

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



**“EVALUACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE BARITA EN FLUIDOS DE
PERFORACIÓN BASE ACEITE DE ALTA DENSIDAD”**

Realizado por:

ROSAL MATA, ANTONIO JOSÉ

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

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, MARZO DE 2011

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



**“EVALUACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE BARITA EN FLUIDOS DE
PERFORACIÓN BASE ACEITE DE ALTA DENSIDAD”**

ASESOR

Ing. Roberto Salas.

Asesor Académico.

BARCELONA, MARZO DE 2011

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



**“EVALUACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE BARITA EN FLUIDOS DE
PERFORACIÓN BASE ACEITE DE ALTA DENSIDAD”**

El jurado calificador hace constar que asigno a esta tesis la calificación de:

Ing. Roberto Salas.
Asesor Académico.

Ing. Félix Acosta.
Jurado Principal.

Ing. Rayda Patiño. M.Sc.
Jurado Principal.

BARCELONA, MARZO DE 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizadas a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

“A María Eugenia, la mujer que me ha dado todo”

AGRADECIMIENTOS

Por sobre todas las cosas, a mí **Dios**, la energía más grande del universo, por siempre llenarme de bendiciones y permitirme salir adelante; a pesar de no verte, te siento en cada soplo de viento, en cada halo de luz y en cada gota de lluvia, gracias por colmarme de tu amor.

A la Santísima **Virgen Del Valle**, por ser para todos los orientales una fuente inagotable de espiritualidad y de Fe.

A mi madre, **María Mata**, por siempre estar ahí, por brindarme todo tu tiempo y dedicación, por apoyarme en todas las metas que me he propuesto en la vida, y por ser mi principal ejemplo a seguir, por alentarme a salir adelante a pesar de todas las dificultades, este logro es totalmente tuyo.

A mi papá, **Erasmo Rojas**, por apoyarme en este camino hacia la superación, por siempre tener una palabra de aliento, por siempre estar presente y por ser parte fundamental de mi formación académica y personal.

A mis hermanos, **Jorge, Erasmo y Erismar**, por siempre brindarme su cariño y apoyo, por preocuparse por mí, por hacerme reír cuando me siento triste, espero ser un buen ejemplo para ustedes.

A mis abuelos, **Teodora y José Jesús**, por haberme llenado de su amor y dedicación, por todos esos consejos de vida, por formarme con tantos valores y enseñarme lo grande y sencilla que es la vida.

A mis tías, **Yelitza y Maribel**, por estar pendientes de mí, por tratarme como un hijo; por ser más que unas tías, por ser mis amigas.

A todos mis familiares y amigos de **Playa Grande-Carúpano**, en especial a mi hermano del alma, **Simón Moya**.

A la **Sra. Lucila Salas “Tía Lucia”** y el **Sr. Vicente Rodríguez**, por abrirme las puertas de su casa desde hace cinco años, por tratarme como a un hijo, por

siempre preocuparse por mí, jamás tendré forma de agradecerles tantas atenciones, regaños y consejos.

A la ciudad de **Puerto La Cruz**, por recibirme como a un hijo más de esta tierra, por haberme dado tantos momentos inolvidables, por cumplir muchos de mis sueños, por haberme regalado a tantas personas maravillosas, hoy puedo decir con orgullo que soy portocruzano de corazón.

A la **Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui**, por haberme formado como profesional, por hacerme madurar, por regalarme a los mejores compañeros de clases y amigos que pude tener; por ser la casa más alta, la casa que vierte su Orinoco de luz torrencial.

A los profesores **Melania Araujo, Tribarce Zurbarán, Indira Acuña, Guillermo Imery y Erasto Marcano**, por brindarme sus conocimientos de forma integral, por ser humanos, por valorar y respetar a todos los estudiantes.

A el **Departamento de Petróleo**, en la persona del profesor **Rafael Barrueta**, por ser siempre consecuente con todos los estudiantes de esta carrera, por escuchar y atender a todas nuestras inquietudes y problemas.

A los profesores del Departamento de Petróleo de la Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui, **Carmen Velásquez, Aura Vilela, Lisandro Viloría, Rafael Barrueta, Tania González, Jairo Uricare, Nivia Díaz, Edgar Bastos, José “Moncho” Rodríguez, Lorenzo Arditi, Roberto Salas, Luis Castro, Félix Acosta, Jhonles Morales, Ivon Ulacio, Rafael Cubillan, Oly Guerra, María Galindo y Rayda Patiño**; por todas sus enseñanzas, por haberme formado como profesional.

A mis preparadores, **Jessica Acero, Pedro Figuera, Ana Camargo, Danny Pérez, Sara Rangel, Andreina González “Nina”, José Carlos Cesar, Eduin Guevara y Jonathan Armas**; por haberme brindado sus conocimientos, por ser unos guías ante cualquier duda e inquietud, por ser una parte fundamental en mi formación como ingeniero de petróleo.

A **Roberto Salas**, por ser un gran profesor, maestro, profesional, un ejemplo a seguir por todos los estudiantes de esta carrera, por brindarnos en cada una de sus

clases y pláticas todo su conocimiento y sabiduría, por haber creído en esta idea desde un principio y apoyarme en todo momento, por todo su tiempo y dedicación, gracias por ser un gran amigo, siempre tendrá mi respeto y admiración.

A la empresa **M-I SWACO**, en la persona del ingeniero **Eder Nuñez**, por brindarme todo su apoyo y colaboración para la realización de este proyecto, por facilitarme las instalaciones de su Laboratorio de Fluidos, de igual forma a la ingeniero **Tatiana Suarez** por ayudarme y guiarme durante las pruebas de laboratorio realizadas en Punta de Mata.

A **Edoardo Mavo**, por haberme enseñado todas las herramientas necesarias que me permitieron realizar este trabajo de investigación, gracias por toda tu ayuda, tiempo y disposición.

A **Sandra Gómez**, por ser mi compañera de tesis durante la primera etapa de este trabajo de investigación, por haberme brindado tu amistad durante todo este tiempo, por siempre hacerme reír, por compartir conmigo tantos viajes a nuestro Carúpano natal, por ser más que una amiga, una hermana.

A **Eduin Guevara**, sobran las palabras para agradecerte tanto apoyo, tanto tiempo compartido, gracias por haberme ofrecido tu amistad y tu ayuda desde el primer momento, por siempre estar ahí, si alguien le debo este logro es a ti, por ser el mejor compañero de clases que he tenido, por ser un gran amigo, un gran hermano.

A **Adriana Centeno**, gracias por tantos momentos compartidos dentro y fuera de la universidad, por acompañarme a todos lados, por escucharme, por esas tardes en las que nos escapábamos de la universidad para salir a caminar por el centro de Puerto La Cruz, por todos los momentos en los juegos de fútbol, béisbol y baloncesto, gracias por ser tan igual a mi, por sacarme las palabras de la boca, por siempre estar pensado lo mismo que yo, gracias por ser una gran amiga.

A los compañeros, amigos y hermanos con los que compartí durante estos cinco años el sueño común de ser ingeniero de petróleo, **Eduin Guevara**, **José Gregorio Hernández**, **Lourdes Bárcenas**, **Vanessa Guerra**, **Andrea Reyes**, **Amelia Lemus**, **Guillermo Duque**, **Adriana Centeno**, **Maidelys Maita**, **Franklin**

Avila, Sandra Gómez, Iramar Vásquez, Fabiola Cusato, Ramón Laguna, Fátima Afonso, Mohamad Zabadani, Gabriela Aponte, Gabriela Oca, Mercedes López, Sharon Korsakas, Jannan Lamaa, Abdón Chacin, Victorino Camero, Nerimar Torres, Zohe Frontado y Daniel Gedler; gracias a ustedes cumplir esta meta fue mucho mas fácil, todos los momentos que hemos vivido juntos estarán por siempre guardados en mi corazón.

A **Virginia Rodríguez** y **Ayari Tovar**, a pesar de haberlas conocido en el último año de mi vida como estudiante, se han ganado un lugar especial en mi corazón, gracias por ser tan dulces conmigo, por permitirme compartir y celebrar junto ustedes el logro de su meta, espero que su camino este lleno de éxitos en esta nueva faceta como profesionales.

A **Yomalis Hurtado**, gracias por brindarme tu amistad, por ser tan especial conmigo, por escucharme, por conocerme, por preocuparte por mí, por ayudarme y alentarme a seguir adelante, por ser mi compañera de tesis durante interminables horas en el laboratorio de lodos, por siempre estar presente, simplemente gracias por ser mi princesa de un cuento infinito.

A **Germán Rodríguez**, gracias por escucharme y entenderme, por abrirme las puertas de tu casa, por preocuparte por mí, gracias por ser el mejor amigo que me ha regalado Puerto La Cruz.

A todas aquellas personas que han llegado a mi vida, y que han contribuido de una u otra forma en mi formación y crecimiento personal.

SUMARIO

Durante la perforación, el control de las propiedades del lodo es determinante para el éxito de la misma, el fluido de perforación debe tener la capacidad de soportar la presión de la formación a través de la columna hidrostática, y a su vez poseer unas propiedades reológicas óptimas que permita la limpieza y estabilidad del hoyo. El asentamiento de los materiales densificantes en fluidos de alta densidad es uno de los principales generadores de problemas operacionales durante la perforación; como arremetidas, pega mecánica de tubería e inestabilidad del pozo, de ahí la importancia de evaluar el asentamiento de la Barita en fluidos de perforación Base Aceite.

Para lograr esta evaluación se estableció la formulación de sistemas de lodo Base Aceite de Emulsión Inversa y 100% Aceite de alta densidad (16, 17 y 18 Lpg) con propiedades reológicas y físico-químicas adecuadas para el buen desempeño del mismo en una labor de perforación. A estos sistemas preparados se les realizó una Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) para determinar la variación de la densidad del lodo causada por el asentamiento de la Barita, además estos resultados fueron ajustados a condiciones de pozo mediante el Índice de Asentamiento (S_i).

Los fluidos de perforación formulados son estables a nivel reológico, con alta viscosidad plástica y geles instantáneos, los resultados de la VST fueron muy elevados, de hasta 3 Lpg; los sistemas que presentaron menor asentamiento fueron los que tenían mayor Punto Cedente a Baja Tasa de Corte (LSRYP), demostrando que esta propiedad es determinante para la sedimentación de la Barita. El Índice de Asentamiento reduce drásticamente los resultados de la prueba de asentamiento, llevándolos a valores mínimos ($< 0,16$ Lpg); permitiendo ajustar y/o correlacionar los resultados de la VST con las condiciones operacionales del campo, para una mejor y más adecuada evaluación del asentamiento de la Barita.

+CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
SUMARIO	X
CONTENIDO	XI
LISTA DE FIGURAS	XV
LISTA DE TABLAS	XVI

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN	17
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.2. OBJETIVOS	19
1.2.1 Objetivo General	19
1.2.2 Objetivos Específicos	19

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS	20
2.1. ANTECEDENTES	20
2.2. BASES TEÓRICAS	21
2.2.1 Fluido de Perforación	21
2.2.2 Composición de los Fluidos de Perforación	21
2.2.3 Densificantes	22
2.2.3.1 Baritina o Barita	22
2.2.3.2 Carbonato de Calcio	23
2.2.4 Propiedades de los Fluidos de Perforación	23
2.2.4.1 Propiedades Reológicas	23
2.2.4.2 Propiedades Físicas	26

2.2.4.3	Propiedades Químicas.....	28
2.2.5	Funciones de los Fluidos de Perforación	29
2.2.6	Reología de los Fluidos.....	32
2.2.6.1	Esfuerzo de Corte (Ec).....	33
2.2.6.2	Tasa de Corte (Tc).....	33
2.2.7	Tipos de Fluidos.....	33
2.2.7.1	Fluidos Newtonianos.....	33
2.2.7.2	Fluidos No Newtonianos.....	34
2.2.8	Modelos Reológicos.....	37
2.2.8.1	Modelo Plástico de Bingham	37
2.2.8.2	Modelo de Ley Exponencial (Power Law)	37
2.2.8.3	Modelo de Ley Exponencial Modificado.....	39
2.2.9	Etapas de Flujo.....	39
2.2.10	Tipos de Fluidos de Perforación	40
2.2.10.1	Lodos Base Agua	40
2.2.10.2	Lodos Base Gaseosa.....	41
2.2.10.3	Lodos Base Aceite	41
2.2.11	Tipos de Lodo Base Aceite	41
2.2.11.1	Lodo Base Aceite con Control de Filtrado (Sistema Convencional)	41
2.2.11.2	Lodo Base Aceite con Relación 50/50	42
2.2.11.3	Lodo Base Aceite Sin Control de Filtrado (Sistema Relajado).....	42
2.2.11.4	Sistemas Sintéticos.....	42
2.2.11.5	Lodo 100 % Aceite	42
2.2.11.6	Lodo de Emulsión Inversa	43
2.2.12	Asentamiento de Barita.....	44
2.2.13	Pautas para el Asentamiento de Barita.....	45
2.2.13.1	Planificación del Pozo.....	45
2.2.13.2	Propiedades y Pruebas del Lodo	46

2.2.13.3	Prácticas de Operación.....	48
2.2.13.4	Monitoreo en el Pozo	49
2.2.14	Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST)	51
2.2.15	Índice de Asentamiento (S_i)	51

CAPÍTULO 3

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN..... 52

3.1.	Formulación de Fluidos de Perforación de Emulsión Inversa y 100% Aceite de diferentes densidades.....	52
3.2.	Establecimiento de las propiedades físico-químicas de los Fluidos de Perforación Formulados.	54
3.3.	Realización de la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I a los Fluidos de Perforación Formulados.....	59
3.4.	Evaluación del Índice de Asentamiento (S_i) de los Fluidos de Perforación Estudiados.	62

CAPÍTULO 4 65

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS 65

4.1.	Formulación de fluidos de perforación de Emulsión Inversa y 100% Aceite de diferentes densidades.	65
4.2.	Establecimiento de las propiedades físico-químicas de los fluidos de perforación formulados.	66
4.2.1	Densidad.....	66
4.2.2	Contenido de Sólidos	67
4.2.3	Filtrado HT-HP	67
4.2.4	Estabilidad Eléctrica	67
4.2.5	Viscosidad Plástica	68
4.2.6	Punto Cedente	69
4.2.7	Viscosidad Aparente	70

4.2.8	Fuerza Gel	71
4.2.9	LSRYP	73
4.3.	Realización de la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I a los fluidos de perforación formulados.....	74
4.4.	Evaluación del Índice de Asentamiento (S_i) de los fluidos de perforación estudiados.	76
4.4.1	Evaluación de los Factores del Índice de Asentamiento.....	76
4.4.1.1	Inclinación del Pozo (K_a).....	76
4.4.1.2	Diámetro del Pozo (K_d)	77
4.4.1.3	Perfil de Flujo Anular (K_f).....	77
4.4.1.4	Longitud de la Sección de Aumento de Ángulo (K_h).....	78
4.4.2	Evaluación del Índice de Asentamiento en los Sistemas Formulados	79
CONCLUSIONES.....		81
RECOMENDACIONES.....		83
BIBLIOGRAFÍA.....		84
APÉNDICE A		86
EQUIPOS Y SUSTANCIAS UTILIZADAS.....		86
APÉNDICE B		92
TABLAS Y FIGURAS.....		92
APÉNDICE C		108
MUESTRA DE CÁLCULO		108

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Reograma de un Fluido Newtoniano.	34
Figura 2.2. Reograma de un Fluido No Newtoniano.....	35
Figura 2.3. Modelo Plástico de Bingham.	37
Figura 2.4. Modelo de Ley Exponencial.....	38
Figura 4.1. Viscosidad Plástica A 150 °F De Los Sistemas Formulados.	69
Figura 4.2. Punto Cedente a 150 °F de los Sistemas Formulados.....	70
Figura 4.3. Viscosidad Aparente a 150 °F de los Sistemas Formulados.....	71
Figura 4.4. Fuerza Gel a 150 °F de los Fluidos De Emulsión Inversa.	72
Figura 4.5. Fuerza Gel a 150 °F de los Fluidos 100% Aceite.	72
Figura 4.6. LSRYP a 150 °F de los Sistemas Formulados.....	73
Figura 4.7. Cambios en el Peso del Lodo en Función de la Densidad.	75
Figura 4.8. Cambios en el Peso del Lodo en Función de LSRYP.	75
Figura 4.9. Índice de Asentamiento en Función del Ángulo del Pozo.	77
Figura 4.10. Índice de Asentamiento en Función del Diámetro del Pozo.	77
Figura 4.11. Índice de Asentamiento en Función del Perfil de Flujo Anular	78
Figura 4.12. S_i en Función de la Longitud de la Sección de Aumento del Ángulo.....	79
Figura 4.13. Índice de Asentamiento de los Sistemas Formulados.....	80

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1.	Densificantes.....	22
Tabla 3.1.	Formulación General de los Sistemas de Emulsión Inversa.	53
Tabla 3.2.	Formulación General de los Sistemas 100% Aceite.....	53
Tabla 3.3.	Inclinación del Pozo (Desde el Plano Vertical).....	63
Tabla 3.4.	Diámetro del Pozo.	63
Tabla 3.5.	Perfil de Flujo Anular.....	64
Tabla 3.6.	Longitud de la Sección de Aumento de Ángulo.....	64
Tabla 4.1.	Formulación de los Sistemas de Emulsión Inversa.....	65
Tabla 4.2.	Formulación de los Sistemas 100% Aceite.	66
Tabla 4.3.	Cambios en el Peso del Lodo de la VST.....	74
Tabla 4.4.	Índice de Asentamiento (S_i) en Función de Condiciones de Pozo Estándar para los Sistemas Formulados.....	80

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera la perforación es la base fundamental de la explotación de los yacimientos de hidrocarburos. A su vez, los fluidos de perforación son el factor de mayor importancia y control durante este proceso; debido a que éstos permiten controlar las presiones de las formaciones perforadas, mediante el empleo de sustancias denominadas densificantes que permiten elevar la densidad de los fluidos de perforación hasta los niveles requeridos, para así generar una columna hidrostática adecuada para contrarrestar las presiones de poro, y así lograr la estabilidad del pozo durante las labores de perforación.

