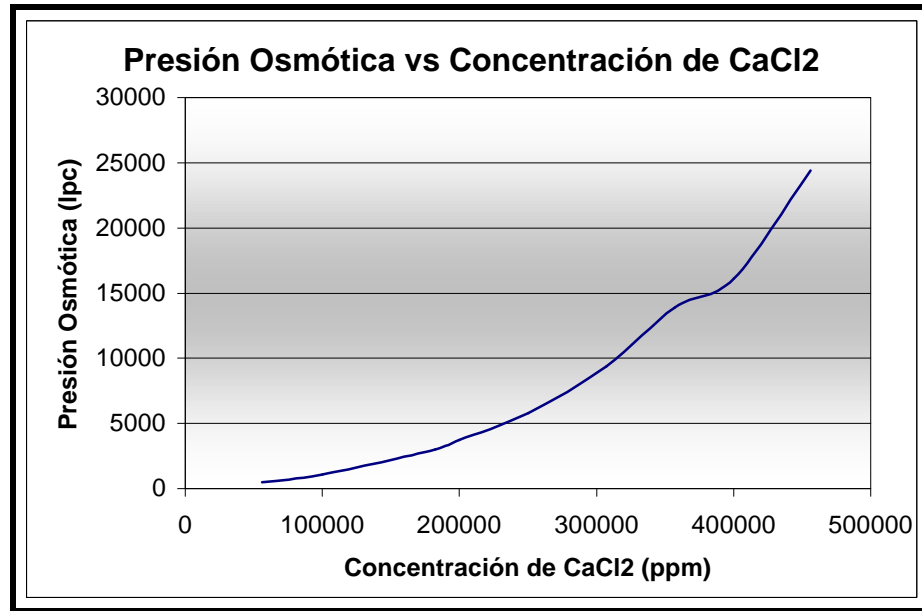


Figura 2.6 Comportamiento de la presión osmótica en función de la concentración de $\text{CaCl}_2^{(1)}$

La cantidad de sal que se debe suministrar para controlar la actividad del lodo no debe llegar al nivel de saturación, ya que causaría problemas muy graves de humectabilidad, y en consecuencia, la precipitación del material densificante. La concentración óptima dependerá de los requerimientos de la perforación. De todas maneras, nunca se debe formular un sistema con más del 35% por peso de cloruro de calcio.

Tanto el cloruro de calcio como el cloruro de sodio pueden obtenerse fácilmente y ninguno de ellos causa efectos notables en la reología del fluido de perforación ya que ellas están disueltas en la fase acuosa del lodo y no en la fase líquida total. Por eso es recomendable diluir estas sales por periodos de tiempo de más de 30 minutos antes de ser agregadas al sistema.

9.- Material densificante.

Son materiales que cuando son suspendidos en un fluido de perforación, incrementan la densidad del fluido, permitiendo así un mejor control de la presión de la formación que está siendo perforada. En la ecuación 2.1 se indicó que la presión hidrostática es función directa de la densidad del lodo, por ende al aumentar la densidad del lodo, aumenta la presión hidrostática ejercida por el fluido.

Cualquier sustancia que posea una densidad más alta que la del agua y se pueda incluir en el sistema, sin que se afecte en forma adversa sus propiedades puede ser utilizado como material densificante.

2.1.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE.

Los fluidos base aceite, como otros fluidos de perforación deben ser apropiadamente aplicados para poder así obtener todos los beneficios que estén asociados con ellos, a continuación se indicarán las ventajas que ofrecen los fluidos de perforación base aceite.

- Para perforar lutitas problemáticas, ya que inhibe el hinchamiento de las mismas, y en consecuencia no disminuye la permeabilidad
- Para perforar pozos profundos con alto gradiente de temperatura, ya que poseen mayor tolerancia a las altas temperaturas
- Para perforar formaciones productoras con alto contenido de H₂S y CO₂. Estos gases causan problemas de corrosión, a parte de ser tóxicos, y alteran notablemente la reología de los lodos base agua
- Para prevenir atascamiento de la tubería en zonas permeables y hoyos desviados, los lodos base aceite poseen un alto coeficiente de lubricidad que ayuda a minimizar los problemas de torque y arrastre

- Poseen una mayor tolerancia a la contaminación con sólidos

Los fluidos de perforación base aceite también poseen una serie de desventajas frente a los fluidos base agua, tales desventajas son nombradas a continuación.

- Poseen un costo inicial por barril alto, debido a la cantidad de aditivos químicos que se le deben agregar para su correcto desempeño
- Requieren de un control ambiental
- Requieren la presencia de agentes emulsivos
- El problema de asentamiento de barita es mayor con los lodos base aceite
- La tasa de penetración disminuye con los lodos base aceite

2.1.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

Dentro de las propiedades de un fluido de perforación, poseen una principal importancia las propiedades reológicas, la densidad del fluido, las pérdidas de filtrado, el contenido de sólidos, todas estas son pruebas que se efectúan al fluido de perforación para poder caracterizar su comportamiento. Las propiedades reológicas de un lodo es importante para poder determinar la capacidad del fluido en elevar los ripsos desde el fondo del hoyo hasta la superficie, poder analizar la contaminación del lodo por sólidos de perforación, entre otras razones. A continuación se definirán las propiedades de los fluidos de perforación.

2.1.7.1 Densidad.

Una de las principales propiedades del lodo es la densidad, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación.⁽³⁾

La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo, esta determinada por el gradiente de presión. Para prevenir la entrada de fluidos desde la formación al hoyo, el lodo debe proveer una presión mayor a la presión de la formación, un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación.

La densidad del lodo se expresa en unidades de libras por galón (lbs/gal), libras por pie cúbico (lbs/pies³), kilogramos por metro cúbico (Kg/m³), o es comparada al peso del agua, en términos de gravedad específica (GE).⁽¹⁾

En el pasado, una gran variedad de materiales fueron utilizados como agentes densificantes para el lodo, tales como barita, oxido de hierro, carbonato de calcio, entre otros. De todos estos materiales densificantes en la actualidad el más utilizado es la barita debido a su bajo costo, alta gravedad específica, y por ser un material que no altera las demás propiedades por ser inerte.

2.1.7.2 Viscosidad de embudo.

Este tipo de viscosidad es obtenida a través de un instrumento llamado embudo marsh, con este embudo la medición de la viscosidad es de forma muy sencilla. Este embudo es un instrumento de campo que se usa para determinaciones rutinarias de viscosidad en casi todos los equipos de perforación. La medida de viscosidad obtenida es influenciada por el grado de gelatinización y por la densidad, la cual varia la columna hidrostática de lodo en el embudo. Debido a estas variaciones la viscosidad obtenida con el embudo marsh no puede correlacionarse directamente con la obtenida con el viscosímetro rotatorio. El embudo es útil por que es un indicador de las condiciones del lodo que el personal de campo en general comprende, además de su fácil manejo. Sin embargo para fluidos no newtonianos como lo son los lodos de perforación, la información provista por el embudo marsh es un cuadro incompleto de la reología del fluido.⁽¹⁾

2.1.7.3 Viscosidad plástica.

La viscosidad plástica se define como la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica generada por los sólidos presentes en el fluido de perforación. Esta afectada principalmente por cuatro factores como son:

- 1.- Concentración de sólidos.
- 2.- Tamaño y forma de las partículas sólidas.
- 3.- Viscosidad de la fase fluida.
- 4.- Cantidad de agua presente en el lodo en forma de fase dispersa de una emulsión.

La fase sólida presente en los fluidos de perforación es la principal preocupación de los especialistas en lodos. Un aumento en la viscosidad plástica, significa un aumento en el porcentaje volumétrico de sólidos, una reducción en el tamaño de las partículas sólidas, un cambio en la forma de las mismas o una combinación de todos estos factores.⁽¹⁾

Todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos se reflejará en una viscosidad plástica aumentada. Si una partícula sólida se parte por la mitad, se obtendrán dos porciones cuya superficie total expuesta será superior a la de la partícula original. Una partícula plana tiene más superficie expuesta que una partícula esférica del mismo volumen. La mayoría de las veces, sin embargo, un aumento de la viscosidad plástica es la consecuencia de un aumento en el porcentaje de sólidos. La viscosidad plástica es expresada en cps.

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_p \text{ (cp)} = \text{Lectura 600 r.p.m.} - \text{Lectura 300 r.p.m.}$$

Ecuación 2.3

Donde: la Lectura 600 r.p.m. y la Lectura 300 r.p.m. son leídas en un viscosímetro rotatorio FANN.

2.1.7.4 Viscosidad aparente.

Es la viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento dado y a una tasa definida de corte. Es una función de la viscosidad plástica y del punto de cedencia. La viscosidad aparente se expresa en centipoises (cp). En un fluido newtoniano la viscosidad aparente es numéricamente idéntica a la viscosidad plástica.

El valor de la viscosidad aparente se determina a través de la siguiente ecuación:

$$V_a \text{ (cp)} = (\text{Lectura } 600 \text{ r.p.m.}) / 2 \quad \text{Ecuación 2.4}$$

2.1.7.5 Punto cedente.

Es la parte de la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre las partículas. Es el punto en el cual el fluido comienza a moverse. Esta fuerza de atracción es una consecuencia de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida. La magnitud de esa fuerza es una función de:

- 1.- El tipo de sólidos y las cargas eléctricas asociadas con ellos.
- 2.- La cantidad de sólidos.

El punto cedente, es comúnmente relacionado con la capacidad que tiene el lodo para realizar las labores de limpieza en el hoyo. Un lodo con viscosidad alta, se esperaría que levantase los recortes de perforación de manera más efectiva, pero en la realidad esto no es así. Se ha encontrado que la velocidad de asentamiento de los cortes se correlaciona de manera más exacta con el punto cedente que cualquier otro parámetro.

La práctica recomienda valores de viscosidad plástica y viscosidad aparente, parecidos y el valor del punto cedente igual o mayor a la densidad del lodo en lb/gal, esto último para mejorar la capacidad de suspensión de los sólidos por parte del lodo.

Para determinar el valor del punto cedente se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_c (\text{lb}/100\text{pies}^2) = \text{Lectura } 300 \text{ r.p.m.} - V_p \quad \text{Ecuación 2.5}$$

2.1.7.6 Resistencia de gel.

Es la capacidad o la medida de la capacidad de un coloide para formar geles. Es una medida de las mismas fuerzas entre las partículas de un fluido que las que determinan el punto cedente, excepto que la resistencia de gel se mide en condiciones estáticas, mientras que el punto cedente se determina en condiciones dinámicas. Las medidas comunes de resistencia de gel son la de gel inicial y la de gel de 10 minutos.⁽¹⁾

Cuando el lodo ha sido sometido a velocidades de corte cercanas a cero durante un cierto tiempo, el fluido tiende a desarrollar una estructura rígida o semi-rígida, esta propiedad se conoce como tixotropia.

Esta propiedad del fluido de perforación hace que adquiera una estructura de gel si se deja en reposo, pero que se convierte nuevamente en fluido por agitación mecánica o movimiento del fluido, este cambio es reversible.

El viscosímetro FANN, el cual posee seis diferentes velocidades de corte (3, 6, 100, 200, 300, y 600 r.p.m), permite calcular de manera directa los valores de la fuerza de gel. Para un periodo de reposo de 10 segundos, y 10 minutos. Se aplica una velocidad de corte de 3 r.p.m. y se lee directamente del dial del viscosímetro el esfuerzo de corte. Esto se reporta como fuerza de gel inicial a los 10 segundos y fuerza de gel final a los 10 minutos en unidades de lb/ 100 pies².

2.1.7.7 Pérdida de filtrado.

La pérdida de fluido es la medición de la cantidad relativa de fluido perdido (filtrado) a través de las formaciones permeables cuando se somete el lodo a una diferencia de presión, la pérdida de fluido es una de las propiedades del lodo con una importancia fundamental en las operaciones de perforación.

Básicamente existen dos tipos de filtración:

- Estática.
- Dinámica.

Filtración estática: Esta ocurre cuando el fluido no está en movimiento, durante el proceso de filtración estática, el revoque aumenta de espesor con el tiempo y la velocidad de filtración disminuye por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de revoques muy gruesos.⁽¹⁾

Filtración Dinámica: Ocurre cuando el lodo fluye a través de una superficie filtrante, se diferencia de la anterior en que el flujo de lodo a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el revoque, a la vez que el mismo se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación.

La pérdida de fluidos depende de:

- ❖ La permeabilidad de la formación.
- ❖ El diferencial de presión existente.
- ❖ Composición y temperatura del lodo.

2.1.7.8 Contenido de sólidos.

En un fluido de perforación existen sólidos que son deseables y otros que no lo son los cuales se deben eliminar del sistema para que no causen cambios considerables en las propiedades del lodo.⁽⁶⁾

Un alto contenido de sólidos trae varios inconvenientes como un aumento en la viscosidad plástica, esto da como resultado un aumento en la presión de bombeo para poder mantener el caudal establecido, esto produce una contrapresión que es capaz de fracturar la formación y ocurrir una pérdida de circulación.

Otro problema que ocasiona un alto contenido de sólidos es la capacidad abrasiva que tiene la arena, y esto causa un rápido desgaste en las bombas, tuberías y todos los equipos que tienen contacto directo con el lodo durante la circulación.

2.2 MODELOS REOLÓGICOS.

Por ser los fluidos de perforación fluidos no newtonianos, que presentan una amplia variedad de relaciones de velocidad de corte – tensión de corte. No hay ecuación matemática que describa de forma precisa la reología de los fluidos de perforación, ya que son muy variados y complejos.⁽¹⁾

En cambio, se han propuesto varias ecuaciones que se aproximan en cierto grado a la verdadera relación tensión de corte – velocidad de corte. Esas ecuaciones reciben el nombre de modelos reológicos. Un buen modelo reológico debe tener las siguientes propiedades:

- 1.- Debe aproximarse estrechamente a la relación verdadera entre tensión de corte y velocidad de corte.
- 2.- Debe basarse en mediciones que puedan realizarse en el campo de una forma rutinaria.

3.- Debe ser lo suficientemente simple, de modo que los cálculos que se basan en el modelo puedan aplicarse en el campo.

La velocidad de corte está relacionada con la velocidad rotatoria del viscosímetro fann y la tensión de corte con la lectura del dial del viscosímetro fann. A continuación se explicaran los distintos modelos reológicos.

◆ **Modelo plástico de Bingham.**⁽¹⁾

El modelo plástico de Bingham es el modelo reológico que es más empleado en el campo, ya que es el modelo más simple para fluidos no newtonianos y, a pesar de ello, provee habitualmente una base excelente para el tratamiento del lodo.

El modelo se apoya en datos suministrados por un viscosímetro, con las lecturas en el dial del mismo a una velocidad de 600 y 300 r.p.m, estas se grafican en papel de coordenadas rectangulares. Se traza entonces una línea recta que pase por los dos puntos. Una línea recta está determinada por su pendiente y por el valor de la ordenada en el origen, los dos parámetros en el modelo plástico de Bingham son la viscosidad plástica (V_p) y el punto cedente (P_c). Esos valores se determinan fácilmente de las lecturas del dial en el viscosímetro fann a 600 y 300 r.p.m, respectivamente.

◆ **Modelo de la ley Exponencial.**⁽¹⁾

A pesar de que la viscosidad plástica y el punto cedente han demostrado ser parámetros marcadamente eficaces sobre los cuales puede basarse el tratamiento de los lodos, el modelo plástico de Bingham presenta algunos defectos. Para bajas velocidades de corte, las tensiones de corte dadas por el modelo sobrepasan y en algunas ocasiones estas tensiones de corte son considerablemente muy distintas a las verdaderas tensiones de corte verificadas en los lodos. Esto es particularmente valedero para lodos no dispersos de bajo contenido de sólidos. Los cálculos hidráulicos basados en el modelo plástico de Bingham han dado a menudo resultados muy diferentes con respecto a las condiciones reales en el pozo. Esto se explica

porque las velocidades de corte en el espacio anular están frecuentemente en un rango que correspondería a velocidades del viscosímetro fann por debajo de 60 r.p.m.; ese es un rango en el que el modelo plástico de Bingham no se aproxima a los valores de la verdadera reología del lodo.

Si los datos dados sobre la relación tensión de corte – velocidad de corte se grafican en papel de coordenadas rectangulares, se puede comprobar que no hay una curva simple que conecte todos esos puntos. Ya que la recta que pasa por las lecturas a 600 y 300 r.p.m. (modelo plástico de Bingham) no se acerca por los puntos graficados en las velocidades de corte inferiores. Sin embargo, si se emplea papel log-log para graficar los datos, se comprueba que la línea recta que pasa por las lecturas a 600 y 300 r.p.m., pasa también muy cerca de los restantes puntos.

Una línea recta en papel log-log se conoce como curva exponencial y corresponde a una ecuación algebraica de la forma: $F=K \cdot R^n$. Ecuación 2.6

Por este motivo este modelo se conoce como la ley exponencial, y sus parámetros son n y K, el parámetro n es el índice de comportamiento de flujo laminar. Para un fluido newtoniano, $n=1$; para los lodos es siempre menor a 1. Para lodos no dispersos n está usualmente entre 0,4 y 0,7; para lodos altamente dispersos n está generalmente entre 0,7 y 0,9. Cuanto más bajo es el valor de n, menos newtoniano es el lodo.

K es el factor de consistencia del flujo laminar. Se le considera como similar a la viscosidad plástica, dado que un aumento de K indica generalmente un aumento en la concentración de sólidos o una disminución en el tamaño de las partículas. Los mejores métodos para bajar K son el control mecánico de sólidos y la dilución.

◆ **Modelo de la ley Exponencial Modificada.**⁽¹⁾

La ley exponencial tiene un defecto; no toma en consideración la tensión de cedencia. De hecho, la mayor parte de los lodos presentan tensión de cedencia, un cierto grado de

resistencia interna debe ser vencido para que el lodo comience a fluir. La ley exponencial modificada es similar a la ley exponencial, excepto que tiene en cuenta una tensión de cedencia positiva, G_0 .

Si se dispone de un viscosímetro de 6 velocidades, G_0 debe tomarse como la lectura estable de 3 r.p.m.. La ley exponencial modificada está dada por esta ecuación:

$$F = G_0 + KR^n \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Tal como ocurre con la ley exponencial, n es el índice de comportamiento del flujo laminar y K es el factor de consistencia del flujo laminar. Sin embargo los valores de n y K serán usualmente diferentes para las dos leyes, exponencial y exponencial modificada.

La ley exponencial modificada es un modelo ligeramente más complicado que los otros dos modelos. Sin embargo, se aproxima más estrechamente al comportamiento reológico verdadero de la mayoría de los lodos. En la gráfica 2.7 se observa los tres modelos reológicos para los fluidos de perforación en un sistema de coordenadas rectangulares.

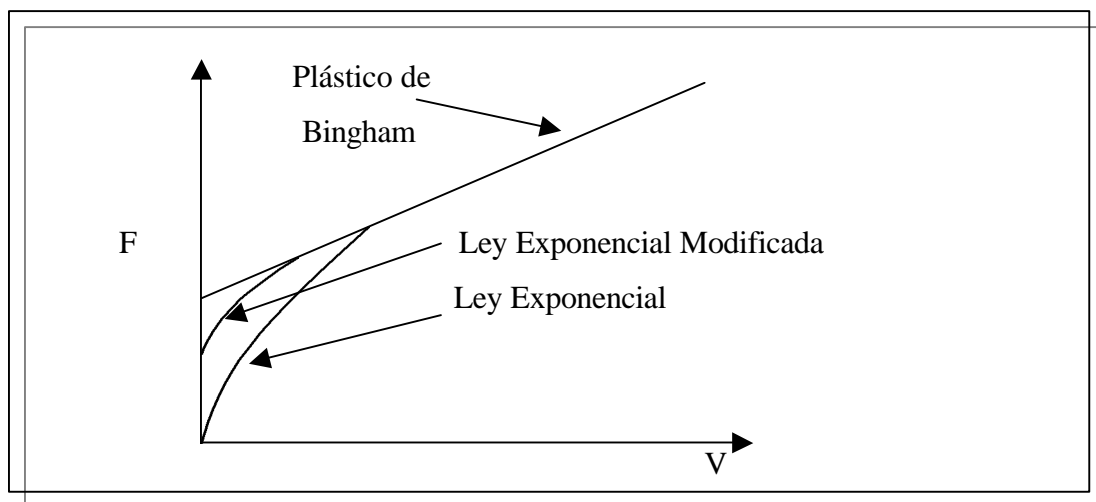


Figura 2.7 Modelos reológicos graficados en papel de coordenadas rectangulares.⁽¹⁾

2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA REOLOGÍA.

No hay en el momento actual ningún instrumento práctico que sea capaz de medir en el campo las propiedades reológicas de un lodo bajo condiciones de temperatura, presión y tiempo reales en el pozo. Es importante, sin embargo, tener presente que sus efectos pueden ser verdaderamente importantes.

➤ **Temperatura.**

La temperatura es un factor de mucha influencia en el comportamiento del lodo, cuando se esta perforando a medida que el pozo es más profundo la temperatura varía, debido al gradiente de temperatura de la formación, este incremento de la temperatura ocasiona un cambio en la viscosidad del fluido, ya que la viscosidad de un fluido disminuye a medida que aumenta la temperatura. Hay excepciones, ya que en algunos lodos de calcio cuando se alcanzan temperaturas de unos 300 °F empieza a producirse una gelificación del lodo.⁽¹⁾

➤ **Presión.**

La presión ejerce poco efecto sobre la reología de los lodos base agua, pero puede afectar en forma significativa la reología de los lodos base aceite. Existen instrumentos de laboratorio que pueden medir la reología de los lodos bajo diversas condiciones de temperatura y presión. Pero estos instrumentos, no han sido aún adaptados para su empleo en condiciones de campo.⁽¹⁾

➤ **Tiempo.**

La reología de un fluido de perforación depende del tiempo. La resistencia de gel es una manifestación de la dependencia que tiene con el tiempo. La estructura de gel sólo se desarrolla después de un período de tiempo durante el cual el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero.⁽¹⁾

2.4 ESTRUCTURAS DE GEL.

Los geles son esencialmente dispersiones en la cual las interacciones atractivas entre los elementos de la fase dispersa son tan fuertes que todo el sistema desarrolla una estructura reticular rígida, y bajo pequeñas fuerzas es capaz de comportarse elásticamente.

La tensión de corte mínima capaz de producir deformación permanente se conoce como la resistencia de gel; también como la resistencia de corte. Los geles se producen generalmente cuando las partículas coloidales dispersas tienen una gran afinidad por el medio dispersante.

En algunos casos el gel puede fluir plásticamente sobre una fuerza límite, el gel por tanto, frecuentemente exhibe un comportamiento tixotrópico, la condición de estado de gel rígido puede ser reformada cuando la fuerza es removida.⁽¹¹⁾

La fase dispersa puede consistir de partículas sólidas como por ejemplo arcillas, macromoléculas, o moléculas surfactantes. Un ejemplo de un gel macromolecular son aquellos formados por polímeros hidrofílicos que se hinchan espontáneamente en contacto con el agua, esto es debido al fuerte parentesco entre sus moléculas individuales, originando que este gel mantenga un cierto grado de rigidez.⁽¹¹⁾

Las plaquetas de arcilla, como por ejemplo la de la montmorilonita forma una estructura que comúnmente esta descrita como la casa de naipes, esta estructura esta controlada principalmente por las fuerzas electrostáticas. Las placas las cuales tienen una carga negativa en la superficie plana de la plaqueta, y al existir una carga positiva en los bordes de las plaquetas dan como resultado una atracción entre las cargas generando una estructura estable descrita como casa de naipes, esta estructura se indica en la figura 2.8, muchos tipos de interacciones pueden conllevar a la formación de un gel. Estas pueden ser, electrostáticas, interacciones de Van Der Waals, o parentesco químico.

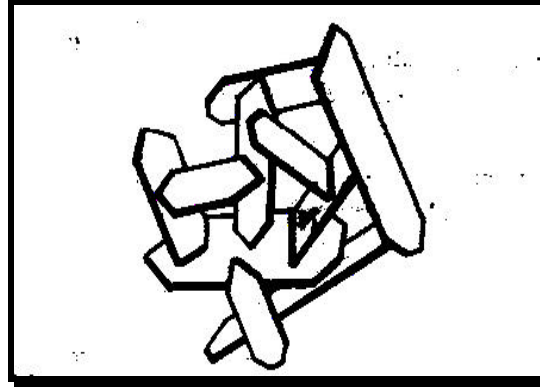


Figura 2.8 Estructura cara-borde.⁽¹¹⁾

Cuando las fuerzas aplicadas son suficiente para vencer las fuerzas de unión en la red, se sobrepasa el límite de fluidez y la estructura se desmorona. Las placas adoptan un arreglo paralelo de gran densidad cuyas propiedades son controladas por la repulsión electrostática entre las superficies cargadas paralelamente. Estos cambios ejercen una influencia en las propiedades reológicas del gel.

La fuerza de gel es una medida de las fuerzas de atracción eléctricas entre las partículas que están presentes en un fluido de perforación, a diferencia del punto cedente que es a condiciones dinámicas en la fuerza de gel es a condiciones estáticas, y son medidas a los 10 segundos, 10 minutos, como es descrito en las normas API (API-RP-13B).⁽¹⁰⁾

En cuanto al término resistencia de gel, éste se refiere a la tensión de corte mínima capaz de producir una deformación permanente, es decir la resistencia que ofrece la estructura a ser rota, es una medida del esfuerzo de ruptura, después de un periodo de reposo.

La resistencia de gel es una de las propiedades del fluido de perforación más importante, ya que de ella depende conjuntamente con el punto cedente la limpieza del hoyo, debido a que esta propiedad debe ser capaz de mantener los cortes en suspensión mientras la circulación es detenida para realizar conexiones de tubería o realizar viajes, y no permitir que los cortes se decanten acumulándose en el fondo del hoyo, dando como resultado una disminución en la tasa de penetración.

2.4.1 Tipos de Gel.⁽¹⁰⁾

✓ **Gel Frágil.**

Este tipo de gel se caracteriza por tener valores muy semejantes tanto a los 10 segundos como a los 10 minutos.

✓ **Gel Favorable.**

Se caracteriza por valores bajos a los 10 segundos, que luego se incrementan hasta valores intermedios a los 10 minutos.

✓ **Gel Instantáneo.**

Este tipo de gel posee valores muy cercanos a los 10 segundos y 10 minutos, sin embargo son valores elevados.

✓ **Gel Progresivo.**

Tienen valores intermedios a los 10 segundos, los cuales se incrementan rápidamente hasta valores muy elevados a los 10 minutos.

Una posible causa de problemas en un sistema de lodos se refleja habitualmente en la presencia de geles progresivos o de geles instantáneos. Cuando se tiene un amplio margen entre la lectura a los 10 segundos y la lectura a los 10 minutos estamos en presencia de un gel progresivo, y esto es un indicativo de una acumulación de sólidos. Si en cambio la lectura a los 10 segundos y la lectura a los 10 minutos son ambas elevadas, con un pequeño margen entre las dos, estamos en presencia de un gel instantáneo, lo que indica floculación del lodo⁽¹⁾. En la figura 2.9 se muestra una gráficamente el comportamiento de estos tipos de geles.

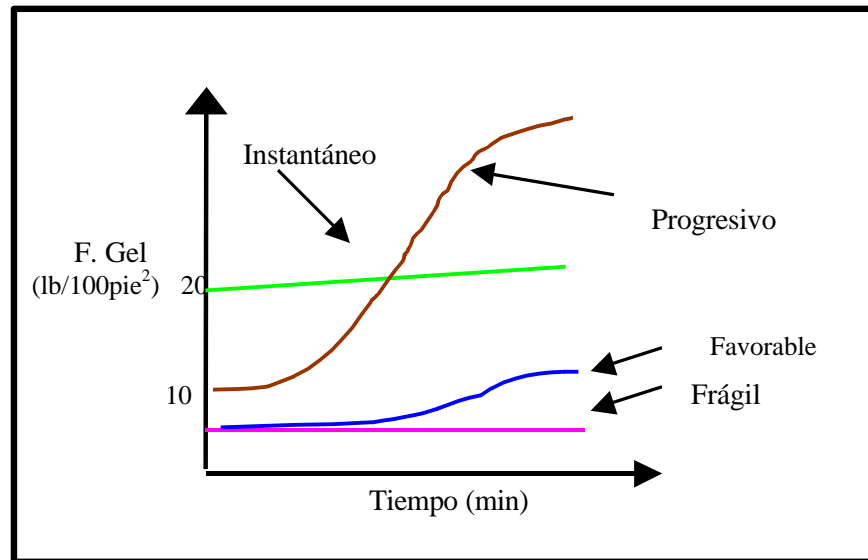


Figura 2.9 tipos de geles.⁽¹⁰⁾

2.4.2 Causas que pueden generar un valor excesivo de resistencia de gel.⁽¹⁾

Las resistencias de gel excesivas pueden causar serias complicaciones, las cuales son:

- 1.- Retención de aire o gas en el lodo.
- 2.- Presiones excesivas cuando se rompe la circulación después de un viaje.
- 3.- Reducción de la velocidad a la que se sedimenta la arena y los recortes en la pileta de sedimentación, lo que da como resultado una acumulación de sólidos.
- 4.- Excesiva succión al sacar la tubería.
- 5.- Excesiva sobrepresión al introducir la tubería.
- 6.- Imposibilidad de hacer llegar las herramientas de perfilaje hasta el fondo.

La resistencia de gel del fluido debe mantenerse en un rango de gel favorable por:

- 1.- Si la resistencia de gel es muy baja, los fluidos de perforación no podrán mantener eficientemente los ripios suspendidos durante las conexiones y viajes de tubería.
- 2.- Si la resistencia de gel es muy alta, la presión requerida para circular el fluido, puede fracturar la formación y favorecer las condiciones de una arremetida.

Una alta resistencia de gel es indeseable porque ella retarda la separación de ripios y la eliminación de gas en la superficie, y también porque aumenta la presión requerida para reiniciar la circulación después de un cambio de mecha.⁽¹⁾

2.5 CONTAMINACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE.

Las propiedades reológicas y la velocidad de penetración son afectadas por la cantidad, el tamaño y la composición de los sólidos en el lodo. El control de esos sólidos es muy importante para que el sistema de lodo tenga éxito y logre cumplir todas sus funciones a cabalidad. Los sólidos de perforación contribuyen al desgaste de las tuberías y del equipo, causan daño a las formaciones productivas, tienen una gran influencia en las propiedades del lodo, en la estabilidad del hoyo, y tienen mucha influencia en el costo general del pozo. El control de sólidos es sin duda alguna, uno de los aspectos más importantes en la tecnología de perforación.

Un fluido de perforación puede tener una gran variedad de contaminantes como son: agua, gases (H_2S , CO_2), sales solubles y sólidos de perforación.^(2,9) Pero son los sólidos de perforación los que siempre estarán presentes en el lodo durante las labores de perforación, por lo que el ingeniero de lodos debe reducir este tipo de contaminante y los problemas que lo acompañan, a un tiempo mínimo aceptable.⁽¹⁾

Los sólidos son los contaminantes más comunes, pero también el más importante, más si se trata de partículas de pequeño tamaño, las cuales son mucho más difíciles de remover, o si estas partículas reaccionan químicamente con otros componentes del lodo. No todos los sólidos de perforación afectan de la misma manera las propiedades del lodo.

El volumen de sólidos de formación por la mecha durante la perforación de un pozo puede llegar a cantidades sumamente altas⁽⁹⁾. A menudo deben ser transportados por el lodo miles de kilogramos de sólidos provenientes de la perforación, y a causa de esto las propiedades reológicas y la velocidad de penetración son afectadas por la cantidad, tamaño, y composición de esos sólidos. El control de sólidos es importante para que un sistema de lodo

tenga éxito y una larga vida útil, ya que ellos sólidos contribuyen al desgaste de las tuberías y del equipo, causan daños a las formaciones productoras y como resultado tienen mucha influencia en el costo general del pozo. Existen diversas maneras de reducir la presencia de sólidos de perforación, las cuales son:

- Remoción mecánica de sólidos.
- Dilución.

Un aspecto muy importante para la solución del problema de sólidos de perforación es la remoción mecánica. Esto, por consiguiente incluirá, una zaranda vibradora, desarenadores, deslimadores y centrífugas (usadas en la mayoría de los casos para lodos pesados).

El tratamiento para controlar sólidos con dilución resulta generalmente costoso, ya que por cada barril de lodo viejo sustituido hay que agregar el mismo barril de lodo nuevo de tal forma que se mantenga la concentración del volumen total del lodo, para poder mantener las propiedades en el rango deseado.

Las partículas que tengan cargas eléctricas asociadas con ellas como por ejemplo lutitas afectarán las propiedades reológicas en un mayor grado que las partículas inertes como la arena o limo.