Diversos problemas operacionales han sido reportados cuando se perfora con fluidos de perforación altamente densificados, debido al asentamiento del densificante empleado en la formulación del lodo. Las partículas del material densificante inerte, como la Barita, se sedimentan y forman una lechada de densidad muy alta o una “cama” en el lado bajo del pozo. Este problema trae como consecuencia grandes variaciones en la densidad del fluido de perforación y por ende reducción de la presión hidrostática proporcionada por la columna de lodo, que podría inducir a pérdidas de circulación, pega de tubería, empaquetamiento del pozo, inestabilidad del pozo y problemas de control del pozo.

En este sentido, se evaluará el asentamiento de la Barita en fluidos de perforación base aceite de alta densidad, mediante la formulación de muestras de lodos de Emulsión Inversa y 100% Aceite de diferentes densidades que posean unas propiedades reológicas óptimas para este tipo de fluido, estas muestras se someterán a una prueba de asentamiento para determinar las variaciones en el peso del lodo, y estos resultados se analizarán en base a las diferentes densidades estudiadas para los dos tipos de lodos formulados; para así evaluar los niveles, causas y consecuencias

del asentamiento de Barita en estos fluidos de perforación, y poder tomar las medidas necesarias para el control de esta problemática en el campo.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Evaluar el asentamiento de Barita en fluidos de perforación base aceite de alta densidad.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Formular fluidos de perforación de Emulsión Inversa y 100% Aceite de diferentes densidades.
2. Establecer las propiedades físico-químicas de los fluidos de perforación formulados.
3. Realizar Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I a los fluidos de perforación formulados.
4. Evaluar el Índice de Asentamiento (S_i) de los fluidos de perforación estudiados.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. ANTECEDENTES

Figuera. Estudió el uso de materiales densificantes como agentes sellantes de poros en arenas productoras mediante el diseño de su distribución granulométrica, fundamentado bajo los criterios de la regla de ponteo de Vickers. Las muestras de material densificante empleadas para el estudio fueron de Barita convencional y dos muestras de Barita fuera de especificaciones técnicas. La eficiencia en la formación del revoque a través de pruebas especiales de filtración se probó, comparando el efecto del ponteo de Barita con el Carbonato de Calcio de origen dolomítico especialmente micronizado. Se obtuvo una mayor eficiencia de sellado con el uso de Carbonato de Calcio, y se demostró que cualquier sólido pudiera ser utilizado como agente sellante con una óptima distribución de partículas de diferentes granulometrías, para adaptarlas a la geometría del medio poroso. ^[1]

Nieves y Salas. Evaluarón el comportamiento de un fluido de perforación con bajo contenido de sólidos densificantes realizando diferentes combinaciones de agentes densificantes (Barita, Orimatita, Barita Líquida y Barita Micronizada); con el fin de reducir el grado de daño causado a la formación, basando el estudio en pruebas de laboratorio. ^[2]

Mata. Planteó verificar la eficiencia de los humectantes nacionales e importados, por medio de ensayos de laboratorio. Por tal motivo se realizó un análisis técnico-económico a humectantes empleados en la formulación de fluidos de perforación 100% Aceite Mineral con densidad de 18,0 Lpg, con el fin de seleccionar el humectante que presente el mejor comportamiento mediante la simulación operacional con el estudio de las propiedades del fluido. Se llegó a la conclusión que

los humectantes nacionales presentan un buen rendimiento en comparación con los humectantes importados, siendo rentables técnica y económicamente. [3]

Rivero. Analizó la influencia que ejerce el fluido de Emulsión Inversa en el mejoramiento de la estabilidad de hoyos en las Formaciones Freites y Oficina del Campo Pato, estado Anzoátegui donde se han presentado una serie de eventos operacionales. El fluido de Emulsión Inversa permite, a través del efecto osmótico, controlar las lutitas que contienen minerales que generan problemas de inestabilidad en la Formaciones Freites y Oficina. La Formación Oficina presentó un alto nivel de inestabilidad tanto en los pozos perforados con fluidos de Emulsión Inversa como en aquellos donde se utilizó lodo 100% Aceite. [4]

2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1 Fluido de Perforación

Es una mezcla de una sustancia base que puede ser aire o gas, agua, aceite y combinación de agua y aceite con variado contenido y porcentaje de sólidos, como aditivos o productos, que cumplen funciones físico-químicas específicas, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar. En el lenguaje de campo, también es llamado barro o lodo de perforación. [5]

2.2.2 Composición de los Fluidos de Perforación

a.- El agua, el petróleo, gasoil: necesarios para la preparación del volumen de lodo requerido son añadidos desde la superficie, constituyen la fase continua.

b.- Las formaciones perforadas: líquidos o gases contenidos en ellas, sales ionizadas procedentes de formaciones salinas, son fuente importante en el lodo.

c.- Los aditivos: empleados para modificar las características de los lodos, son la fase dispersa del lodo. Agentes densificantes como la Barita, Carbonato de Calcio y sales solubles, arcillas viscosificantes, polímeros y agentes emulsificantes, hacen que los

lodos se espesen aumentando así su capacidad de transporte y suspensión de los recortes y materiales sólidos densificantes.^[6]

2.2.3 Densificantes

Son materiales que al ser suspendidos en el fluido de perforación, incrementan la densidad del mismo permitiendo controlar las presiones de formación, derrumbes en áreas geológicamente inestables. Cualquier sustancia que posea una densidad más alta que el agua (8,33 Lpg) y que se pueda adicionar a un sistema sin que afecte sus propiedades, puede ser utilizada como densificante, los densificantes más usados se pueden ver en la Tabla 2.1.^[6]

Tabla 2.1 Densificantes.^[6]

Densificantes	Gravedad Especifica (γ)
Galena (PbS)	7,4–7,7
Hematita (Fe ₂ O ₃)	4,9–5,3
Magnetita (Fe ₃ O ₄)	5,0–5,2
Baritina (BaSO ₄)	4,2–4,5
Siderita (CO ₃ Fe)	3,7–3,9
Dolomita (CO ₃ Ca CO ₃ Mg)	2,8–2,9
Calcita (CO ₃ Ca)	2,6 –2,8

2.2.3.1 Baritina o Barita

Del griego baros ("pesado", palabra que también dio origen al Bario), es un mineral de la clase de los sulfatos y del tipo AXO₄. Químicamente es el Sulfato de Bario (BaSO₄). Forma el grupo de su nombre, en él se incluyen la Celestina (SrSO₄) y la Anglesita (PbSO₄). Principalmente se usa en la industria del petróleo debido a su alta gravedad específica (4,2-4,5), y que al ser mezclada la Barita no produce reacción química en el lodo de perforación, es decir; es inerte.^[7]

2.2.3.2 Carbonato de Calcio

Es un sólido pulverizado metamórfico y con un amplio rango de tamaño de partícula, que se utiliza como agente de puenteo en los fluidos de perforación de base sintética, agua y aceite. Su gravedad específica es de 2,7. La apariencia del producto es un polvo blanco no higroscópico su densidad total es de 1.009 kg/m^3 (63 lb/pe^3). Generalmente, son suficientes concentraciones 5 a 10 lb/bbl para evitar la pérdida de fluido en los sistemas de fluidos de perforación. En la preparación de píldoras para minimizar pérdidas elevadas, se utilizan concentraciones de 20 a 50 lb/bbl).^[8]

2.2.4 Propiedades de los Fluidos de Perforación

2.2.4.1 Propiedades Reológicas

a.- Viscosidad

Es el término reológico más conocido. En su sentido más amplio, la viscosidad se puede describir como la resistencia al flujo de una sustancia. Es el esfuerzo cortante de un fluido dividido por el correspondiente índice de corte, es decir, viscosidad es igual a esfuerzo de corte sobre velocidad de corte.^[9]

b.- Viscosidad de Embudo

La viscosidad de embudo se mide usando el viscosímetro de Marsh. Es el número de segundos requeridos para que un cuarto (946 ml) de lodo pase a través de un tubo de 3/16 pulgadas, colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo. La viscosidad de embudo se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido. Debería usarse en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido.^[6,9]

c.- Viscosidad Aparente

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 cedente. La viscosidad aparente en centipoises, tal como se determina con el viscosímetro de indicación directa, es igual a la mitad de la lectura a 600 RPM (Ecuación 2.1). En un fluido Newtoniano, la viscosidad aparente es numéricamente idéntica a la viscosidad plástica. ^[10]

$$VA = L600/2 \quad (\text{Ec. 2.1})$$

d.- Viscosidad Plástica

Resistencia del fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. Es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo.

La concentración de los sólidos juega papel de importancia en el control de la viscosidad plástica. Un cambio en el tamaño (reducción) de las partículas sólidas, un cambio en la forma de las mismas o una combinación de ambas, todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos se reflejará en el incremento de los valores de la viscosidad plástica. Existen tres formas de controlar la concentración de los sólidos perforados: Dilución, sedimentación y control mecánico de los mismos.

La unidad utilizada para su medición es el centipoise y se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional tomando la lectura de 600 RPM y restándole la de 300 RPM (Ecuación 2.2). ^[6]

$$VP = L600 - L300 \quad (\text{Ec. 2.2})$$

e.- Punto Cedente

Resistencia de un fluido a fluir, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las

partículas dispersas en la fase fluida del lodo, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del lodo.

Valores altos de punto cedente pueden tener varias causas: presencia de contaminantes como Sal, Cemento o Anhidrita, pueden provocar la floculación de la Arcilla. Un aumento en la concentración de sólidos aumenta el número de cargas de superficie y disminuye la distancia entre ellas. Para su tratamiento se pueden añadir sustancias químicas que anulen el efecto de las cargas eléctricas sobre las Arcillas (Fosfatos, Taninos, Lignosulfonatos). Todo aquello que produzca floculación en un lodo, determinara un incremento en el punto cedente.

Al igual que la viscosidad plástica, se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional y no es más que la lectura a 300 RPM menos el valor de viscosidad plástica (Ecuación 2.3).^[6]

$$PC = L300 - VP \quad (\text{Ec. 2.3})$$

f.- Punto Cedente a Baja Velocidad de Corte (LSRYP)

Puede ser determinado usando las indicaciones a 3 y 6 RPM de un viscosímetro de velocidad variable. Se calcula usando la Ecuación 2.4.^[9]

$$LSRYP = (2 \times L3) - L6 \quad (\text{Ec. 2.4})$$

g.- Fuerza de Gel

El fluido de perforación debe poseer características tixotrópicas que le permitan desarrollar una estructura de gel rígida o semi- rígida durante períodos de reposo, con la finalidad de poder cumplir con las funciones primordiales del lodo de perforación como lo es la suspensión de sólidos indeseables cuando se está realizando un viaje de tubería.

La aparición de problemas en un fluido de perforación se observa con la ocurrencia de geles progresivos o de geles instantaneos. Un amplio margen entre el gel inicial (10 segundos) y el gel final (10 minutos) se denomina gel progresivo e

indica acumulación de sólidos. Cuando ambos valores de gel son elevados se esta en presencia de floculación.

Para el cálculo de esta fuerza de gel se hacen dos mediciones: después de 10 segundos (gel inicial) y a los diez minutos (gel final), utilizando un viscosímetro rotacional a baja revolución. ^[6]

h.- Viscosidad a Baja Velocidad de Corte y Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV)

A través de numerosos estudios de laboratorio y en base a la experiencia de campo, se ha determinado que los valores de viscosidad a baja velocidad de corte (6 y 3 RPM) tienen un mayor impacto sobre la limpieza del pozo que el punto cedente, además de proporcionar la suspensión de Barita bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas.

Además de las indicaciones de 6 y 3 RPM, se ha determinado que la viscosidad de muy baja velocidad de corte (LSRV) creada por la red de polímeros en los sistemas de FLO-PRO es crítica para la limpieza del pozo y la suspensión de sólidos en pozos horizontales y de alto ángulo. Esta LSRV se mide usando un viscosímetro de Brookfield a una velocidad de corte de 0,3 RPM (el equivalente de 0,037 RPM en un viscosímetro VG). Estas propiedades reológicas de bajo corte llenan el vacío entre las medidas dinámicas tradicionales de VP y PC, y las medidas estáticas del esfuerzo de gel. ^[9]

2.2.4.2 Propiedades Físicas

a. Densidad

Peso por unidad de volumen. Generalmente se le da el nombre de peso del lodo y está expresado en libras por galón, libras por pie cúbico. La densidad del lodo depende del tipo de líquido utilizado y del material que se le adicione.

Durante la perforación de un pozo, el control de la densidad del lodo juega papel importante. La prevención y control del influjo de fluidos desde la formación al pozo,

permite que el proceso de perforación sea llevado a cabo de una forma segura. El peso o densidad del lodo debe ser suficiente para contener el o los fluidos de la formación, pero su valor no debe ser demasiado alto como para fracturar la formación y originar pérdidas de circulación.

Altas densidades provocarán altas presiones hidrostáticas, las cuales tienen gran influencia en las tasas de penetración, que se verán reducidas a medida que la densidad es mayor. La mecha encontrará mayor oposición a penetrar las formaciones por efecto de presión en la cara posterior de la mecha de perforación.

A nivel de laboratorio y en el campo, la densidad del lodo se mide utilizando la Balanza de Lodos, Balanza Presurizada y el Densistómetro. ^[6]

b. Filtración

El fluido de perforación cuando se coloca sobre o se le hace circular a través de una formación permeable, perderá parte de su fase líquida hacia el interior de esa formación. Los sólidos del lodo se depositarán sobre las paredes del pozo formando una capa llamada revoque.

En los lodos base agua, el filtrado es agua y en un fluido base aceite el filtrado es aceite o gasoil. La filtración o pérdida de filtrado es el volumen de ese filtrado del lodo; este proceso debe ser controlado durante la perforación para asegurar un funcionamiento exitoso del lodo. Para esto es necesario controlar la cantidad o velocidad de filtración, control del espesor y textura del revoque. Debe existir una presión diferencial positiva entre el pozo y la formación para que pueda ocurrir la filtración. Esta presión diferencial es la diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación.

En el pozo ocurren dos tipos de filtraciones: Dinámica y Estática. La dinámica tiene lugar cuando el lodo está circulando, el revoque se erosiona y por lo tanto es más delgado que el revoque estático, pero sin embargo la pérdida de filtrado es mayor. La filtración estática tiene lugar cuando el lodo no está en movimiento, el revoque se hace más grueso con el tiempo dado que el revoque restringe el flujo de

filtrado, la tasa o velocidad de filtración con el tiempo. En el laboratorio, la filtración estática se mide con ensayos a baja presión o a alta presión y alta temperatura (HT-HP -500 Lpc de presión diferencial y temperatura >200° F). [6]

c. Concentración o Contenido de Sólidos

Cantidad total de sólidos en un lodo, tal como se determina por destilación: incluye tanto los sólidos disueltos como los suspendidos no disueltos. Se expresa habitualmente en porcentaje por volumen. El contenido de sólidos suspendidos puede ser una combinación de sólidos de alto y bajo peso específico, así como de sólidos nativos y comerciales. Este se determina mediante el equipo Retorta Kit. [10]

2.2.4.3 Propiedades Químicas

a.- pH

El pH es una medida de la acidez o basicidad de una solución. El pH es la concentración de iones hidronio $[H_3O^+]$ presentes en determinada sustancia. Existen dos métodos principales par determinar el pH de los lodos: el método colorimétrico y el método electrométrico. [11]

b.- Análisis de Cloruros

Permite determinar la concentración en ppm del ión cloruro en el filtrado de un fluido de perforación. La determinación de la salinidad o contenido de cloruros del sistema es de suma importancia ya que permite determinar la presencia de estratos con sal o formaciones con agua salada que pueden contaminar al lodo. [6]

c.- Dureza

Es un ensayo de laboratorio que permite determinar la concentración de iones calcio en el filtrado de un fluido de perforación. [6]

2.2.5 Funciones de los Fluidos de Perforación

a.- Retirar los recortes del pozo.

Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena. A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la Velocidad de Penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

b.- Controlar las presiones de la formación.

Una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando Barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo.

c.- Suspender y descargar los recortes.

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El material densificante que se sedimenta

constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo.

d.- Obturar las formaciones permeables.

Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.

e.- Mantener la estabilidad del agujero.

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras.

f.- Minimizar los daños al yacimiento.

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de

perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

g.- Enfriar, lubricar y apoyar la mecha y el conjunto de perforación.

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la mecha y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la mecha y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. Las mechas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación.

h.- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la mecha.

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la mecha. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la mecha y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD).

i.- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.

Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación, técnicos llamados registradores de lodo (Mud Loggers) controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas.

j.- Controlar la corrosión.

Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros.

k.- Facilitar la cementación y la completación.

La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas.

l.- Minimizar el impacto al ambiente.

Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables.^[9]

2.2.6 Reología de los Fluidos

Ciencia que estudia la capacidad y comportamiento del flujo de fluidos. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte.^[6,9]

Se entiende por fluido cualquier sustancia que se deforma constantemente cuando es sometida a esfuerzos de corte (cizallamiento) por muy pequeño que este sea. La Viscosidad de un fluido esta definida como la relación entre Esfuerzo de Corte y Tasa de Corte.^[6]

2.2.6.1 Esfuerzo de Corte (Ec)

Es el esfuerzo tangencial que tiende a deformar el elemento fluyente y esta expresado en dinas/cm². A nivel de campo, puede considerarse el esfuerzo de corte como la presión ejercida durante la circulación del lodo o presión de bomba. ^[6]

2.2.6.2 Tasa de Corte (Tc)

Es la velocidad a la cual se desenvuelve el Esfuerzo de Corte en el fluido en comportamiento dinámico de desplazamiento, esta expresada en seg⁻¹. En el campo, la Tasa de Corte esta relacionada con la velocidad del fluido en el espacio anular, por lo tanto, es función del caudal o tasa de bombeo y de la capacidad anular. ^[6]

2.2.7 Tipos de Fluidos

Basado en su comportamiento de flujo, los fluidos se pueden clasificar en dos tipos diferentes: newtonianos y no newtonianos. ^[9]

2.2.7.1 Fluidos Newtonianos

En estos fluidos, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte, como lo indica la Figura 2.1. Los puntos forman una línea recta que pasa por el punto de origen (0,0) del gráfico según coordenadas cartesianas. La viscosidad de un fluido newtoniano es la pendiente de esta línea de esfuerzo de corte/velocidad de corte. El esfuerzo de cedencia (esfuerzo requerido para iniciar el flujo) de un fluido newtoniano siempre será cero (0). ^[9]

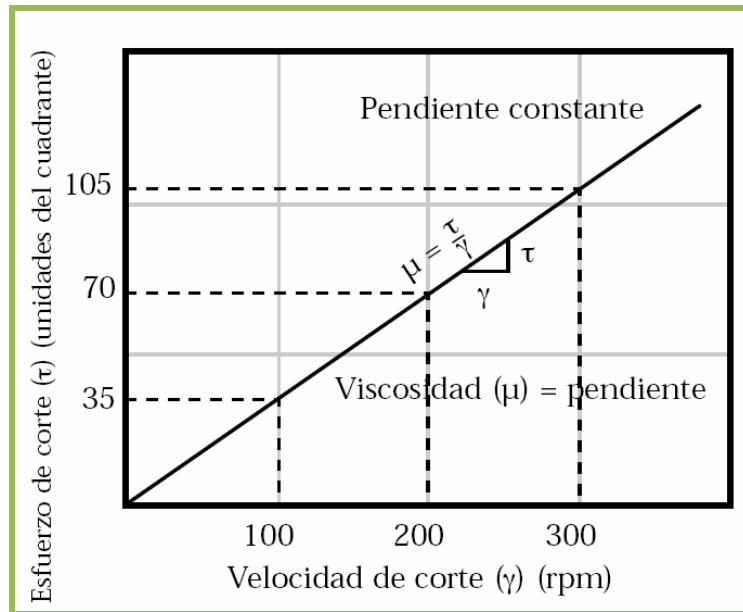


Figura 2.1 Reograma de un Fluido Newtoniano. ^[9]

2.2.7.2 Fluidos No Newtonianos

Los fluidos no newtonianos demuestran una relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte, de la manera ilustrada en la Figura 2.2. La relación de esfuerzo de corte a velocidad de corte no es constante, sino diferente a cada velocidad de corte. Esto significa que un fluido no newtoniano no tiene ninguna viscosidad única o constante que pueda describir su comportamiento de flujo a todas las velocidades de corte. ^[9]

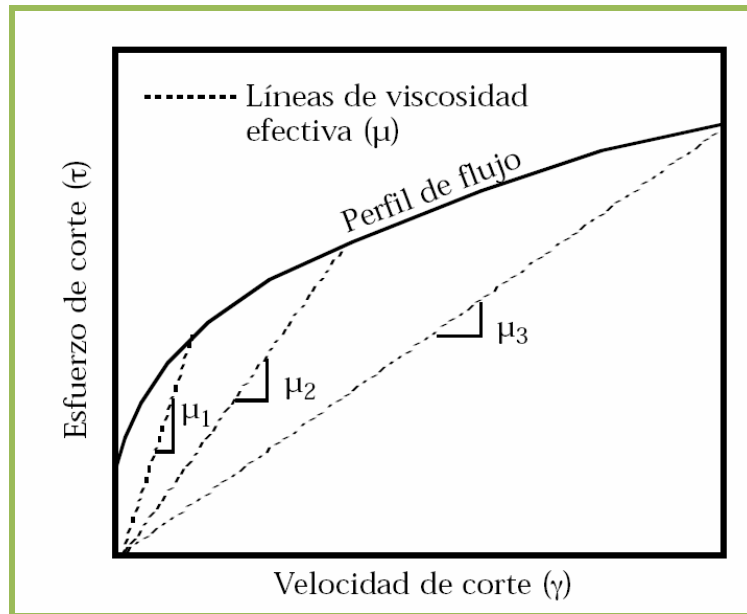


Figura 2.2 Reograma de un Fluido No Newtoniano. ^[9]

Los fluidos No Newtonianos se clasifican de la siguiente manera, en función de su comportamiento con el tiempo: ^[6]

a.- Comportamiento Independiente del Tiempo

✓ **Fluidos Plásticos**

Envuelve a la mayoría de los fluidos de perforación. Requieren de una velocidad mínima de cizallamiento igual al punto cedente para iniciar el movimiento. Su comportamiento reológico es expresado por la ecuación de Bingham: ^[6]

$$E_c = PC + (VP \times TC) \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

Ec: Esfuerzo de Corte (lb/100pie²)

PC: Punto Cedente (lb/100pie²)

VP: Viscosidad Plástica (cps)

Tc: Tasa de corte (RPM)

✓ Fluidos Pseudoplásticos

Requieren de una presión mayor que cero para comenzar el movimiento. La viscosidad aparente disminuye al aumentar la tasa de corte hasta un punto donde la velocidad se hace constante. Se caracteriza porque el punto cedente es igual a cero.

Al aumentar la tasa de corte, disminuye la viscosidad aparente o sea disminuye la lectura de 600 RPM y aumenta el punto cedente. Su comportamiento reológico esta descrito por la ley de Potencia (Power Law). Como ejemplo de este tipo de fluidos se tienen: polímeros, resinas, pinturas y lodos de perforación. [6]

✓ Fluidos Dilatantes

Constituidos por una alta concentración de sólidos dispersos, la viscosidad aparente aumenta al aumentar la tasa de corte. El punto cedente es igual a cero. La ecuación que lo describe es el modelo de ley Exponencial. [6]

b.- Comportamiento en Función del Tiempo

✓ Fluidos Tixotrópicos

La Tixotropía es la capacidad que tienen los fluidos de desarrollar con el tiempo una resistencia de gel., El lodo adquiere una consistencia gelatinosa si se deja en reposo, pero al agitarse nuevamente regresa a su estado original.

En este tipo de fluidos, el esfuerzo de corte no sigue una relación proporcional con respecto al aumento o disminución de la tasa de corte. Como ejemplo de este tipo de fluido se tienen los lodos de perforación base agua, base aceite, tintas, pinturas. [6]

✓ Fluidos Reopéticos

Son aquellos que desarrollan una estructura en función del tiempo a cierta tasa de corte. El Yeso en agua tarda 40 minutos en fraguar si se le deja en reposo, pero si se agita constantemente, tarda solamente 20 minutos. [6]

2.2.8 Modelos Reológicos

Los modelos reológicos están basados en la relación esfuerzo de corte-tasa de corte, y permiten describir el comportamiento reológico de los fluidos en el espacio anular. [6]

2.2.8.1 Modelo Plástico de Bingham

Es el modelo reológico mas empleado en el campo por su simplicidad, ya que provee una base excelente para el tratamiento de lodo. Se utiliza un Viscosímetro de dos velocidades 600 y 300 RPM cuyos valores se grafican en papel de coordenadas rectangulares, se unen estos dos puntos obteniéndose una recta cuyo punto de intersección con el eje vertical corresponde al punto cedente y la pendiente de la recta corresponde a la viscosidad plástica. [6]

$$\text{Lectura del dial} = PC + VP/L300 \quad (\text{Ec. 2.6})$$

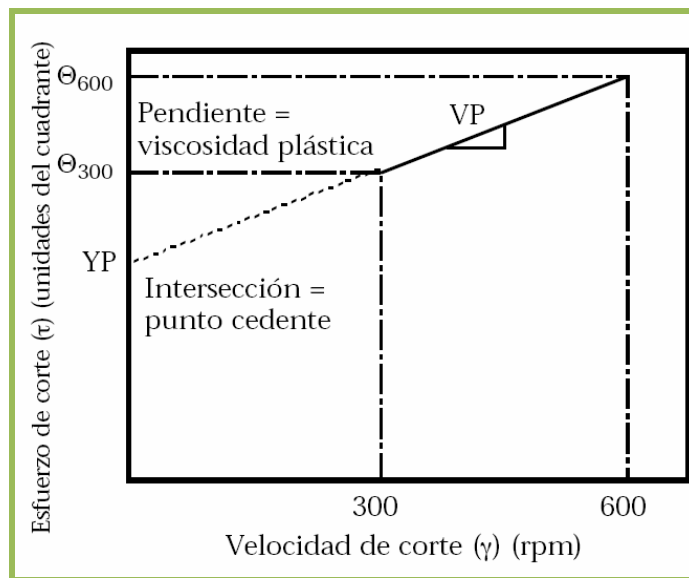


Figura 2.3 Modelo Plástico de Bingham. [9]

2.2.8.2 Modelo de Ley Exponencial (Power Law)

Esta representado por la ecuación obtenida de la recta al graficar E_c vs T_c en papel log-log.

$$Ec = k (Tc)^n \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde n y k son los índices de comportamiento de flujo y de consistencia de flujo. El valor de n es adimensional y k se expresa en Lbs/100 pies²-rpm². En papel de coordenadas rectangulares, el reograma de Ec vs Tc para la ley Exponencial no es una línea recta sino una curva.

La incorporación de sólidos al sistema, hacen al fluido menos Newtoniano y el valor de n es menor de 1.0. Cuanto más bajo es el valor de n, menos Newtoniano es el fluido y mayor es la reducción de viscosidad por corte. El valor de n depende del tipo de viscosificador y se controla con adelgazantes químicos. K es el valor de consistencia de flujo laminar, se le considera similar a la viscosidad plástica ya que un aumento de k indica generalmente un aumento del contenido de sólidos.

En un lodo, los valores de n y k se determinan por medio de las lecturas del dial del Viscosímetro Fann a 600 y 300 RPM. La ley exponencial ofrece la desventaja de no tomar en consideración la tensión de cedencia, es decir, la resistencia interna que debe ser vencida para que el lodo comience a fluir. [6]

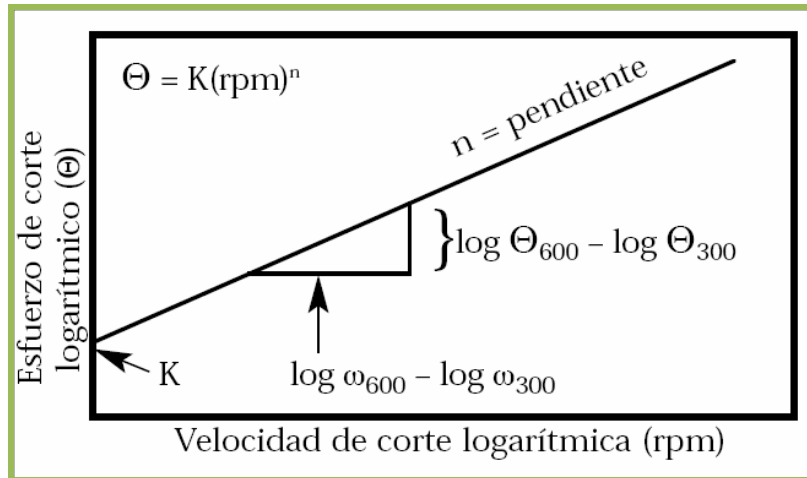


Figura 2.4 Modelo de Ley Exponencial. [9]

2.2.8.3 Modelo de Ley Exponencial Modificado

El modelo de Ley Exponencial no describe totalmente a los fluidos de perforación, porque no tiene un esfuerzo de cedencia y calcula un valor demasiado bajo de la LSRV (viscosidad a muy baja velocidad de corte). El modelo de Ley Exponencial modificada, o modelo de Herschel-Bulkley, puede ser utilizado para tomar en cuenta el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido (esfuerzo de cedencia). Está claro que el modelo de Ley Exponencial modificada se parece más al perfil de flujo de un lodo de perforación típico. Matemáticamente, el modelo de Herschel-Bulkley es el siguiente: ^[9]

$$E_c = PC + k (Tc)^n \quad \text{Ec. 2.8}$$

2.2.9 Etapas de Flujo

a.- No Flujo

La presión de la bomba es insuficiente para mover el fluido. La máxima fuerza aplicada es igual al punto cedente. ^[6]

b.- Flujo Tapón

La presión de la bomba es suficiente para mover el fluido. La presión aplicada supera el punto cedente verdadero, pero es menor que el punto cedente falso o de Bingham. El fluido en flujo tapón tiene gran capacidad de limpieza y es característico de los lodos no dispersos. ^[6]

c.- Flujo Laminar

- ✓ **Incompleto:** la presión de la bomba es suficiente para vencer la fuerza de fricción entre el fluido con la pared del pozo y la tubería de perforación. ^[6]

- ✓ **Completo:** a medida que se incrementa la presión, aumenta la velocidad en el centro del espacio anular. El perfil de velocidades se asemeja a una parábola. Entre más agudo es el perfil, mayor será la zona de baja velocidad y por consiguiente menor será la limpieza del hoyo. ^[6]

d.- Flujo Turbulento

Posee un perfil de velocidades parecido al del flujo tapón, con la diferencia de que el movimiento de las partículas es en forma desordenada. En el campo, el flujo turbulento se logra al aumentar la presión y las emboladas de la bomba de lodo, consiguiendo aumentar de esta forma la velocidad anular. ^[6]

2.2.10 Tipos de Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación se pueden clasificar en tres grandes grupos: lodos base agua, lodos base gaseosa y lodos base aceite. ^[6]

2.2.10.1 Lodos Base Agua

Son aquellos en los cuales la fase continua es el agua y es el medio de suspensión de los sólidos. Entre los lodos base agua se pueden encontrar:

- ✓ Lodos de Agua Fresca no- inhibidos.
- ✓ Lodos de Agua Fresca.
- ✓ Lodos Nativos.
- ✓ Lodos de Agua-Bentonita.
- ✓ Lodos con Taninos -Soda Cáustica.
- ✓ Lodos Base Agua Inhibidos.
- ✓ Lodos de Salmueras de Formiato.
- ✓ Lodo a base de Polímeros y KCl.
- ✓ Lodos tratados con Cal.
- ✓ Lodos tratados con Yeso.
- ✓ Lodos tratados con Lignosulfonato de Cromo.

- ✓ Lodos en agua salada.
- ✓ Lodos de Bajo Coloide. ^[6]

2.2.10.2 Lodos Base Gaseosa

Son fluidos de perforación cuya fase continua está constituida por gas o aire, es utilizado en áreas donde las pérdidas de circulación son severas y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que este tipo de fluido permite obtener altas tasas de penetración. Los fluidos de base gas más utilizados son:

- ✓ Lodo con Aire.
- ✓ Lodos Espumosos con Niebla. ^[6]

2.2.10.3 Lodos Base Aceite

Los lodos en base aceite consisten en una fase continua de aceite en la cual están suspendidos arcilla y otros sólidos. En los lodos de Emulsión Inversa el agua está suspendida en una fase continua de aceite.

Los lodos base aceite son usados en operaciones especiales de perforación, como perforando a temperaturas extremadamente altas, en formaciones muy sensibles al agua donde no se pueden usar lodos en base agua, y en la penetración de zonas productivas que podrían ser dañadas por lodos base agua. ^[12]

2.2.11 Tipos de Lodo Base Aceite

2.2.11.1 Lodo Base Aceite con Control de Filtrado (Sistema Convencional)

Se aplican en áreas con zonas de pérdida de circulación o en formaciones con presión subnormal. Son sistemas bastante estables y resistentes a la contaminación y a altas temperaturas. Entre sus desventajas está la disminución de la tasa de penetración y el alto costo inicial; para su preparación se puede utilizar aceite diesel o aceite mineral. Ejemplo de estos sistemas: Invermul, Enviromul, Versadril, Versaclean. ^[6]

2.2.11.2 Lodo Base Aceite con Relación 50/50

Este sistema se utiliza en zonas ambientalmente sensibles, donde el descarte de rípios es problemático; de allí que la cantidad de aceite a usar se reduce. Debido a esto, la emulsión formada es poco estable y requiere de grandes cantidades de emulsificantes para poder mantener la estabilidad eléctrica entre 200-300 Voltios. Su costo de mantenimiento y el consumo de Cloruro de Calcio son altos. ^[6]

2.2.11.3 Lodo Base Aceite Sin Control de Filtrado (Sistema Relajado)

En su formulación no está el emulsificante primario ni Lignito como controlador de filtrado; se logra mejorar la tasa de penetración y minimizar costos iniciales del lodo, es un sistema poco estable a altas temperaturas y requiere un mayor consumo de aceite. ^[6]

2.2.11.4 Sistemas Sintéticos

Son sistemas que utilizan en su preparación bien sea un aceite sintético, un aceite a base de éter o un aceite farmacéutico. Están formulados principalmente por una poli-alfa-olefina (PAO) y una salmuera; el PAO es un líquido sintético que no contiene componentes aromáticos. Se utilizan en su preparación emulsificantes primarios, humectantes, arcillas organofílicas, cal y en caso necesario se pueden utilizar modificadores reológicos.