Los sólidos de perforación inertes no tienen efecto sobre las propiedades químicas del lodo, pero sí tiene efecto sobre la densidad del mismo, la viscosidad plástica, el punto cedente, resistencia de gel, pérdida de filtrado, y porcentaje de sólidos. Sin embargo, si la contaminación es con sólidos muy finos el porcentaje de sólidos no necesariamente aumenta.⁽⁹⁾

Es de especial atención para el desarrollo de este trabajo como distintos sólidos afectan las propiedades de los fluidos de perforación base aceite.

2.5.1 Efecto de los sólidos de perforación en la tasa de penetración.

Los sólidos de perforación tienen un efecto pronunciado sobre la tasa de penetración. Esta tasa de penetración es afectada por el porcentaje de contenido de sólidos presentes en el lodo.

Si existe una gran cantidad de sólidos presentes en el sistema de lodo, da como resultado un desgaste prematuro de los cojinetes de la mecha, ya que un mayor caballaje hidráulico, es transmitido a las boquillas de la mecha, debido a que los recortes no removidos consumen caballaje al ser estos recirculados y dispersados en la fase líquida del lodo lo que causa una disminución en la tasa de penetración.⁽⁷⁾

Además si existe una gran cantidad de sólidos, las bombas necesitan enviar el lodo con una mayor presión para mantener el mismo caudal, dando como resultado un aumento en las presiones en el espacio anular y aumenta las posibilidades de una pérdida de circulación, lo que se traduce en un aumento sustancial en el tiempo de perforación.

Mantener el fluido de perforación en un rango aceptable de sólidos no solamente evita cambios drásticos en las propiedades reológicas del lodo, sino también mejores tasas de penetración, una mejor operación de las bombas ya que los sólidos son el primer agente de desgaste de las partes operativas de las bombas, y un bajo contenido de sólidos evita que se forme un revoque grueso y esponjoso que trae como consecuencia una probable pega de la tubería de perforación, y una mayor pérdida de filtrado.

Por tal motivo la conclusión es sencilla, el contenido de sólidos de perforación presentes en el lodo debe ser reducido a un nivel mínimo.

2.5.2 Efecto de los sólidos de perforación en la viscosidad plástica.

El principal factor que afecta la viscosidad plástica es el contenido de sólidos, ya que ella depende de la cantidad, forma y tamaño de los sólidos presentes en el lodo.⁽¹⁾

Cuando la viscosidad plástica aumenta, es un indicativo muy probable de que hay un aumento en la concentración de sólidos presentes en el lodo. Todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos va a generar un aumento en la viscosidad plástica.⁽¹⁾ Es decir, si una partícula sólida se parte por la mitad, da como resultado dos porciones donde su superficie total expuesta es mayor que la de la partícula original. Una partícula plana posee una superficie total expuesta mayor que una partícula de forma esférica del mismo volumen. La mayoría de las veces, un aumento en la viscosidad plástica de un fluido de perforación es consecuencia de un aumento del porcentaje de sólidos incorporados al sistema.

Si no existe una eficiente remoción de sólidos de perforación estos serán recirculados al sistema una y otra vez ocasionando que estos sólidos recirculados se fracturen y se hagan cada vez más pequeños, lo que complicaría mucho más el trabajo de remoción de los mismos. Como se mencionó anteriormente si estos sólidos se fragmentan habrá una mayor superficie de la partícula expuesta que en relación al tamaño original de la misma, y el incremento de la viscosidad plástica es considerablemente mayor.

Como la viscosidad plástica esta afectada por la fricción mecánica entre las partículas del lodo, entonces si hay una mayor cantidad de sólidos existe una mayor fricción. Por lo tanto, cuando se perfora se incorporan sólidos al sistema de lodo aumentando su cantidad, lo que genera el incremento en la viscosidad plástica que puede ser la causante de muchos problemas durante las labores de perforación.

Primeramente, mientras más alta la viscosidad, se requiere más presión de las bombas para mover el lodo a través de la tubería de perforación y el espacio anular. En una perforación donde existen problemas de pérdida de circulación, la remoción de sólidos puede disminuir la pérdida de presión en el espacio anular a un nivel que permita operar sin perder lodo a la formación.

2.5.3 Efecto de los sólidos de perforación en el punto cedente y fuerza de gel.

Tanto el punto cedente como la fuerza de gel, son una medida de la fuerza de atracción entre las partículas bajo condiciones dinámicas y estáticas de flujo respectivamente.⁽¹⁾ Estas propiedades están muy relacionadas con la capacidad de limpieza que posee el lodo.

Esta fuerza es una consecuencia de las cargas eléctricas sobre las superficie de las partículas dispersas en la fase líquida, cuya magnitud es función del tipo de sólido, y la cantidad de sólidos.

La acción trituradora de la mecha, rompe los recortes dejando expuestas un número mayor de partículas cargadas eléctricamente (lutitas) en la superficie del lodo. Al aumentar la concentración de sólidos perforados, aumenta el número de cargas en la superficie, disminuye la distancia entre ellas, contribuyendo así todos estos factores a un posible aumento en el punto cedente y fuerza de gel en el sistema, sobre todo si esas partículas sólidas están cargadas eléctricamente.

2.5.4 Efecto de los sólidos de perforación en la filtración del lodo.

La filtración es definida como la pérdida de fluido durante la perforación, hacia una formación permeable. La filtración ocurre cuando la permeabilidad de una formación es tal que permite el paso de fluido a través del espacio poroso.⁽⁸⁾

A medida que la filtración ocurre, los sólidos que están presentes en el lodo ya sean aditivos como sólidos de perforación, se depositan en la cara de la formación y forman el revoque. El filtrado del lodo penetra la formación a través del espacio poroso.

Los factores que afectan la filtración son: presión, partículas sólidas, temperatura y tiempo, de estos cuatros factores los dos primeros tienen relación directa con los sólidos del lodo.⁽⁹⁾

El tipo, cantidad, forma y tamaño del sólido de perforación es la primordial influencia en una mayor o menor pérdida de filtrado hacia la formación, por tal motivo, la menor cantidad de sólidos de perforación posible debe estar presente en el lodo, y con una pequeña diferencia en el tamaño de las partículas ya que así las mismas se arreglan de una manera que forman un revoque que es menos permeable y lograr así una menor pérdida de filtrado.

Si en cambio el tamaño entre las partículas es muy diferente el revoque que se forma es mucho más grueso y más permeable debido al arreglo de las partículas de diferente tamaño lo que da como resultado una mayor pérdida de filtrado. La presión o diferencial de presión, tiene un efecto leve sobre el filtrado.

El efecto que realmente ejerce el diferencial de presión aplicado en el pozo, es sobre el revoque, para analizar esta situación es necesario ubicar dos escenarios posibles, en relación con las partículas sólidas que puedan estar conformando el revoque.

- ❖ Si los sólidos que están presentes en el lodo son compresibles, el aumento de presión ocasionará, que estas partículas se unan cada vez más. La unión cada vez mayor de estas partículas resultará en la disminución de la permeabilidad del revoque. Al disminuir esta permeabilidad, va a disminuir el paso de filtrado hacia la formación.⁽⁸⁾ En la figura 2.10 se ilustra este efecto.
- ❖ Si las partículas que están en el lodo no son compresibles, el aumento de presión no ocasionará una disminución de la permeabilidad del revoque. En este caso el paso de filtrado hacia la formación aumentará.⁽⁸⁾ Como se ilustra en la figura 2.11.

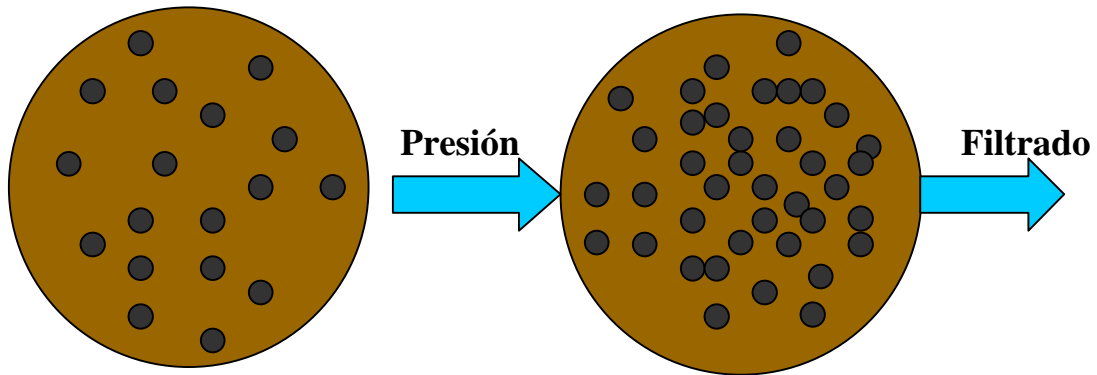


Figura 2.10 Efecto de partículas compresibles en la pérdida de filtrado.⁽⁸⁾

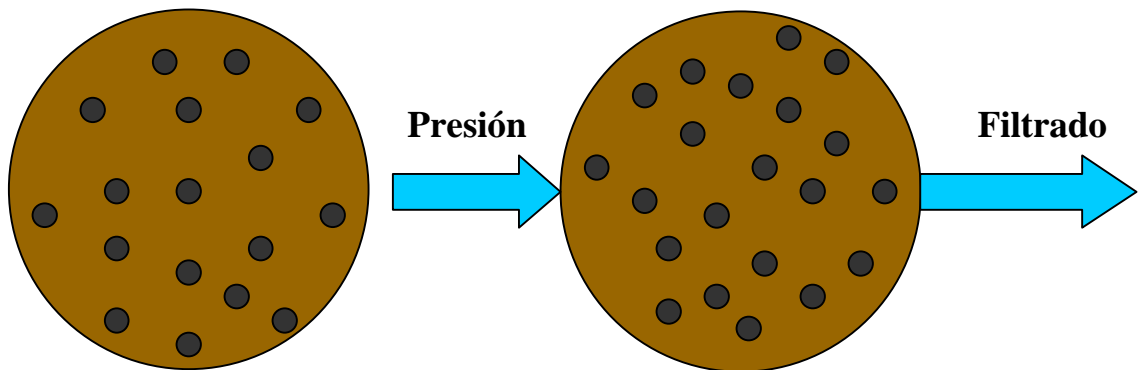


Figura 2.11 Efecto de partículas incompresibles en la pérdida de filtrado.⁽⁸⁾

2.5.5 Efecto de los sólidos de perforación en la estabilidad de las emulsiones.

El control de sólidos es de suma importancia en las emulsiones inversas. A medidas que sólidos de perforación se introducen en el sistema la emulsión se hace más débil. Los sólidos adsorben y se humedecen de aceite de tal modo que hay menos aceite disponible para mantener separadas las gotas de agua y evitar así que coalezcan.⁽⁷⁾

Estos sólidos incorporados tienden a crear una emulsión de aceite en agua en vez de una emulsión de agua en aceite.

2.6 CONTROL MECÁNICO DE SÓLIDOS.

Un aspecto muy importante para la solución del problema de sólidos es la remoción mecánica. Esto, por consiguiente incluirá, una zaranda vibradora, hidrociclones, desarenadores, deslimadores, centrífugas y limpia lodos, cada uno de estos equipos es descrito a continuación.

❖ **Zaranda vibradora.**

La zaranda vibradora es el primer equipo de control de sólidos que se encuentra el lodo al salir del hoyo. La zaranda vibradora es un separador constituido por una serie de tamices que son usados para remover los cortes más grandes que circulan en el lodo. Existen varios tipos de zarandas las simples, dobles y de triple malla, las de doble y triple malla permiten al operador el uso de mallas más finas en los niveles inferiores.

De esta manera se pueden lograr una remoción de cortes más pequeños, aún a tasas de flujo mayores.

En la figura 2.12 se ilustran el funcionamiento de los distintos tipos de zaranda vibradora, sencilla, doble y triple.

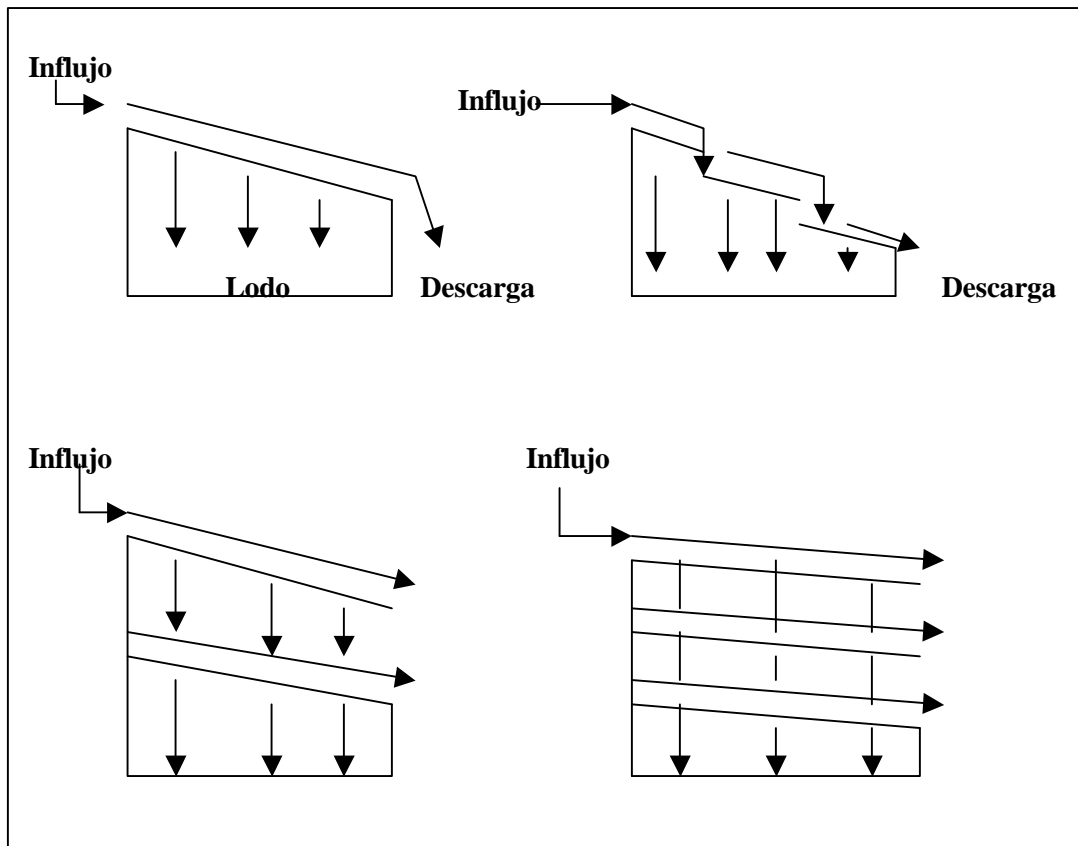


Figura 2.12 Esquema del funcionamiento de distintos tipos de zarandas vibratorias.⁽¹⁾

La zaranda vibradora debe ser diseñada para usar las mallas más finas posibles con la mínima pérdida de lodo. De esta forma los sólidos finos son inmediatamente eliminados y no tienen la oportunidad de recircular⁽¹²⁾. La zaranda vibradora trabaja con una serie de bandejas por las cuales el fluido y los cortes fluyen por dichas bandejas con una constante vibración. La abertura de la malla determina el tamaño de la partícula que sea filtrada.

En la industria petrolera, los tres tipos más comunes de tamaño de malla son 80, 120 y 200 mesh. Estas mallas están diseñadas para remover partículas de mediano tamaño de 177, 105, y 74 micrones, respectivamente, esto bajo óptimas condiciones.⁽¹²⁾

La inclinación óptima del tamiz vibratorio es la que procese la mayor cantidad de partículas, si se deben realizar ajustes en el ángulo del tamiz, este afecta la velocidad de marcha del lodo

y el tiempo de retención. La zaranda vibradora es la primera línea de defensa contra el aumento de sólidos en el lodo, con un poco de cuidado, observación y ajuste para alcanzar las capacidades máximas de procesamiento y de eficiencia de remoción en esta etapa, se pueden evitar muchos problemas durante las labores de perforación. En la figura 2.13 se observa un modelo de zaranda vibradora usada en los campos de perforación.⁽¹⁾



Figura 2.13 Zaranda vibradora.⁽¹⁴⁾

❖ Hidrociclones.

Existen muchos tipos de conos para la remoción de sólidos de diversos tamaños. Todos los separadores de sólidos de tipo cono funcionan sobre la base del mismo principio. En la figura 2.14 se muestra una sección transversal de un hidrociclón. Los hidrociclones son recipientes de forma cónica en los cuales la energía de presión es transformada en fuerza centrífuga. El lodo se alimenta, por medio de una bomba centrífuga, a través de una entrada que lo envía tangencialmente en la cámara de alimentación.

Una corta tubería llamada tubo de vórtice se extiende hacia abajo en el cuerpo del cono y fuerza a la corriente en forma de remolino a dirigirse hacia abajo en dirección del vértice, es

decir, hacia el extremo delgado del cono. Las fuerzas centrífugas que se desarrollan en esas circunstancias multiplican la velocidad de sedimentación del material de la fase más pesada (los sólidos y el líquido más denso) forzándolos hacia fuera contra la pared del cono. Las partículas más livianas se dirigen hacia adentro y arriba como un vórtice espirado que las lleva hacia el orificio de la descarga superior.⁽¹⁾

Los hidrociclones se utilizan para separar los sólidos de tamaño arena fina y limo del sistema de lodo de perforación. Los hidrociclones no pueden separar sólidos coloidales así sean de baja o alta gravedad, por lo tanto la proporción de estos en el flujo superior e inferior va a ser la misma que en la alimentación.

A continuación se definen lo que son sólidos de alta y baja gravedad.

Sólidos de baja gravedad⁽¹⁴⁾: Son aquellos sólidos que tengan una gravedad específica entre 2,3 y 2,8; y los mismos son utilizados para obtener densidades menores a 10 lb/gal. Por ejemplo sólidos perforados, arcillas, CaCO_3 y demás aditivos del lodo.

Sólidos de alta gravedad⁽¹⁴⁾: Son aquellos sólidos que tengan una gravedad específica entre 4,2 y más, y son utilizados para obtener densidades mayores de 10 lb/gal. Ejemplos de estos tipos de sólidos son la Barita, Hematita o cualquier material densificante.

Los tamaños de los conos y la presión de la bomba determinan el tamaño de partícula que se separa. Menores presiones dan por resultados una separación más gruesa y una capacidad reducida.

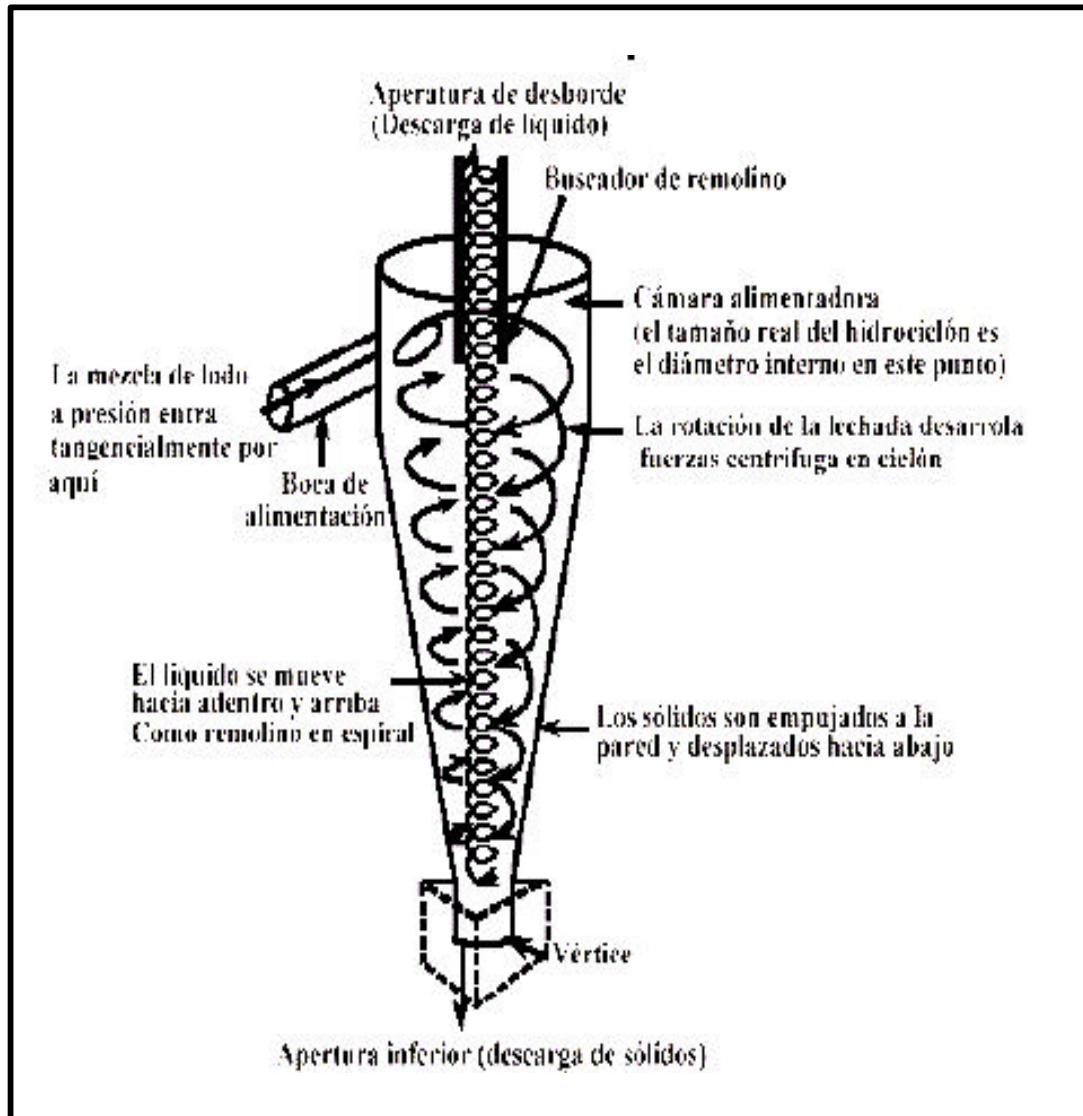


Figura 2.14 Sección transversal de un hidrociclón. ⁽¹⁵⁾

❖ Desarenadores.

Con el propósito de separar la arena se elige generalmente un cono de 6 pulgadas o más de diámetro interno. Los conos desarenadores tienen la ventaja de manipular volúmenes más grandes de lodo por cada cono, pero tienen la desventaja de seleccionar tamaños más grandes de partículas. Para poder obtener resultados eficientes, un desarenador debe ser instalado

adecuadamente. El desarenador es necesario fundamentalmente para evitar la sobre carga de los deslimadores. En la figura 2.15 se presenta un desarenador.

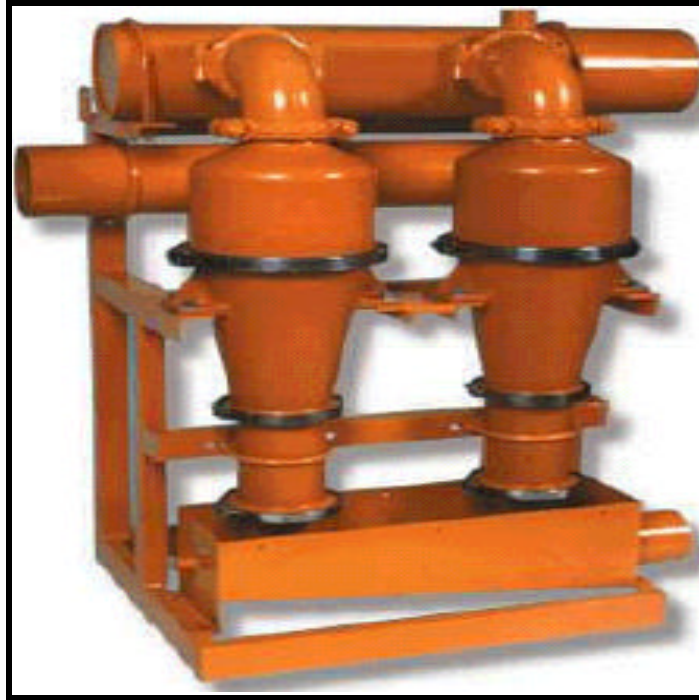


Figura 2.15 Desarenador.⁽¹⁶⁾

❖ **Deslimadores.**

Para eliminar el limo se usa generalmente un cono de 4 pulgadas. El número de conos varía con el volumen de lodo que se hace circular. Es deseable tener la capacidad del cono por lo menos igual a la velocidad de circulación, y se recomienda que la capacidad esté entre 20 y 50 por ciento más arriba que dicha velocidad. En un cono de 4 pulgadas bien diseñado, el tamaño de partícula separado es de 15 a 20 micrones.

Como la barita está en el mismo rango de tamaño de partícula que el limo, también se separará del lodo. Normalmente, los lodos densificados son demasiado altos en contenido de sólidos para permitir la separación eficiente de limo por medio de hidrociclones. Por lo tanto, los deslimadores se usan raramente para el tratamiento de lodos densificados por encima de

12,5 lb/gal. Por tal motivo toda aplicación de deslimadores a lodos densificados requiere de mucho cuidado para poder evitar que la densidad del lodo se reduzca a un nivel que sea poco rentable⁽¹⁾. En la figura 2.16 se muestra un deslimador.

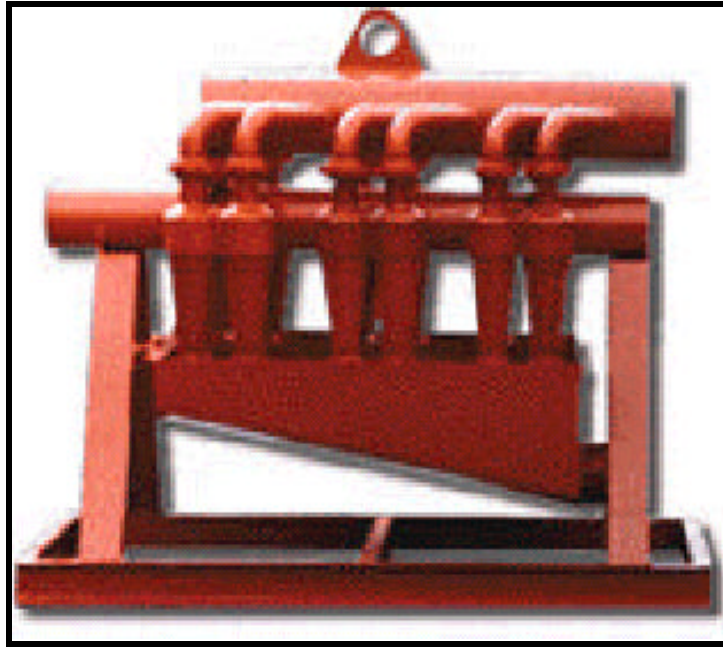


Figura 2.16 Deslimador.⁽¹⁶⁾

❖ **Limpia lodos.**

Los limpia lodos constituyen el equipo más reciente que ha entrado en uso para la remoción de sólidos. Consiste en una batería de conos deslimadores (generalmente ocho conos de 4 pulgadas) colocados por encima de un tamiz de malla fina y alta vibración. El proceso remueve los sólidos perforados de tamaño arena aplicando primero el hidrociclón al lodo y haciendo caer luego la descarga de los hidrociclones sobre el tamiz vibratorio de malla fina.

El lodo y los sólidos que atraviesan el tamiz son recuperados y los retenidos sobre éste son descartados. Dado que el 97 por ciento de la barita es, de acuerdo con las especificaciones API, de un tamaño inferior a 74 micrones, una gran parte de ella será descargada por los hidrociclones. La barita atravesará luego el tamiz y volverá al sistema. Un limpia lodos es, en

la práctica, un equipo que desarena un lodo densificado. El tamaño de malla de los tamices de los limpia lodos varía entre 120 y 325 (muchos fabricantes emplean tamices pretensionados en fábrica para prolongar la vida del tamiz). Si el limpia lodos ha de trabajar continuamente se considera generalmente que un tamiz de malla 150 puede mantener el sistema de lodo limpio con eficiencia. El limpia lodos debe utilizarse conjuntamente con otros procedimientos de remoción de sólidos. Cuando esta instalado y es usado correctamente, puede presentar una útil contribución para el control efectivo de sólidos en lodos densificados.⁽¹⁾ En la figura 2.17 se ilustra un limpia lodos.

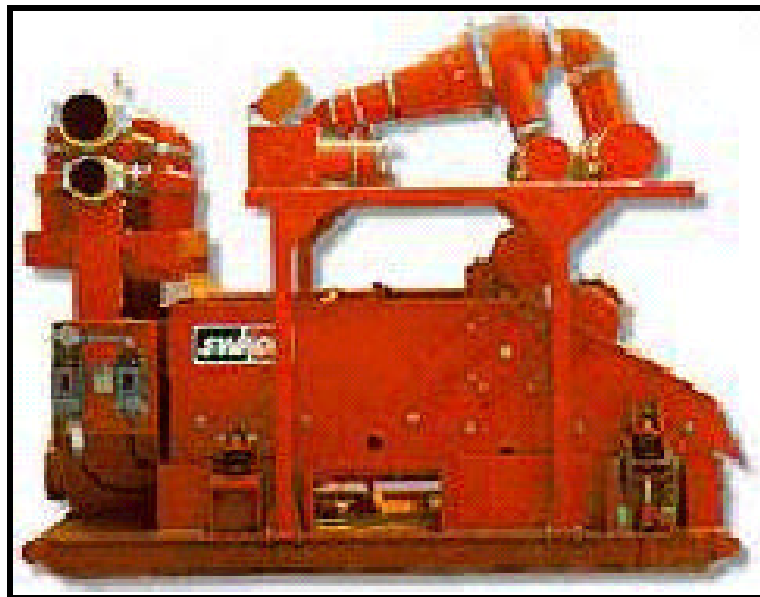


Figura 2.17 Limpia lodos.⁽¹⁶⁾

❖ Centrifugas.

Como ocurre con los hidrociclones, las centrifugas de decantación aumentan la velocidad de sedimentación de los sólidos mediante el reemplazo de la fuerza de gravedad, más débil, por la fuerza centrífuga. La centrifuga de tipo decantación consiste de una cámara cónica, horizontal, de acero que rota a alta velocidad, con un doble transportador de tipo tornillo en su interior. Este transportador rota en la misma dirección que la cámara externa pero a una

velocidad ligeramente inferior. Se inyecta lodo en el eje hueco del transportador, desde donde el lodo es lanzado hacia fuera dentro del anillo de lodo denominado estanque.

El nivel de este estanque es determinado por la altura de la compuerta de salida del líquido en el extremo mayor. Luego la lechada fluye hasta los orificios, a través de dos canales formados por las aletas del tornillo, ya que los sólidos se acumulan contra la pared interior del tazón, el tornillo transportador los empuja hacia el extremo del tazón, a través del área cónica seca, donde son separados todos los líquidos libres y son descargados los sólidos.⁽¹⁾

El uso de la centrífuga causa que se eliminen del lodo partículas coloidales como la bentonita por ejemplo, por tal motivo, se debe tener en cuenta esta pérdida para evitar problemas posteriores. Los aumentos de viscosidad y de resistencia de gel son los mejores indicativos de que se debe utilizar una centrífuga en un sistema de lodo densificado.⁽¹⁾ En la figura 2.18 se muestra una centrífuga.

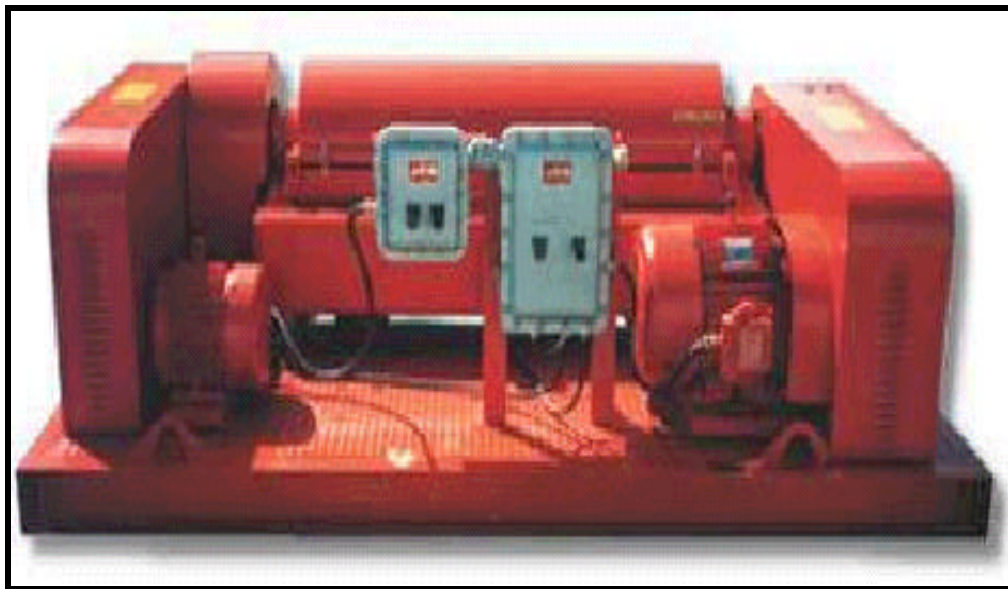


Figura 2.18 Centrífuga.⁽¹⁷⁾

En la figura 2.19 se ilustra de manera esquemática un corte transversal de una centrífuga.

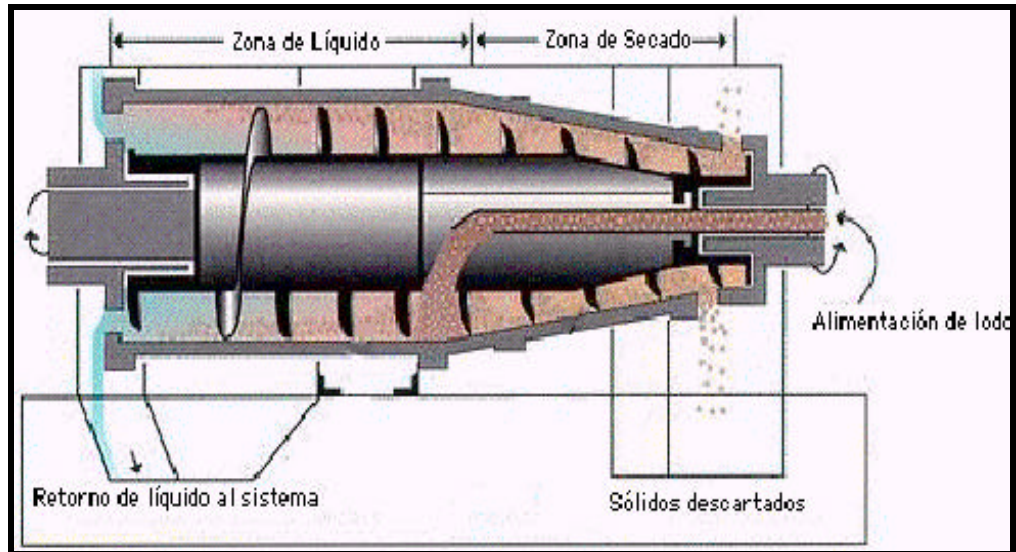


Figura 2.19 Corte transversal de una centrífuga.⁽¹⁷⁾

2.7 DILUCIÓN

Los equipos de control de sólidos no son cien por ciento efectivo para el tratamiento de remoción de los sólidos de perforación, por tal motivo a veces es necesario emplear otras técnicas que junto al control mecánico de sólidos logren un mejor resultado como es la dilución del fluido de perforación.

Una manera de mantener los sólidos de perforación en un nivel manejable es simplemente reemplazar el fluido de perforación que contiene sólidos por un fluido limpio. La mitad de los sólidos de perforación pueden ser eliminados si la mitad del sistema es reemplazado con un fluido limpio. Esto es muy costoso, y es utilizado si el sistema de control de sólidos no es capaz de remover eficientemente los sólidos de perforación.⁽¹³⁾

Si los equipos mecánicos no remueven una porción significativa de los sólidos de perforación reportados en la superficie, la dilución se transforma en una estrategia de tratamiento de sólidos.

Entre las principales funciones de la dilución se encuentran:

- ✓ Reducir la concentración de sólidos dejados por el equipo de remoción de sólidos.
- ✓ Reemplazar los líquidos perdidos cuando se han usado equipos mecánicos de control de sólidos.

La técnica de dilución es muy empleada en la actualidad, existe un trabajo realizado por Leonel Robinsón en el año 1.994 en el cual, elaboró un programa que permite calcular la cantidad de lodo nuevo que se debe añadir al sistema, para poder seguir cumpliendo con las necesidades de perforación. Existe un punto donde la dilución ya no es rentable, y en ese programa Leonel Robinsón indica cuando ocurre, el programa predice el costo por barril de lodo a ser diluido, este costo depende de la cantidad de sólidos de perforación presentes en el lodo y la cantidad de sólidos a ser añadidos de nuevo al sistema.

Los costos de dilución son mayores en lodos de mayor densidad y presentan una menor tolerancia a los sólidos de perforación. Cuando se aplica la técnica de dilución en lodos densificados primero se diluye para disminuir los sólidos de perforación y luego es que se densifica.

3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Para el desarrollo de este trabajo en primer lugar se preparó el material que se utilizó como contaminante (arenisca, y lutita), ya que el objetivo fue, estudiar el comportamiento que presentaron los distintos fluidos de perforación utilizados en presencia de sólidos inertes y no inertes, y analizar el grado de influencia que estos contaminantes tuvieron sobre las estructuras de gel, punto cedente y demás propiedades.

La arenisca utilizada como contaminante pertenece a la Formación Misoa, proveniente de la falla de Valera y fue tomada cerca del poblado de Palmarito, Estado Trujillo a esta arenisca se le realizó la difracción de rayos X para determinar su composición, el resultado de la difracción indicó un 99% de Cuarzo y un 1% de otros minerales, el resultado de esta muestra se ilustra en el apéndice A.2. Esta muestra fue utilizada como contaminante no reactivo por su composición.

Una vez conocido el contenido de esta arenisca se procedió a triturar la muestra, luego se tamizo para determinar la granulometría de los sedimentos con los que se contaminaron los fluidos de perforación. En la tabla 3.1 se ilustra la granulometría del sólido utilizado como contaminante inerte.

Tabla 3.1 Granulometría de los sólidos utilizados como contaminante inerte.

Tipo de Fragmento	Cantidad (gr.)	Porcentaje
Arena	769,2	38,46
Limo	529	26,45
Arcilla	701,8	35,09
Total	2000	100

En la figura 3.1 se muestra el histograma de frecuencia granulométrica de los sólidos inertes usados como contaminante.

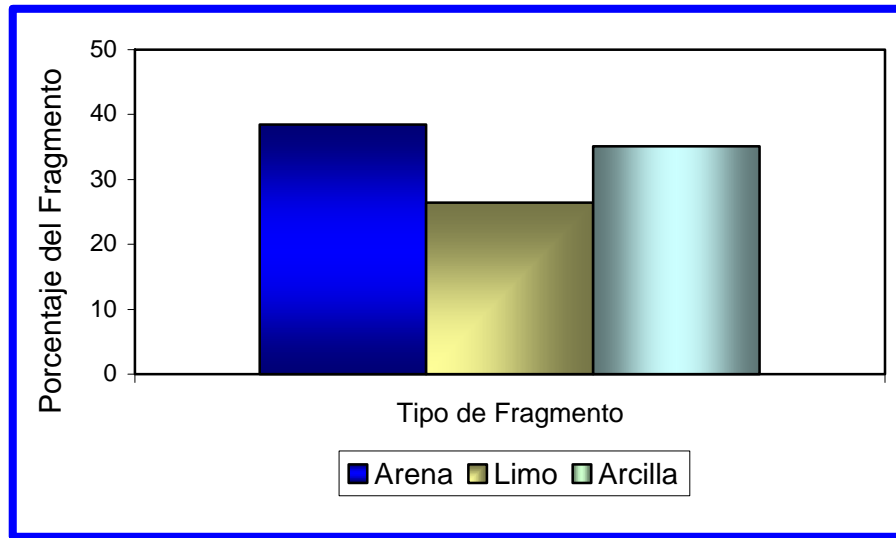


Figura 3.1 Histograma de frecuencia granulométrica de los sólidos inertes usados como contaminante.

La arenisca fue pasada por unos tamices de 40 y 200 mesh respectivamente con el propósito de obtener dos tamaños diferentes de partículas. Todos los fluidos de perforación utilizados en el desarrollo de este trabajo fueron contaminados con estos dos tamaños de granos.

Se simuló en el laboratorio una lutita con 30% de la arenisca mencionada anteriormente con un tamaño de partícula de 74 micrones (tamiz 200 mesh), y un 70% de bentonita la cual al realizársele la difracción de rayos X dió como resultado 40% de Montmorilonita, aparte de otros filosilicatos componentes esenciales de una lutita (como es el caso de la Ilita) y otros componentes no filosilicatos (como la Calcita). El resultado de la difracción se muestra en el apéndice A.3.

De igual forma se utilizó una lutita perteneciente de la Formación Caujarao, miembro el Muaco, proveniente de Coro, Estado Falcón, la cual por medio del estudio de difracción de rayos X se determinó la presencia de Caolinita, Montmorilonita, Cuarzo, Ilita y Calcita, el

resultado de la difracción de rayos X se ilustra en el apéndice A.4. Tanto la lutita simulada como la real son utilizadas como contaminante reactivo por sus características.

Los fluidos de perforación que se utilizaron fueron base aceite, con fase continua aceite mineral Vassa LP 90, se elaboraron emulsiones inversas con relaciones aceite-agua de 70/30, 80/20, 90/10, además de formular un fluido 100% aceite.

Todos los fluidos de perforación elaborados para el desarrollo del trabajo fueron contaminados con los sólidos descritos anteriormente en un porcentaje de 5%, 8%, 10% del peso total del lodo formulado.

Para poder analizar el efecto que produce la contaminación en los distintos sistemas utilizados en el desarrollo del trabajo, se efectuaron distintas pruebas de laboratorio tanto al fluido base o libre de contaminación, como a los contaminados con 5%, 8%, y 10% de sólidos, lo que permitió comparar las distintas propiedades. Las distintas pruebas de laboratorio fueron las mediciones de las propiedades reológicas, filtrado, control de sólidos y estabilidad eléctrica.

Al finalizar esta serie de pruebas, se procedió a envejecer los fluidos en el horno de rolado, en este horno se colocan las muestras por un periodo de 16 horas a una presión de 150 psi y una temperatura de 300 °F, con el objeto de simular condiciones de pozo. Después de este proceso se le practicaron al fluido las mediciones de las propiedades reológicas, estabilidad eléctrica y filtrado. Cabe destacar, que la prueba de envejecimiento se le realizó al sistema 80/20 ya que este sistema fue el que mejor toleró o presentó un mejor comportamiento a la contaminación. Debido a este factor, se pudo tomar como referencia el comportamiento de las propiedades después de envejecido con relación a los otros sistemas desarrollados en el trabajo.

Las pruebas que se realizaron a los fluidos desarrollados en este trabajo se indican de una forma esquemática en la figura 3.2.

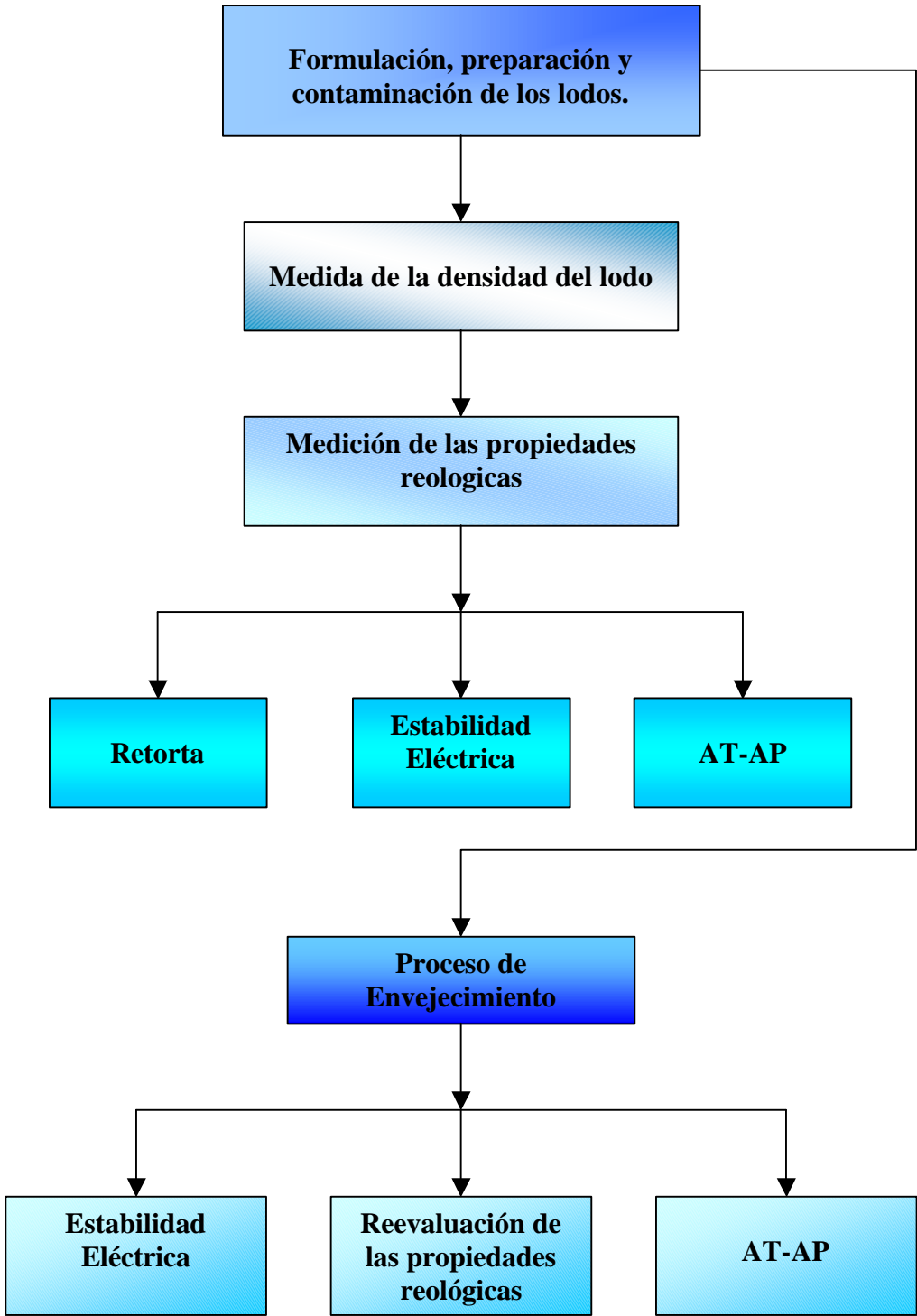


Figura 3.2 Esquema de las pruebas realizadas en el laboratorio.

3.1 Formulación de los fluidos de perforación.

En el desarrollo de este trabajo se utilizó un fluido de perforación 100% aceite y emulsiones inversas de relaciones aceite-agua 70/30, 80/20, y 90/10. En todos ellos la fase continua fue el aceite mineral (Vassa LP 90) cuyas especificaciones fueron indicadas en la tabla 2.3.

Las densidades con las que se trabajaron fueron 18 lb/gal para el 100% aceite, 15lb/gal para el 90/10, 12 lb/gal para el 80/20, y 9 lb/gal en el 70/30.

Todos los sistemas de fluidos de perforación formulados siguieron la condición de equivalencia de campo a laboratorio, donde 1 barril de campo es igual a 350 cc en el laboratorio; y una libra equivale a 1 gramo en condiciones de laboratorio. La demostración de esta equivalencia se indica en el apéndice A.5.

3.2 Determinación de la densidad.

El equipo más frecuentemente usado para efectuar la medida de la densidad de un fluido de perforación es la balanza de lodo, este equipo permite realizar mediciones con una precisión de +/- 0,1 lb/gal.

La balanza consta de las siguientes partes: Una base de soporte, un recipiente en forma de vaso con tapa, un brazo graduado en el cual hay un contrapeso móvil, un punto de apoyo con una burbuja de nivel, toda esta descripción se puede observar en la figura 3.3 donde se ilustra una balanza de lodo.

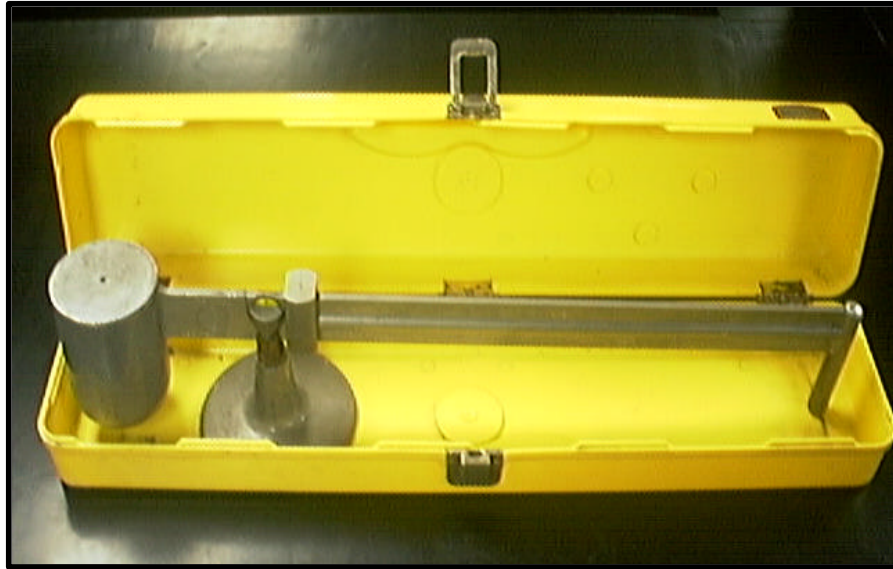


Figura 3.3 Balanza de lodo.

3.3 Determinación de las propiedades reológicas

La viscosidad plástica, viscosidad aparente, punto cedente, y resistencia de gel de los fluidos de perforación se determinaron con un viscosímetro rotatorio cilíndrico, conocido como viscosímetro Fann.

Este viscosímetro rotatorio posee un espacio anular entre dos cilindros concéntricos, lo que permite determinar las propiedades reológicas del fluido. Este viscosímetro posee 6 velocidades variables las cuales son controladas por el usuario, las velocidades son: 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm.

El funcionamiento de este viscosímetro es el siguiente: en el espacio anular entre los dos cilindros concéntricos queda una delgada capa de fluido, el cilindro externo gira a la velocidad indicada por el dispositivo de velocidades, este movimiento produce una torsión sobre el cilindro interno, esta torsión es registrada y en un dial que posee el viscosímetro se efectúa la lectura para la velocidad que en ese momento está operando el viscosímetro.

En la figura 3.4 se ilustra el viscosímetro Fann.

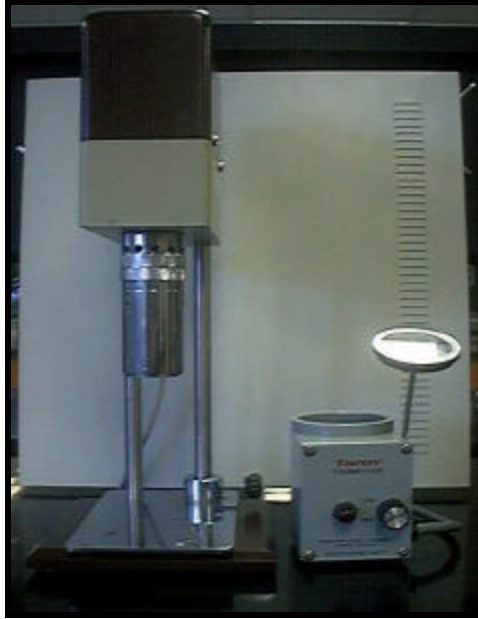


Figura 3.4 Viscosímetro Fann.

3.4 Determinación de la pérdida de filtrado.

La prueba para determinar la pérdida de filtrado estático de los distintos lodos formulados se realizó en el equipo de alta temperatura y alta presión (AT-AP). Esta prueba se realizó a una temperatura de 300 °F (149°C), y presiones de 600 psi y 100 psi, para obtener un diferencial de presión de 500 psi.

Existen dos tipos de filtraciones, una filtración dinámica y una estática, esta prueba esta asociada con la filtración estática, en la cual se simula una formación permeable por medio de un papel filtro en el cual se forma el revoque. Se le realizó esta prueba a los fluidos base como a los contaminados, y se apreció el efecto que los sólidos generaron sobre la cantidad de filtrado recolectado. Al realizar esta prueba se verificó que tan estables eran las emulsiones, ya que la presencia de agua en el filtrado es un indicativo de que se ha roto la emulsión. El equipo de alta temperatura – alta presión, consta de las siguientes partes: Una camisa de calentamiento, una celda para introducir la muestra, construidas para soportar presiones de hasta 1000 psi, un termómetro, un conjunto de manómetros para poder medir la presión con la que se trabajó. En la figura 3.5 se muestra el equipo AT-AP.

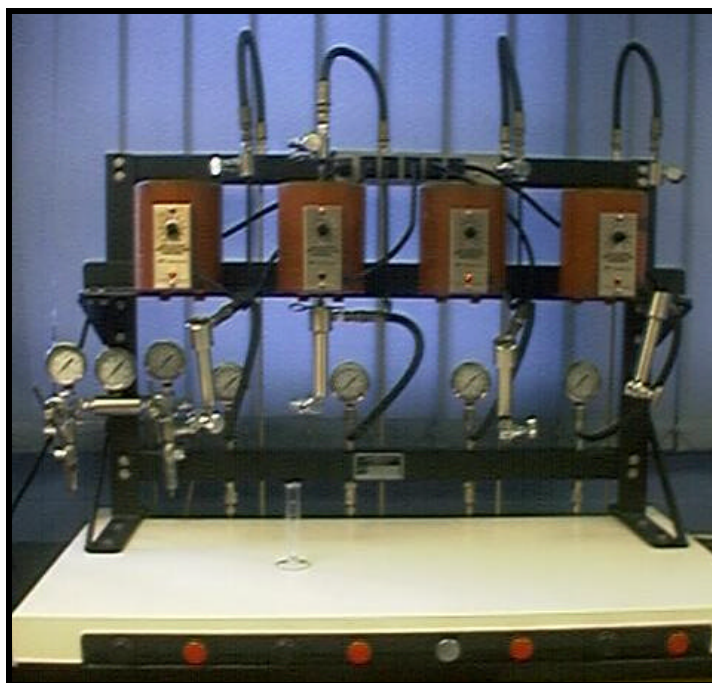


Figura 3.5 Vista frontal del equipo de filtración AT-AP.



Figura 3.6 Celda contenedora de lodo del equipo AT-AP.

3.5 Determinación de la estabilidad eléctrica.

Esta prueba se le realizó a los sistemas de emulsiones inversas para verificar el estado de la emulsión. Por la naturaleza de la prueba, sus resultados indican que tan bien esta emulsionada la fracción de agua en el aceite usado como fase continua. Valores de estabilidad eléctrica bajos (< 400 voltios) dan un indicio de que por algún motivo, la emulsión de agua en aceite no es estable.

Este equipo consta de un botón de encendido, un botón reset para borrar las lecturas anteriores y un botón test para realizar las lecturas; una pantalla donde se muestran las lecturas obtenidas, una pinza con forma en su extremo de v, conectada al equipo por medio de un cable, y un envase plástico en forma de tasa donde se coloca el fluido a ser analizado.

En la figura 3.6 se muestra un medidor de estabilidad eléctrica.

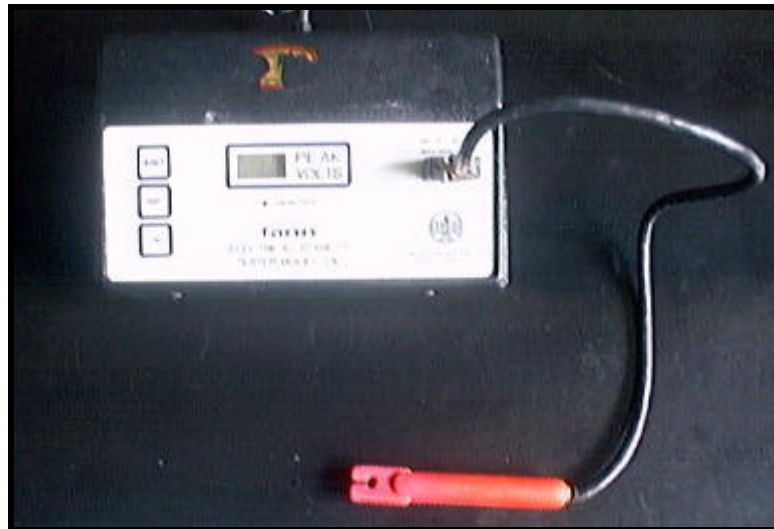


Figura 3.6 Medidor de Estabilidad Eléctrica.

3.6 Determinación del contenido de sólidos.

Las pruebas de contenido de sólidos se realizó en un equipo llamado retorta, aquí se determina la cantidad de sólidos y líquidos en un fluido de perforación. Con este equipo también se comprobó las relaciones aceite/agua en cada emulsión inversa.

Para realizar la prueba se introduce la muestra de fluido en una cámara de acero de 10 cc de volumen y se calienta, al calentarse se vaporizan los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de una unidad de condensación y el líquido es recolectado en un cilindro graduado. El volumen de líquidos se mide en porcentaje y todos los sólidos presentes en el lodo quedan atrapados en una lana de alambre, y su porcentaje se determina por la diferencia con el líquido. Este equipo esta constituido por una cámara inferior de acero de volumen 10 cc, una cámara superior, un condensador y una cámara de calentamiento. En la figura 3.7 se ilustra este equipo.



Figura 3.7 Equipo utilizado para determinar el porcentaje de sólidos (Retorta)

3.7 Proceso de envejecimiento.

Este proceso se realizó en el horno de envejecimiento, la prueba de envejecimiento es dinámica ya que durante 16 horas el lodo es expuesto a una temperatura de 300 °F, y 150 psi en continuo movimiento, esta prueba es para determinar el comportamiento que presenta el lodo simulando condiciones de pozo.

Este equipo consta principalmente de cuatro rodillos rotatorios colocados paralelamente uno con otro en forma horizontal, estos rodillos son activados desde el exterior del horno por medio de un motor y un reductor que conectados a unas cadenas les transmiten el movimiento a los rodillos.

El horno posee un tablero con el interruptor de encendido del motor, y otro interruptor de encendido del calentador con un regulador que permite seleccionar la temperatura del horno. En la figura 3.8 se describe el horno de envejecimiento.



Figura 3.8 Horno de Envejecimiento.

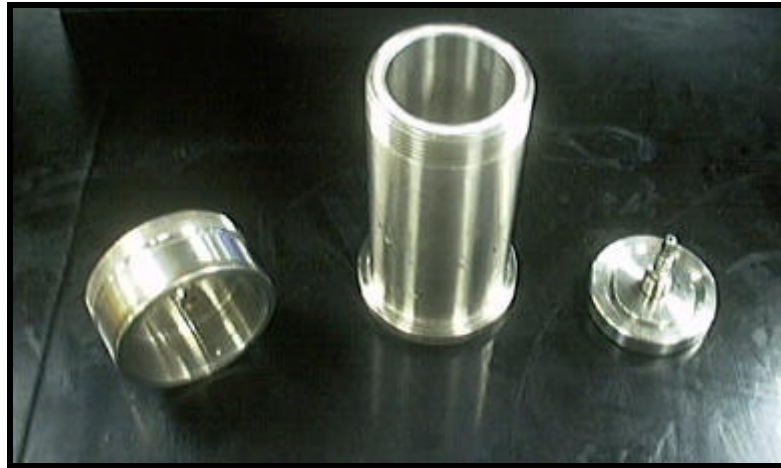


Figura 3.9 Celda contenedora de Lodo para el Horno de Envejecimiento.

4. DISCUSION DE RESULTADOS.

4.1 Fluido de Perforación 100% Aceite Mineral.

4.1.1 Formulación del fluido.

A continuación se presenta la formulación del lodo. Los cálculos de la formulación de este fluido se presentan en el apéndice A.7

Tabla 4.1 Formulación del fluido.

Aditivo	Gravedad Esp.	Masa (gr.)	Volumen (cc)
Aceite	0,816	156,3	191,5
Emulsificante	0,9	5,4	6
Humectante	0,968	3,88	4
Cal Hidratada	1,5	8	5,33
Controlador de Filtrado	1,5	3	2
Arcilla Organofílica	1,57	7,85	5
Barita	4,2	571,87	136,16
Total		756,3	350

La masa que se utilizó como contaminante para este fluido esta basada en la masa total del lodo, de acuerdo a la tabla 4.2

Tabla 4.2 Cantidad de contaminante utilizado para el sistema 100% aceite.

Porcentaje de Contaminación	Masa de Contaminante (gr)
5%	37,82
8%	60,5
10%	75,63

Se utilizaron tres tipos de contaminantes, los cuales fueron arenisca y la lutita simulada descrita en el capítulo 3, la arenisca se utilizó como contaminante inerte y la lutita simulada como contaminante reactivo, en cuanto a la arenisca se utilizaron dos tamaños distintos de grano como se explicó en el capítulo 3. En el desarrollo de esta discusión de resultado se utilizó una nomenclatura para clasificar cada uno de los contaminantes, la arenisca con un tamaño de grano arena se denominó muestra # 1, la arenisca con un tamaño de grano limo y arcilla se denominó como muestra # 2, y la lutita simulada como muestra # 3.

4.1.2 Resultados y análisis de las pruebas realizadas.

Las tablas con los resultados obtenidos se presentan en el apéndice A.8

➤ Viscosidad Plástica.

A continuación se presenta el comportamiento de la viscosidad plástica en relación con los tres tipos de contaminantes utilizados. Este comportamiento se ilustra en la figura 4.1.

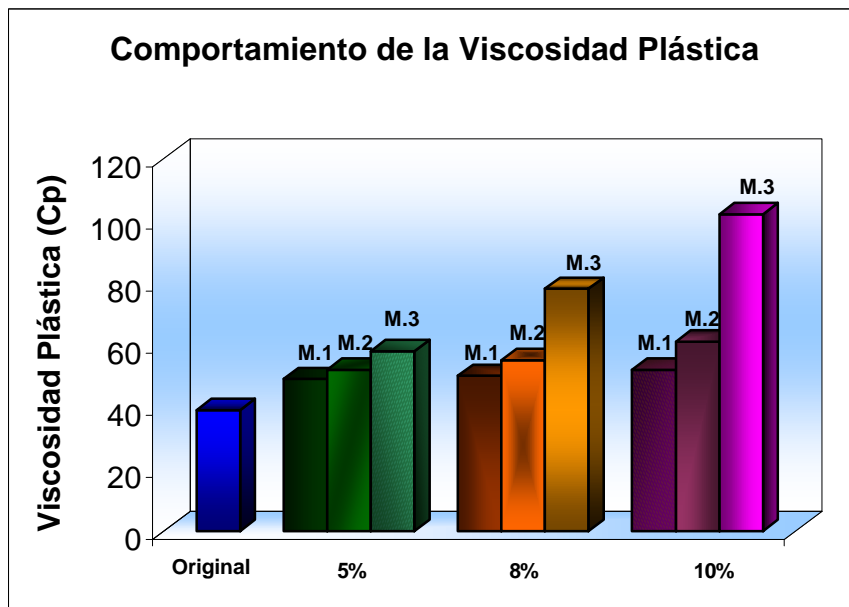


Figura 4.1 Comportamiento de viscosidad plástica.

Este lodo, por tener una densidad de 18 lb/gal posee una gran cantidad de sólidos de alta gravedad (barita), por este motivo las viscosidades plásticas tanto en el lodo original o base como en los contaminados son elevadas.

En cuanto a las muestras # 1 y # 2, existe una pequeña diferencia en cuanto a el valor de la viscosidad plástica, a pesar de que para cada porcentaje de contaminación las masas de la muestra # 1 y la muestra # 2 son las mismas, esto es debido al tamaño de las partículas ya que uno de los factores que afectan la viscosidad plástica es el tamaño de las partículas sólidas, el motivo de este incremento es que en las partículas de menor tamaño por tener la misma masa de contaminación que la de mayor tamaño, existe una mayor cantidad de partículas dando por resultado una mayor superficie total expuesta que la partícula de mayor tamaño⁽¹⁾.

En cuanto a la lutita simulada se observa que para un 5% de contaminación el efecto no es tan marcado como en los otros dos casos, lo que indica que el fluido 100% aceite soporta la contaminación a un grado de 5%, hecho que no ocurre con 8% y 10% donde el lodo presenta un estado totalmente floculado e imposible de manejar. Observándose que a medida que la contaminación es mayor el efecto es mucho más marcado.

➤ **Punto Cedente.**

En la figura 4.2 se presenta el comportamiento del punto cedente con relación al porcentaje de contaminación.