Son sistemas con muy elevados costos por barril, por lo cual se requiere realizar estudios previos de factibilidad económica para su aplicación; además, son sensibles a la contaminación con Calcio o Yeso y a temperaturas mayores de 300 °F. ^[6]

2.2.11.5 Lodo 100 % Aceite

Es un sistema de lodos que tiene como característica principal no contener agua, está formulado totalmente a base de aceite mineral o de otra naturaleza. El grado de

toxicidad de un producto se conoce mediante pruebas basadas en el ensayo de 96 horas LC50, mediante el cual se determina la concentración en ppm, que causa la muerte al 50 % de la especie marina durante un tiempo de exposición de 96 horas. Las especies utilizadas para esta prueba son camarones de la clase Mysidopsis.

El sistema 100% Aceite se utiliza para la toma de núcleos en forma original y sin alteración; utiliza un emulsificante débil el cual absorbe agua de la formación y la emulsiona de manera efectiva en el lodo, para no producir daños a la formación.

Utiliza como controlador de filtrado un asfalto especial que no contiene surfactantes e igualmente como el resto de los lodos base aceite, utiliza Cal viva en pequeñas concentraciones, la cual reaccionará con el emulsificante para formar un detergente en el caso de producirse una invasión de agua proveniente de la formación.

Los aceites 100% son poco tolerantes a la contaminación con agua (solo hasta 5%), y en caso de tener más de 5% de invasión de agua, es fácil conseguir la conversión a una Emulsión Inversa. Además, este sistema presenta pérdidas de volumen en superficie como producto de la gran adherencia del lodo con el ripio.

Entre algunos de los sistemas 100% aceite se tienen: Baroid 100, Trudrill, Uni-Mul-Lt, Carboclean, Versaclean. ^[6]

2.2.11.6 Lodo de Emulsión Inversa

Una mezcla heterogénea de dos líquidos (aceite y agua), uno disperso dentro del otro, crean una emulsión, la cual requiere de un agente emulsificante para que sea estable. Los lodos inversos están basados en una emulsión donde el agua es la fase dispersa y el aceite la fase continua. El agua no se mezcla con el aceite pero permanece suspendida formando pequeñas gotas. Característica principal de una buena emulsión es la no separación de las fases.

El agua dispersa en forma de gotas, tiende a actuar como un sólido. A medida que se aumenta la cantidad de agua emulsionada, aumentará la viscosidad.

Al aumentar la concentración de aceite, un lodo inverso se hace más fluido. La dilución en aceite bajará la viscosidad, bajando la concentración total de sólidos y agua. El agua actúa como viscosificante y contribuye sustancialmente a los geles, control de filtrado y suspensión de la Barita. Las gotitas emulsificadas más pequeñas, producen mayores viscosidades, mejor suspensión del material y menor filtrado. ^[6]

2.2.12 Asentamiento de Barita

Es la sedimentación de Barita que causa grandes variaciones en la densidad del lodo. Es una de las principales causas de preocupación, especialmente cuando lodos densificados son usados en la perforación de pozos direccionales y de alcance extendido. El asentamiento está generalmente relacionado con ángulos del pozo de 50 a 80°, bajas velocidades anulares y lodos limpios de baja viscosidad. Las posibles consecuencias incluyen pérdida de circulación, pega de la tubería, empaquetamiento del pozo, inestabilidad del pozo y problemas de control del pozo.

El asentamiento es afectado por numerosos factores relacionados con las prácticas de perforación y las propiedades del lodo, las cuales deben ser manejadas correctamente para lograr un control satisfactorio. Aunque antes se pensaba que el asentamiento ocurría con mayor frecuencia en los Lodos Base Aceite o los Lodos Base Sintético, debido a la disminución de la viscosidad causada por el calor, el asentamiento ha sido observado en todos los tipos de fluidos de perforación densificados.

El asentamiento ocurre cuando las partículas del material densificante inerte (Barita, Hematita, etc.) se sedimentan y forman una lechada de densidad ultra-alta o una “cama” de Barita en el lado bajo del pozo. En general, las camas de Barita pueden formarse en pozos desviados 30° o más que son perforados con pesos de lodo mayores que 12 Lpg. A ángulos de hasta 75°, las camas pueden derrumbarse (deslizarse o fluir hacia el fondo del pozo). Después de un viaje, la circulación subsiguiente del lodo revela una amplia variación en el peso del lodo.

El asentamiento puede ser minimizado ajustando las propiedades reológicas, la composición y la formulación del lodo. Sin embargo, el asentamiento es un problema que no está relacionado solamente con las propiedades del lodo. Puede ser inducido en prácticamente cualquier pozo direccional por la circulación de un lodo densificado a caudales bajos, tal como cuando se acondiciona el lodo antes de colocar la tubería de revestimiento.

Si no está bien suspendido, el material densificante se sedimentará a partir de una columna de fluido estática. En los pozos verticales, la sedimentación retardada que tiene lugar es sensiblemente más lenta que la velocidad de sedimentación libre de una sola partícula. La sedimentación disminuye aún más cuando estructuras de gel se forman y mejoran la suspensión. Sin embargo, si la columna está en un plano inclinado, la velocidad de sedimentación aumentará considerablemente.

Está claro que el proceso de asentamiento conlleva tres mecanismos claves: la sedimentación dinámica, la sedimentación estática y la caída. Los tratamientos del lodo deberían tratar el mecanismo apropiado. Si se intenta resolver problemas dinámicos con soluciones estáticas, esto puede causar la pérdida de circulación o dificultades de este tipo. Por ejemplo, los altos esfuerzos de gel sólo pueden reducir la sedimentación estática. Hubo un momento en que se pensaba que el asentamiento era un problema estático típico, porque los síntomas están relacionados con las condiciones estáticas en el pozo. Sin embargo, como la mayoría de las camas de Barita se forman durante la circulación, el asentamiento es un problema que está principalmente relacionado con la sedimentación dinámica.^[9]

2.2.13 Pautas para el Asentamiento de Barita

2.2.13.1 Planificación del Pozo

a.- Tipo de Pozo

Los pozos direccionales con una inclinación $>30^\circ$ que son perforados con densidades de lodo >12 Lpg (SG $>1,44$) tienen muchas posibilidades de sufrir problemas de asentamiento. Debido al margen potencialmente estrecho entre la presión poral y el

gradiente de fractura, los pozos de alcance extendido y los pozos direccionales de aguas profundas son especialmente críticos. Los caudales disponibles para estos pozos pueden estar limitados debido a las pérdidas de presión y a las herramientas.

b.- Ambiente del Pozo

La temperatura y la presión afectan la composición del lodo. Las temperaturas elevadas causan la disminución de la viscosidad del lodo y aumentan las tendencias de asentamiento.

c.- Ángulo y Perfil del Pozo.

Los ángulos más críticos para el asentamiento son los que están comprendidos entre 60 y 75°.

d.- Diseño de la Tubería de Revestimiento

Evitar diseños de la tubería de revestimiento y situaciones que producen bajas velocidades anulares.

e.- Diámetro del Pozo

Se han producido problemas de asentamiento en pozos con tamaños mayores que 6 pulgadas. La luz del espacio anular, la excentricidad y el diámetro de la tubería de perforación son factores claves. ^[9]

2.2.13.2 Propiedades y Pruebas del Lodo

a.- Tipo de Lodo

El asentamiento puede ocurrir en todos los tipos de lodo que usan material densificante para aumentar su densidad. El asentamiento puede ser sensiblemente más bajo en los lodos base agua, si se están perforando formaciones reactivas.

b.- Peso del Lodo

Lodos con densidades >12 lb/gal ($SG>1,44$) son propensos al asentamiento en los pozos direccionales.

c.- Reología

Los valores altos de reología y esfuerzos de gel a baja velocidad de corte reducen el asentamiento. Los modificadores de reología a base de arcilla pueden ser más eficaces que los productos de ácidos grasos en los lodos base aceite (OBM) y los lodos base sintético (SBM) recién preparados. Para algunos lodos usados en las aplicaciones de aguas profundas, los ajustes de la reología para contrarrestar los efectos de las bajas temperaturas pueden agravar el asentamiento.

d.- Esfuerzo de Cedencia

El LSRYP es un buen indicador para las propiedades reológicas relacionadas con el asentamiento. Para la mayoría de los pozos, el LSRYP debería ser mantenido encima del rango de 7 a 15 lb/100pie². Los pozos de mayor tamaño suelen requerir valores más altos de LSRYP.

e.- Pruebas

Las pruebas de asentamiento deberían ser realizadas en el laboratorio durante la planificación del pozo, y en el laboratorio/campo durante la perforación. Los pozos de ATAP pueden exigir pruebas de ATAP bajo las condiciones esperadas del pozo.

f.- Relación Aceite/Agua

Las adiciones de aceite/sintético diluyen los OBMs y SBMs y aumentan el potencial de asentamiento. Los modificadores de reología pueden compensar la pérdida de viscosidad; sin embargo, algunos modificadores de Reología exigen que una cantidad suficiente de agua esté disponible.

g.- Concentración de Agentes Tensioactivos

Los niveles de agentes humectantes en los fluidos no acuosos deben ser suficientes para impedir la aglomeración de Barita. Se debe evitar el sobre tratamiento para impedir reducciones indeseables de la viscosidad.

h.- Aditivos de Filtrado

Bajo ciertas circunstancias, los problemas de asentamiento pueden ser agravados por las reducciones de la viscosidad causadas por los aditivos de control de filtrado. Esto reafirma la necesidad de evaluar las formulaciones e interacciones específicas del lodo.^[9]

2.2.13.3 Prácticas de Operación

a.- Operaciones Según los Caudales

El asentamiento de Barita es predominantemente un problema de sedimentación dinámica en el cual las camas se forman durante periodos de bajas velocidades de circulación. Los periodos largos de bajos caudales agravan el asentamiento, aunque las otras variables claves estén dentro de los límites aceptables. Las camas deberían ser eliminadas antes de sacar la tubería, usando altos caudales y altas velocidades de rotación.

b.- Variación de la Densidad

Las grandes variaciones de densidad del lodo durante la circulación desde el fondo hacia arriba, después de realizar un viaje, constituyen una señal inequívoca de que el asentamiento ha ocurrido. Para el asentamiento grave – especialmente cuando va acompañado de un bajo gradiente de fractura en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento – puede que sea necesario interrumpir la circulación, sacar la tubería y volver a meter la tubería por etapas. El objetivo de esta operación sería impedir la pérdida de circulación cuando el lodo pesado del fondo está encima de la zapata.

c.- Perturbación de las Camas

Como las partículas son inertes, la atracción entre las partículas de las camas de barita suele ser débil. Las camas de Barita son fácilmente perturbadas por operaciones como los registros y los viajes. Estas perturbaciones pueden fluidizar las camas y aumentar la caída, deslizamiento o flujo, incluso a ángulos de hasta 75°.

d.- Tiempo entre Viajes

Las camas formadas bajo condiciones dinámicas pueden derrumbarse durante periodos estáticos. Las camas formadas a ángulos medianos se derrumban más rápidamente, pero las camas que se forman a ángulos comprendidos entre 60 y 75° pueden ser considerablemente más gruesas y causan mayores problemas. Puede que sea necesario meter la tubería por etapas dentro del pozo si el tiempo entre viajes es muy grande.

e.- Rotación Vs. Deslizamiento

Para un conjunto determinado de condiciones, el asentamiento es más bajo cuando la tubería es excéntrica y está girando a una velocidad >75 RPM. El asentamiento es peor cuando la tubería es excéntrica y permanece inmóvil. La rotación de la tubería puede minimizar la formación de camas e incluso eliminar las camas existentes. Los viajes del limpiador rotatorio suelen ser beneficiosos después de largos periodos de deslizamiento

f.- Acondicionamiento del Lodo Antes de la Cementación

Evitar el sobretratamiento del lodo para reducir la viscosidad antes de meter la tubería de revestimiento y/o realizar la cementación. La dilución excesiva aumenta considerablemente la probabilidad de asentamiento. ^[9]

2.2.13.4 Monitoreo en el Pozo

a.- Peso del Lodo

Después de los viajes, se debe medir el peso del lodo dentro y fuera del pozo (por lo menos cada 15 minutos), durante la circulación desde el fondo hacia arriba. En las aplicaciones de ATAP, el peso del lodo debe ser ajustado para tomar en cuenta la temperatura. El uso de una balanza presurizada permite obtener buenos datos con el lodo cortado por gas.

b.- Indicadores de Asentamiento

La diferencia de peso de lodo durante la circulación desde el fondo hacia arriba debería ser usada para calcular y registrar las tendencias de asentamiento (Registro de Asentamiento). Las pruebas de monitoreo del pozo, tal como la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I, pueden facilitar las correlaciones de los datos del campo para medir el impacto de los tratamientos remediadores.

c.- Presión del Tubo Vertical

La presión del tubo vertical puede oscilar a medida que píldoras de lodo ligero y pesado pasan a través de las toberas y otros componentes restrictivos del sistema de circulación. Además, las presiones más altas del tubo vertical pueden indicar que el asentamiento está causando el empaquetamiento del espacio anular.

d.- Torque y Arrastre.

Los valores altos de torque y sobre-tensión pueden indicar que camas de Barita se están formando en el lado bajo del pozo.

e.- Pérdidas y Aumentos del Volumen de Lodo

Pérdidas inesperadas pueden producirse cuando el lodo pesado en el espacio anular alcanza las secciones casi verticales del pozo y causa un aumento rápido de la presión hidrostática. El efecto contrario puede ocurrir con lodo ligero, pudiendo causar el flujo del pozo. ^[9]

2.2.14 Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST)

La Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I es una prueba sencilla que utiliza el esfuerzo de corte generado por un viscosímetro Fann que gira a 100 RPM, para simular la dinámica de los fluidos. Es fácil de usar tanto en el sitio como en un laboratorio. Para medir los cambios de peso del lodo durante un periodo determinado, se toman muestras de lodo en el fondo del vaso térmico con una jeringa de aguja larga.

La VST no puede simular todos los parámetros del pozo que afectan el asentamiento en el campo. Sin embargo, se han desarrollado varias constantes que permiten hacer correcciones para el ángulo, la velocidad anular, el diámetro del pozo y la longitud del intervalo. De hecho, estas constantes modifican los resultados de la VST para simular la diferencia máxima de peso del lodo que se puede esperar en el campo, con un valor calculado llamado “Índice de Asentamiento”. El Índice de Asentamiento es útil para correlacionar los datos. ^[9]

2.2.15 Índice de Asentamiento (S_i)

El Índice de Asentamiento (S_i) es un método para ajustar los resultados de la VST de M-I para un conjunto determinado de condiciones del pozo: inclinación, diámetro, perfil de flujo y longitud de la sección de aumento del ángulo; a fin de obtener una mejor evaluación de la posibilidad de algún problema relacionado con el asentamiento. ^[9]

$$S_i = \Delta MW \times K_a \times K_d \times K_f \times K_h \quad \text{Ec. 2.9}$$

Donde:

ΔMW = Cambio de peso de lodo (lb/gal)

K_a = Inclinación del Pozo (Desde El Plano Vertical) (Adimencional)

K_d = Diámetro del Pozo

K_f = Perfil de Flujo Anular

K_h = Longitud de la Sección de Aumento de Ángulo

CAPÍTULO 3

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Formulación de Fluidos de Perforación de Emulsión Inversa y 100% Aceite de diferentes densidades.

Con el fin de preparar los sistemas de lodo se planteó una formulación a escala de laboratorio. Dicha formulación establece que un barril equivale a 350 cc (1 bl=350 cc) y una libra masa equivale a un gramo (1 lbm=1 gr). Las concentraciones de cada aditivo empleado se encuentran expresadas en lb/bbl, de manera que, a nivel de laboratorio, se refiere a gr/350 cc. El sistema en cuestión fue preparado utilizando agitadores de tres aspas estableciendo una velocidad de agitación adecuada.

Cada aditivo fue agregado y mezclado respetando las concentraciones establecidas, el orden de adición y los tiempos de agitación indicados en la información técnica de cada producto, durante la revisión bibliográfica.

Las formulaciones generales para los sistemas de Emulsión Inversa comerciales son presentadas en la Tabla 3.1, estas formulaciones fueron sometidas a balance de masas (Apéndice C) y a pequeños ajustes para cada densidad; en cuanto a las concentraciones de arcilla organofílica, humectante y emulsificante, así como la agregación de un modificador reológico (VERSAMOD) para mejorar sus propiedades reológicas y físico-químicas. Mediante ensayos de laboratorio se determinó las concentraciones óptimas para cada uno de los aditivos mencionados, regulando principalmente los valores de viscosidad plástica y punto cedente para cada uno de las tres (3) densidades evaluadas como patrón del estudio.

Tabla 3.1 Formulación General de los Sistemas de Emulsión Inversa. ^[9]

ADITIVOS	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg	Tiempo (min)
Aceite Mineral (bbl)	0,555	0,523	0.491	--
VG-69 (lb/bbl)	1-1,5	1-1,5	1-1,5	20
Cal (lb/bbl)	8-10	8-10	8-10	15
VERSAMUL (lb/bbl)	8-10	8-10	8-10	20
VERSACOAT (lb/bbl)	2-3	2-3	2-3	20
Agua Fresca (bbl)	0.061	0,057	0,054	20
CaCl₂ (lb/bbl)	7,5	7,1	6,6	
Barita (lb/bbl)	451,9	504,4	557,1	10
VERSATROL (lb/bbl)	8-10	8-10	8-10	20

Los sistemas 100% Aceite mostrados en la Tabla 3.2 solo necesitaron ajustes en las concentraciones de Cal y humectante para llegar a la formulación final.