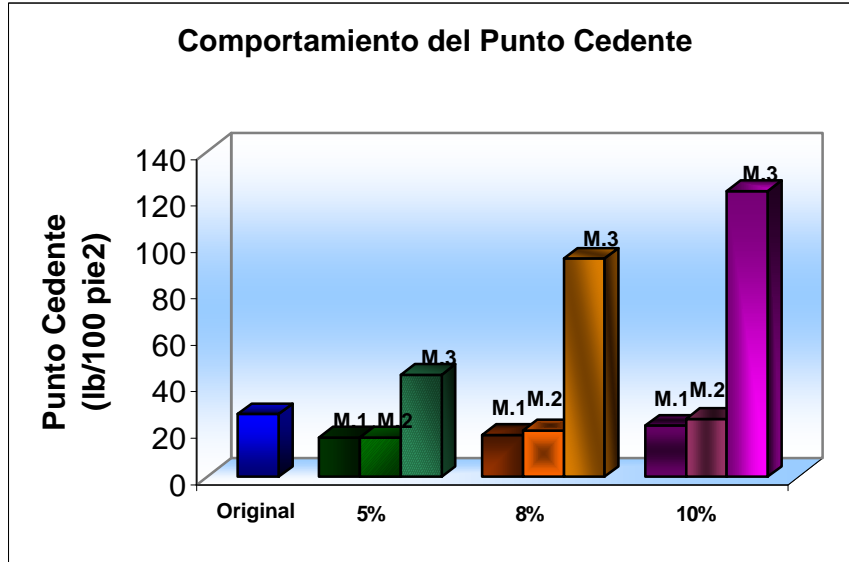


Figura 4.2 Comportamiento del punto cedente.

El valor de punto cedente que presenta el fluido base es un poco elevado y es debido a la gran cantidad de sólidos presentes en el mismo. El punto cedente esta relacionado con la limpieza del hoyo, es decir con la capacidad que tiene el fluido de perforación para transportar los cortes hasta la superficie. Se puede observar que en los tres porcentajes de contaminación para las muestras # 1 y # 2, ambas inertes, la variación del punto cedente fue pequeña y siempre menor al valor del lodo base, esto es debido a un incremento en los sólidos presentes en el lodo que genera un posible asentamiento de los mismos, como este fluido tiene una densidad de 18 lb/gal la cantidad de sólidos contaminantes fue extremadamente alta causando una saturación del lodo lo que aceleró el decantamiento de los mismos. Por esa misma razón el lodo que mejor se comportó de los contaminados fue el de 5%.

Uno de los factores que afectan el punto cedente es la cantidad de sólidos, observando el comportamiento entre las muestras inertes 1 y 2 se distingue un pequeño incremento en la muestra # 2 que es la de menor tamaño, ya que para cada porcentaje de contaminación existe una mayor cantidad de sólidos en la muestra # 2 que en la muestra # 1⁽¹⁾.

En cuanto el comportamiento presentado por la muestra # 3 (no inerte) es más pronunciado, esto debido a las fuerzas de atracción entre las partículas. Esta fuerza de atracción es una consecuencia de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersa en la fase fluida. A medida que se incrementa el porcentaje de contaminación con este tipo de muestra el valor del punto cedente se dispara desproporcionadamente. De esta manera se comprueba fácilmente que las dos primeras muestras no existen cargas eléctricas asociadas con ellas.

➤ **Viscosidad Aparente.**

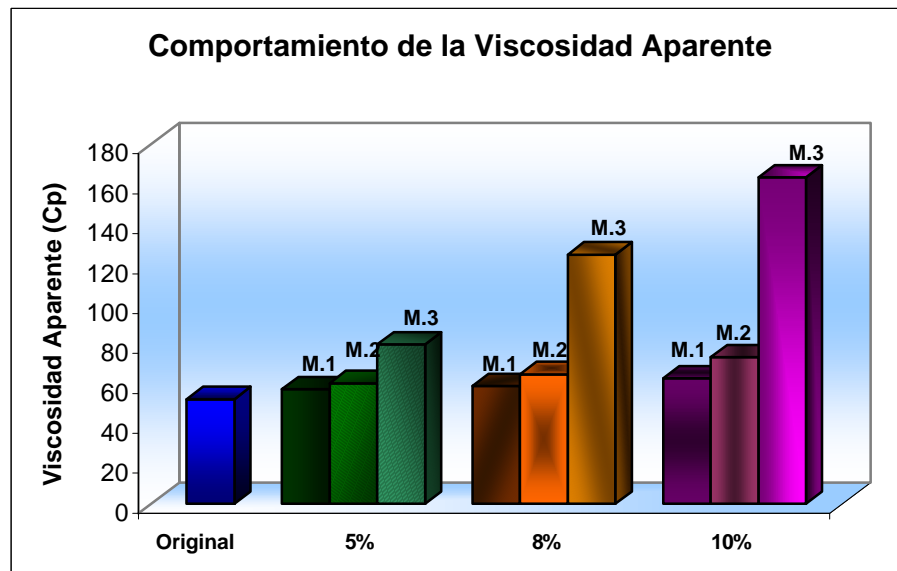


Figura 4.3 Comportamiento de la Viscosidad Aparente.

Al analizar el comportamiento de la viscosidad aparente, se debe observar el comportamiento del punto cedente, debido a que existe una relación directa con esta propiedad. Efectivamente el comportamiento de esta propiedad es similar al comportamiento del punto cedente en relación a las dos primeras muestras ya que la variación entre los dos tipos es muy pequeña.

El alto valor de viscosidad aparente tanto en el lodo base como en los contaminados se debe a la alta concentración de sólidos. Al ser la viscosidad de un fluido de perforación función de la viscosidad de la fase líquida y de los sólidos presentes en el lodo, y la viscosidad de un líquido depende de la temperatura en un mayor grado que de la presión, por tanto al estar los fluidos a la misma temperatura y presión la viscosidad está afectada principalmente por el contenido de sólidos presentes. En cuanto a el tercer tipo de contaminante por las características del mismo provocó un gran incremento en la viscosidad del fluido haciéndolo prácticamente inmanejable.

➤ **Resistencia de gel.**

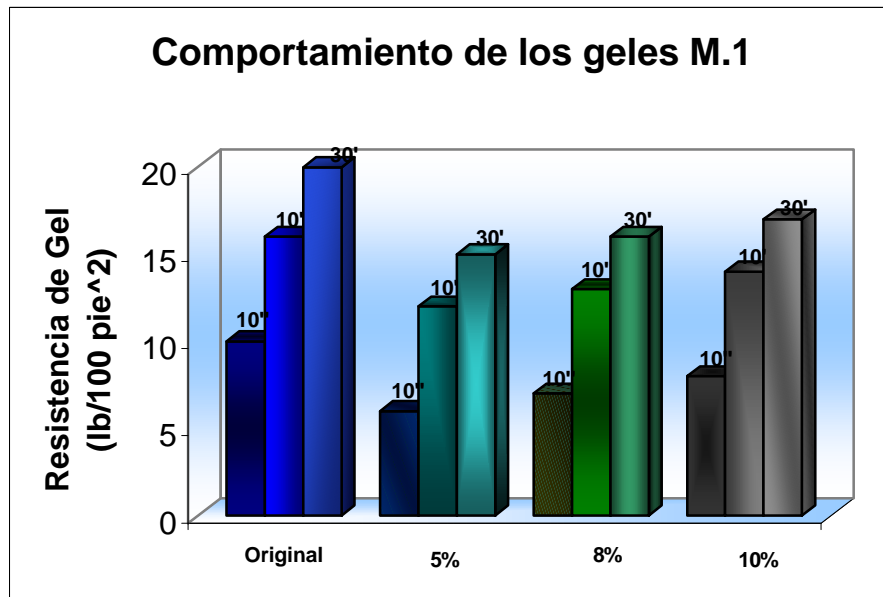


Figura 4.4 Comportamiento de los geles para la muestra 1.

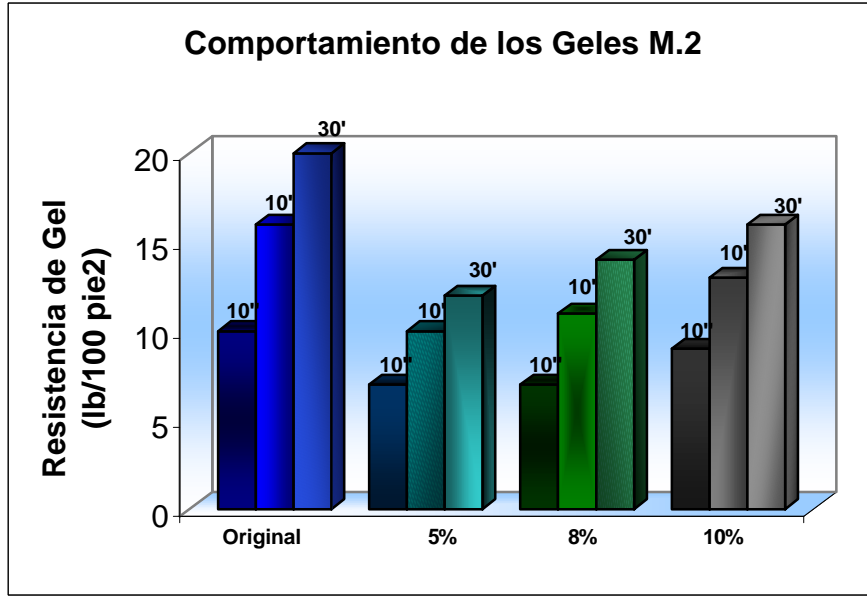


Figura 4.5 Comportamiento de los geles para la muestra 2.

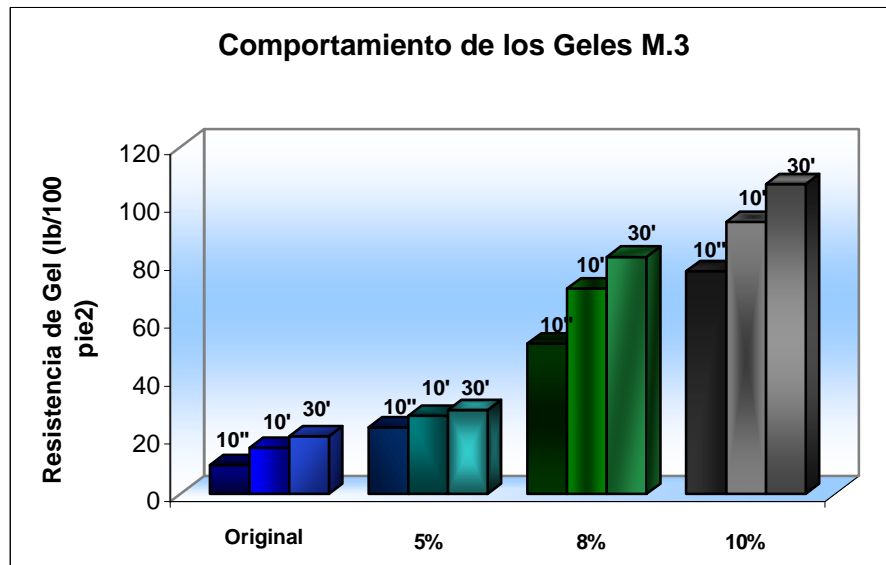


Figura 4.6 Comportamiento de los geles para la muestra 3.

El lodo base presenta un tipo de gel progresivo, en cuanto a los contaminados con el material inerte se observa en ambos casos una tendencia similar, y sus valores son inferiores al los obtenidos en el lodo base, esto es debido al probable asentamiento de los

sólidos, ya que las estructuras de gel son formadas por la agrupación de las partículas coloidales y cuya agrupación genera una estructura de gel, como este fluido posee una gran cantidad de sólidos es muy probable que se haya llegado a un estado de saturación crítica que genere el asentamiento de dichos sólidos y por ende el valor de los geles sea menor que el lodo base⁽²⁾.

Como se puede observar en las gráficas 4.4 y 4.5 a medida que se incrementa el porcentaje de contaminación los valores de gel aumentan, esto se debe a que al existir una mayor concentración de sólidos estos tengan una mayor interacción, o roce entre ellos que puede generar una pequeña carga que logre agrupar las partículas y crear una estructura de gel más estable.

En las mismas gráficas mencionadas anteriormente se observa un amplio margen entre la lectura inicial de gel y la lectura a los 10 minutos, este tipo de gel se conoce como gel progresivo e indica acumulación de sólidos.⁽¹⁾

En cuanto a la gráfica 4.6 el comportamiento es totalmente distinto, los valores de gel son mucho mayores que en relación al lodo base, y a medida que el porcentaje de contaminación aumenta los valores se incrementan de manera desproporcionada, esto se debe a las características de la muestra, ya que las cargas eléctricas asociadas con las partículas generan que las mismas se agrupen y formen una estructura de gel muy estable.

En los tres porcentajes de contaminación se observa que tanto la lectura inicial como la lectura a los 10 minutos y a los 30 minutos sus valores son cercanos y elevados, y este tipo de gel es conocido como gel instantáneo, lo que indica que existe una floculación del lodo⁽¹⁾.

La magnitud del valor del gel como el tipo de gel es importante para lograr una efectiva suspensión de cortes y material densificante, pero este valor no debe llegar a un punto muy elevado por que se generarían una serie de inconvenientes.

➤ Pérdida de filtrado.

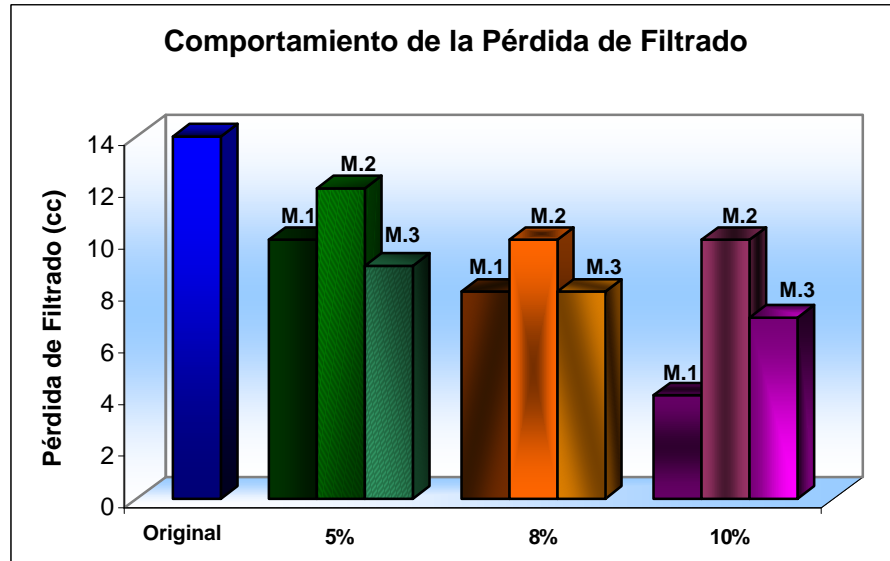


Figura 4.7 Comportamiento de la pérdida de filtrado.

Las pérdidas de filtrado que se obtuvieron en este tipo de lodo son un poco elevadas pero se deben a una alta cantidad de sólidos, siendo las partículas sólidas, además de la presión, temperatura y tiempo los factores que afectan la pérdida de filtrado⁽⁹⁾. Debido a la gran cantidad de sólidos se generaron revoques gruesos y permeables.

Se puede observar que a medida que se incrementaba el porcentaje de contaminación el filtrado recolectado es menor, esto se debe a que los sólidos utilizados como contaminantes al ser tamizados poseen un tamaño de grano homogéneo, que genera, debido al diferencial de presión aplicado que las partículas se unan cada vez más y al existir más sólidos en el lodo se forme un revoque que es menos permeable que el formado con un porcentaje de sólidos menor.

Este comportamiento se debe a lo bien escogido que fueron las partículas sólidas por ser tamizadas, pero en la realidad al existir una gran variedad de tamaños este comportamiento es el contrario, es decir, a mayor porcentaje de sólidos existirá una mayor pérdida de

filtrado. En cuanto a la pérdida de filtrado del lodo base el valor fue el más elevado pero hay que destacar que es un valor aceptable debido a la gran cantidad de sólidos presentes en el mismo, lo que indica que el agente regulador de filtrado cumple con sus funciones de forma aceptable, este valor es superior a los contaminados por lo explicado anteriormente, esto se debe, a que los sólidos agregados al ser tamizados son bien escogidos, y debido al diferencial de presión estos se arreglan de tal forma que reducen el paso de filtrado.

4.2 Fluido de Perforación Base Aceite Mineral (O/W) 90/10.

4.2.1 Formulación del fluido.

A continuación se presenta la formulación del lodo, los cálculos de la formulación de este fluido se presentan en el apéndice A.7

Tabla 4.3 Formulación del fluido.

Aditivo	Gravedad Esp.	Masa (gr.)	Volumen (cc)
Aceite	0,816	168,912	207
Emulsificante	0,9	5,4	6
Humectante	0,968	3,88	4
Cal Hidratada	1,5	8	5,33
Salmuera	1,18	28,75	24,364
Controlador de Filtrado	1,5	3	2
Arcilla Organofílica	1,57	7,85	5
Barita	4,2	403,683	96,115
Total	-	629,475	350

La salmuera utilizada fue realizada con cloruro de calcio a una concentración de 200.000 ppm. La masa que se utilizó como contaminante para este fluido esta basada en la masa total del lodo.

Tabla 4.4 Cantidad de contaminante utilizado para el sistema 90/10.

Porcentaje de Contaminación	Masa de Contaminante (gr)
5%	31,47
8%	50,36
10%	62,95

4.2.2 Resultados y análisis de las pruebas realizadas.

Las tablas con los resultados obtenidos se ilustran en el apéndice A.8

➤ **Viscosidad Plástica.**

En la figura 4.8 se presenta el comportamiento presentado de la viscosidad plástica en el sistema 90/10.

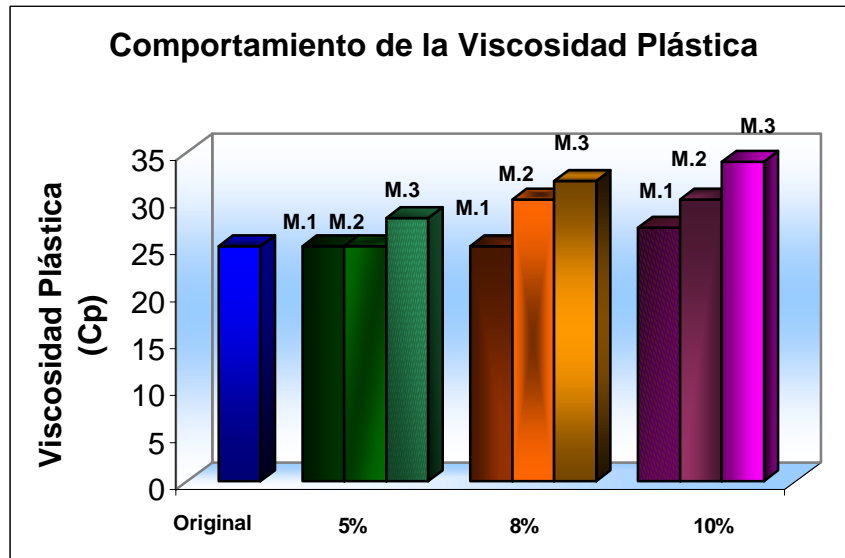


Figura 4.8 Comportamiento de la viscosidad plástica.

Analizando la gráfica, se observa que tanto el lodo base como las muestras # 1 y # 2, poseen un mismo valor para el fluido contaminado con un 5%, lo que es un indicativo de un posible decantamiento de los sólidos y el valor presentado se debe principalmente a los sólidos de alta gravedad (barita). En relación a los dos restantes porcentajes de contaminación si se observa que el valor para la muestra # 2 es mayor que para la muestra # 1, esto es debido al tamaño de las partículas ya que uno de los factores que afectan la viscosidad plástica es el tamaño de las partículas sólidas, porque todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos genera una viscosidad plástica mayor.

El rango de viscosidad plástica se encuentra alrededor de 30 Cp para los fluidos contaminados, lo que es una evidencia de que este tipo de fluido base aceite es muy tolerante a la contaminación con sólidos. En cuanto a la lutita simulada (muestra # 3) se observa que el fluido soporta la contaminación ya que para un 10% de contaminación el valor de la viscosidad plástica es de 34 Cp un valor aceptable.

Es importante destacar que además de los sólidos de alta gravedad, y los sólidos contaminantes el contenido de agua emulsionada en el lodo es un factor influyente en la viscosidad plástica ya que las gotitas de agua actúan como si fueran sólidos dando como resultado un incremento de la viscosidad plástica.⁽¹⁾

➤ Punto Cedente.

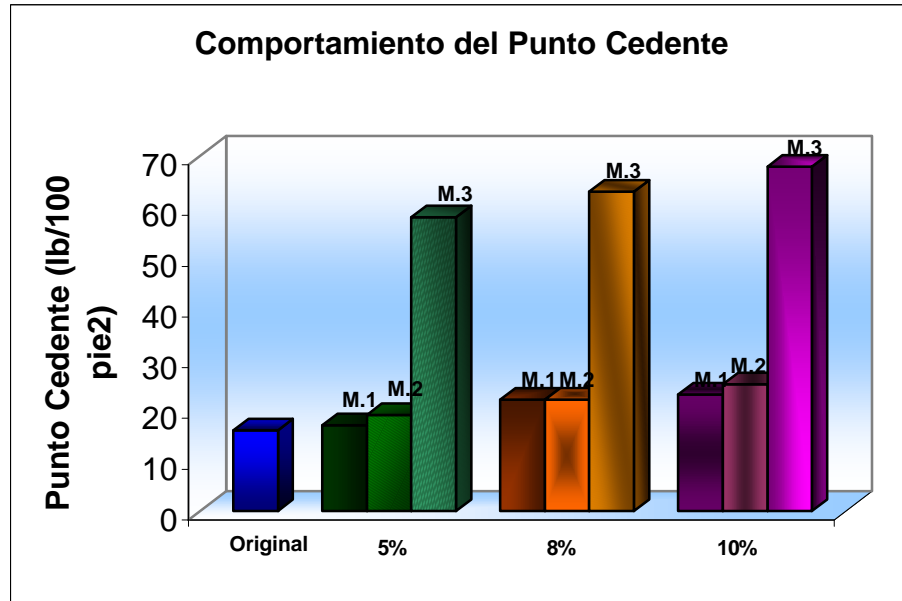


Figura 4.9 Comportamiento del punto cedente.

Se puede observar que en los tres porcentajes de contaminación para las muestras # 1 y # 2, (ambas inertes), la variación del punto cedente fue pequeña, uno de los factores que afectan el punto cedente es la cantidad de sólidos, observando el comportamiento entre las muestras 1 y 2 se distingue un pequeño incremento en la muestra # 2 que es la de menor tamaño, ya que para cada porcentaje de contaminación existe una mayor cantidad de sólidos en la muestra # 2 que en la muestra # 1.

Efecto contrario generó la muestra # 3 en el punto cedente, donde los valores se disparan debido a las cargas eléctricas asociadas con las partículas dispersas en la fase fluida, aumentando el valor del punto cedente a medida que se incrementa el porcentaje de contaminación.

➤ **Viscosidad Aparente.**

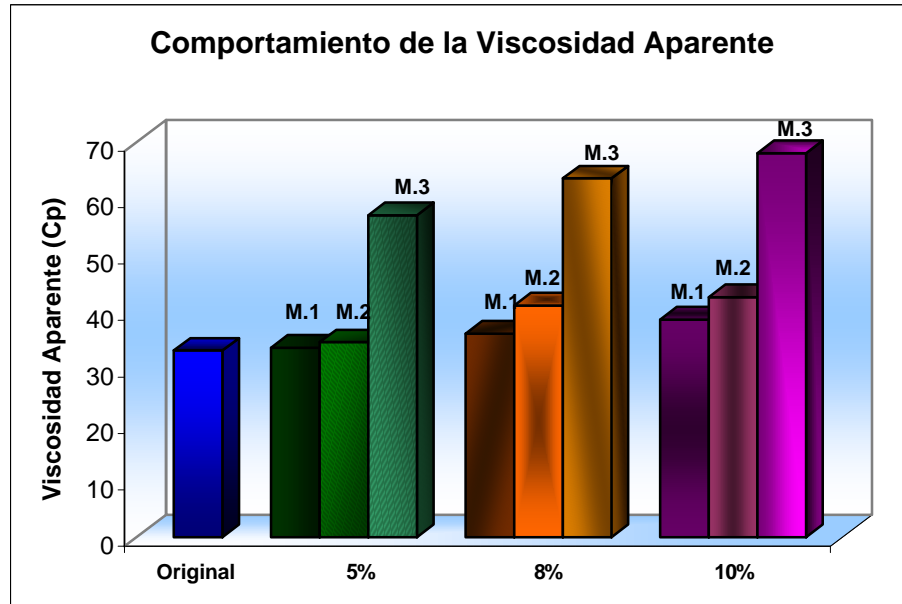


Figura 4.10 Comportamiento de la viscosidad aparente.

El alto valor de viscosidad aparente tanto en el lodo base como en los contaminados se debe a la alta concentración de sólidos. La viscosidad de un fluido de perforación es función de la viscosidad de la fase líquida y de los sólidos presentes en el lodo, en este caso la viscosidad del líquido aparte de depender de la temperatura y la presión, la presencia de agua en forma de gotas genera un incremento en la viscosidad del líquido, por estar todos los fluidos a la misma temperatura y presión, el agua emulsionada y los sólidos son los que provocan el incremento de la viscosidad. En cuanto a el tercer tipo de contaminante por las características del mismo provocó el incremento de la viscosidad del fluido dándole, un aspecto muy espeso⁽²⁾.

➤ Resistencia de Gel.

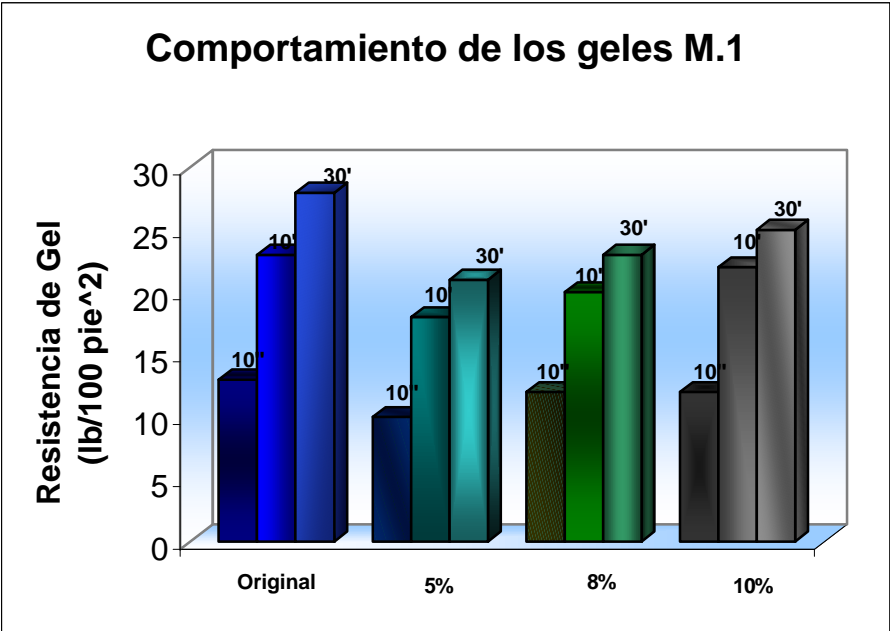


Figura 4.11 Comportamiento de los geles para la muestra 1.

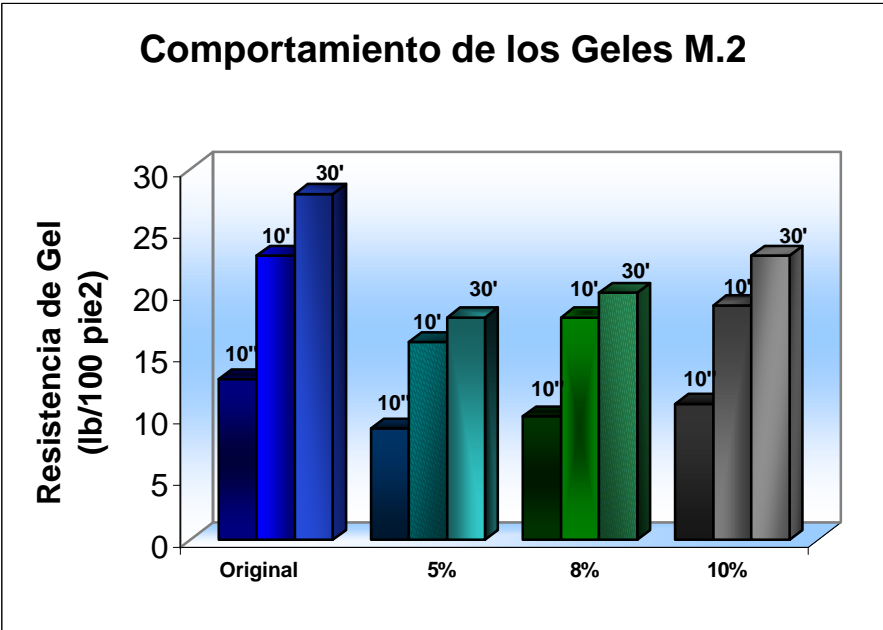


Figura 4.12 Comportamiento de los geles para la muestra 2.

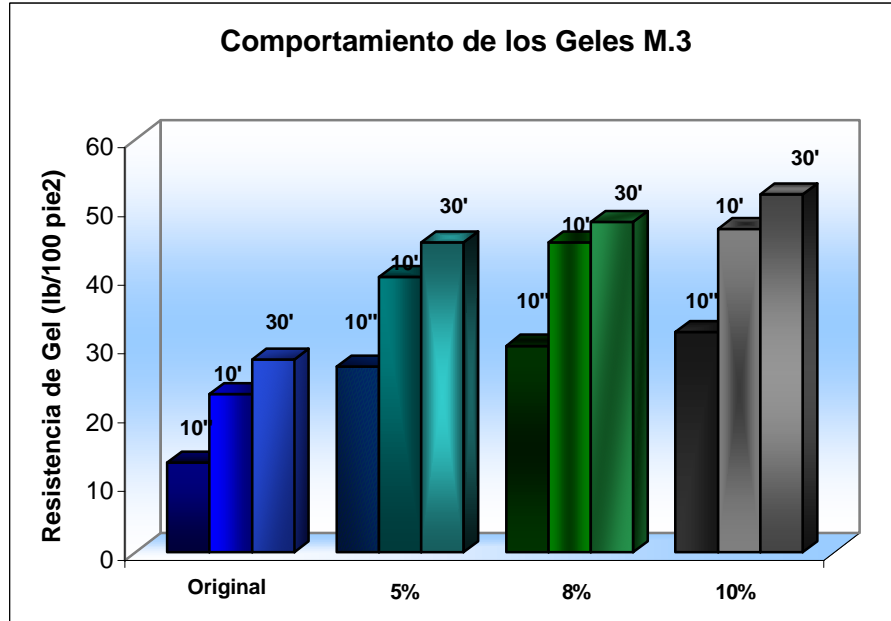


Figura 4.13 Comportamiento de los geles para la muestra 3.

El comportamiento presentado por el lodo base es del tipo progresivo, el comportamiento de las muestras # 1 y # 2 son similares, esto es debido a las características de la muestras, ya que ambas son constituidas principalmente de cuarzo, y la única diferencia entre ambas muestras es el tamaño de grano.

Analizando las gráficas 4.11 y 4.12, se observa que al incrementar el porcentaje de contaminación los valores de gel presentan un pequeño incremento, dicho incremento no es tan significativo, esto es debido a que al existir una mayor concentración de sólidos presentes en el lodo, produce un mayor roce o fricción entre ellos, generando una pequeña carga que agrupa las partículas y forma una estructura de gel, se puede observar que el valor del gel a los 10 minutos y a los 30 minutos son muy próximos, tanto para la muestra # 1 como para la # 2, lo que indica que pasa de un gel progresivo entre la lectura a los 10 segundos y 10 minutos a un gel instantáneo de los 10 minutos a los 30 minutos.

El comportamiento mostrado por la muestra # 3 es muy distinto al presentado por las dos muestras anteriores, sus valores de gel son mucho mayor, debido a las cargas eléctricas

presentes en esta muestra, la composición de la misma indica que posee un porcentaje de componentes reactivos los cuales adquieren cargas eléctricas que dan como resultado que las estructuras de gel se formen con una mayor fuerza.

Es importante destacar que los valores de gel para 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos están muy próximos con respecto a los otros porcentajes de contaminación es decir que para un porcentaje de contaminación del 10% sus valores no difieren mucho respecto al contaminado con 5%, lo que indica que este tipo de sistema es tolerante a la contaminación con este tipo de muestra.