Tabla 3.2 Formulación General de los Sistemas 100% Aceite. ^[9]

ADITIVOS	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg	Tiempo (min)
Aceite Mineral (bbl)	0,63	0,60	0,57	--
VG-69 (lb/bbl)	4,6	3,8	3	20
VERSAMOD (lb/bbl)	1,5	1,3	1	15
Cal (lb/bbl)	1-2	1-2	1-2	20
VERSACOAT (lb/bbl)	2-4	2-4	2-4	20
VERSATROL (lb/bbl)	12	11,5	11	20
CaCO₃ (lb/bbl)	12	11,5	11	10
Barita (lb/bbl)	459	512	565	10

3.2. Establecimiento de las propiedades físico-químicas de los Fluidos de Perforación Formulados.

En esta etapa se realizaron diferentes pruebas de laboratorio para determinar propiedades como: Densidad, Contenido de Sólidos, Filtrado HT-HP, Estabilidad Eléctrica, y las Propiedades Reológicas: Viscosidad Plástica, Viscosidad Aparente, Punto Cedente, Fuerza de Gel y LSRYP; este proceso se llevó a cabo siguiendo los procedimientos experimentales de cada uno de los equipos utilizados para el cálculo de las propiedades de los fluidos de perforación evaluados, con la finalidad de tener una visión clara de las características de los mismos.

✓ Densidad:

Esta propiedad física se determinó mediante la Balanza de Lodos, a través del siguiente procedimiento:

- 1.- Quitar la tapa de la copa y llenar completamente la copa con el lodo a analizar.
- 2.- Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.
- 3.- Lavar o escurrir los restos de lodo que se encuentran en el exterior de la copa o el brazo.
- 4.- Colocar el brazo de la balanza sobre la base, y mover el cursor a lo largo del brazo graduado hasta que la burbuja del nivel indique la nivelación correcta.
- 5.- Leer la densidad del lodo en el lado izquierdo del cursor en su unidad correspondiente.

✓ Contenido de Sólidos:

Para determinar esta propiedad se empleó la destilación mediante el Kit de Retorta, siguiendo este procedimiento:

- 1.- Sacar la retorta de la caja aislante. Usando la espátula como desarmador, remover la cámara de lodo de la retorta.
- 2.- Empacar la cámara superior con lana de acero.
- 3.- Llenar la celda con lodo y se tapa, permitiendo que el exceso de lodo escape (este punto es generalmente fuente de errores). Hay que asegurarse de que no quede aire atrapado en la celda. Un buen llenado de lodo es esencial.
- 4.- Limpiar el exceso de lodo y enroscar la celda de lodo en la cámara superior.
- 5.- Colocar la retorta en la caja aislante y bajar la tapa.
- 6.- Colocar debajo de la descarga del condensador un cilindro graduado.
- 7.- Calentar la retorta y continuar el calentamiento durante 20 minutos. Los sólidos quedarán retenidos en la retorta.
- 8.- Leer el porcentaje de líquidos directamente en el cilindro graduado, el porcentaje de sólidos es la diferencia restante.

✓ **Filtrado HT-HP:**

El filtrado de alta presión y alta temperatura se determinó utilizando el Filtro Prensa HT-HP, mediante el siguiente procedimiento:

- 1.- Enchufar la celda exterior calefactora en el voltaje correcto para la unidad. Colocar el termómetro en la cubeta del termómetro proporcionada en la parte exterior de la envuelta.
- 2.- Precalentar la celda a 10°F por encima de la temperatura de prueba, y si es necesario, mantener esa temperatura ajustando el termostato. Verificar todas las juntas tóricas y realizar los reemplazos necesarios.

- 3.- Agitar la muestra de lodo durante 10 minutos y verter el lodo dentro de la celda, asegurándose que el vástago de válvula sobre el cuerpo de la celda esté cerrado. No se debe llenar la celda a más de 1/2 pulgada de la parte superior del borde.
- 4.- Colocar un trozo de papel filtro (Whatman N° 50 o equivalente) encima del borde.
- 5.- Asentar correctamente la tapa, alinear y apretar los tornillos prisioneros con cavidad hexagonal. Asegurarse que ambos vástagos de válvula estén cerrados y luego colocar la celda dentro de la envuelta calefactora. Bloquear la celda dentro de la envuelta con un movimiento de torsión.
- 6.- Transferir el termómetro a la cubeta del termómetro del cuerpo de la celda.
- 7.- Colocar la unidad de presión sobre la válvula superior y bloquearla con una clavija de cierre.
- 8.- Colocar el receptor de contrapresión inferior sobre la válvula inferior y bloquearlo.
- 9.- Aplicar una presión de 100 psi a ambas unidades de presión y abrir el vástago de válvula superior dando un cuarto de vuelta en sentido anti horario.
- 10.- Cuando se alcanza la temperatura de prueba, aumentar la presión de la unidad de presión superior hasta 600 psi y abrir el vástago de válvula inferior dando un cuarto de vuelta en sentido horario para iniciar la filtración. El filtrado será captado en un cilindro graduado durante un periodo de 30 minutos.
- 11.- Durante la prueba, la temperatura de prueba debería ser mantenida dentro de ± 5 °F. Purgar una pequeña cantidad de filtrado cuando la contrapresión excede 100 psi.
- 12.- Después de 30 minutos, cerrar ambas válvulas y aflojar los tornillos en T del regulador. Purgar el filtrado y la presión del receptor inferior y luego purgar la presión del regulador superior. Retirar el regulador y el receptor superiores. Retirar la celda de la envuelta calefactora y enfriarla a la temperatura ambiente, manteniéndola en una posición vertical.
- 13.- Mientras que la celda se está enfriando, medir la cantidad de filtrado captado y doblar los resultados. Registrar los resultados en mililitros de filtrado, junto con la temperatura de prueba.

14.- Una vez que la celda se ha enfriado, purgar con cuidado la presión del vástago situado enfrente del papel filtro. Cerrar la válvula y abrir el otro extremo con cuidado para purgar cualquier presión que esté presente. Desmontar una vez que se ha purgado toda la presión, y desechar la muestra de lodo.

✓ **Estabilidad Eléctrica:**

Para determinar esta propiedad se emplea el Medidor de Estabilidad Eléctrica mediante el siguiente procedimiento:

1.- Colocar en un contenedor una muestra filtrada a través de una malla de malla 12 (Malla del Viscosímetro de Marsh), verificando que el fluido haya sido bien agitado.

2.- Calentar o enfriar la muestra a $120 \pm 5^\circ\text{F}$ ($50 \pm 2^\circ\text{C}$). Registrar la temperatura a la cual se tomó la indicación de estabilidad eléctrica.

3.- Después de verificar la limpieza del electrodo, sumergir el electrodo dentro del lodo. Agitar manualmente la muestra con el electrodo durante aproximadamente 10 segundos. Mantener el electrodo inmóvil y evitar que el electrodo toque los lados o el fondo del contenedor al leer la indicación. NO se debe mover el electrodo durante las mediciones.


4.- Pulsar y mantener pulsado el botón hasta que el valor desplegado se estabilice. Registrar el valor desplegado como estabilidad eléctrica (voltios).

5.- Limpiar la sonda eléctrica y repetir la prueba. Las dos indicaciones no deberían diferir en más de 5%. Si las indicaciones difieren en más de 5%, verificar el medidor y la sonda eléctrica para detectar cualquier falla.

9.- Registrar el promedio de las dos medidas como estabilidad eléctrica.

✓ **Propiedades Reológicas:**

Estas propiedades fueron determinadas mediante el viscosímetro rotacional FANN 35A, a tres temperaturas: ambiente (76°F), 120°F y 150°F , siguiendo estos procedimientos:

 **Procedimiento para determinar la Viscosidad Aparente, Viscosidad Plástica y el Punto Cedente:**

- 1.- Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.
- 2.- Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
- 3.- Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
- 4.- Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
- 5.- La viscosidad plástica en centipoise es igual a la indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM (Ec. 2.2).
- 6.- El punto cedente en lb/100 pies² es la indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise (Ec. 2.3).
- 7.- La viscosidad aparente en centipoise es igual a la indicación a 600 RPM dividida por 2 (Ec. 2.1).

 **Procedimiento para determinar la Fuerza de Gel:**

- 1.- Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
- 2.- Apagar el motor y esperar 10 segundos.
- 3.- Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 pies² como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del

cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.

4.- Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura.

Procedimiento para determinar el Punto Cedente a Baja Tasa de Corte:

1.- Poner en marcha el motor, colocar en el centro el botón que acciona la caja de velocidades para obtener la velocidad de 6 RPM y ubicar el interruptor en posición HIGH. Se mantiene la agitación hasta obtener una lectura constante en el dial, y se anota este valor.

2.- Colocar el interruptor en posición LOW, para obtener baja velocidad. El valor constante del dial a baja velocidad es la lectura a 3 RPM.

3.- El valor resultante de la resta de lectura a 3 RPM multiplicado por 2, menos el valor de la lectura de 6 RPM (Ec. 2.4) se conoce como Punto Cedente a Baja Tasa de Corte (LSRYP). Indicar la temperatura a la cual se realizó la prueba.

3.3. Realización de la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I a los Fluidos de Perforación Formulados.

La prueba de asentamiento del material densificante (Barita) se realizó a los seis fluidos de perforación formulados siguiendo el presente procedimiento experimental:

1.- Colocar el vaso térmico sobre el soporte del viscosímetro de 6 velocidades.

2.- Ajustar la posición del vaso verticalmente hasta que la línea marcada en el rotor esté justo por debajo del borde superior del vaso térmico.

3.- Añadir fluido de perforación al vaso térmico hasta la línea marcada.

4.- Conectar el vaso térmico a un enchufe eléctrico operable.

5.- Ajustar el viscosímetro a 600 RPM y agitar la muestra mientras que se está calentando hasta 120 °F (48,9°C).

- 6.- Mientras que la muestra se calienta, pesar el plato limpio y seco para obtener el valor de taraje del recipiente (VWo). Registrar este valor.
- 7.- Enroscar la aguja limpia y seca sobre la jeringa limpia y seca de 3 cc.
- 8.- Una vez que se ha alcanzado la temperatura de 120°F (48,9°C), observar la indicación del cuadrante a 600 RPM hasta que se estabilice.
- 9.- Cambiar la velocidad del viscosímetro a 100 RPM.
- 10.- Usando el conjunto jeringa/aguja, extraer la muestra deseada (2 cm³) del fondo del vaso térmico, lo más cerca posible de la parte inferior del rotor. Extraer una cantidad de muestra ligeramente más grande que la cantidad necesaria. Esto hará que las burbujas de aire atrapadas en la jeringa, encima del lodo, permanezcan dentro de la jeringa y puedan ser excluidas del volumen de lodo que se debe pesar.
- 11.- Usando lodo fresco, ajustar el volumen de lodo en el vaso térmico hasta que llegue de nuevo a la línea marcada. Seguir agitando a 100 RPM durante 30 minutos. Mantener la temperatura de la muestra a 120°F (48,9°C).
- 12.- Descargar 2 cc de la muestra de la jeringa dentro del plato de pesar tarado. Procurar medir el volumen descargado con la mayor precisión que se pueda obtener con las jeringas (esta medida es crítica). Registrar el Volumen de la Muestra (SV).
- 13.- Pesar el plato y la muestra en la balanza. Registrar el valor obtenido como peso total del recipiente (VWt).
- 14.- Calcular el Peso de la Muestra (SW) y el MW inicial (MWo) usando las Ecuaciones 1 y 2. Registrar el MWo. Desechar la muestra pesada. Limpiar y secar minuciosamente el plato de pesar, la jeringa y la aguja.
- 15.- Al final del periodo de agitación de 30 minutos, repetir los Pasos 7, 10, 12 y 13.
16. Calcular el SW final, el MWf y el cambio de peso de lodo (ΔMW) usando las Ecuaciones 1, 2 y 3.
17. Limpiar y secar minuciosamente todos los equipos.

Una vez terminada la prueba, se determinó el cambio en el peso del lodo evaluado, mediante los siguientes pasos y empleando estas ecuaciones:

a.- Para determinar la masa de la muestra de lodo pesada:

$$SW = VWt - VWo \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

SW = Masa de la muestra de lodo pesada (gr).

VWt = Masa total del recipiente con la muestra de lodo (gr).

VWo = Masa del recipiente vacío (gr).

b.- Para calcular la densidad de la muestra de lodo pesada:

$$MW = SW/SV \times 8,33 \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

MW = Densidad de la muestra de lodo (Lpg).

SW = Masa de la muestra de lodo pesada (gr).

SV = Volumen de la muestra de lodo pesada (cm³).

c.- Para el cálculo del cambio de peso de lodo:

$$\Delta MW = MWf - MWo \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

ΔMW = Cambio de peso de lodo (Lpg).

MWf = Densidad de la muestra de lodo al final de la prueba (Lpg).

MWo = Densidad de la muestra de lodo inicial (Lpg).

3.4. Evaluación del Índice de Asentamiento (S_i) de los Fluidos de Perforación Estudiados.

Una vez obtenidos los resultados de la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) se procedió a ajustar los mismos a diferentes condiciones de pozo, mediante el Índice de Asentamiento (S_i), utilizando la Ecuación 2.9, y de esta forma se obtuvo una mejor evaluación del asentamiento de Barita.

Para realizar este objetivo, primero se tomó la muestra que presentó el mayor asentamiento y se evaluó su comportamiento para cada factor del Índice de Asentamiento de forma individual: ángulo de inclinación (Tabla 3.3), diámetro del hoyo (Tabla 3.4), perfil de flujo anular (Tabla 3.5), y longitud de la sección de aumento del ángulo (Tabla 3.6); y así se observó como afecta cada uno de ellos los resultados de la VST y el asentamiento.

Para cada caso o factor la ecuación de Índice de Asentamiento (Ec. 2.9) quedó expresada de la siguiente forma:

$$\text{Inclinación del Pozo: } S_i = \Delta MW \times K_a \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$\text{Diámetro del Pozo: } S_i = \Delta MW \times K_d \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$\text{Perfil de Flujo Anular: } S_i = \Delta MW \times K_f \quad (\text{Ec. 3.6})$$

$$\text{Longitud de la Sección de Aumento de Ángulo: } S_i = \Delta MW \times K_h \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Posteriormente se evaluó el resultado de la prueba de asentamiento para cada uno de los seis (6) sistemas formulados en base a unas condiciones de pozo estándar, tomando en cuenta el tipo de pozo donde se utilizan estos fluidos de perforación de alta densidad; pozos verticales con muy poca desviación ($K_a=0,1$) (Tabla 3.3), diámetro de pozo de 12 ¼ pulgada ($K_d=0,5$) (Tabla 3.4), y perfil de flujo anular laminar ($K_f=1$) (Tabla 3.5), la ecuación de Índice de Asentamiento quedó expresada de la siguiente forma:

$$S_i = \Delta MW \times K_a \times K_d \times K_f \quad (\text{Ec. 3.8})$$

El valor de las constantes “K” para cada Factor del Índice de Asentamiento se muestra en las tablas subsiguientes:

Tabla 3.3 Inclinación Del Pozo (desde el Plano Vertical).^[9]

Ángulo del Pozo	Ka
0° - 10°	0,1
10° - 30°	0,2
30° - 40°	0,4
40° - 50°	0,7
50° - 60°	0,8
60° - 90°	1

Tabla 3.4 Diámetro del Pozo.^[9]

Diámetro	Kd
< 8 ½ pulg. (216 mm)	0,2
8 ½ – 12 ¼ pulg. (216-311 mm)	0,5
>12 ¼ – 17 ½ pulg. (311-445 mm)	0,8
> 17 ½ pulg. (445 mm)	1,0

Tabla 3.5 Perfil de Flujo Anular. ^[9]

Régimen de Flujo	Kf
Turbulento	0,5
Transicional	0,7
Laminar	1,0

Tabla 3.6 Longitud de la Sección de Aumento de Ángulo. ^[9]

Longitud	Kh
0 - 1.000 pies (0 - 305 m)	0,5
1.000 - 2.000 pies (305 - 610 m)	0,8
> 2.000 pies (610 m)	1,0

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Formulación de fluidos de perforación de Emulsión Inversa y 100% Aceite de diferentes densidades.

Se estableció las formulaciones adecuadas para seis (6) fluidos de perforación base aceite; tres (3) Emulsiones Inversas y tres (3) 100% Aceite; de 16 Lpg, 17 Lpg y 18 Lpg respectivamente. Las propiedades reológicas y fisico-químicas de estos sistemas son expuestas al detalle en la Sección 4.2 del de este Capítulo.

La Tabla 4.1 muestra la formulación establecida para preparar los sistemas de lodo de Emulsión Inversa, se puede apreciar un nuevo aditivo (VERSAMOD), esta sustancia mejoró las propiedades reológicas de estos sistemas; debido a la baja concentración de arcilla organofílica, se debió añadir un agente viscosificador extra que permita suspender las partículas sólidas presentes en los fluidos.

Tabla 4.1. Formulación de los Sistemas de Emulsión Inversa.