➤ Pérdida de Filtrado.

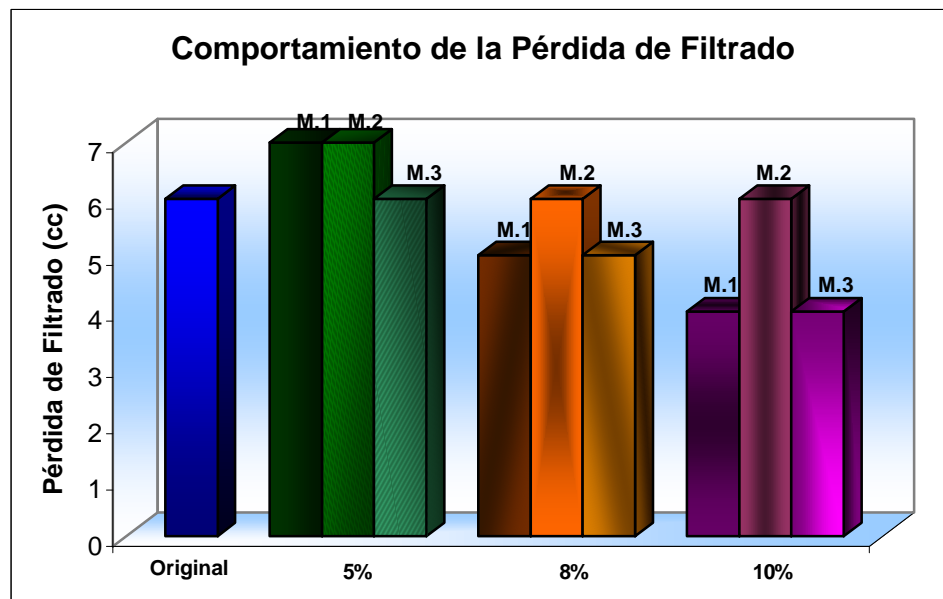


Figura 4.14 Comportamiento de la pérdida de filtrado.

El comportamiento de la pérdida de filtrado es similar al presentado por el sistema anterior (100% aceite), en el cual al existir una mayor concentración de sólidos presentes en el lodo la pérdida de filtrado es menor, debido a la escogencia de los granos, formando un revoque que no es tan permeable.

Es importante destacar, que la mayor pérdida de filtrado se obtiene es para la muestra # 2 en los tres porcentajes de contaminación, esto puede ser debido a que en las dos muestras restantes antes de agregar el fluido en la celda de filtración del equipo AT-AP, el lodo no fue agitado lo suficiente provocando que los sólidos presentes se decantaran y no estuviera la cantidad de sólidos efectiva correspondiente a su estado de contaminación, provocando que en el revoque se agrupen los sólidos de forma irregular causando un incremento en la permeabilidad del mismo.

➤ Estabilidad Eléctrica.

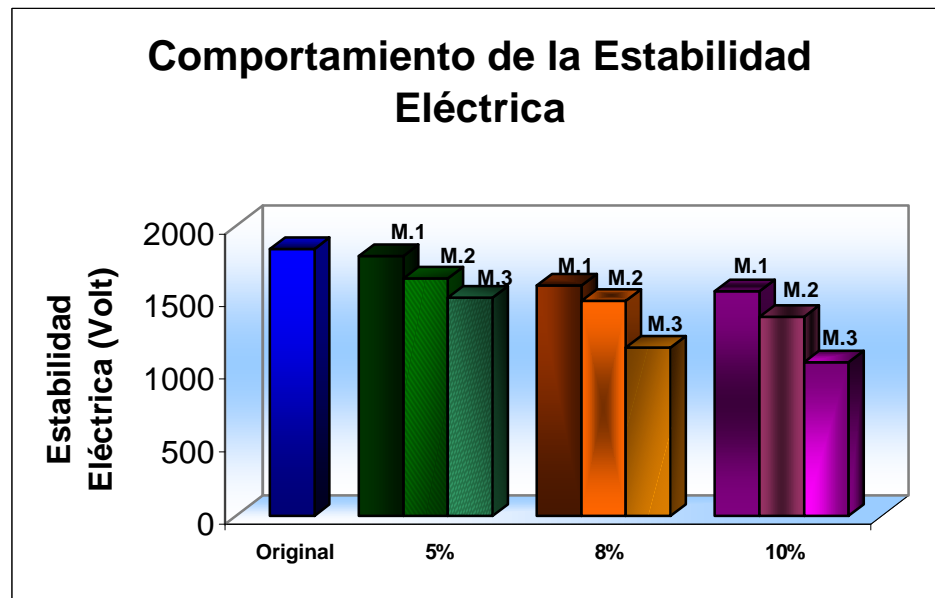


Figura 4.15 Comportamiento de la Estabilidad Eléctrica.

El comportamiento de la estabilidad eléctrica es el esperado, disminuye a medida que el porcentaje de sólidos aumenta, esto se debe a que los sólidos presentes en el lodo hacen que la emulsión se haga más débil, debido a que los sólidos absorben y se humedecen de aceite de tal modo que hay menos aceite disponible para poder mantener separadas las gotas de agua y evitar así que las gotas de agua se junten⁽⁷⁾.

4.3 Fluido de Perforación Base Aceite Mineral (O/W) 80/20.

4.3.1 Formulación del fluido.

A continuación se presenta la formulación del lodo, los cálculos de la formulación de este fluido se presentan en el apéndice A.7

Tabla 4.5 Formulación del fluido.

Aditivo	Gravedad Esp.	Masa (gr.)	Volumen (cc)
Aceite	0,816	175,44	215
Emulsificante	0,9	5,4	6
Humectante	0,968	3,88	4
Cal Hidratada	1,5	8	5,33
Salmuera	1,18	66,875	56,94
Controlador de Filtrado	1,5	3	2
Arcilla Organofílica	1,57	7,85	5
Barita	4,2	231,82	55,19
Total	-	502,265	350

Igual que en el sistema 90/10 la salmuera utilizada fue elaborada con cloruro de calcio con una concentración de 200.000 ppm.

Tabla 4.6 Cantidad de contaminante utilizado para el sistema 80/20.

Porcentaje de Contaminación	Masa de Contaminante (gr)
5%	25,11
8%	40,18
10%	50,22

4.3.2 Resultado y análisis de las pruebas.

Al igual que el sistema anterior las tablas de resultados son ilustradas en el apéndice A.8, donde se especifican cada uno de los valores obtenidos.

➤ **Viscosidad Plástica.**

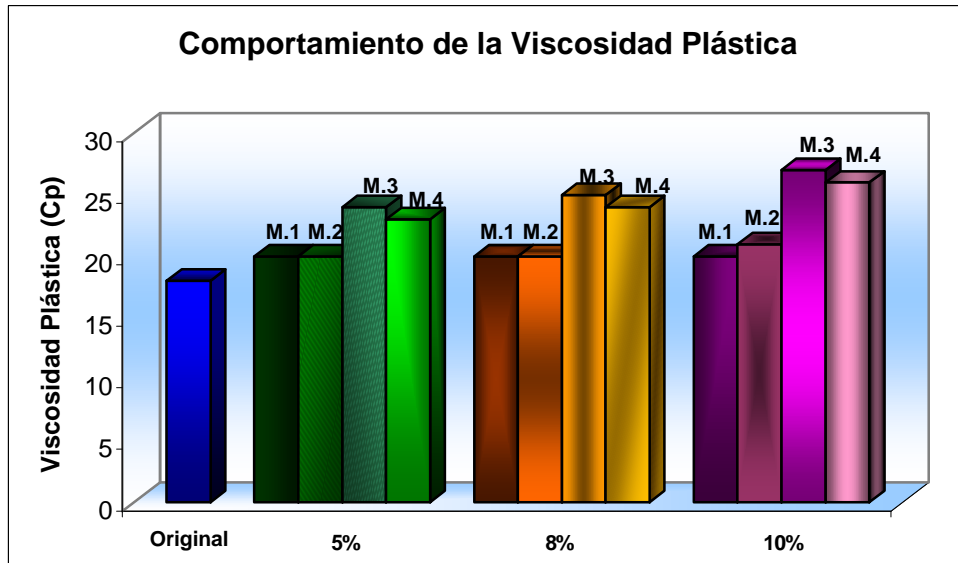


Figura 4.16 Comportamiento de la viscosidad plástica.

En este sistema se ha utilizado otra muestra la cual es una lutita perteneciente a la formación Caujarao, miembro el Muaco, extraída en el Estado Falcón, esta muestra se identifica con el numero 4.

Las dos primeras muestras presentan un comportamiento similar y muy cercano al valor presentado por el fluido base, la pequeña diferencia se presenta en el mayor porcentaje de contaminación debido al tamaño de las partículas, lo que indica que en los dos anteriores porcentajes de contaminación se esperarías un comportamiento similar pero como se explico anteriormente esto puede ser producto de una decantación de los sólidos.

En relación a las otras dos muestras, la # 3 y la # 4 si presentan el comportamiento esperado, la muestra # 3 en mayor grado, ya que el tamaño de grano de esta muestra es mucho menor al de la muestra # 4, siendo la muestra # 3 una lutita simulada con un 70% de bentonita cuyo tamaño de grano es inferior a los 74 micrones, y uno de los factores que afectan a la viscosidad plástica es el tamaño y forma de las partículas⁽¹⁾.

➤ Punto Cedente.

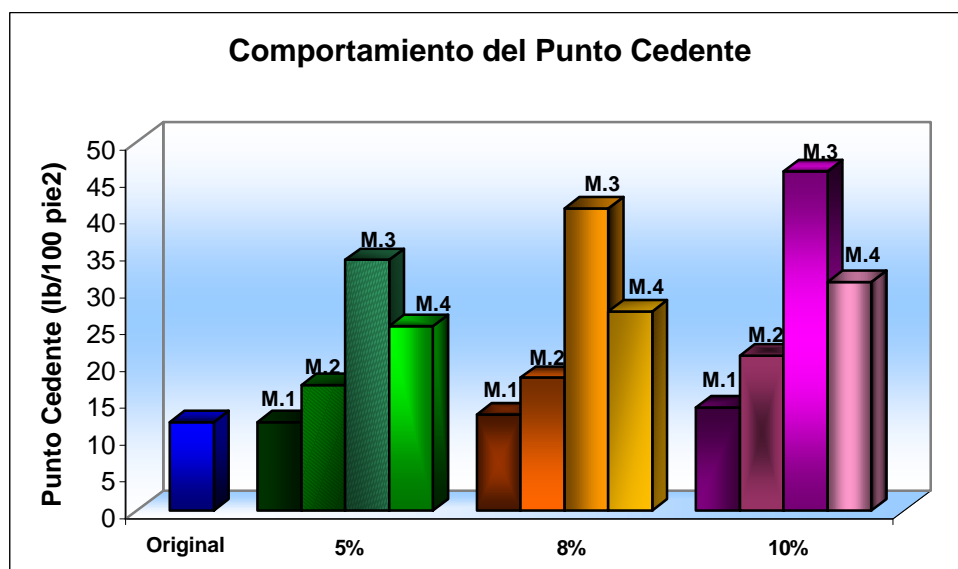


Figura 4.17 Comportamiento del Punto Cedente.

Se observa claramente que el comportamiento de las cuatro muestras para los tres porcentajes de contaminación es el mismo, pequeños incrementos entre las muestras 1 y 2 causado principalmente por el tamaño de grano, la muestra # 1 posee un tamaño de grano arena, y la muestra # 2 tiene un tamaño de grano limo-arcilla, al poseer un tamaño de grano menor para una misma masa de contaminación existirán más granos de menor tamaño, lo que da como resultado la alteración del punto cedente pero en pequeña escala⁽¹⁾.

La muestra # 3 es la que presenta el mayor salto en el valor del punto cedente, esta muestra al ser una lutita simulada con un alto porcentaje de partículas reactivas se entiende mejor

este comportamiento, esto se debe a que el punto cedente es una medida de las fuerzas de atracción entre las partículas bajo condiciones dinámicas de flujo⁽¹⁾. Esta fuerza de atracción es una consecuencia de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida⁽¹⁾. Por existir una mayor cantidad de estas partículas reactivas se observa el mayor salto en el gráfico, en cuanto a la muestra # 4 su comportamiento es similar a la anterior pero en menor grado y es debido a que el porcentaje de partículas reactivas es menor, pero su efecto es similar, que es disparar el valor del punto cedente con relación al valor del lodo base y los contaminados con las muestras 1 y 2.

➤ Viscosidad Aparente.

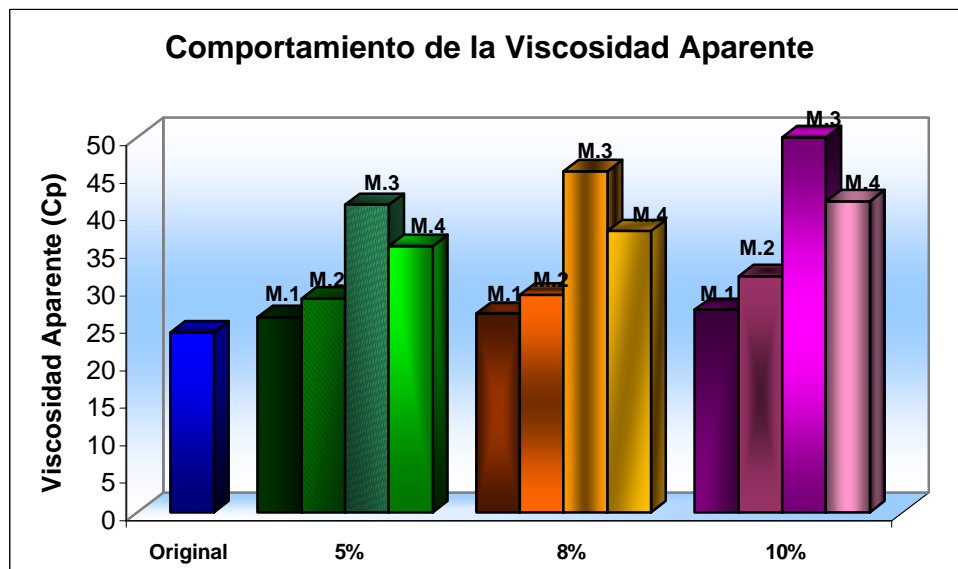


Figura 4.18 Comportamiento de la viscosidad aparente.

Los valores de la viscosidad aparente no alcanzan valores tan elevados como en el caso del sistema anterior, a pesar de que en este sistema existe una mayor cantidad de agua emulsionada factor que produce un incremento en la viscosidad del lodo, esto se debe a que la densidad de este fluido es de 12 lb/gal y no 15 lb/gal como el sistema 90/10, por este motivo no existe tantos sólidos presentes en el lodo y la masa de sólidos agregados no fue tan elevada, lo que genera que el valor de la viscosidad no sea tan elevado.

En cuanto al comportamiento de la viscosidad aparente en cada uno de los lodos contaminados con las diferentes muestras, se observa que su comportamiento es muy similar al el ofrecido por el punto cedente, demostrando la relación directa que existe entre estas dos propiedades.

Para poder explicar esta relación hay que tomar en consideración ciertos factores relacionados con la viscosidad aparente y el punto cedente de un fluido de perforación. La viscosidad de un fluido de perforación es función de la viscosidad de la fase líquida y los sólidos presentes en el lodo⁽⁹⁾.

La viscosidad de la fase líquida de los lodos es afectada por la temperatura y la presión. Debido a que todos los lodos se encontraban a una misma temperatura (150°F) y una misma presión (atmosférica) en el momento que se realizaron las pruebas los sólidos presentes en el lodo son el factor predominante, destacando de igual manera la presencia de agua emulsionada que actúa como si fuera un sólido provocando el incremento de la viscosidad aparente.

Este factor predominante es demostrado con el comportamiento de la gráfica 4.18, donde la cantidad, tipo y forma de los sólidos causan el cambio en la viscosidad.

La muestra # 3 es la que mayor efecto causa en la viscosidad del lodo, debido a los componentes de esta muestra, logrando a simple vista un incremento en la viscosidad aparente del lodo.

➤ Resistencia de Gel.

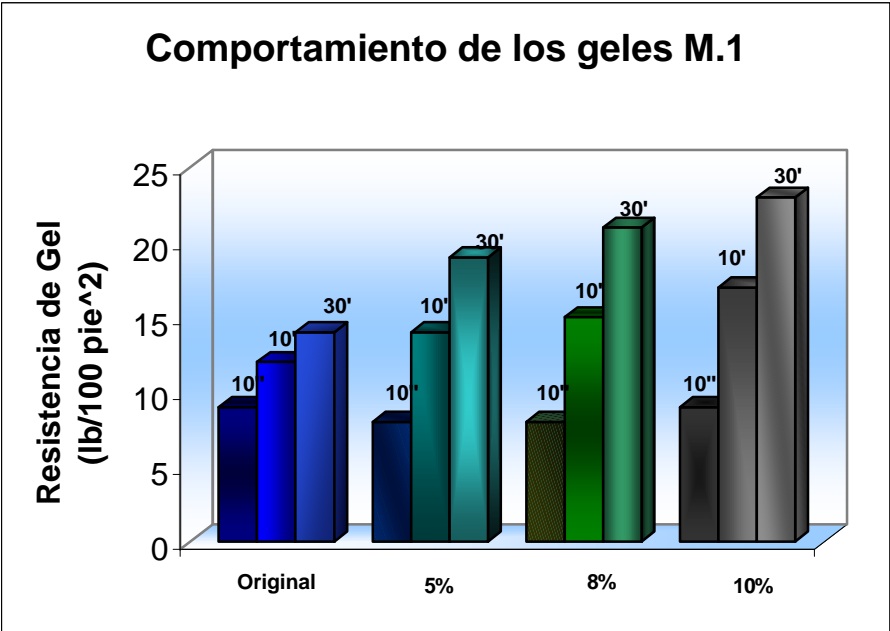


Figura 4.19 Comportamiento de los geles para la muestra 1.

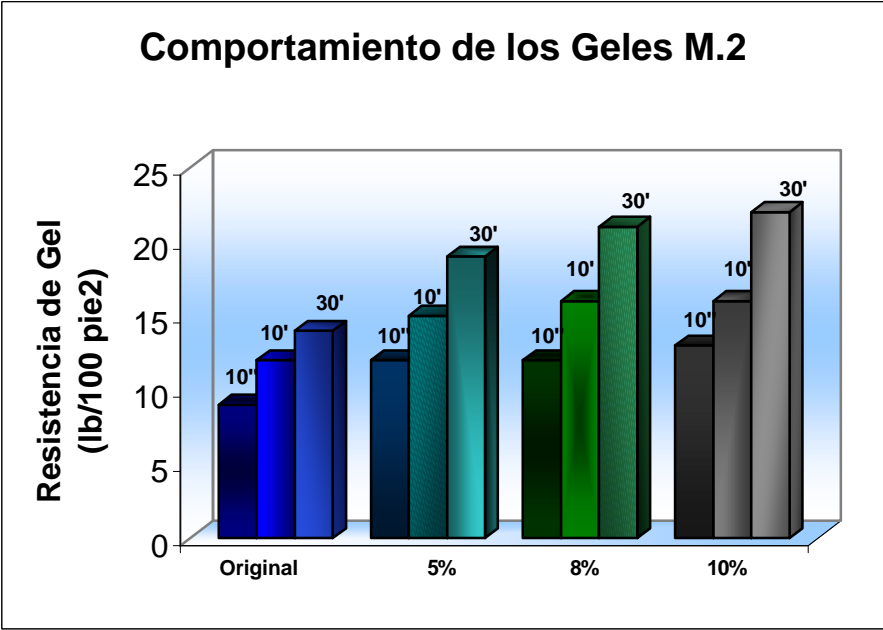


Figura 4.20 Comportamiento de los geles para la muestra 2.

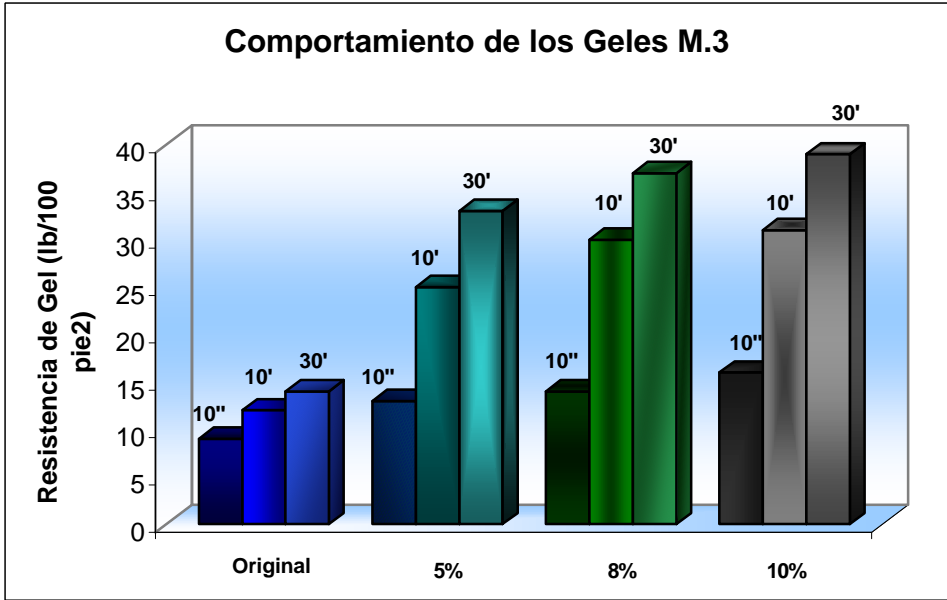


Figura 4.21 Comportamiento de los geles para la muestra 3.

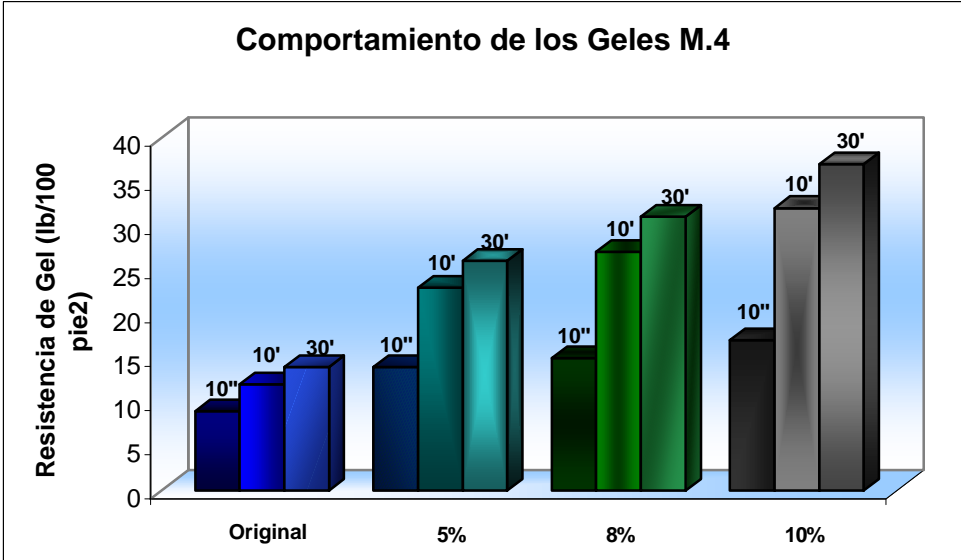


Figura 4.22 Comportamiento de los geles para la muestra 4.

El comportamiento del lodo base es muy similar al comportamiento presentado por el sistema anterior, en cuanto al comportamiento de los geles para las dos primeras muestras difieren en cuanto a sus valores respecto al lodo base, ya que para la muestra # 1 sus valores son inferiores a los mostrados por el lodo base, la explicación de este caso es similar a la explicada en el sistema anterior, un posible asentamiento de los sólidos, en el caso de la segunda muestra el comportamiento es el esperado, manteniendo siempre la misma tendencia a medida que el porcentaje de contaminación es incrementado.

Es importante destacar, que en la muestra # 1 los valores de resistencia de gel a los 10 segundos es siempre menor o a lo sumo igual al valor obtenido en el lodo base, lo que significa que durante ese período de reposo el lodo no es capaz de formar una estructura de gel rígida lo suficientemente estable, este caso se revierte para las lecturas a los 10 minutos y a los 30 minutos. En cambio para la muestra # 2, el caso es el contrario lo que indica que los sólidos por ser de un menor tamaño son mantenidos en suspensión más fácilmente influyendo en el incremento de los valores de resistencia de gel.

El comportamiento presentado por la muestra # 3 es mucho más evidente de que existe una contaminación, debido a que entre la lectura a los 10 segundos y la lectura a los 10 minutos existe un amplio margen, lo que indica que estamos en presencia de un gel progresivo, esto ocurre en los tres porcentajes de contaminación, luego entre la lectura a los 10 minutos y a los 30 minutos la diferencia no es tan marcada, lo que indica que el sistema está alcanzando un nivel máximo en la formación de una estructura de gel, debido a que la diferencia entre las dos lecturas no es tan marcada como en el caso de la lectura a los 10 segundos y 10 minutos.

En cuanto a los valores son elevados en relación con el lodo base, debido al contaminante agregado, ya que contiene un alto porcentaje de material activo, y la resistencia de gel es una medida de las fuerzas de atracción entre las partículas debido a las cargas eléctricas asociadas con ellas. La resistencia de gel mide las fuerzas de atracción estáticas, mientras que el punto cedente mide las fuerzas de atracción dinámicas.⁽¹⁾

En relación a la muestra # 4, que es una lutita real, no simulada como la muestra anterior, su comportamiento es muy parecido al presentado por la muestra # 3, pero en menor escala, y es debido a que esta muestra posee un menor porcentaje de componentes reactivos, pero su efecto es el mismo que la muestra anterior.

➤ **Pérdida de Filtrado.**

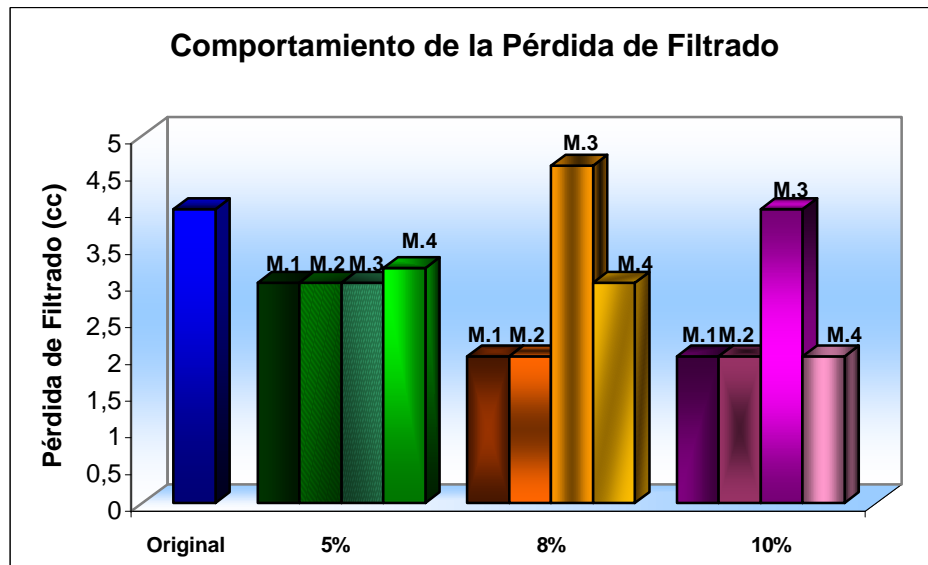


Figura 4.23 Comportamiento de la pérdida de filtrado.

Se continúa manteniendo el comportamiento de los dos sistemas anteriores en relación que a un mayor porcentaje de contaminación el filtrado es menor, causa que ha sido explicada en los sistemas anteriores, y la razón es lo bien escogido que están los granos que generan un revoque impermeable. Los valores de filtrado son menores al ofrecido por el sistema 90/10, y esto se debe a que este sistema posee una densidad de 12 lb/gal, y el 90/10 tenía 15 lb/gal, lo que significaba un mayor contenido de sólidos, y el revoque generado era mucho más grueso que el obtenido para este sistema, de todas formas el filtrado que se obtuvo en el sistema anterior era muy aceptable.

➤ **Estabilidad Eléctrica.**

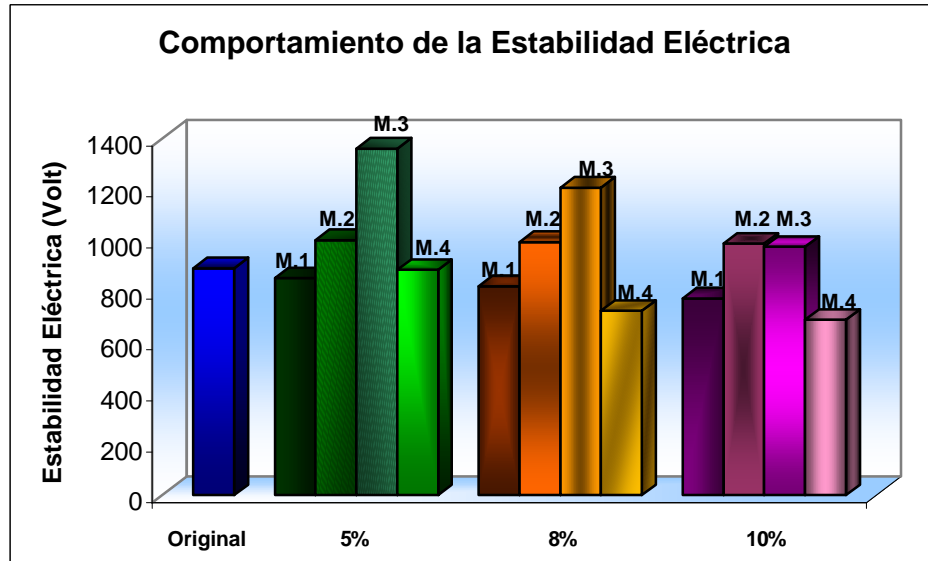


Figura 4.24 Comportamiento de la estabilidad eléctrica.

En general, el valor de la estabilidad eléctrica disminuye a medida que se incrementa los sólidos dentro del sistema, ya que dichos sólidos son humedecidos por aceite causando que exista menos aceite disponible para mantener separadas las gotas de agua emulsionadas, lo que ocasiona que dichas gotas de agua estén más próximas, y se junten con mayor facilidad y provoquen que la estabilidad sea más débil. En relación a la gráfica se observa que el valor de la estabilidad eléctrica es menor a la presentada por el lodo base solo en las muestras 1 y 4. En cambio las muestras 2 y 3 presentan un incremento del valor de la estabilidad eléctrica con relación al lodo base, esto se debe a la característica de esta muestra, ya que la misma tiene un elevado porcentaje de montmorilonita que es una arcilla hidratable, la cual genera este efecto, debido a que al existir partículas que no son humedecidas por el aceite y tienen contacto directo con el agua estas se hidratan por su gran afinidad y reduce la cantidad de agua presente en la emulsión, lo que la hace mas estable.

4.4 Fluido de Perforación Base Aceite Mineral (O/W) 70/30.

4.4.1 Formulación del fluido.

A continuación se presenta la formulación del lodo, los cálculos de la formulación de este fluido se presentan en el apéndice A.7

Tabla 4.7 Formulación del fluido.

Aditivo	Gravedad Esp.	Masa (gr.)	Volumen (cc)
Aceite	0,816	175,44	215
Emulsificante	0,9	5,4	6
Humectante	0,968	3,88	4
Cal Hidratada	1,5	8	5,33
Salmuera	1,18	115,179	97,609
Controlador de Filtrado	1,5	3	2
Arcilla Organofílica	1,57	7,85	5
Barita	4,2	58,551	13,94
Total	-	377,3	350

La Salmuera utilizada fue elaborada con Cloruro de Calcio y a una concentración de 200.000 ppm, sus cálculos son mostrados en el apéndice A.7

Tabla 4.8 Cantidad de contaminante utilizado para el sistema 70/30.

Porcentaje de Contaminación	Masa de Contaminante (gr)
5%	18,865
8%	30,184
10%	37,73

4.4.2 Resultado y análisis de las pruebas.

En el apéndice A.8 se ilustran las tablas de resultados para el lodo base como para los contaminados con los tres tipos de muestras.

➤ **Viscosidad Plástica.**

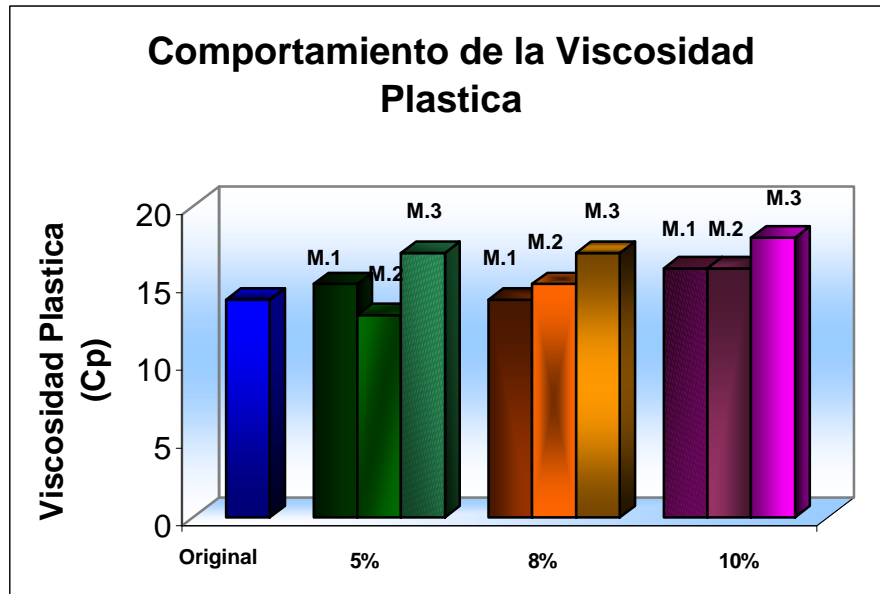


Figura 4.25 Comportamiento de la viscosidad plástica.

Los valores de viscosidad plástica observados en el gráfico, varían entre 14 Cp y 18 Cp como máximo valor, observando que los tres tipos de muestras no afectan la viscosidad plástica de una forma tan marcada, y esto se debe a la poca cantidad de sólidos presentes en el lodo, puesto que este fluido tiene una densidad de 9 lb/gal, y la masa de contaminación para cada porcentaje es baja en relación a otros sistemas. Por lo tanto, los valores de viscosidad plástica era de esperarse que no fueran tan elevados.

Es importante resaltar, que comparando con los valores de viscosidad plástica relacionados con el sistema 80/20 no hay una gran diferencia, a pesar de que el lodo 80/20 tiene mayor sólidos presentes, esto confirma que el agua emulsionada actúa como un sólido afectando la

viscosidad plástica. El mayor valor de viscosidad plástica presentado es el de la muestra # 3, seguido de la muestra # 2 y por ultimo la muestra # 1, como se explico anteriormente la cantidad, tamaño y forma de los granos es un factor influyente en el valor de la viscosidad. De las tres muestras la que posee un tamaño de grano menor es la numero 3.

➤ Punto Cedente.

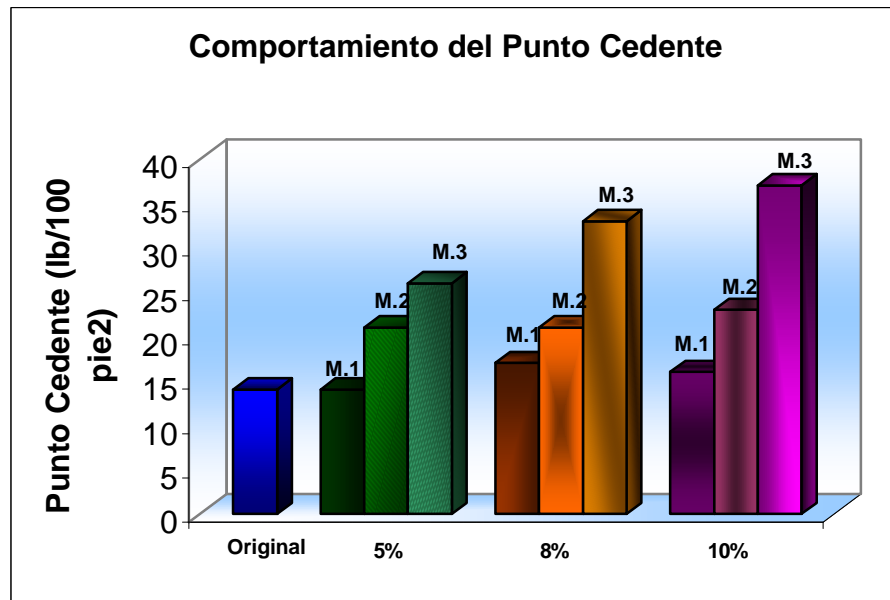


Figura 4.26 Comportamiento del punto cedente.

El comportamiento presentado por este tipo de sistema es el mismo que han presentado los otros sistemas ya discutidos, con pequeños incrementos entre las dos primeras muestras, y un salto más marcado en la muestra simulada. Indistintamente cualquiera de las tres muestras el valor del punto cedente es mayor que el presentado por el lodo base.

La muestra # 3 es la que sigue presentando el mayor valor del punto cedente, donde los valores se disparan debido a las cargas eléctricas asociadas con las partículas dispersas en la fase fluida, aumentando el valor del punto cedente a medida que se incrementa el porcentaje de contaminación.

➤ **Viscosidad Aparente.**

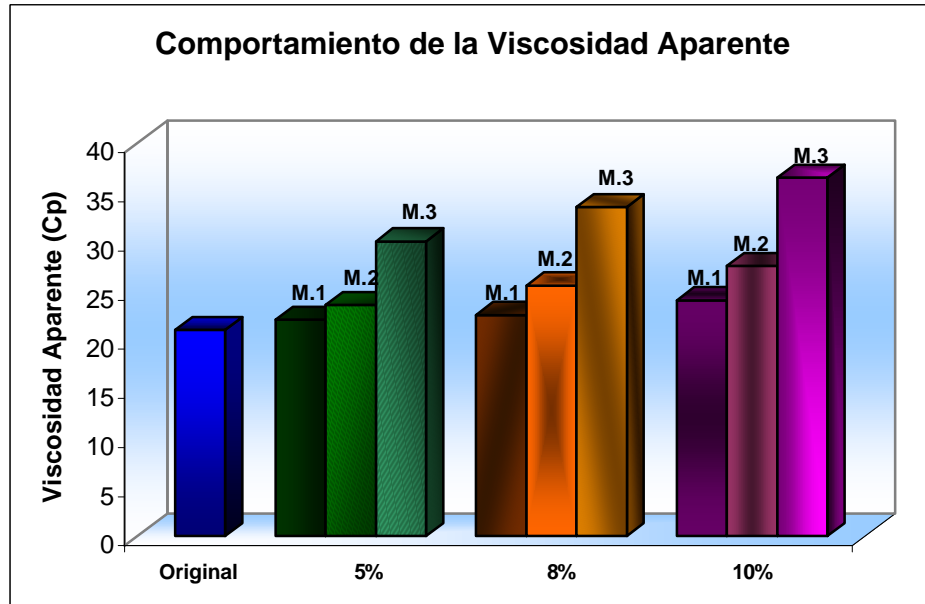


Figura 4.27 Comportamiento de la viscosidad aparente.

Este sistema presenta un aspecto viscoso a simple vista, aunque existiera un pequeño porcentaje de sólidos presentes, y su principal factor es que este sistema posea la mayor cantidad de agua.

Los valores de la viscosidad aparente son altos, para un lodo tan liviano y con pocos sólidos de alta gravedad, pero lo viscoso de un fluido no es un factor que logre prevenir el asentamiento de los sólidos, solo los hace más lento⁽²⁾, y esto se puede comprobar posteriormente cuando se analice el comportamiento de la resistencia de gel, donde sus valores son bajos lo que significa que el fluido no es capaz de mantener los sólidos en suspensión.

➤ Resistencia de Gel.

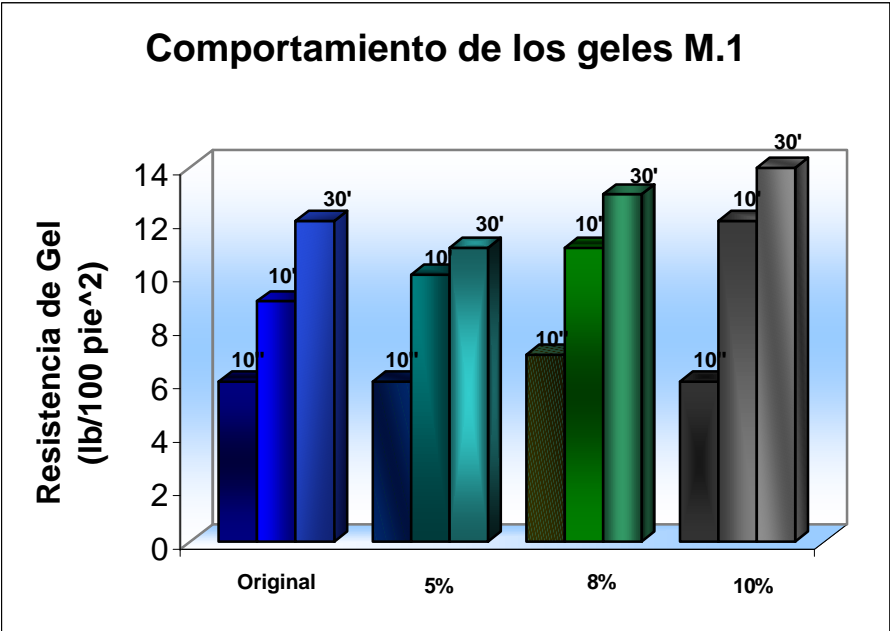


Figura 4.28 Comportamiento de los geles para la muestra 1.

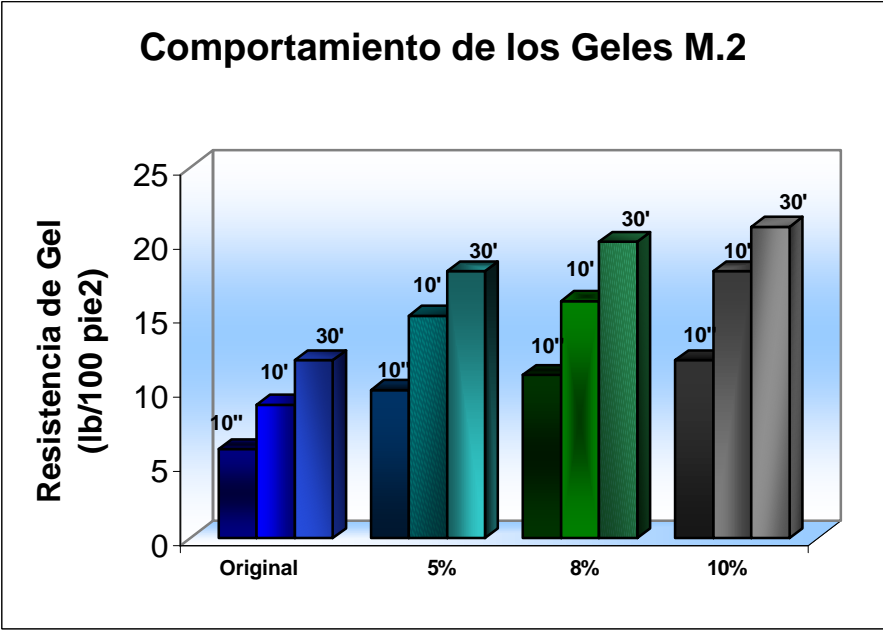


Figura 4.29 Comportamiento de los geles para la muestra 2.

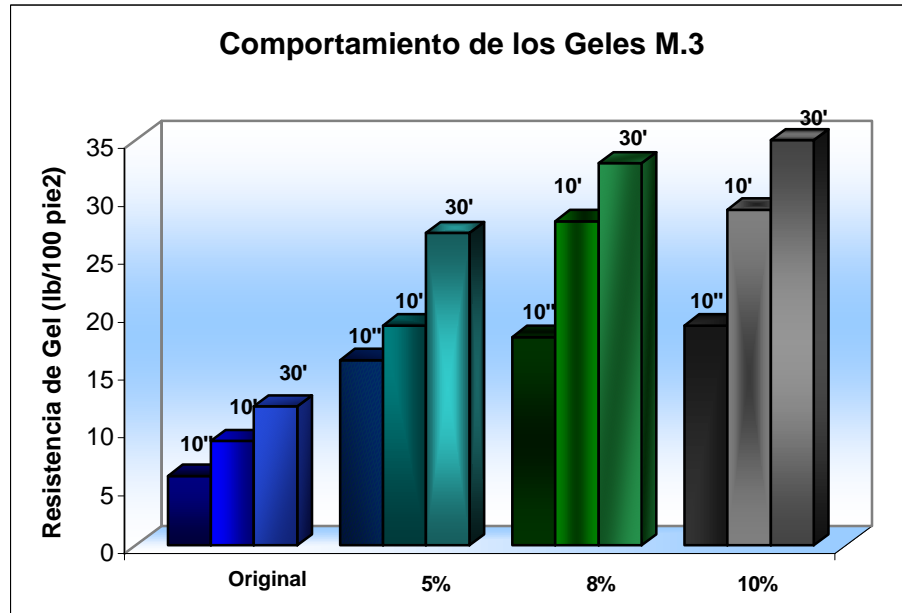


Figura 4.30 Comportamiento de los geles para la muestra 3.

En la muestra # 1 los valores de resistencia de gel a los 10 segundos, 10 minutos, y 30 minutos estuvo muy próximo al valor del lodo base, lo que indica de que el fluido no fue capaz de tolerar la contaminación con esta arenisca de tamaño arena, y hubo una decantación de los sólidos, ya que al terminar la prueba se verificó que todos los sólidos estaban en el fondo del envase.

Para la muestra # 2 el comportamiento es distinto, en comparación con la muestra # 1 pero, sigue manteniendo el mismo patrón de otros sistemas donde pasa de un gel progresivo entre la lectura de 10 segundos y la lectura de 10 minutos, a un gel instantáneo entre los 10 minutos y los 30 minutos.

Es importante destacar, que para la muestra # 2 el lodo fue capaz de mantener en suspensión los sólidos, debido a que no se presento una cantidad excesiva de sólidos en el fondo del recipiente al culminar la prueba, por ser partículas de tamaño limo y arcilla son mantenidas en suspensión más fácilmente, contribuyendo en el incremento de los valores de resistencia de gel.

En cuanto a la muestra # 3, su comportamiento es similar a la muestra # 2, pero los valores de gel son mucho mayor, debido a las cargas eléctricas asociadas con las partículas presentes en esta muestra, la composición de esta muestra indica que posee un gran porcentaje de componentes reactivos los cuales adquieren cargas eléctricas que dan como resultado que las estructuras de gel se formen con una mayor fuerza.

➤ Pérdida de Filtrado.

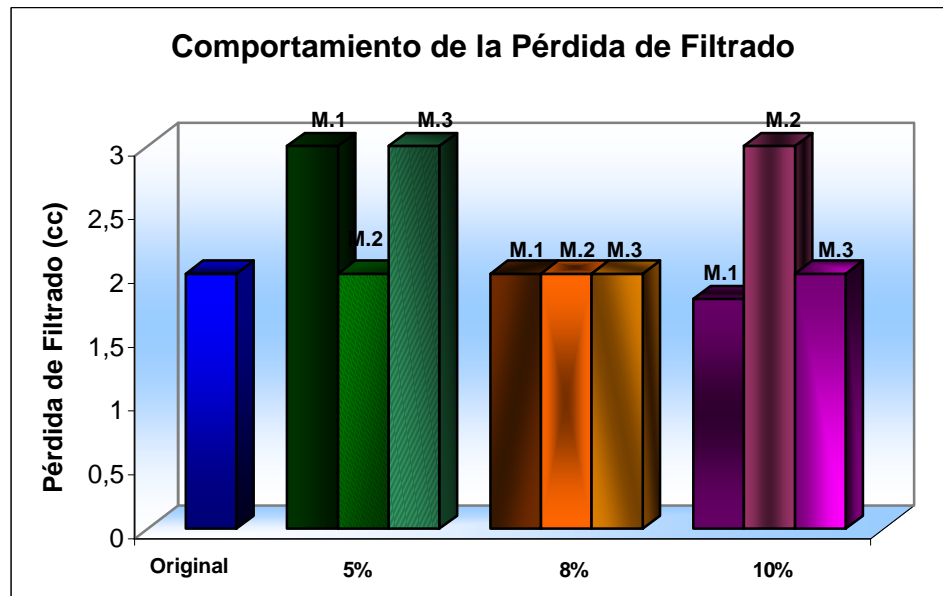


Figura 4.31 Comportamiento de la pérdida de filtrado.

El fluido base aceite 70/30 tuvo un excelente comportamiento en relación con la pérdida de filtrado, incluyendo todos los niveles de contaminación. El valor más elevado de filtrado obtenido fue de 3 cc, siendo un valor realmente bajo, tanto para 5% como para 10% de contaminación, se obtuvo este volumen de filtrado.

El revoque obtenido en la prueba AT-AP, fue delgado con un espesor promedio de $2/32''$, el que presento un revoque un poco más grueso fue el contaminado con la muestra # 3, sin embargo el filtrado fue similar a las otras dos muestras.

➤ Estabilidad Eléctrica.

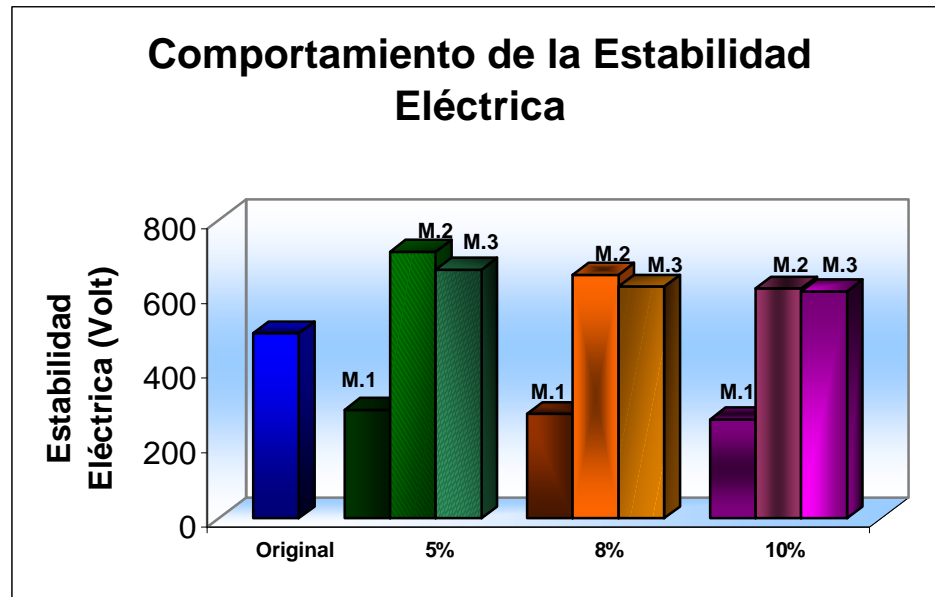


Figura 4.32 Comportamiento de la estabilidad eléctrica.

De acuerdo a especialistas en fluidos de perforación⁽⁷⁾ la estabilidad eléctrica de un fluido de perforación con una relación aceite/agua 70/30 debe ser generalmente mayor o igual a 400 voltios. Esta situación asegura que los sólidos estén adecuadamente mojados por aceite y no por agua.

El lodo base presenta una estabilidad eléctrica de 496,3 voltios, el cual fue un valor bajo pero tomando en cuenta lo indicado anteriormente estaba dentro del rango de operación.

Para la primera muestra, la disminución de los valores de estabilidad, para los tres porcentajes de contaminación por debajo de los 300 voltios, estando estos valores por debajo del rango recomendado, es indicativo que la entrada de sólidos esta afectando la emulsión y causando la separación de cierta cantidad de agua del aceite. Pero estos fluidos pasaron la prueba que realmente es un indicativo para demostrar si se rompió o no la emulsión, la cual fue el equipo de filtración AT-AP, debido que al existir agua en el filtrado es indicativo que se rompió la emulsión.

En relación a las otras dos muestras, se observa que para los tres porcentajes de contaminación la estabilidad eléctrica es mayor que en el lodo base, esto se le puede atribuir a que estos fluidos contaminados con cada una de las muestras se realizaron por separado, siendo la agitación un factor importante ya que de tener buena agitación las gotas de agua son mas pequeñas y se dispersan mejor dentro del aceite generando una mejor estabilidad. Aunque existan los sólidos de contaminación no logran afectarlas en gran magnitud.

Analizando la muestra # 3, se aprecia un valor de estabilidad eléctrica muy superior al reportado por el fluido base, la característica de esta muestra, la cual posee un elevado porcentaje de montmorilonita que es una arcilla hidratable, y es causal de este efecto, debido a que al existir partículas que no son humedecidas por el aceite y tienen contacto directo con el agua estas se hidratan por su gran afinidad y reduce la cantidad de agua presente en la emulsión, lo que la hace mas estable.

4.5 Prueba de Envejecimiento.

Esta prueba se realiza con el fin de verificar el comportamiento que presenta el fluido de perforación cuando se simula condiciones de pozo, esta prueba es muy importante ya que nos ofrece una orientación o nos da una referencia de cómo pueden variar y en que grado todas las propiedades del lodo.

Debido a que el fluido de perforación base aceite con una relación aceite/agua 80/20 es uno de los que mejor se comportó frente a la contaminación se decidió realizarle la prueba de envejecimiento, manteniendo la misma formulación anteriormente estudiada, y las mismas masas de contaminación, utilizando su comportamiento como un patrón y relacionarlos con los otros sistemas.

Es notable destacar, que una vez envejecido el lodo, este presenta características de adelgazamiento, lo cual era esperado bajo las condiciones dinámicas y críticas en relación a temperatura, presión y tiempo a las cuales se sometió.

4.5.1 Resultado y análisis de las pruebas.

Los resultados se muestran en el apéndice A.8.

➤ Viscosidad Plástica.

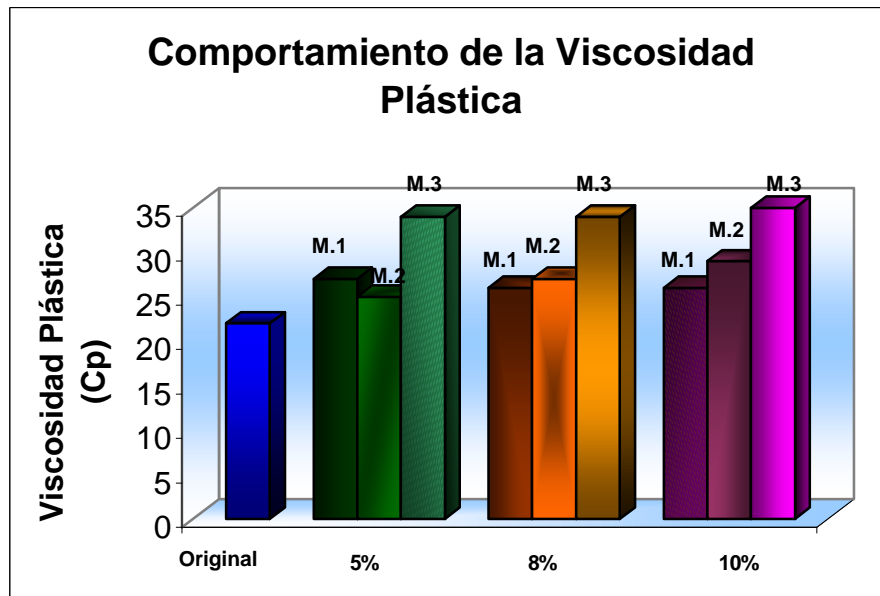


Figura 4.33 Comportamiento de la viscosidad plástica.

El rango de viscosidad plástica se encuentra alrededor de 25 Cp a 30 Cp para los fluidos contaminados, lo que es una evidencia de que este tipo de fluido base aceite es muy tolerante a la contaminación con sólidos. En cuanto a la lutita simulada (muestra # 3) se observa que el fluido soporta la contaminación ya que para un 10% de contaminación el valor de la viscosidad plástica es de 34 Cp un valor aceptable.

A pesar de que el lodo pasó por el proceso de envejecimiento, la viscosidad plástica no varió de una forma notable lo que es un indicativo de que los sólidos presentes en el lodo son el factor principal en el comportamiento de la viscosidad plástica y aun a altas temperaturas mantuvo los valores de esta propiedad.

➤ Punto Cedente.

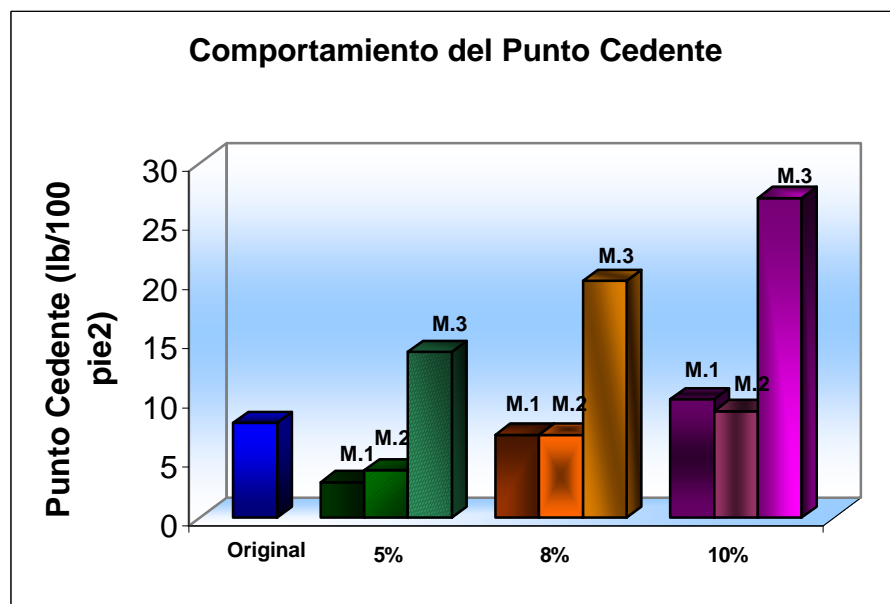


Figura 4.34 Comportamiento del punto Cedente.

Se puede observar que en los tres porcentajes de contaminación para las muestras # 1 y # 2, (ambas inertes), el comportamiento del punto cedente fue similar a como en todos los sistemas anteriores, con un pequeño incremento entre ellos.

La muestra # 3 es la que presenta el mayor salto en el valor del punto cedente, como en todas las pruebas anteriores, esta muestra por ser una lutita simulada con un alto porcentaje de partículas reactivas se entiende mejor este comportamiento, esto se debe a que el punto

cedente es una medida de las fuerzas de atracción entre las partículas bajo condiciones dinámicas de flujo⁽¹⁾.

Es importante destacar el descenso que sufrió el valor del punto cedente del lodo base cuando este fue envejecido, con respecto al mismo lodo base antes de envejecer, este efecto puede ser atribuido a que las placas de arcilla que poseen una forma alargada con una carga negativa en la superficie, al ser sometidas a fuerzas de corte estas se rompen y quedan expuestas las cargas positivas en los bordes de las placas generando una posible repulsión entre cargas iguales que afectan el valor del punto cedente⁽¹⁾.

➤ **Viscosidad Aparente.**

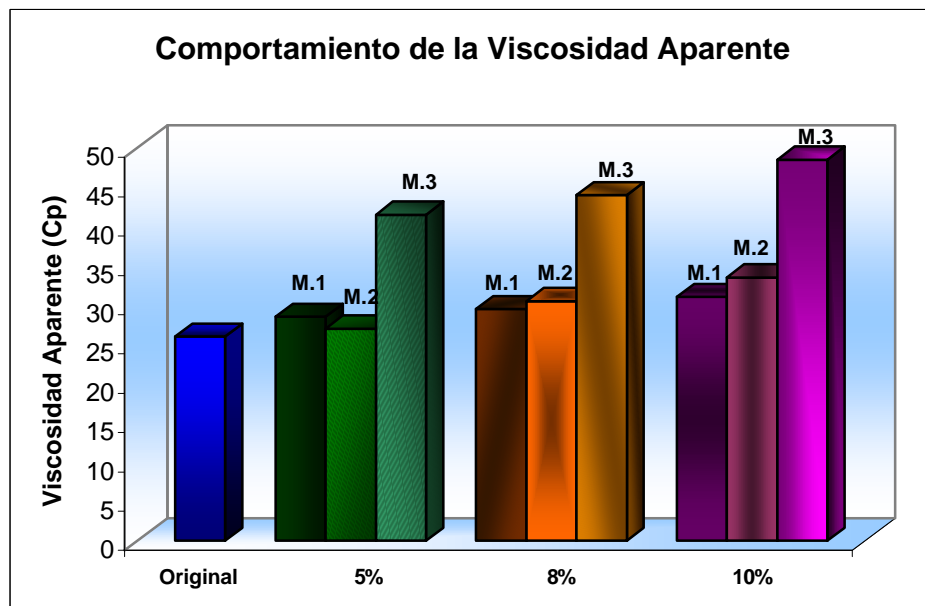


Figura 4.35 Comportamiento de la viscosidad aparente.

En cuanto al comportamiento de la viscosidad aparente en cada uno de los lodos contaminados con las diferentes muestras se observa que su comportamiento es muy similar al el ofrecido por el punto cedente, demostrando la relación directa que existe entre estas dos propiedades, y este comportamiento se mantiene aun después de envejecer el lodo.

Los valores de viscosidad aparente después de envejecido presentan una pequeña diferencia con los valores obtenidos antes de envejecer, este comportamiento se debe a que la viscosidad de la fase líquida de los lodos es afectada por la temperatura y la presión y al realizar esta prueba se somete el lodo a 300 °F, y 150 psi.

➤ Resistencia de Gel.

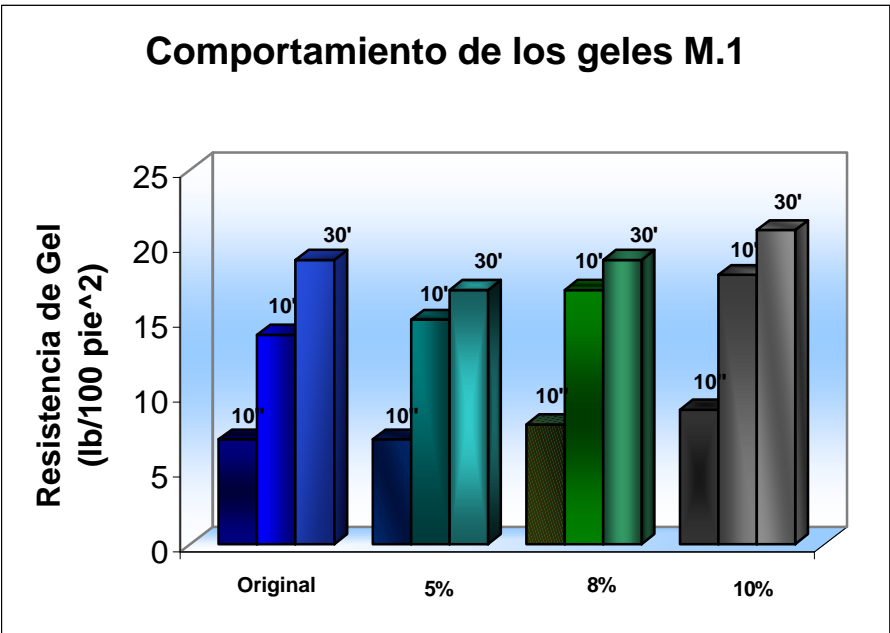


Figura 4.36 Comportamiento de los geles para la muestra 1.

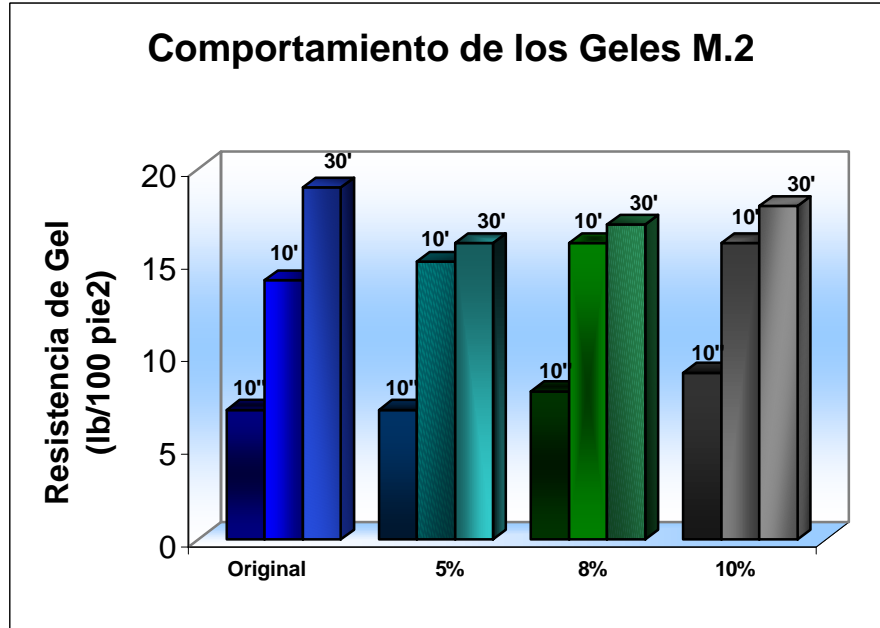


Figura 4.37 Comportamiento de los geles para la muestra 2.