ADITIVOS	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg	Tiempo de)
Aceite Mineral (cc/bbl)	194,25	183,05	171,85	--
VG-69 (lb/bbl)	1,2	1,2	1,1	20
VERSAMOD (cc/bbl)	1	1	1,5	20
CAL (lb/bbl)	9	9	10	15
VERSAMUL (cc/bbl)	10	10	11	20
VERSACOAT (cc/bbl)	2,14	2,67	3,21	20
Agua Fresca (cc/bbl)	21,35	19,95	18,90	20
Cloruro de Calcio (lb/bbl)	7,5	7,1	6,6	
BARITA (lb/bbl)	454	505.5	554.5	10
VERSATROL (lb/bbl)	8	9	10	20

La Tabla 4.2 presenta las formulaciones de los sistemas 100% Aceite, se aprecia una mayor concentración de arcilla organofílica que en los fluidos de Emulsión Inversa (Tabla 4.1); debido a que estos sistemas no contienen agua salada en su formulación, se hace necesario más arcilla para obtener propiedades reológicas óptimas. Se puede observar que para obtener estas altas densidades es necesario agregar grandes cantidades de Barita, hasta 560,5 lbs para el fluido 100% Aceite de 18 Lpg.

Tabla 4.2. Formulación de los Sistemas 100% Aceite.

ADITIVOS	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg	Tiempo de Agitación (min)
Aceite Mineral (cc/bbl)	220,5	210	199,5	--
VG-69 (lb/bbl)	4,6	3,8	3	20
VERSAMOD (cc/bbl)	1,65	1,43	1,10	20
CAL (lb/bbl)	2	2	2	15
VERSACOAT (cc/bbl)	3.20	3.72	4,26	20
VERSATROL (lb/bbl)	12	11,5	11	20
Carbonato de Calcio (lb/bbl)	12	11,5	11	10
BARITA (lb/bbl)	455	508,5	560.5	10

4.2. Establecimiento de las propiedades físico-químicas de los fluidos de perforación formulados.

4.2.1 Densidad

Los resultados de esta prueba arrojaron altos valores de densidad; para las tres (3) muestras de Emulsión Inversa se observaron densidades de 16, 17 y 18 Lpg respectivamente, de igual forma para las tres (3) formulaciones de fluidos 100%

Aceite (Apéndice B. Tabla B.1). Estos resultados se corresponden con la densidad estimada mediante el balance de masas realizado previamente, debido a que en la formulación de estos fluidos de perforación base aceite, se estableció como objetivo alcanzar altas densidades como un patrón y/o referencia base para la evaluación del asentamiento de Barita.

4.2.2 Contenido de Sólidos

Todos los sistemas de lodo base aceite preparados presentaron un alto contenido de sólidos; para las Emulsiones Inversas entre 36 y 42 % y para los fluidos 100% Aceite entre 34 y 41% (Apéndice B. Tabla B.2). Estos resultados se deben a la gran cantidad de Barita que poseen todas las formulaciones para lograr las altas densidades deseadas.

4.2.3 Filtrado HT-HP

Los resultados de filtrado HT-HP para todas las muestras fueron bastante bajos; entre 3,2 y 3,8 cc para las Emulsiones Inversas, y para los lodos 100% Aceite de 4,6 a 6 cc (Apéndice B. Tabla B.3), mostrando así que los fluidos evaluados se comportan de forma aceptable, formando un revoque poco permeable que no permite una filtración excesiva. Se observó que los fluidos de Emulsión Inversa muestran un menor volumen de filtrado que los 100% Aceite, esto se debe a que estos últimos presentan en su formulación Carbonato de Calcio, y la granulometría del mismo es crítica para formar un revoque impermeable. El filtrado también mostró unas emulsiones estables, debido a que el volumen del mismo fue mínimo y en él no se observó trazas de agua.

4.2.4 Estabilidad Eléctrica

La estabilidad eléctrica de los fluidos 100% Aceite estuvo por encima de los 2.000 Voltios, mientras que las Emulsiones Inversas presentaron una estabilidad eléctrica en el orden de los 800 a 900 Voltios (Apéndice B. Tabla B.4). Estos resultados son

congruentes con lo esperado; los lodos 100% Aceite poseen una elevada estabilidad eléctrica, debido a que no poseen en su formulación fracciones de agua u otros líquidos conductores, y las emulsiones; al contener en suspensión una solución de agua salada, permiten el paso de la corriente eléctrica continua, sin embargo; este rango de estabilidad eléctrica para una emulsión es aceptable e indica que la misma se encuentra estable, confirmando lo observado en el filtrado HT-HP, el cual no presentó trazas de agua.

4.2.5 Viscosidad Plástica

Los resultados arrojaron elevadas viscosidades para todas las muestras evaluadas, para los fluidos de 18 Lpg a 150 °F; de 55 cps para la Emulsión Inversa y 36 cps para el fluido 100% Aceite (Apéndice B. Tabla B.7), debido al alto contenido de partículas sólidas que poseen estos sistemas en su formulación, pues fue necesario agregar una gran cantidad de Barita para lograr las densidades deseadas, lo que trae como consecuencia una mayor fricción mecánica por el choque entre las partículas sólidas; aumentando la viscosidad del fluido, así mismo, en estos sistemas se apreció que ha mayor densidad, mayor viscosidad plástica (Figura 4.1).

Se observó una reducción paulatina de la viscosidad con el aumento de la temperatura, tanto para las emulsiones (Apéndice B. Figura B.1) como para los fluidos 100% Aceite (Apéndice B. Figura B.2), la fricción mecánica de las partículas sólidas se ve mitigado por el aumento de la temperatura, pues al haber mayor energía dentro del sistema, estas se mueven con mayor facilidad, reduciendo así el efecto de choque entre ellas.

En todos los lodos evaluados se apreció que los sistemas de Emulsión Inversa presentan una mayor viscosidad plástica que los lodos 100% Aceite (Figura 4.1), debido al contenido de agua poseen las emulsiones, este actúa como un sólido dentro del sistema, generando mayor fricción mecánica en el mismo.

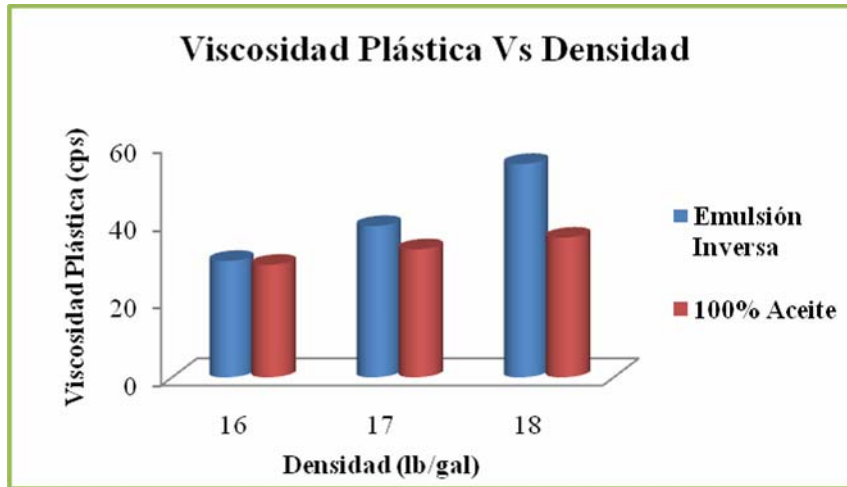


Figura 4.1. **Viscosidad Plástica a 150 °F de los Sistemas Formulados.**

4.2.6 Punto Cedente

El punto cedente de los fluidos evaluados se presentó en un rango adecuado para realizar las labores de perforación; entre 7 y 17 lb/100pie² para las emulsiones a 150 °F, y entre 6 y 14 lb/100pie² para los fluidos 100% Aceite a la misma temperatura (Apéndice B. Tabla B.8), a pesar de ser lodos de un alta densidad y alto contenido de sólidos, estos sistemas logran mantener un punto cedente bastante óptimo, debido al bajo contenido de arcillas organofílicas y al uso de humectantes y controladores de reología en su formulación, lo que permite tener una buen acarreo y limpieza del hoyo.

Se observó como las muestras de lodos evaluadas desde la temperatura ambiente hasta 150 ° F presentaron una reducción en su punto cedente (Apéndice B. Figuras B.3 y B.4), como resultado del debilitamiento de las fuerzas de atracción entre las partículas presentes en el fluido, provocando mayor fluidez del mismo.

En la Figura 4.2 se observa que los lodos 100% Aceite presentan menor punto cedente en relación con las emulsiones para cada densidad evaluada, esto debido a la presencia de agua y Cloruro de Calcio en los fluidos de Emulsión Inversa, las cargas

eléctricas generadas por estos aditivos activan las fuerzas de atracción de las partículas, aumentando así el punto cedente.

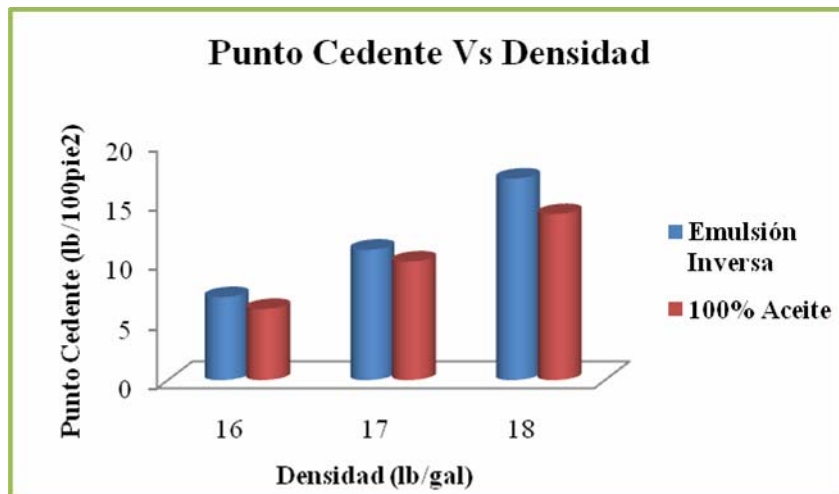


Figura 4.2. Punto Cedente a 150 °F de los Sistemas Formulados.

4.2.7 Viscosidad Aparente

La viscosidad aparente también mostró una tendencia hacia valores elevados, incluso mayores a los de la viscosidad plástica, las emulsiones presentaron viscosidades de hasta 63.5 cps a 150 °F para el fluido de 18 Lpg y para el fluido 100% Aceite de las mismas características de 43 cps (Apéndice B. Tabla B.9), debido a que esta propiedad es una función tanto de la viscosidad plástica como del punto cedente, presenta estas altas viscosidades.

La viscosidad aparente en estos sistemas; aumentó a mayor densidad de la muestra, y disminuyó con el aumento de la temperatura a la que es sometida la misma (Apéndice B. Figuras B.5 y B.6), de igual forma se observó que las emulsiones presentan mayor viscosidad que los lodos 100% Aceite (Figura 4.3), debido a la presencia de la salmuera que comporta como un sólido y aumenta la atracción

eléctrica dentro del sistema, debido a la propiedad de las sales de disociarse en sus iones fundamentales.

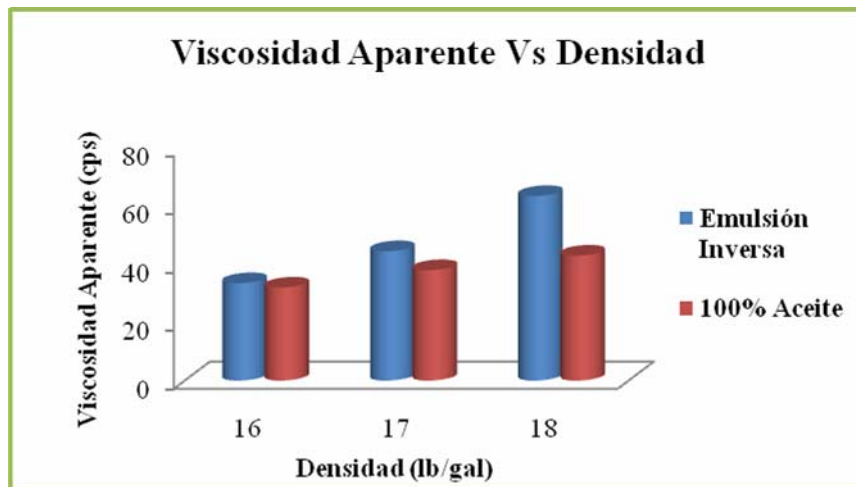


Figura 4.3. **Viscosidad Aparente a 150 °F de los Sistemas Formulados.**

4.2.8 Fuerza Gel

En la Apéndice B. Tabla B.10 se observa el comportamiento de la fuerza gel para todos los sistemas, se apreció claramente una tendencia a formar geles instantáneos; el fluido de Emulsión Inversa de 18 Lpg mostró unos geles de 10 y 17 lb/100pie² a los diez (10) segundos y diez (10) minutos respectivamente, mientras que para el fluido de 100% Aceite fue de 12 y 16 lb/100pie², estos niveles de fuerza gel son adecuados para estos sistemas, para lograr así mantener en suspensión las partículas solidas mientras el lodo este estático, además permiten su fácil ruptura para reiniciar el movimiento del fluido de perforación.

La fuerza gel mostró una reducción con el aumento de la temperatura (Apéndice B. Figuras B.7, B.8, B.9 y B.10), esto como resultado del debilitamiento de las fuerzas de atracción de las partículas responsables de las propiedades tixotrópicas de los sistemas de lodo base aceite. Las tendencias de los geles a 150 °F se aprecian de forma mas clara en la Figura 4.4 para las emulsiones y en la Figura 4.5

para los fluidos 100% Aceite, en ambos se observan geles instantáneos para todas las muestras evaluadas, mostrando un ligero aumento de los mismos con el aumento de la densidad del sistema, este incremento es necesario porque los sistemas más pesados contienen mayor volumen de sólidos en suspensión.

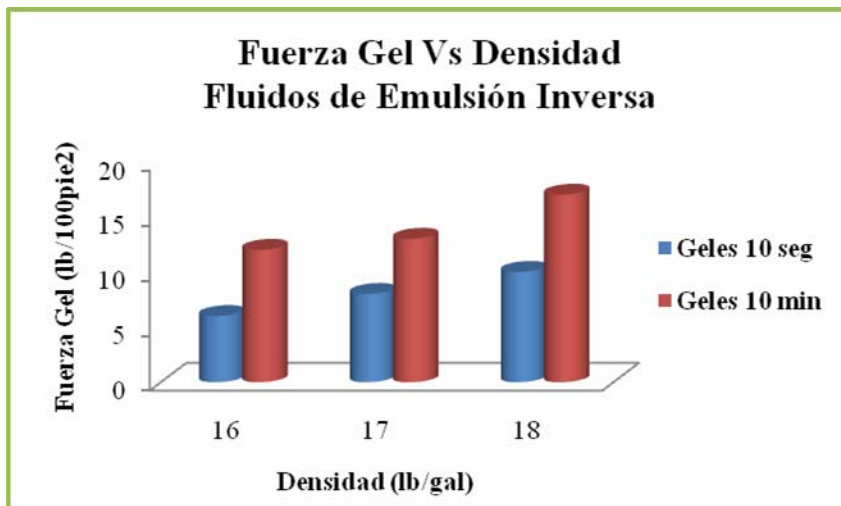


Figura 4.4. Fuerza Gel a 150 °F de los Fluidos de Emulsión Inversa.

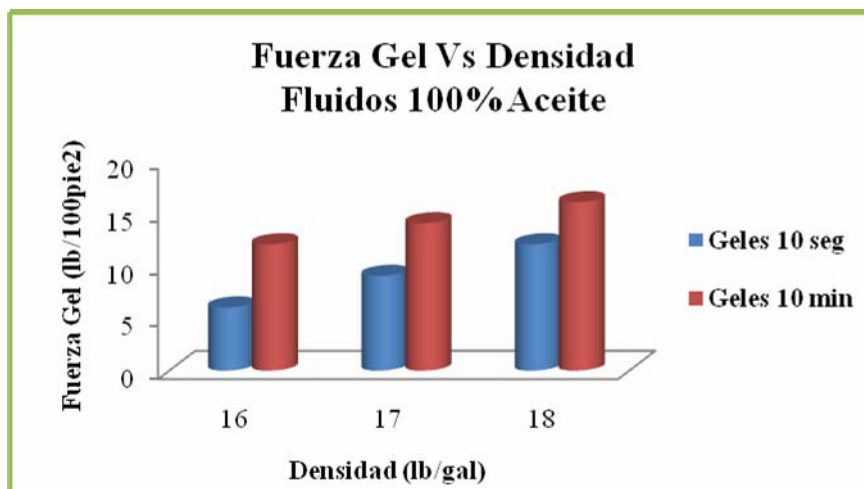


Figura 4.5. Fuerza Gel a 150 °F de los Fluidos 100% Aceite.

4.2.9 LSRYP

El punto cedente a baja tasa de corte para los fluidos de Emulsión Inversa estuvo en el orden de 1 a 3 lb/100pie² a 150 °F, y para los fluidos de 100% Aceite de 4 a 8 lb/100pie² a la misma temperatura (Apéndice B. Tabla B.11), estos valores se muestran bastante bajos, lo que podría causar problemas con el acarreo de ripios y limpieza del hoyo. La tendencia que mostró esta propiedad es similar a la del Punto Cedente; presentó una disminución con el aumento de la temperatura (Apéndice B. Figuras B.11 y B.12), debido al debilitamiento de las fuerzas de atracción entre las partículas presentes en el fluido.

Se puede observar que los fluidos 100% Aceite presentaron mayor LSRYP que los fluidos de Emulsión Inversa (Figura 4.6), contrario a la tendencia que mostró en el Punto Cedente (Figura 4.2), esto puede ser debido al mayor contenido de humectante (surfactante aniónico) que poseen los lodos 100% Aceite, y a que a bajas tasas de corte el efecto de las cargas eléctricas de la salmuera se vea mitigada.

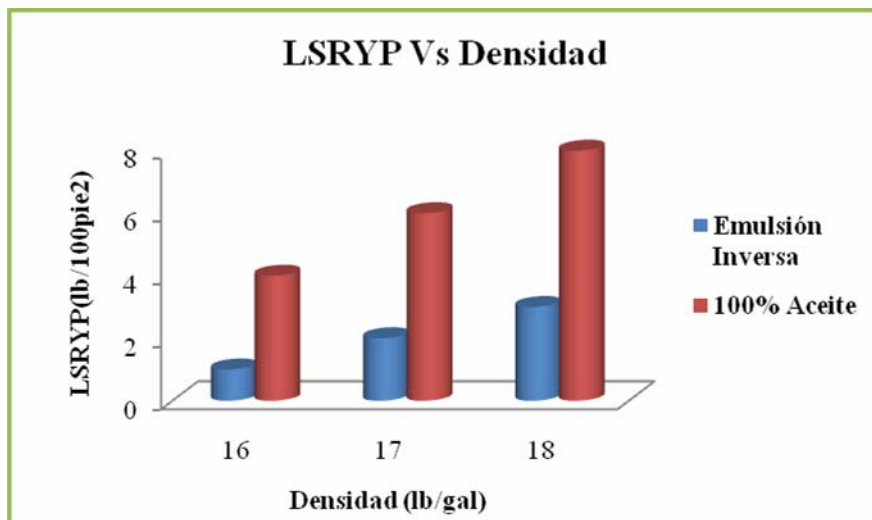


Figura 4.6. LSRYP a 150 °F de los Sistemas Formulados.

4.3. Realización de la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I a los fluidos de perforación formulados.

La Prueba de Asentamiento con Viscosímetro mostró cambios en el peso del lodo en el orden de 2,1 a 3 Lpg para las emulsiones y de 1,4 a 1,8 Lpg para los fluidos 100% Aceite (Tabla 4.3), estos drásticos cambios en la densidad del lodo son críticos y generarían grandes problemas operaciones en la perforación, pero hay que tomar en cuenta que las condiciones en las que se realiza la prueba no logran simular por completo las de campo, donde se tiene una velocidad de flujo dentro del hoyo que mitigaría el asentamiento de la Barita.

Tabla 4.3. Cambios en el Peso del Lodo de la VST.

Fluidos Formulados	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
Emulsión Inversa	3,0205 Lpg	2,5627 Lpg	2,1117 Lpg
100% Aceite	1,8813 Lpg	1,7468 Lpg	1,4178 Lpg

Se observa en la Figura 4.7 las tendencias del asentamiento de Barita para los sistemas evaluados, los fluidos menos densos fueron los que presentaron mayor cambio en su densidad, es decir; a mayor densidad del lodo, el asentamiento fue menor; esto se debe al punto cedente de los fluidos, esta tendencia se corresponde con esta propiedad (Apéndice B. Figura B.13), debido a la atracción eléctrica de las partículas impide la caída de los sólidos no reactivos que contiene el fluido; sin embargo se apreció que los fluidos 100% Aceite presentaron menor grado de asentamiento que las emulsiones, a pesar de que estas ultimas tienen mayor punto cedente.

Al comparar las variaciones de densidad con respecto a el punto cedente a baja tasa de corte (LSRYP), se observó que los fluidos de Emulsión Inversa presentan

menor LSRYP que los fluidos 100% Aceite (Figura 4.8), es decir; la propiedad responsable del mayor asentamiento que presentaron las emulsiones es el LSRYP y no el Punto Cedente.

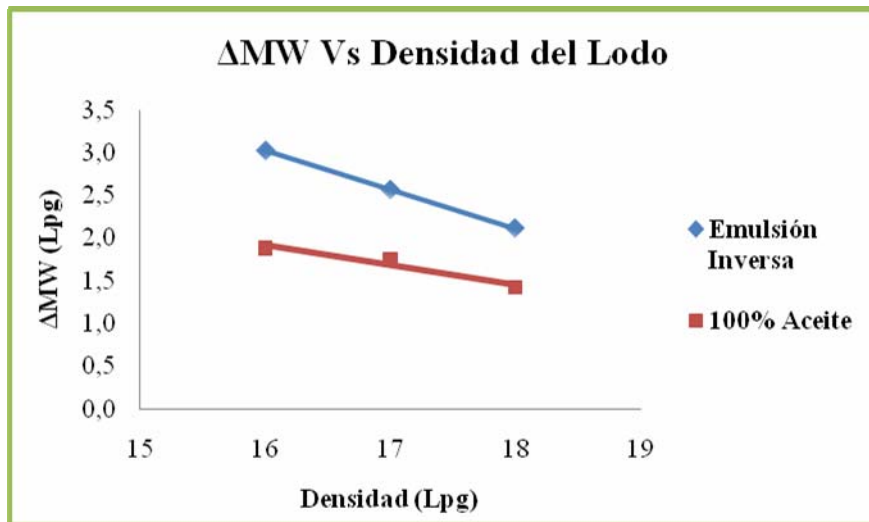


Figura 4.7. Cambios en el Peso del Lodo en función de la Densidad.

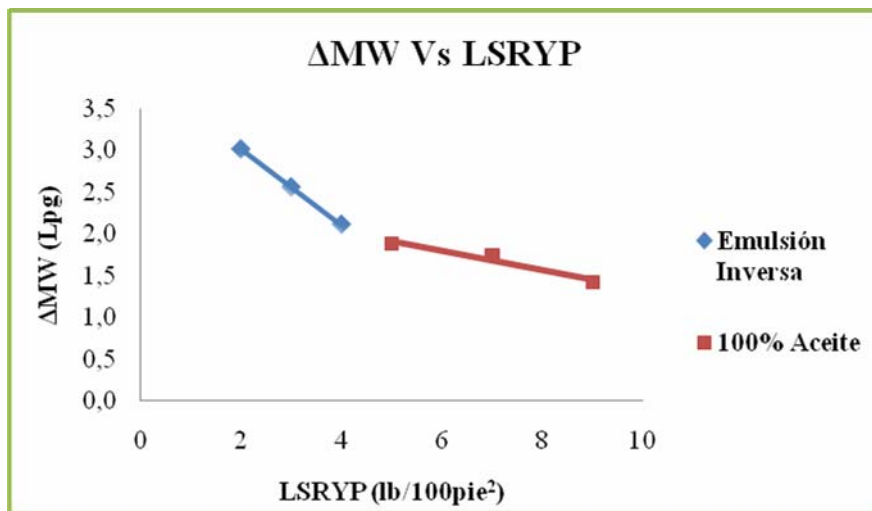


Figura 4.8. Cambios en el Peso del Lodo en Función de LSRYP.

4.4. Evaluación del Índice de Asentamiento (S_i) de los fluidos de perforación estudiados.

Los ajustes a los resultados de las pruebas de asentamiento mediante el Índice de Asentamiento permitieron obtener unos resultados más acordes con las condiciones de campo, y su tendencia general fue a reducir drásticamente los resultados de la misma, solo en ciertas condiciones los resultados se mantienen; como el caso de flujo laminar, hoyos muy anchos y ángulos muy pronunciados.

4.4.1 Evaluación de los Factores del Índice de Asentamiento

4.4.1.1 Inclinación del Pozo (K_a)

El efecto del ángulo de pozo sobre el asentamiento se muestra en la Figura 4.9, donde se observa claramente la tendencia de a mayores ángulos de hoyo, mayor Índice de Asentamiento; pequeños ángulos de inclinación cambiaron radicalmente los resultados de la VST (Apéndice B. Tabla B.15), mostrando leves cambios en la densidad, es decir; poco asentamiento de Barita. La inclinación de pozo va a determinar en gran medida el nivel de asentamiento, a mayores ángulos de inclinación, la velocidad de sedimentación aumenta, formando camas de asentamiento de alta densidad.

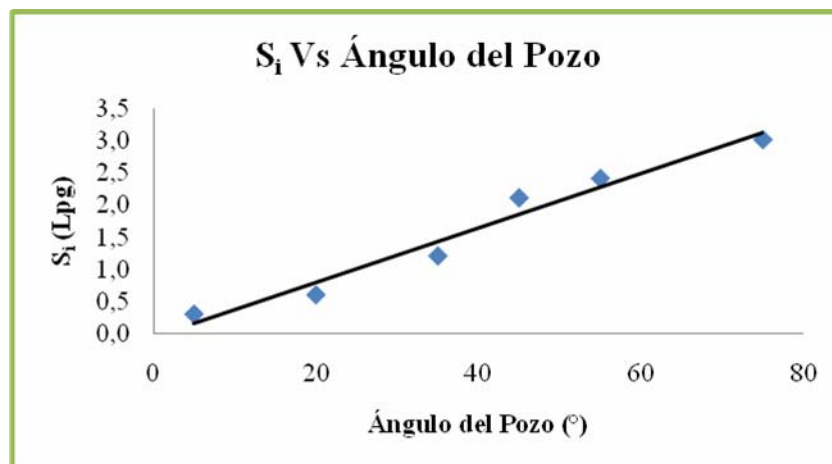


Figura 4.9. Índice de Asentamiento en Función del Ángulo del Pozo.

4.4.1.2 Diámetro del Pozo (Kd)

Los ajustes con el diámetro del pozo mostraron que pequeños diámetros de pozo (8 ½ pulg) reducen en gran medida los resultados de la prueba de asentamiento (Apéndice B. Tabla B.16), debido a que en estas condiciones hay menor área expuesta para la sedimentación, así como una más efectiva presión de bomba para lograr una mejor limpieza del hoyo. Diámetros de pozo mayores a 12 ¼ pulgadas producen un mayor asentamiento de Barita, esta tendencia se presenta en la Figura 4.10.

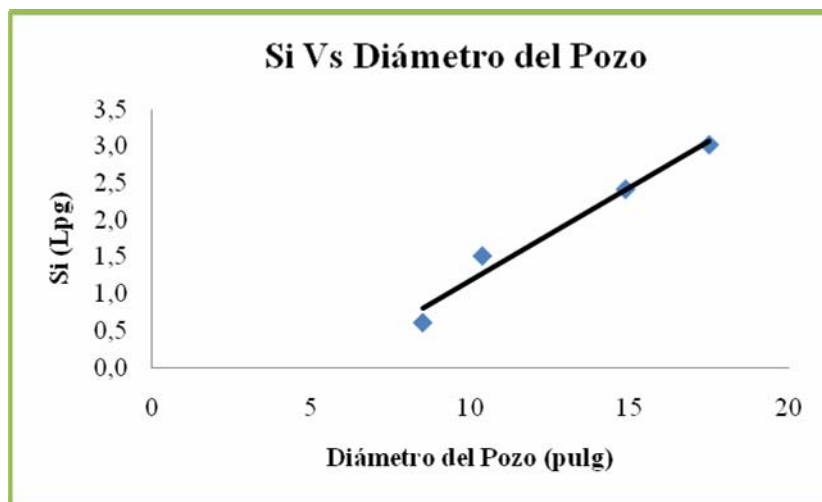


Figura 4.10. Índice de Asentamiento en Función del Diámetro del Pozo.

4.4.1.3 Perfil de Flujo Anular (Kf)

El flujo en el espacio anular puede ser considerado como uno de los parámetros más importantes en el asentamiento de Barita, como se aprecia en el Apéndice B. Tabla B.17, un régimen de flujo laminar en el espacio anular aumenta la sedimentación de sólidos, mientras que un flujo turbulento redujo a la mitad el resultado de la VST, debido a que este régimen genera el movimiento desordenado del fluido, así como el

mezclado del mismo, el cual minimiza o reduce el asentamiento. Las tendencias de asentamiento con respecto al régimen de flujo se muestran en la Figura 4.11, donde se aprecia un asentamiento ascendente desde un flujo turbulento, pasando por transicional hasta llegar al flujo laminar.

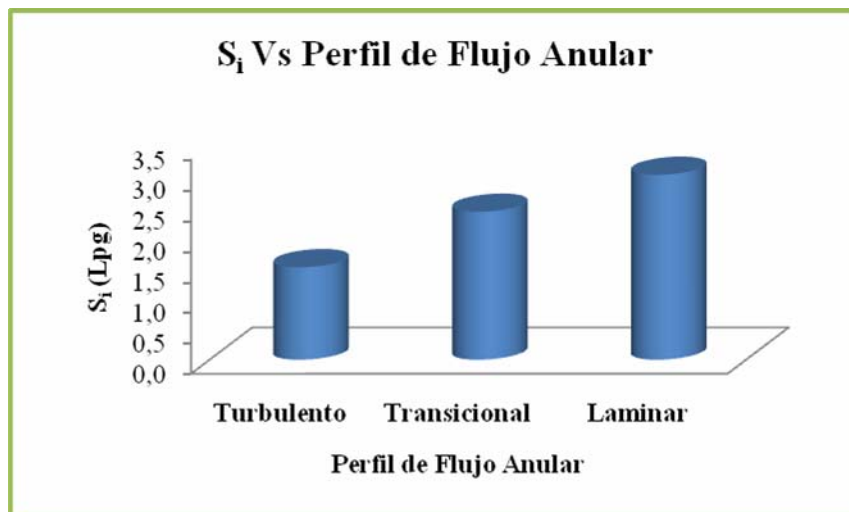


Figura 4.11. Índice de Asentamiento en Función del Perfil de Flujo Anular.

4.4.1.4 Longitud de la Sección de Aumento de Ángulo (K_h)

La sección de aumento del ángulo es la zona más crítica en el asentamiento de Barita y donde se tienen a formar camas de ripios en el hoyo, el Apéndice B. Tabla B.18 muestra que para secciones de mas de mil (1.000) pies el asentamiento incrementó de forma notable, así pues mientras mas amplia sea esta sección del pozo, los niveles de asentamiento se harán mas grandes y graves (Figura 4.12), produciendo problemas operacionales como pega de tuberías, por la mala limpieza del hoyo.

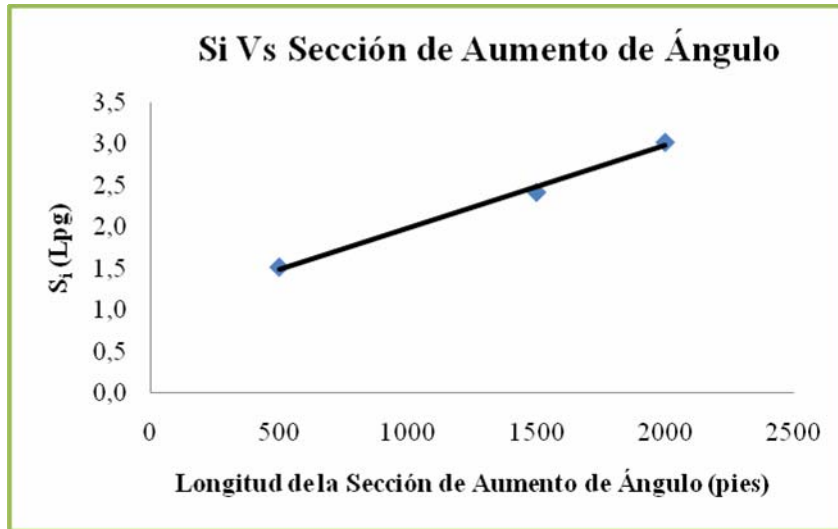


Figura 4.12. S_i en Función de la Longitud de la Sección de Aumento del Ángulo.

4.4.2 Evaluación del Índice de Asentamiento en los Sistemas Formulados

La Tabla 4.4 muestra una drástica reducción de los resultados de la VST (Tabla 4.3), al comparar las mismas; se observó un cambio o ajuste de resultados de aproximadamente 95% para todos los fluidos de perforación estudiados. Para las condiciones de pozo evaluadas, los sistemas muestran una mínima reducción de su densidad ($< 0,16$ Lpg) como consecuencia del asentamiento de Barita; lo que demuestra que el Índice de Asentamiento (S_i) es un excelente mecanismo para correlacionar los resultados de la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) con las condiciones operacionales en campo.

La Figura 4.13 presenta la tendencia del Índice de Asentamiento para todos los sistemas, donde se muestra que los fluidos de Emulsión Inversa presentan mayor asentamiento que los lodos 100% Aceite, esta tendencia se corresponde con lo señalado en la Figura 4.7.

Tabla 4.4. Índice de Asentamiento (S_i) en Función de Condiciones de Pozo Estándar para los Sistemas Formulados.

Fluidos Formulados	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
Emulsión Inversa	0,1510 Lpg	0,1281 Lpg	0,1056 Lpg
100% Aceite	0,0941 Lpg	0,0873 Lpg	0,0709 Lpg

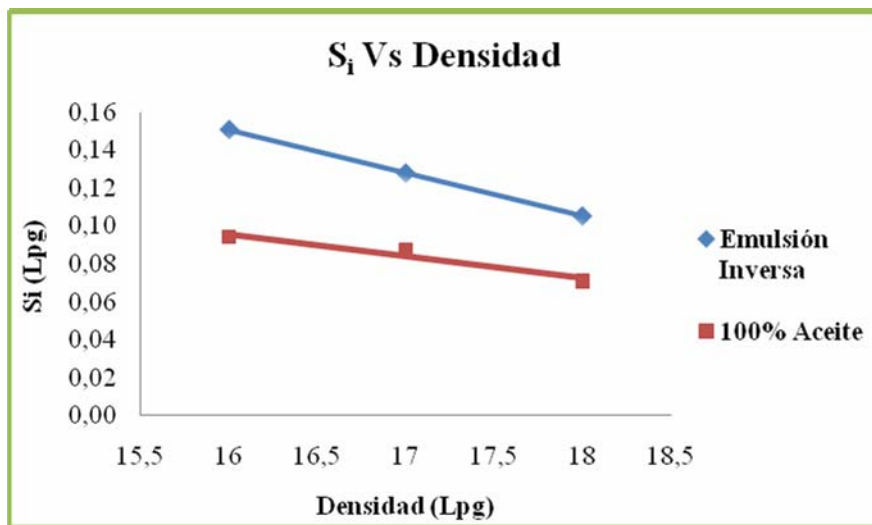


Figura 4.13. Índice de Asentamiento de los Sistemas Formulados.