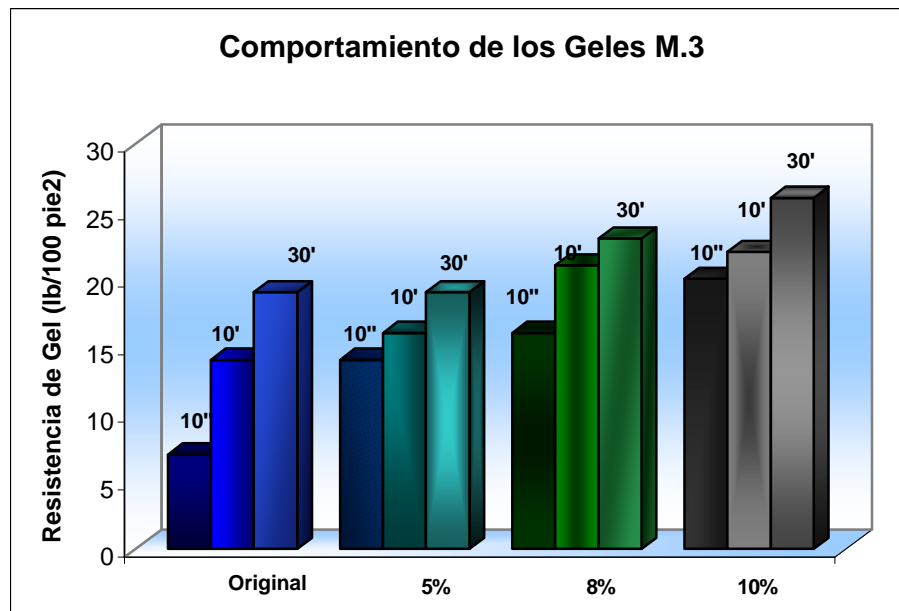


Figura 4.38 Comportamiento de los geles para la muestra 3.

El tipo de gel que presenta el lodo base es progresivo, pero sin embargo se puede observar que para los fluidos contaminados con las dos primeras muestras esta propiedad reológica

no se mantiene de igual forma. El tipo de gel observado en los fluidos contaminados es del tipo frágil.

En relación a la muestra # 3, el comportamiento es diferente, debido a las cargas eléctricas asociadas con esta muestra, el valor de los geles tanto para los 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos son muy cercanos, para los tres porcentajes de contaminación. Sin embargo es importante destacar que este sistema toleró la contaminación con los sólidos de una mejor manera que los otros sistemas.

➤ Pérdida de Filtrado.

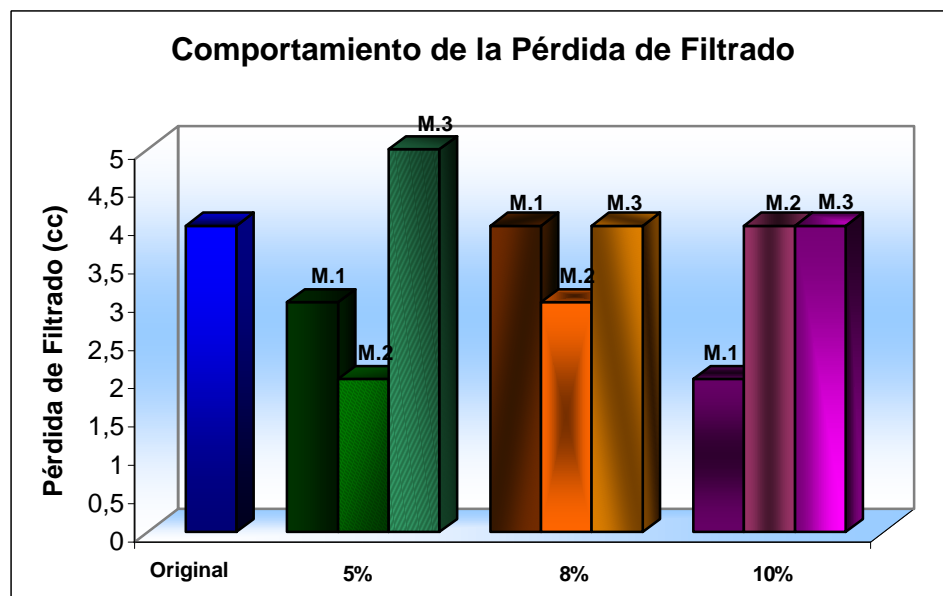


Figura 4.39 Comportamiento de la pérdida de filtrado.

El fluido base aceite mineral 80/20, después de envejecido tuvo un buen comportamiento de filtración en todos los niveles de contaminación. En la figura 4.39 se observa esta situación, la mayor cantidad de filtrado fue de 5 cc, que es una cantidad muy aceptable, el filtrado obtenido en esta prueba fue siempre aceite a pesar de que los valores de estabilidad no son muy elevados.

En general los valores de filtrado son mayores después de envejecidos, esto se debe a que la temperatura, la presión y el tiempo son factores que afectan a la pérdida de filtrado, un aumento de la temperatura eleva la velocidad de filtración porque, generalmente la viscosidad de la fase continua del lodo se reduce, y también, porque la alta temperatura produce cambios químicos en el lodo⁽¹⁾.

En cuanto a la presión, el efecto que esta genera sobre la velocidad de filtración depende de las características del revoque, ya que si este es compresible un aumento de la presión reduce la permeabilidad y disminuye la pérdida de filtrado, un revoque incompresible implica que la permeabilidad del mismo no es afectada por la presión⁽¹⁾.

La compresibilidad del revoque depende del tipo, el tamaño, la forma y distribución de los sólidos en el revoque.

Las partículas pequeñas forman revoques de baja permeabilidad porque se compactan más, generalmente, las partículas de tamaño coloidal proveen la parte más importante del control de pérdida de filtrado. El control óptimo, sin embargo, se obtiene cuando hay un amplio rango de diferentes tamaños de partículas. Las partículas más pequeñas se introducen como cuñas entre las partículas más grandes, formando así un revoque de baja permeabilidad. Las partículas planas y finas son más eficientes que las partículas esféricas o de forma irregular. Las partículas planas pueden formar un revoque que se parece a un techo de tejas. Bajo presión las partículas se depositan en forma más compacta, dando por resultado un revoque compresible⁽¹⁾.

➤ Estabilidad Eléctrica.

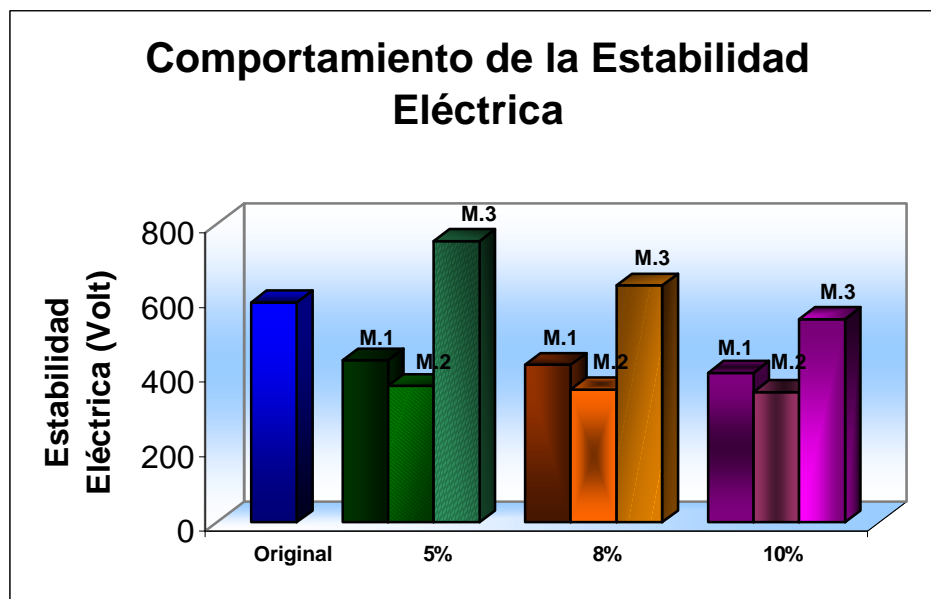


Figura 4.40 Comportamiento de la estabilidad eléctrica.

El comportamiento presentado sigue manteniendo el mismo patrón que las pruebas anteriormente realizadas, en donde al existir una mayor cantidad de sólidos en el lodo estos son mojados por aceite lo que genera una separación de cierta cantidad de agua del aceite afectando la emulsión.

El incremento en el valor de la estabilidad eléctrica para la muestra # 3 se debe, al contenido de partículas reactivas, ya que la misma tiene un elevado porcentaje de montmorilonita que es una arcilla hidratable, la cual es la causante de generar este efecto, debido a que al existir partículas que no son humedecidas por el aceite y tienen contacto directo con el agua estas se hidratan por su gran afinidad y reduce la cantidad de agua presente en la emulsión, lo que la hace mas estable.

5. CONCLUSIONES.

- Las muestras # 1 y # 2, a pesar de ser inertes presentan un efecto sobre los valores de resistencia de gel, y punto cedente, contradiciendo lo referenciado en la bibliografía, en donde solo las partículas cargadas generan efecto sobre estas dos propiedades.
- De las tres muestras, es notable que la muestra # 3 es la que afecta en mayor medida todas las propiedades reológicas en todos los sistemas que se utilizaron.
- En relación a las muestras inertes, la muestra que posee un tamaño de grano menor (muestra # 2) es la que produce un mayor incremento en las propiedades reológicas de los sistemas formulados, lo que quiere decir que el tamaño de grano es un factor importante, ya que aún y cuando estas muestras son inertes, mientras más pequeño es el tamaño de grano este genera un comportamiento inverso en las propiedades del lodo.
- El sistema 80/20 es el que presenta los valores de las propiedades reológicas más similares, tanto los contaminados como el base, lo que indica de que este sistema es tolerante a la contaminación con sólidos.
- En relación al sistema 70/30, este es un sistema que al igual que el sistema 80/20 puede tolerar la contaminación.
- El material contaminante, por ser tamizado presenta una uniformidad de tamaño de grano, lo que genera que la pérdida de filtrado presente valores aceptables, ya que los granos son agrupados de tal forma que producen un revoque menos permeable.
- Mientras más densificado es un fluido de perforación, menos tolerante es a la contaminación con sólidos.

6. RECOMENDACIONES.

- Estudiar el efecto que produce estas mismas muestras sobre fluidos con distintas fases continuas, como aceite vegetal, aceite sintético, y así determinar que fluido es más tolerante a la contaminación con sólidos.
- Realizar un continuo seguimiento de las propiedades de los fluidos de perforación cuando se esté perforando una zona de lutitas, ya que estas son las que generan un mayor efecto sobre las propiedades del lodo.
- Utilizar equipos de remoción de sólidos que permitan remover efectivamente las partículas de menor tamaño, ya que ellas son las que generan un mayor efecto en las propiedades reológicas del lodo.
- Someter a los fluidos base aceite formulados, a la acción de otros tipos de contaminantes comunes, como agua de formación, y otros tipos de sólidos de perforación, para poder tener una mayor referencia sobre el comportamiento que presentan estos fluidos al ser contaminados.
- Realizar estudios con un mayor rango de tamaños de grano de los sólidos de perforación, y analizar como varían las propiedades reológicas del fluido de perforación en relación al tamaño de grano.
- Realizar estudios que ofrezcan mejoras en el funcionamiento de los equipos de control de sólidos, para reducir así el efecto que estos sólidos generan sobre el lodo.
- Efectuar un seguimiento al comportamiento de la estabilidad eléctrica, en los sistemas 70/30, debido a que presentan valores por debajo de los recomendados.
- Realizar estudios más detallados en cuanto al comportamiento de la pérdida de filtrado en estos tipos de fluidos, al estar en presencia de sólidos de perforación.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- 1.- “Tecnología aplicada de lodos”, IMCO Service a Halliburton Company, Capitulo 2 pag 1,2; Capitulo 5 pag 1; Capitulo 6 pag 1-6; Capitulo 3 pag 1; Capitulo 21 pag 10.
- 2.- Prieto, O. Alí, “Tecnología aplicada a los fluidos de perforación”, Maracaibo, 1993, Págs. 1,2,3,5,6,12,13,26,27,80,81,88,90,98.
- 3.- Chenevert, G. “Fluidos de perforación y problemas asociados en el hoyo”, CEPET, Maracaibo, Venezuela. 1993.
- 4.- Gray, R., George, Darley. “Composition and properties of drilling and completion fluids”, Gulf Publishing Company, 5 Edition, 1998, Cap. 6, 8, 11.
- 5.- Zorrilla de Mora, Griselda., “Análisis y evaluación de las características reologicas físicas y químicas del aceite vegetal FE-2, a ser utilizado como fase continua en fluidos de perforación base aceite”, Julio 1999, Págs. 15, 16, 22, 23, 25, 26.
- 6.- Salas, G. “Curso de perforación”. Tomo I, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela., 1961.
- 7.- Silva, Leonardo., “Seminario sobre lodos de emulsión inversa Invermul/Ezmul, Baroid de Venezuela S.A, Gerencia Técnica, Caracas Octubre, 1989, pag 2, 22, 23, 51.
- 8.- Thorbjorn, Nyland., “The effectiveness and the economics of various additives for controlling drilling mud fluids loss in the absence and presence of various contaminants”, The University of Tulsa, 1979, pag 43.
- 9.- Martínez G., Rafael., “Tecnología de perforación, fluidos de perforación”, Capitulo 11, Págs. 27, 28, 29, 30.

- 10.- Lummus, James., “Drilling fluids optimization a practical field aproach”, Penn Well Publishing Company, 1986, Tulsa, pag 54, 55.
- 11.- Dresher, H. “Basic principles of colloid science”, The Royal Society of Chemistry, 1998, Capitulo 13, pag 185-190.
- 12.- Dean, E. Gaddy. “Modern technologies in solids control”, Oil and Gas Journal, Agosto, 2000, pag 31-35.
- 13.- Robinson, Leonel. “How to optimize solids control economics, efficiency”, Petroleum Engineer International, Septiembre, 1994, pag 17-24.
- 14.- “Manual de ingeniería de fluidos de perforación”, MI, Texas, USA, 2001.
- 15.- “Guía de tecnología de lodos”, HALIBURTON (IMCO), 2002.
- 16.- “Practica y optimización del control de sólidos”, PDVSA, 1999.
- 17.- “Aponte A., Borrel, M., “Practicas y bases para la optimización en control de sólidos de perforación”, Informe Técnico, Los Teques, 2002.
- 18.- “Hombre Ciencia y Tecnología”, Británica., Tomo 1 pags 53, 112, 181, 236., Tomo 4 pags 1388, 1452, 1539.
- 19.- Kennet W., Whitten. “Química General”, Tercera edición, McGraw-Hill, 1992, pags 24, 28.
- 20.- “Diccionario Everest”, Everest S.A., España 1977, pag 360.

8. GLOSARIO DE TÉRMINOS.

A

Ácido graso⁽¹⁸⁾: Con este nombre se conocen en general, los ácidos monocarboxílicos de la serie alifática, en particular aquellos que forman parte de los lípidos.

Amina⁽¹⁸⁾: Compuestos orgánicos nitrogenados obtenidos del amoníaco por sustitución de uno o más átomos de hidrógeno por radicales alquílicos o arílicos.

C

Capacidad calorífica⁽¹⁹⁾: Cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de un cuerpo en 1°C. La capacidad calorífica de un cuerpo es igual al producto de la masa en gramos por su calor específico.

Coloide⁽²⁾: Es una dispersión de partículas tal que, las partículas son demasiado grandes para que el coloide se comporte como una solución molecular, y a su vez las partículas son demasiado pequeñas para que el coloide se separe rápida y permanentemente en un campo de gravedad.

E

Emulsión⁽²⁾: Mezcla líquida heterogénea, básicamente permanente, de dos líquidos que normalmente no se disuelven el uno en el otro, pero que son mantenidos en suspensión, el uno en el otro, por agitación mecánica o más frecuentemente, mediante la adición de sustancias conocidas como emulsivos.

Ester⁽²⁰⁾: Compuesto que está formado por la sustitución del hidrógeno de un ácido por un radical alcohólico.

F

Floculación⁽¹⁾: Asociación de partículas sin gran cohesión, en grupos ligeramente ligados; asociación no-paralela de plaquetas de arcilla. En suspensiones concentradas, tal como es el caso de los lodos, la floculación da por resultado la gelificación.

Flujo laminar⁽²⁾: Fluido que fluye paralelo a las paredes del pozo. El fluido se mueve a diferentes velocidades a través del frente que varía desde cero al lado de la pared hasta un máximo en el centro del flujo.

Flujo turbulento⁽²⁾: Flujo de un fluido en el cual la velocidad de un punto dado cambia constantemente en magnitud y dirección.

Fluido Newtoniano⁽¹⁾: Es el fluido básico y más simple desde el punto de vista de la viscosidad, en el cual la fuerza de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Estos fluidos empiezan a moverse inmediatamente cuando se aplica una presión o fuerza por encima de cero.

Fluido No Newtoniano⁽¹⁾: Es aquel fluido donde la fuerza de corte no es directamente proporcional a la velocidad de corte.

G

Gas Natural⁽²⁰⁾: Término con que se designan los gases que se producen durante la actividad volcánica, así como los hidrocarburos gaseosos destilados bajo condiciones naturales por los aceites minerales acumulados en estratos porosos.

Gravedad Específica⁽¹⁹⁾: Es la relación entre su densidad y la densidad de un fluido de referencia, ambos a la misma temperatura, las gravedades específicas son números adimensionales.

H

Hidrocarburo alifático⁽¹⁸⁾: Hidrocarburo cuyos átomos de carbono forman cadenas abiertas donde se encuentran enlaces simples, dobles o triples.

P

Polímero⁽²⁾: Sustancia formada por la unión de dos o más moléculas de la misma clase, ligadas por sus extremos para formar otro compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción que la sustancia original, pero con un peso molecular más elevado y con diferentes propiedades químicas.

Presión Osmótica⁽²⁰⁾: Presión ejercida por una sustancia disuelta en virtud del movimiento de sus moléculas. Puede medirse por la presión que debe aplicarse a la solución para evitar en ella la ósmosis.

Punto de Anilina⁽²⁾: La menor temperatura en que los volúmenes iguales de anilina recién destilada y el petróleo que se está probando son completamente miscibles. Este ensayo da una indicación del tipo de petróleo en cuestión (parafínico, naftico). El punto de anilina de los crudos y sus derivados, indica el efecto dañino que ellos ejercen sobre el medio ambiente. Mientras más bajo sea el punto de anilina, más serio es generalmente el efecto del petróleo sobre el medio ambiente.

R

Revoque⁽²⁾: Sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el pase de la parte fluida del lodo hacia la formación.

S

Surfactante⁽¹⁾: Material que tiende a concentrarse en la interfase. Se emplea en lodos para controlar el grado de emulsificación, la humectación.

T

Tensión Superficial⁽¹⁾: Fuerza que actúa en la interfase entre un líquido y su propio vapor y que tiende a mantener el área de esa superficie en un mínimo.

Tixotropía⁽¹⁾: Capacidad de un fluido para desarrollar resistencia de gel con el tiempo. Propiedad de un fluido que hace que adquiera una estructura de gel rígido o semi-rígido si se deja en reposo, pero se convierte nuevamente en fluido por agitación mecánica. Este cambio es reversible.

Torsión⁽¹⁾: Medida de la fuerza que se aplica a un eje para hacerlo rotar. En un equipo rotatorio se aplica especialmente a la rotación de la tubería de perforación en su acción contra la pared del pozo.

V

Velocidad de Corte⁽¹⁾: Tasa o velocidad con que una acción, resultante de fuerzas aplicadas, determina o tiende a determinar que dos partes adyacentes de un cuerpo se deslicen una con respecto a la otra en una dirección paralela a su plano de contacto.

APÉNDICE A1**PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE.****1.- Densidad.**

Los lodos base aceite se pueden preparar con densidades que varían entre 7 y 22 lbs/gal, usualmente se utiliza barita (BaSO_4) como material densificante, pero también se puede utilizar hematita (Fe_2O_3), carbonato de calcio (CaCO_3), entre otros.⁽²⁾

La alta densidad en los lodos base aceite es más fácilmente controlada mientras se perfora, porque los recortes se desintegran menos en aceite que en agua y son de esta manera, eliminados en la superficie.

2.- Reología.

La reología de un fluido base aceite es más compleja que la de un fluido base agua, la reología de estos lodos se regula mediante control de sólidos, el contenido de agua y la adición de químicos y se determina de acuerdo a lo prescrito en los procedimientos A.P.I. (RP13B-2), mediante un viscosímetro de 6 velocidades y una copa térmica.^(2,5)

Generalmente, en lodos pesados, la viscosidad plástica es ligeramente mayor para los lodos base aceite que para los lodos base agua, pero normalmente el punto cedente y los geles son más bajos.

3.- Pérdida de filtrado alta presión – alta temperatura (AP-AT).

El filtrado de un lodo base aceite debe ser medido en condiciones de temperatura y presión diferencial del fondo del pozo. Existen dos tipos de filtraciones que ocurren en una operación de perforación, que son: filtración estática y filtración dinámica.

La filtración dinámica ocurre mientras el lodo esta circulando, y la estática es la que ocurre en un estado de reposo del lodo en una formación permeable, a través de un filtro o revoque.

Numerosos factores afectan las pérdidas de fluidos en el lodo, incluyendo: temperatura, tipo, cantidad y tamaño de los sólidos presentes, tiempo y compresibilidad del revoque. El tipo, cantidad y tamaño de los sólidos presentes en un fluido de perforación juega un papel importante a la hora de producir un revoque de baja permeabilidad que sea compresible. El tamaño y distribución de las partículas sobre 10 μ es esencial para formar un sello inicial con pocas aperturas y rellenar un espacio entre grandes partículas en una formación poco permeable.⁽⁸⁾

La prueba de filtración estática es la que realmente determina la estabilidad de una emulsión, la presencia de agua en el filtrado AP-AT es indicativo del rompimiento de la emulsión. Un lodo base aceite se puede considerar en buenas condiciones cuando no exista agua libre en el filtrado AP-AT, por más baja que sea la estabilidad eléctrica.

4.- Estabilidad eléctrica.

La estabilidad eléctrica es un indicativo de que tan bien emulsionada se encuentra el agua en el aceite. La prueba no indica necesariamente que un lodo base aceite esté en buenas o malas condiciones. Solo indica la tendencia que tiene el fluido a mantener o no estable la emulsión.

Generalmente una estabilidad eléctrica de 400 voltios o más es aceptable en el rango de un lodo de 8 a 12 lb/gal. A densidades más altas es aconsejable entre 450 y 2000 voltios, esto asegura que el material densificante y los sólidos de perforación están adecuadamente mojados por el aceite.⁽⁷⁾

5.- Porcentaje de sólidos.

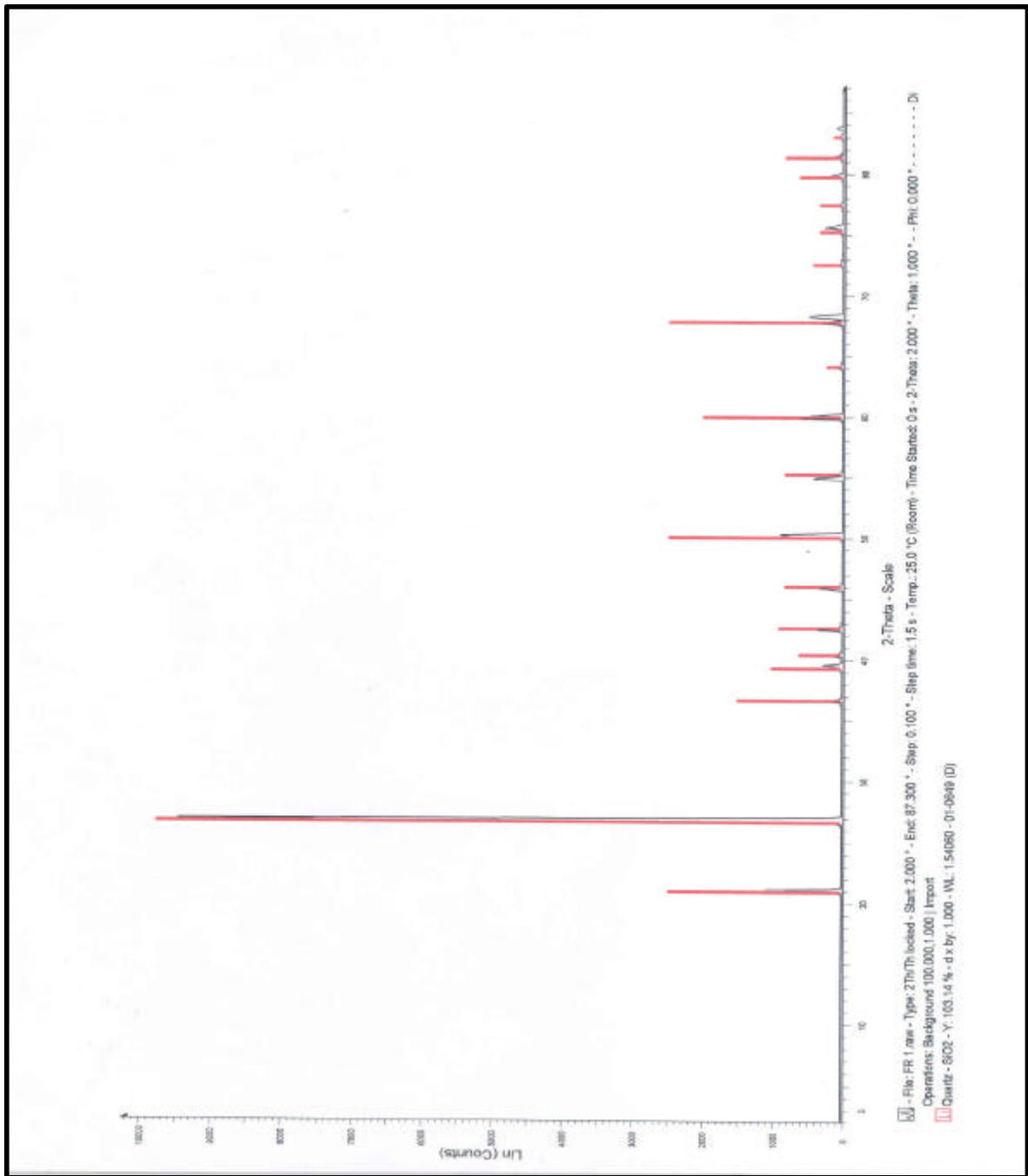
El control de sólidos en un fluido base aceite, es de suma importancia, a medida que se introducen al sistema sólidos la emulsión se hace más débil. Esto se debe a que los sólidos

absorben y se humedecen con el aceite, ya que si los sólidos no se humedecen completamente con el aceite no es estable la emulsión.⁽²⁾

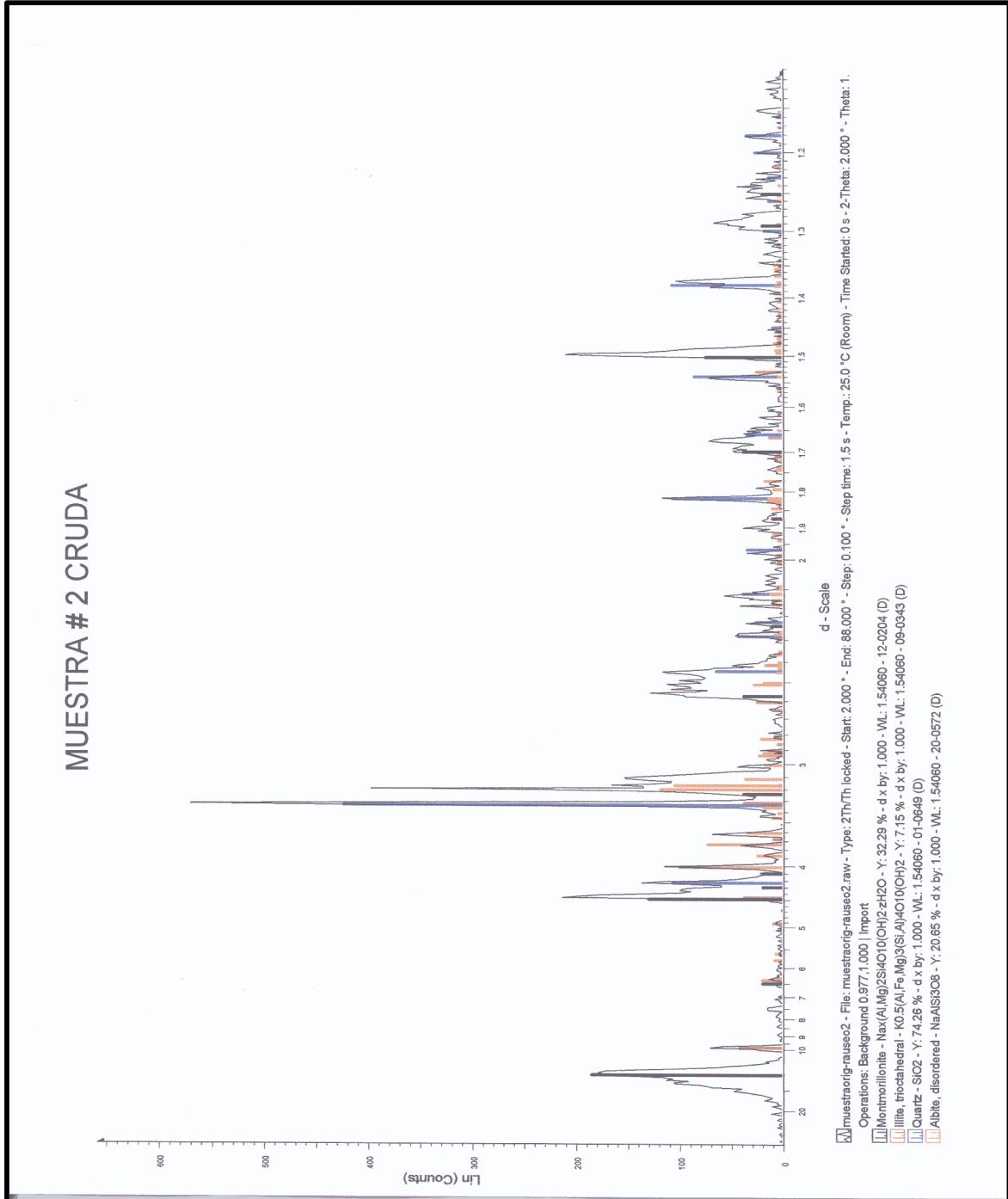
Los sólidos al ser humedecidos por el aceite hacen que exista menos aceite disponible para mantener separadas las gotitas de agua. Por ende la estabilidad eléctrica disminuye.

El porcentaje de sólidos se determina mediante el análisis de retorta. Este análisis sirve de guía para controlar la relación de agua y aceite en los lodos de emulsión inversa.

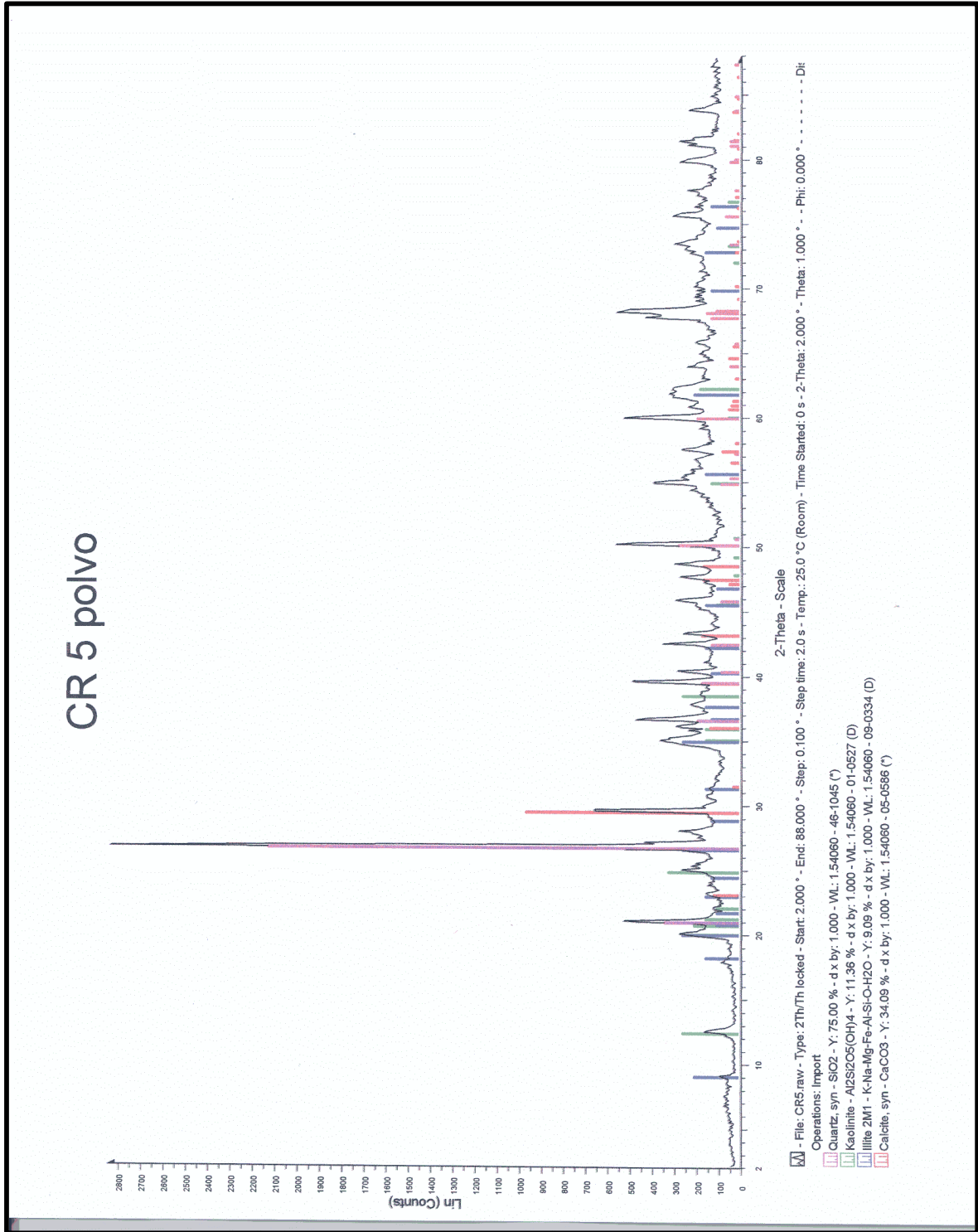
APÉNDICE A2



APÉNDICE A3



APÉNDICE A4



APÉNDICE A5

Durante el desarrollo de este trabajo se utilizó la condición de equivalencia de campo a laboratorio, la cual fue que 1 bbl de campo es igual a 350 cc en el laboratorio, mientras que 1 lb equivale a 1 gr en condiciones de laboratorio.

Esta condición surge a partir de:

$$[(1 \text{ gr de aditivo})/(350 \text{ cc de lodo})]*[(1 \text{ lb de aditivo})/(454 \text{ gr de aditivo})]*[(159 \text{ lts de lodo})/(1 \text{ bbl de lodo})]*[(10^3 \text{ cc de lodo})/(1 \text{ lt de lodo})] = 1,000629 \text{ lb de aditivo/bbl de lodo.}$$

Ecuación A.1

APÉNDICE A6

PROCEDIMIENTO DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS PARA LA MEDICION DE LAS PROPIEDADES DE LOS LODOS.

DENSIDAD.

El procedimiento en la determinación de la densidad de los fluidos utilizados en el trabajo es el siguiente:

- 1.- Colocar la balanza en una superficie nivelada.
- 2.- Verificar que el vaso de la balanza y la tapa del mismo estén secos y limpios.
- 3.- Llenar el vaso con el lodo, colocar la tapa y verificar que una pequeña parte del lodo sea expulsado por el orificio que posee la tapa, para de esta manera asegurarse que no exista aire dentro del vaso y que todo el recipiente este lleno de lodo.
- 4.- Limpiar todo el lodo sobrante en el exterior de la tapa.
- 5.- Colocar la balanza sobre el soporte, el punto de apoyo en forma de cuchilla encaja para equilibrar el brazo. Con el contrapeso móvil se busca equilibrar el brazo, el mismo estará en equilibrio cuando la burbuja de nivel esté en el centro del nivel.
- 6.- La densidad de la muestra se lee al borde del contrapeso móvil más cercana a la base de soporte, utilizando la escala de la balanza en lb/gal.

La balanza de lodo debe calibrarse periódicamente con agua dulce para asegurar su precisión. El agua dulce debe pesar 8,33 lb/gal.

REOLOGÍA.

El procedimiento en el cual se determino las propiedades reológicas fue el siguiente:

- 1.- Colocar el fluido en la copa térmica del viscosímetro.
- 2.- Ajustar la temperatura de la copa en 150°F.

3.- Subir la copa térmica con el fluido hasta que el cilindro se sumerja en el lodo hasta la marca indicada para ello, (agujeros del cilindro).

4.- El viscosímetro posee un control de velocidades, se selecciona la velocidad de 600 rpm y se espera hasta que se estabilice la lectura, y se toma la lectura del dial a esa velocidad.

5.- Se cambia la velocidad de rotación a 300 rpm, y se toma la lectura del dial una vez que esta se haya estabilizado.

6.- De igual forma se cambian las velocidades de rotación para obtener las lecturas de 200, 100, 6 y 3 rpm respectivamente.

7.- La viscosidad aparente, se determina con la lectura de 600 rpm dividida por dos.

8.- La viscosidad plástica, se determina al restar la lectura a 600 rpm con la lectura a 300 rpm.

9.- El valor del punto cedente se obtiene, al restar la lectura a 300 rpm con la viscosidad plástica.

10.- Para determinar la resistencia de gel a los 10 segundos, se le aplica una velocidad de 600 rpm al lodo por espacio de unos segundos, y se procede a detener el viscosímetro (0 rpm) por un lapso de 10 segundos y se registra la lectura del dial a una velocidad de 3 rpm. Este valor se reporta como la resistencia de gel a los 10 segundos.

11.- Para determinar la resistencia de gel a 10 minutos y 30 minutos se procede de igual forma que el paso anterior.

FILTRADO.

El procedimiento en el cual se determino el filtrado fue el siguiente:

1.- Precalentar la camisa a una temperatura de 310 °F y ajustar el termostato para mantener la temperatura constante.

2.- Cargar la celda con lodo a un nivel no mayor de $\frac{3}{4}$ del volumen total de la celda.

3.- Colocar el papel filtro en el borde de la celda y después tape la celda, asegurándose que los tornillos de la tapa encajen en las roscas del cuerpo de la celda.

4.- Colocar la celda dentro de la camisa de calentamiento, con ambas válvulas de seguridad de la celda cerradas, colocar un termómetro en el agujero superior de la celda para poder controlar la temperatura del fluido dentro de la celda.

5.- Presurizar la celda con 100 psi para evitar la evaporación de los fluidos debido al calentamiento.

6.- Cuando la muestra colocada dentro de la celda alcance una temperatura de 300 °F, se presuriza la celda por la válvula superior a una presión de 600 psi, y por la válvula inferior a una presión de 100 psi, para poder iniciar la prueba.

7.- Con un cilindro graduado se recolecta el filtrado por intervalos de 5 minutos, por un lapso de tiempo de 30 minutos.

8.- Al finalizar los 30 minutos, se cierran ambas válvulas (superior e inferior), y se alivia la presión del sistema.

9.- Sacar la celda de la cámara de calentamiento, manteniéndola en posición vertical y dejar que se enfríe hasta la temperatura ambiente, después de enfriada la celda aflojar la válvula superior de la celda para aliviar la presión dentro de la celda.

10.- Desenroscar la tapa superior de la celda y se extrae el papel filtro con el revoque formado.

11.- Como el volumen total de filtrado debe corregirse para un área de 7,1 pulgadas² y el filtro usado tiene un área de filtración de 3,5 pulgadas² se debe multiplicar el filtrado obtenido por dos.

ESTABILIDAD ELÉCTRICA.

El procedimiento para llevar a cabo las mediciones de estabilidad eléctrica es muy sencillo y se describe a continuación:

1.- En el recipiente plástico agregar el fluido, el lodo debe estar a una temperatura de 150 °F.

2.- Encender el aparato.

3.- Introducir la pinza dentro del lodo, agitando constantemente la misma dentro del fluido.

4.- Pulsar el botón test para realizar la lectura.

- 5.- Se toma el valor dado en la pantalla del aparato.
- 6.- Se oprime el botón reset para borrar de la pantalla el valor anterior.
- 7.- Con la pinza en movimiento dentro de la muestra se vuelve a oprimir el botón test y se registra el nuevo valor.
- 8.- Se repiten los pasos 6 y 7 hasta obtener 10 lecturas de estabilidad.
- 9.- Se procede a promediar las diez lecturas para obtener el valor de la estabilidad eléctrica de la muestra.

CONTENIDO DE SÓLIDOS.

A continuación se describe el procedimiento que se utilizó para realizar esta prueba.

- 1.- Colocar en la cámara inferior de acero 10 cc de lodo recién agitado.
- 2.- Colocar la tapa sobre la cámara inferior y limpiar el exceso de lodo que sale a través del orificio de la tapa, para asegurar que no exista aire dentro de la cámara.
- 3.- Colocar lana de acero sobre la cámara superior.
- 4.- Agregar lubricante en la rosca de la cámara inferior para evitar dañar la rosca y enroscarla con la cámara superior.
- 5.- Acoplar el conjunto de cámara superior e inferior en el condensador.
- 6.- Colocar la cámara en el calentador.
- 7.- Colocar un cilindro graduado de 10 cc bajo la espiga de la unidad de condensación y encender la retorta.
- 8.- Dejar que la retorta caliente hasta tanto la condensación cese y luego se espera 10 minutos adicionales de calentamiento.
- 9.- Leer el volumen de líquido (aceite y agua) recolectado en el cilindro graduado.
- 10.- Todos los sólidos son retenidos en la retorta y su porcentaje se obtiene por diferencia.

ENVEJECIMIENTO

Esta prueba se realizó cumpliendo el siguiente procedimiento:

- 1.- Colocar dentro de la celda de envejecimiento 350 cc de lodo.
- 2.- Cerrar la celda girando fuertemente la tapa y a través de la válvula de la celda colocada en la tapa se presuriza su contenido con 150 psi, luego se cierra la válvula de la celda.
- 3.- Una vez presurizada la celda se procede a introducirla dentro del horno acostada sobre los rodillos y se coloca a 300 °F con el regulador de temperatura.
- 4.- Se enciende el motor que le proporciona el movimiento a los rodillos los que generan que la celda también gire sobre ellos, se cierra el horno y se deja por un lapso de 16 horas continuas.
- 5.- Una vez cumplidas las 16 horas, se apaga el motor, y el horno, y se extrae la celda con cuidado.
- 6.- Esperar que la temperatura se enfríe hasta la temperatura ambiente.
- 7.- Se procede a despresurizar la celda abriendo la válvula de seguridad.
- 8.- Desenroscar la tapa de la celda, pasar el contenido de la celda a un envase, y se procede a realizar las pruebas reológicas, de filtrado, y estabilidad eléctrica.

APÉNDICE A7

FORMULACIÓN DE LOS SISTEMAS UTILIZADOS EN ESTE TRABAJO.

Formulación del sistema 100% Aceite.

Tabla A.1 Aditivos del sistema 100% Aceite.

Componentes	Gravedad Esp.	Masa (gr)	Volumen (cc)
Vassa	0,816	156,3	191,5
Emulsificante	0,9	5,4	6
Humectante	0,968	3,88	4
Cal Hidratada	1,5	8	5,33
Controlador de Filt.	1,5	3	2
Viscosificante	1,57	7,85	5
Densificante	4,2	571,87	136,13

Densidad del lodo (ρ):

$$\rho = 18 \text{ Lb/gal}$$

Se procede a calcular la masa de vassa y de densificante.

La masa total del sistema se calcula a partir de la densidad del mismo por tanto:

$$\rho = (m/V) * 8,33$$

Despejando la masa:

$$(18(350))/8,33 = m$$

$$m = 756,30 \text{ gr}$$

Se plantea el siguiente sistema de ecuaciones para determinar la masa de vassa y de densificante:

$$m(\text{vassa}) + m(\text{densificante}) = 728,17 \text{ gr}$$

$$(m(\text{vassa}))/0,816 + (m(\text{densificante}))/4,2 = 327,67 \text{ cc}$$

Resolviendo el sistema:

$$m(\text{vassa}) = 156,3 \text{ gr}$$

$$m(\text{densificante}) = 571,87 \text{ gr}$$

Formulación del sistema 90/10.

Tabla A.2 Aditivos del sistema 90/10.

Componente	Gravedad Esp.	Masa (gr)	Volumen (cc)
Vassa	0,816	168,912	207
Emulsificante	0,9	5,4	6
Humectante	0,968	3,88	4
Cal Hidratada	1,5	8	5,33
Controlador de Filt.	1,5	3	2
Viscosificante	1,57	7,85	5
Salmuera	1,18	28,75	24,364
Densificante	4,2	403,683	96,115

Densidad del lodo (ρ):

$$\rho = 15 \text{ Lb/gal} = 1,7985 \text{ gr/cc}$$

$$\text{Relación aceite/agua} = 90/10 = 9$$

Asumiendo un volumen de vassa de 207 cc calculamos el volumen de agua.

$$\text{Agua} = 207/9 = 23 \text{ cc}$$

Procedemos a calcular la masa de cloruro de calcio que se ha de agregar al agua para obtener una concentración de la salmuera de 200.000 ppm. A partir de la siguiente ecuación.

$$\text{Concentración (ppm)} = ((\text{masa de soluto})/(\text{masa de soluto} + \text{masa de solvente})) * 1 * 10^6$$

Despejando la masa de soluto:

$$\text{Masa de soluto} = 5,75 \text{ gr.}$$

Calculamos la masa de la salmuera:

$$\text{Masa de la salmuera} = \text{Masa de soluto} + \text{Masa de solvente}$$

$$\text{Masa de la salmuera} = 28,75 \text{ gr.}$$

Calculamos la masa de densificante:

$$\text{Masa de densificante} = (350 * 1,7985) - 28,75 - 28,13 - 168,912 = 403,683 \text{ gr}$$

Donde:

28,75 gr. es la masa de la salmuera.

28,13 gr. es la masa del resto de los componentes sin tomar en cuenta la vassa y el material densificante.

168,912 gr. es la masa de el aceite mineral (vassa)

Formulación del sistema 80/20.**Tabla A.3 Aditivos del sistema 80/20.**

Componente	Gravedad Esp.	Masa (gr)	Volumen (cc)
Vassa	0,816	175,44	215
Emulsificante	0,9	5,4	6
Humectante	0,968	3,88	4
Cal Hidratada	1,5	8	5,33
Controlador de Filt.	1,5	3	2
Viscosificante	1,57	7,85	5
Salmuera	1,18	66,875	56,94
Densificante	4,2	231,82	55,19

Densidad del lodo (ρ):

$$\rho = 12 \text{ Lb/gal} = 1,4379 \text{ gr/cc}$$

$$\text{Relación aceite/agua} = 80/20 = 4$$

Asumiendo un volumen de vassa de 215 cc calculamos el volumen de agua.

$$\text{Agua} = 215/4 = 53,75 \text{ cc}$$

Procedemos a calcular la masa de cloruro de calcio que se ha de agregar al agua para obtener una concentración de la salmuera de 200.000 ppm. A partir de la siguiente ecuación.

$$\text{Concentración (ppm)} = ((\text{masa de soluto})/(\text{masa de soluto} + \text{masa de solvente})) * 1 * 10^6$$

Despejando la masa de soluto:

$$\text{Masa de soluto} = 13,4375 \text{ gr.}$$

Calculamos la masa de la salmuera:

$$\text{Masa de la salmuera} = \text{Masa de soluto} + \text{Masa de solvente}$$

$$\text{Masa de la salmuera} = 67,1875 \text{ gr.}$$

Calculamos la masa de densificante:

$$\text{Masa de densificante} = (350 * 1,4379) - 67,1875 - 28,13 - 175,44 = 231,82 \text{ gr}$$

Donde:

67,1875 gr. es la masa de la salmuera.

28,13 gr. es la masa del resto de los componentes sin tomar en cuenta la vassa y el material densificante.

175,44 gr. es la masa de el aceite mineral (vassa)

Formulación del sistema 70/30.

Tabla A.4 Aditivos del sistema 70/30.

Componente	Gravedad Esp.	Masa (gr)	Volumen (cc)
Vassa	0,816	175,44	215
Emulsificante	0,9	5,4	6
Humectante	0,968	3,88	4
Cal Hidratada	1,5	8	5,33
Controlador de Filt.	1,5	3	2
Viscosificante	1,57	7,85	5
Salmuera	1,18	115,179	97,609
Densificante	4,2	58,551	13,94

Densidad del lodo (ρ):

$$\rho = 9 \text{ Lb/gal} = 1,078 \text{ gr/cc}$$

Relación aceite/agua = $70/30 = 2,3333$

Asumiendo un volumen de vassa de 215 cc calculamos el volumen de agua.

$$\text{Agua} = 215/2,3333 = 92,143 \text{ cc}$$

Procedemos a calcular la masa de cloruro de calcio que se ha de agregar al agua para obtener una concentración de la salmuera de 200.000 ppm. A partir de la siguiente ecuación.

$$\text{Concentración (ppm)} = ((\text{masa de soluto})/(\text{masa de soluto} + \text{masa de solvente})) * 1 * 10^6$$

Despejando la masa de soluto:

$$\text{Masa de soluto} = 23,036 \text{ gr.}$$

Calculamos la masa de la salmuera:

$$\text{Masa de la salmuera} = \text{Masa de soluto} + \text{Masa de solvente}$$

$$\text{Masa de la salmuera} = 115,179 \text{ gr.}$$

Calculamos la masa de densificante:

$$\text{Masa de densificante} = (350 * 1,078) - 115,179 - 28,13 - 175,44 = 58,551 \text{ gr}$$

Donde:

115,179 gr. es la masa de la salmuera.

28,13 gr. es la masa del resto de los componentes sin tomar en cuenta la vassa y el material densificante.

175,44 gr. es la masa de el aceite mineral (vassa)

APÉNDICE A.8

En éste apéndice se ilustran todas las tablas de resultados obtenidos en todos los sistemas trabajados durante el desarrollo de éste trabajo.

Fluido 100% Aceite.

Tabla A.5 Resultados de las pruebas para la muestra # 1 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	18,2	18,5	18,7	18,9
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	105	115	118	126
L. 300 rpm	66	66	68	74
L. 200 rpm	51	50	53	58
L. 100 rpm	38	35	39	47
L. 6 rpm	17	14	16	18
L. 3 rpm	17	13	15	16
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	10	6	7	8
Gel 10' (lb/100 pie ²)	16	12	13	14
Gel 30' (lb/100 pie ²)	20	15	16	17
Viscosidad Aparente (Cp)	52,5	57,5	59	63
Viscosidad Plástica (Cp)	39	49	50	52
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	27	17	18	22
Filt. AT-AP (cc)	14	10	8	4
% Agua	-	-	-	-
% Aceite	55	54	53	51
% Sólidos	45	46	47	49

Tabla A.6 Resultados de las pruebas para la muestra # 2 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	18,2	18,5	18,7	18,9
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	105	121	130	147
L. 300 rpm	66	69	75	86
L. 200 rpm	51	56	61	66
L. 100 rpm	38	40	43	44
L. 6 rpm	17	13	15	15
L. 3 rpm	17	13	14	15
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	10	7	7	9
Gel 10' (lb/100 pie ²)	16	10	11	13
Gel 30' (lb/100 pie ²)	20	12	14	16
Viscosidad Aparente (Cp)	52,5	60,5	65	73,5
Viscosidad Plástica (Cp)	39	52	55	61
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	27	17	20	25
Filt. AT-AP (cc)	14	12	10	10
% Agua	-	-	-	-
% Aceite	55	54	53	52
% Sólidos	45	46	47	48

Tabla A.7 Resultados de las pruebas para la muestra # 3 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	18,2	18,4	18,7	18,9
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	105	160	250	327
L. 300 rpm	66	102	172	225
L. 200 rpm	51	81	152	193
L. 100 rpm	38	55	118	157
L. 6 rpm	17	22	77	107
L. 3 rpm	17	21	77	107
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	10	23	52	77
Gel 10' (lb/100 pie ²)	16	27	71	94
Gel 30' (lb/100 pie ²)	20	29	82	107
Viscosidad Aparente (Cp)	52,5	80	125	163,5
Viscosidad Plástica (Cp)	39	58	78	102
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	27	44	94	123
Filt. AT-AP (cc)	14	9	8	7
% Agua	-	-	-	-
% Aceite	55	54	53	52
% Sólidos	45	46	47	48

Sistema 90/10

Tabla A.8 Resultados de las pruebas para la muestra # 1 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	15,3	15,5	15,7	15,8
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	66	67	72	77
L. 300 rpm	41	42	47	50
L. 200 rpm	35	36	42	47
L. 100 rpm	26	25	30	33
L. 6 rpm	14	12	13	15
L. 3 rpm	13	10	12	13
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	13	10	12	12
Gel 10' (lb/100 pie ²)	23	18	20	22
Gel 30' (lb/100 pie ²)	28	21	23	25
Viscosidad Aparente (Cp)	33	33,5	36	38,5
Viscosidad Plástica (Cp)	25	25	25	27
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	16	17	22	23
Filt. AT-AP (cc)	6	7	5	4
% Agua	7,8	6,25	7	8
% Aceite	92,2	93,75	93	92
% Sólidos	35	36	40	50
Estabilidad Eléctrica (volt)	1835,5	1788,8	1584,5	1545,5

Tabla A.9 Resultados de las pruebas para la muestra # 2 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	15,3	15,4	15,7	15,8
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	66	69	82	85
L. 300 rpm	41	44	52	55
L. 200 rpm	35	37	41	47
L. 100 rpm	26	31	33	35
L. 6 rpm	14	12	13	14
L. 3 rpm	13	11	13	13
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	13	9	10	11
Gel 10' (lb/100 pie ²)	23	16	18	19
Gel 30' (lb/100 pie ²)	28	18	20	23
Viscosidad Aparente (Cp)	33	34,5	41	42,5
Viscosidad Plástica (Cp)	25	25	30	30
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	16	19	22	25
Filt. AT-AP (cc)	6	7	6	6
% Agua	7,8	6,25	7	8
% Aceite	92,2	93,75	93	92
% Sólidos	35	36	40	50
Estabilidad Eléctrica (volt)	1835,5	1635,6	1480	1370,5

Tabla A.10 Resultados de las pruebas para la muestra # 3 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	15,3	15,5	15,6	15,8
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	66	114	127	136
L. 300 rpm	41	86	95	102
L. 200 rpm	35	74	83	86
L. 100 rpm	26	59	66	70
L. 6 rpm	14	39	45	48
L. 3 rpm	13	37	41	44
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	13	27	30	32
Gel 10' (lb/100 pie ²)	23	40	45	47
Gel 30' (lb/100 pie ²)	28	45	48	52
Viscosidad Aparente (Cp)	33	57	63,5	68
Viscosidad Plástica (Cp)	25	28	32	34
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	16	58	63	68
Filt. AT-AP (cc)	6	6	5	4
% Agua	7,8	6,25	7	8
% Aceite	92,2	93,75	93	92
% Sólidos	35	36	40	50
Estabilidad Eléctrica (volt)	1835,5	1502	1159,4	1056,9

Sistema 80/20

Tabla A.11 Resultados de las pruebas para la muestra # 1 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	12,2	12,3	12,4	12,6
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	48	52	53	54
L. 300 rpm	30	32	33	34
L. 200 rpm	24	27	28	29
L. 100 rpm	18	20	21	22
L. 6 rpm	10	11	12	13
L. 3 rpm	9	10	11	12
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	9	8	8	9
Gel 10' (lb/100 pie ²)	12	14	15	17
Gel 30' (lb/100 pie ²)	14	19	21	23
Viscosidad Aparente (Cp)	24	26	26,5	27
Viscosidad Plástica (Cp)	18	20	20	20
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	12	12	13	14
Filt. AT-AP (cc)	4	3	2	2
% Agua	17	15,3	16	18
% Aceite	83	84,7	84	82
% Sólidos	30	32	35	40
Estabilidad Eléctrica (volt)	889,9	850,4	819,7	771,5

Tabla A.12 Resultados de las pruebas para la muestra # 2 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	12,2	12,5	12,6	12,8
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	48	57	58	63
L. 300 rpm	30	37	38	42
L. 200 rpm	24	31	30	35
L. 100 rpm	18	25	23	29
L. 6 rpm	10	15	13	16
L. 3 rpm	9	14	13	15
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	9	12	12	13
Gel 10' (lb/100 pie ²)	12	15	16	16
Gel 30' (lb/100 pie ²)	14	19	21	22
Viscosidad Aparente (Cp)	24	28,5	29	31,5
Viscosidad Plástica (Cp)	18	20	20	21
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	12	17	18	21
Filt. AT-AP (cc)	4	3	2	2
% Agua	17	15,3	16	18
% Aceite	83	84,7	84	82
% Sólidos	30	32	35	40
Estabilidad Eléctrica (volt)	889,9	1000,4	992,6	986,2

Tabla A.13 Resultados de las pruebas para la muestra # 3 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	12,2	12,2	12,4	12,6
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	48	82	91	100
L. 300 rpm	30	58	66	73
L. 200 rpm	24	51	58	64
L. 100 rpm	18	41	47	53
L. 6 rpm	10	23	26	31
L. 3 rpm	9	21	24	28
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	9	13	14	16
Gel 10' (lb/100 pie ²)	12	25	30	31
Gel 30' (lb/100 pie ²)	14	33	37	39
Viscosidad Aparente (Cp)	24	41	45,5	50
Viscosidad Plástica (Cp)	18	24	25	27
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	12	34	41	46
Filt. AT-AP (cc)	4	3	4,6	4
% Agua	17	15,3	16	18
% Aceite	83	84,7	84	82
% Sólidos	30	32	35	40
Estabilidad Eléctrica (volt)	889,9	1359	1206,1	973,7

Tabla A.14 Resultados de las pruebas para la muestra # 4 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	12,2	12,4	12,5	12,7
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	48	71	75	83
L. 300 rpm	30	48	51	57
L. 200 rpm	24	42	45	50
L. 100 rpm	18	33	36	40
L. 6 rpm	10	20	21	23
L. 3 rpm	9	18	20	22
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	9	14	15	17
Gel 10' (lb/100 pie ²)	12	23	27	32
Gel 30' (lb/100 pie ²)	14	26	31	37
Viscosidad Aparente (Cp)	24	35,5	37,5	41,5
Viscosidad Plástica (Cp)	18	23	24	26
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	12	25	27	31
Filt. AT-AP (cc)	4	3,2	3	2
% Agua	17	15,3	16	18
% Aceite	83	84,7	84	82
% Sólidos	30	32	35	40
Estabilidad Eléctrica (volt)	889,9	883,5	722,2	687,4

Sistema 70/30

Tabla A.15 Resultados de las pruebas para la muestra # 1 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	9,1	9,3	9,4	9,5
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	42	44	45	48
L. 300 rpm	28	29	31	32
L. 200 rpm	22	23	26	26
L. 100 rpm	16	17	20	20
L. 6 rpm	7	8	11	10
L. 3 rpm	6	7	10	10
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	6	6	7	6
Gel 10' (lb/100 pie ²)	9	10	11	12
Gel 30' (lb/100 pie ²)	12	11	13	14
Viscosidad Aparente (Cp)	21	22	22,5	24
Viscosidad Plástica (Cp)	14	15	14	16
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	14	14	17	16
Filt. AT-AP (cc)	2	3	2	1,8
% Agua	26	25	27,8	28,6
% Aceite	74	75	72,2	71,4
% Sólidos	27	30	33	36
Estabilidad Eléctrica (volt)	496,3	290,7	279,6	265

Tabla A.16 Resultados de las pruebas para la muestra # 2 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	9,1	9,2	9,3	9,5
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	42	47	51	55
L. 300 rpm	28	34	36	39
L. 200 rpm	22	27	29	31
L. 100 rpm	16	20	21	23
L. 6 rpm	7	12	12	13
L. 3 rpm	6	11	11	12
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	6	10	11	12
Gel 10' (lb/100 pie ²)	9	15	16	18
Gel 30' (lb/100 pie ²)	12	18	20	21
Viscosidad Aparente (Cp)	21	23,5	25,5	27,5
Viscosidad Plástica (Cp)	14	13	15	16
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	14	21	21	23
Filt. AT-AP (cc)	2	2	2	3
% Agua	26	25	27,8	28,6
% Aceite	74	75	72,2	71,4
% Sólidos	27	30	33	36
Estabilidad Eléctrica (volt)	496,3	715,6	653,2	616,1

Tabla A.17 Resultados de las pruebas para la muestra # 3 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	9,1	9,2	9,4	9,5
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	42	60	67	73
L. 300 rpm	28	43	50	55
L. 200 rpm	22	37	44	47
L. 100 rpm	16	30	36	38
L. 6 rpm	7	15	20	21
L. 3 rpm	6	14	19	20
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	6	16	18	19
Gel 10' (lb/100 pie ²)	9	19	28	29
Gel 30' (lb/100 pie ²)	12	27	33	35
Viscosidad Aparente (Cp)	21	30	33,5	36,5
Viscosidad Plástica (Cp)	14	17	17	18
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	14	26	33	37
Filt. AT-AP (cc)	2	3	2	2
% Agua	26	25	27,8	28,6
% Aceite	74	75	72,2	71,4
% Sólidos	27	30	33	36
Estabilidad Eléctrica (volt)	496,3	666,9	621,6	608,8

Sistema envejecido.

Tabla A.18 Resultados de las pruebas para la muestra # 1 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	12,2	12,3	12,5	12,7
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	52	57	59	62
L. 300 rpm	30	30	33	36
L. 200 rpm	23	24	26	29
L. 100 rpm	15	15	17	19
L. 6 rpm	5	5	7	8
L. 3 rpm	5	5	7	8
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	7	7	8	8
Gel 10' (lb/100 pie ²)	14	15	17	18
Gel 30' (lb/100 pie ²)	19	17	19	21
Viscosidad Aparente (Cp)	26	28,5	29,5	31
Viscosidad Plástica (Cp)	22	27	26	26
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	8	3	7	10
Filt. AT-AP (cc)	4	3	4	2
% Agua	17	15,3	16	18
% Aceite	83	84,7	84	82
% Sólidos	30	32	35	40
Estabilidad Eléctrica (volt)	589,7	434,8	422,3	400,5

Tabla A.19 Resultados de las pruebas para la muestra # 2 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	12,2	12,3	12,5	12,7
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	52	54	61	67
L. 300 rpm	30	29	34	38
L. 200 rpm	23	23	26	30
L. 100 rpm	15	15	17	20
L. 6 rpm	5	6	8	10
L. 3 rpm	5	6	8	10
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	7	7	8	9
Gel 10' (lb/100 pie ²)	14	15	16	16
Gel 30' (lb/100 pie ²)	19	16	17	18
Viscosidad Aparente (Cp)	26	27	30,5	33,5
Viscosidad Plástica (Cp)	22	25	27	29
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	8	4	7	9
Filt. AT-AP (cc)	4	2	3	4
% Agua	17	15,3	16	18
% Aceite	83	84,7	84	82
% Sólidos	30	32	35	40
Estabilidad Eléctrica (volt)	589,7	365,8	356,6	349,4

Tabla A.20 Resultados de las pruebas para la muestra # 3 antes y después de contaminar.

Propiedades	Lodo Base	Lodo C. @ 5%	Lodo C. @ 8%	Lodo C. @ 10%
Densidad (lb/gal)	12,2	12,3	12,5	12,7
T. Prueba (°F)	150	150	150	150
L. 600 rpm	52	83	88	97
L. 300 rpm	30	49	54	62
L. 200 rpm	23	40	47	54
L. 100 rpm	15	29	35	40
L. 6 rpm	5	15	20	23
L. 3 rpm	5	14	20	22
Gel 10'' (lb/100 pie ²)	7	14	16	20
Gel 10' (lb/100 pie ²)	14	16	21	22
Gel 30' (lb/100 pie ²)	19	19	23	26
Viscosidad Aparente (Cp)	26	41,5	44	48,5
Viscosidad Plástica (Cp)	22	34	34	35
Pto. Cedente (lb/100 pie ²)	8	14	20	27
Filt. AT-AP (cc)	4	5	4	4
% Agua	17	15,3	16	18
% Aceite	83	84,7	84	82
% Sólidos	30	32	35	40
Estabilidad Eléctrica (volt)	589,7	754,5	635,2	545,4