CONCLUSIONES

1. La baja concentración de arcilla organofílica (VG-69) en los fluidos de Emulsión Inversa se ve compensada con el modificador reológico (VERSAMOD).
2. Todos los sistemas de lodo formulados presentan densidad deseada.
3. Los sistemas de Emulsión Inversa mostraron menor filtrado HT-HP que los fluidos 100% Aceite.
4. Las emulsiones se muestran estables tanto en la prueba de Estabilidad Eléctrica como en el filtrado HT-HP.
5. Las emulsiones muestran mayor punto cedente que los fluidos 100% Aceite.
6. Las partículas de agua salada en los fluidos de Emulsión Inversa incrementan los valores de las propiedades reológicas del mismo.
7. Todos los sistemas presentan geles instantáneos adecuados para la perforación.
8. Los fluidos 100% Aceite presentan mayor punto cedente a baja tasa de corte que los fluidos de Emulsión Inversa.
9. Los fluidos de Emulsión Inversa presentan mayor asentamiento que los fluidos 100% Aceite.
10. Menor asentamiento se observó en los sistemas de mayor densidad, siguiendo una relación directa con el punto cedente; a mayor punto cedente, menor asentamiento.
11. El punto cedente a baja tasa de corte (LSRYP) es la propiedad que está más relacionada con el asentamiento de Barita en estos sistemas; a mayor LSRYP, se observó menor asentamiento de Barita.
12. El Índice de Asentamiento reduce drásticamente los resultados de la VST.
13. A mayor ángulo del pozo, mayor tendencia al asentamiento.
14. En pozos de diámetro reducido el asentamiento es menor.

15. El flujo turbulento reduce en un 50% los resultados de la VST.
16. En un régimen de flujo laminar se observa mayor nivel de asentamiento.
17. Mientras mayor sea el tamaño de la sección de aumento del ángulo del pozo, mayor será el asentamiento registrado.
18. El Índice de Asentamiento para todos los sistemas es muy bajo.
19. El Índice de Asentamiento es un excelente método para correlacionar los resultados de la VST con las condiciones operacionales en el campo.

RECOMENDACIONES

1. Formular otros sistemas Base Aceite con densidades menores a 16 Lpg y superiores a 18 Lpg y evaluar el asentamiento de Barita en los mismos para comparar los resultados con este estudio.
2. Evaluar el asentamiento de otros densificantes como el Carbonato de Calcio en sistemas cuya fase continua sea el agua, para determinar el comportamiento de este densificante en cuanto a sedimentación.
3. Realizar evaluaciones del asentamiento en campo, con los fluidos preparados en el mismo, utilizados en las perforaciones de pozos, y correlacionar los resultados de la prueba con las condiciones en las que se opere en sitio.
4. Realizar estudios mas a fondo de las propiedades reológicas a baja tasa de corte como: LSRYP y LSRV.
5. Incluir a la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) dentro de los objetivos a evaluar en la cátedra Laboratorio de Perforación del Departamento de Petróleo de la Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui.

BIBLIOGRAFÍA

1. FIGUERA, P., **“Evaluación de la Factibilidad del Uso de Materiales Densificantes como Sellantes de Poros en Arenas Productoras Mediante el Diseño de su Distribución Granulométrica”**, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela. (2007).
2. NIEVES, E. SALAS, M., **“Estudio del Comportamiento de un Fluido de Perforación 100% Aceite Mineral Utilizando Barita, Orimatita, Barita Micronizada y Barita Líquida como Agentes Densificantes”**, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela. (2007).
3. MATA, E., **“Evaluación Técnico-Económica del Uso de Humectantes Nacionales e Importados para la Formulación de Fluidos de Perforación 100% Aceite Mineral”**, Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela. (2008).
4. RIVERO, P., **“Análisis de la Influencia que Ejerce el Fluido de Emulsión Inversa en el Mejoramiento de la Estabilidad de Hoyos en las Formaciones Freites y Oficina, Campo Pato, Estado Anzoátegui”**, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela. (2008).
5. AGUILAR, M., **“Introducción a los Fluidos de Perforación”**, Universidad Nacional de Salta, Tartagal, Argentina. (2008).
6. SALAS, R., **“Guía de Fluidos de Perforación”**, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (2008).
7. RODRÍGUEZ, J., **“Baritina”**, (2005), disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Baritina>.
8. GALINDO, J. CANACHE, P., **“Evaluación de las Propiedades Reológicas de los Fluidos de Perforación Base Agua (Viscoelásticos y Inteflow) y 100% Aceite Polimérico Mediante la Utilización del Viscosímetro FANN 75”**, Universidad de Oriente, Barcelona. (2008).

9. M-I SWACO., “**Drilling Fluids Engineering Manual**”, Houston, Texas, Estados Unidos. (2001).
10. PDVSA-CIED., “**Fluidos de Perforación**”, Venezuela. (2002).
11. CLEMSON, “**pH**”, (2003), disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/PH>.
12. DATALOG., “**Manual de Perforación, Procedimientos y Operaciones en el Pozo**”, Calgary, Alberta, Canada. (2002).

APÉNDICE A

EQUIPOS Y SUSTANCIAS UTILIZADAS

A.1. EQUIPOS UTILIZADOS

A.1.1. Balanza Analítica

Es un dispositivo eléctrico que sirve para determinar el peso de los aditivos químicos que son usados en la preparación de los lodos, con una precisión de 0,0001gr.

A.1.2. Balanza Mecánica

Es una palanca de primer género de brazos iguales que mediante el establecimiento de una situación de equilibrio entre los pesos de dos cuerpos permite medir masas.

A.1.3. Agitador Eléctrico

Es un aparato que consta de un motor eléctrico que hace girar a un eje alargado que posee unas pequeñas aspas que le dan un movimiento circular al fluido en forma de remolino. El equipo consta de un potenciómetro que ajusta la velocidad del rotor. Es usado para mezclar los componentes del lodo (agua, aceite, arcilla, aditivos, etc.) y para mantenerlo en constante movimiento.

A.1.4. Balanza de Lodos

Esta balanza consiste básicamente de: una base de soporte, un recipiente con cubierta circular, un brazo graduado con caballete móvil, y un punto de apoyo con una burbuja de nivel. Este brazo está graduado en por lo menos 2 de las cuatro unidades siguientes: Libras/galón, libras/pie³, gravedad específica, libras por pulgadas cuadrada por cada 100 pies de profundidad. El equipo está construido de material

fuerte y consistente que permite soportar el manejo rudo a que es sometido en el campo. Este instrumento permite mediciones con una precisión entre $\pm 0,1$ Lpg.

A.1.5. Kit de Retorta

Se usa una retorta de lodo con capacidad de calefacción en “horno” para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en un fluido de perforación. Se coloca una muestra de lodo (retortas de 10, 20 ó 50 ml están disponibles) dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele ser graduado en porcentajes. El volumen de líquido se mide directamente en porcentaje. Los sólidos suspendidos y disueltos son determinados restando del 100 % o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro.

A.1.6. Viscosímetro Fann 35A

Constituido por un rotor exterior que gira dentro de un vaso mediante un motor eléctrico. Una caja de velocidades que actúa mediante un sistema de engranajes, hace girar el rotor a 3-6-100-200-300 y 600 revoluciones por minuto (RPM). Al girar el rotor produce un cierto arrastre de un estator concéntrico al mismo. Este arrastre se mide mediante una balanza de torsión, que indica la fuerza desarrollada en un dial graduado.

A.1.7. Termo-Copa Fann

Es un calentador eléctrico de forma cilíndrica adaptable al Viscosímetro Fann, utilizado con la finalidad de realizar mediciones reológicas a temperaturas mayores a la temperatura ambiente. Presenta un interruptor con un pequeño panel provisto de

diferentes rangos de temperatura en su parte frontal. La carcasa está provista de un orificio diseñado para adaptar el termómetro.

A.1.8. Medidor de Estabilidad Eléctrica

Es un instrumento de onda sinusoidal que usa para medir la estabilidad relativa de una emulsión de agua en aceite. Esta medición es realizada mediante el uso de un par de electrodos de placa separados precisa y permanentemente, sumergidos en una muestra de fluido. Se usa una fuente de alimentación de corriente continua para proporcionar un voltaje de corriente alterna que es aplicado al electrodo según un régimen constante de aumento del voltaje. El voltaje al cual la emulsión se vuelve conductora es indicado por el flujo de corriente entre los electrodos de placa; al completar el circuito.

A.1.9. Filtro Prensa HT-HP

Este instrumento consiste en una fuente de presión controlada, una celda de muestra, un sistema para el calentamiento de la misma y una celda colectora presurizada. La celda de filtración posee un termómetro, el receptáculo del termómetro, empacaduras resistentes al aceite y un soporte para el medio filtrante. Una válvula en el tubo de salida del filtrado controla el flujo desde la celda. Se deberá emplear un gas no peligroso como el nitrógeno (preferible) o el anhídrido carbónico, para la fuente de presión. No debe utilizarse óxido nitroso, pues podría producirse un escape de gas explosivo.

A.2. SUSTANCIAS UTILIZADAS

A.2.1. VASSA LP-90

Es un aceite mineral desaromatizado, es utilizado para la formulación de fluidos para la perforación de pozos de petróleo. Son aceites hidrogenados, mediante procesos catalíticos, a altas condiciones de presión y temperatura, por lo que en su

composición sólo entran hidrocarburos saturados de mediano y alto peso molecular. Son incoloros e insípidos y poseen un tenue olor, característico de los hidrocarburos saturados. Es la fase continua de los sistemas formulados.

A.2.2. VG-69

La arcilla organofílica VG-69 es un viscosificador y agente gelificante utilizado en los sistemas base aceite. Esta bentonita tratada con aminas se utiliza para aumentar la capacidad de acarreo y las propiedades de suspensión, para mantener en suspendidos los densificantes y remover los ripios. Este viscosificador también ayuda en la formación del revoque y control de la filtración.

A.2.3. Cal

El óxido de calcio, cal o cal viva, es un compuesto químico de fórmula CaO . Las aplicaciones en los fluidos de perforación para la cal comprenden: aumento del pH, aportación de exceso de cal como amortiguador de alcalinidad, remoción de iones de carbonato soluble, control de la corrosión y activación de aditivos de lodo base aceite de ácidos grasos.

A.2.4. VERSAMOD

Es un agente gelificante orgánico, modificador reológico líquido utilizado en sistemas de lodo base aceite. Aumenta la viscosidad a baja tasa de corte (LSRV) y fuerza de gel para mejorar la limpieza del pozo. La principal aplicación de este aditivo está en pozos de gran diámetro, de alto ángulo, pozos horizontales y pozos de alcance extendido para aumentar la capacidad de transporte de ripios.

A.2.5. VERSAMUL

Es un emulsificante de usos múltiples, es una mezcla de emulsificantes, agentes humectantes, agentes gelificantes y estabilizadores de lodo en una base de aceite mineral. Se utiliza como emulsificante básico para sistemas base aceite, proporciona una excelente estabilidad de la emulsión, humectación secundaria, viscosidad, control de filtración y estabilidad térmica.

A.2.6. VERSACOAT

Es un surfactante orgánico multifuncional, sirve como emulsificante y agente humectante de los sistemas base aceite. Poseen un punto de inflamación elevado para mantener la seguridad. Mejora la estabilidad térmica y el filtrado HT-HP. Es eficaz en un amplio rango de temperaturas y en presencia de contaminantes, y para reducir los efectos adversos de la contaminación por agua.

A.2.7. VERSATROL

Es una mezcla de lignito y gilsonita de origen natural utilizado para el control de la filtración HT-HP en los sistemas base aceite. Se usa a menudo para sellar a baja presión las formaciones depletadas.

A.2.8. Agua Fresca

Constituye la fase dispersa del sistema de los lodos base aceite. Forma parte del sistema y consiste en pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ellas como una partícula sólida, además es el activador polar que permite que la arcilla organofílica desarrolle una fluencia máxima.

A.2.9. Cloruro de Calcio

Es un compuesto químico, inorgánico, mineral usado en los lodos de Emulsión Inversa para proveer presión osmótica capaz de vencer las fuerzas de hidratación superficiales.

A.2.10. Carbonato de Calcio

El carbonato de calcio es un compuesto químico, de fórmula CaCO_3 . Es una sustancia muy abundante en la naturaleza, es empleado en los fluidos de perforación como densificante y controlador de filtrado por su capacidad como agente puenteante.

A.2.11. Barita

Es un mineral de Sulfato de Bario que se encuentra en la naturaleza como tal, es el agente densificante que se emplea más comúnmente para lodos. Su peso específico de 4.25 lo hace mucho más denso que la mayoría de los sólidos de perforación, tiene además la ventaja de ser inerte y no abrasivo.

APÉNDICE B
TABLAS Y FIGURAS

Tabla B.1. Densidad de los Sistemas Formulados.

Fluidos Formulados	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
Emulsión Inversa	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
100% Aceite	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg

Tabla B.2. Contenido de Sólidos de los Sistemas Formulados.

Fluidos Formulados	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
Emulsión Inversa	36%	40%	42%
100% Aceite	34%	38%	41%

Tabla B.3. Filtrado HT-HP de los Sistemas Formulados.

Fluidos Formulados	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
Emulsión Inversa	3,8 cc	3,4 cc	3,2 cc
100% Aceite	6 cc	5,2 cc	4,6 cc

Tabla B.4. Estabilidad Eléctrica de los Sistemas Formulados.

Fluidos Formulados	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
Emulsión Inversa	896 V	838 V	820 V
100% Aceite	> 2000 V	> 2000 V	> 2000 V

Tabla B.5. Lecturas de 600 y 300 RPM de los Sistemas Formulados.

Fluidos	L _{600RPM} /L _{300RPM}		
	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
Emulsión Inversa			
16 Lpg	125/70	77/43	67/37
17 Lpg	185/105	109/62	89/50
18 Lpg	245/140	157/89	127/72
100% Aceite	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
16 Lpg	129/72	76/42	64/35
17 Lpg	149/84	96/54	76/43
18 Lpg	194/109	123/70	86/50

Tabla B.6. Lecturas de 6 y 3 RPM de los Sistemas Formulados.

Fluidos	L _{6RPM} /L _{3RPM}		
	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
Emulsión Inversa			
16 Lpg	6/5	6/4	5/3
17 Lpg	8/7	7/5	6/4
18 Lpg	9/8	8/6	7/5
100% Aceite	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
16 Lpg	9/8	9/7	8/6
17 Lpg	13/11	11/9	10/8
18 Lpg	15/13	13/11	12/10

Tabla B.7. Viscosidad Plástica de los Sistemas Formulados.

Fluidos	Viscosidad Plástica (cps)		
	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
Emulsión Inversa			
16 Lpg	55	34	30
17 Lpg	80	47	39
18 Lpg	105	68	55
100% Aceite	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
16 Lpg	57	34	29
17 Lpg	65	42	33
18 Lpg	85	53	36

Tabla B.8. Punto Cedente de los Sistemas Formulados.

Fluidos	Punto Cedente (lb/100pie ²)		
	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
Emulsión Inversa			
16 Lpg	15	9	7
17 Lpg	25	15	11
18 Lpg	35	21	17
100% Aceite	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
16 Lpg	15	8	6
17 Lpg	19	12	10
18 Lpg	24	17	14

Tabla B.9. Viscosidad Aparente de los Sistemas Formulados.

Fluidos	Viscosidad Aparente (cps)		
	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
Emulsión Inversa			
16 Lpg	62,5	38,5	33,5
17 Lpg	92,5	54,5	44,5
18 Lpg	122,5	78,5	63,5
100% Aceite	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
16 Lpg	64,5	38	32
17 Lpg	74,5	48	38
18 Lpg	97	61,5	43

Tabla B.10. Fuerza de Gel de los Sistemas Formulados.

Fluidos	Geles 10''/10' (lb/100pie ²)		
	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
Emulsión Inversa			
16 Lpg	14/21	9/16	6/12
17 Lpg	18/26	12/17	8/13
18 Lpg	20/34	14/22	10/17
100% Aceite	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
16 Lpg	12/19	8/14	6/12
17 Lpg	14/23	11/17	9/14
18 Lpg	16/30	14/24	12/16

Tabla B.11. Punto Cedente a Baja Tasa de Corte de los Sistemas Formulados.

Fluidos	LSRYP (Lb/100pie ²)		
	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
Emulsión Inversa			
16 Lpg	4	2	1
17 Lpg	6	3	2
18 Lpg	7	4	3
100% Aceite	Temp. Ambiente	120 °F	150 °F
16 Lpg	7	5	4
17 Lpg	9	7	6
18 Lpg	11	9	8

Tabla B.12. Masa de las Muestras de Fluidos de Emulsión Inversa Evaluadas en la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST).

Prueba de Asentamiento	Emulsión Inversa		
	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
Inicio			
VWo (gr)	21,103	21,103	21,103
VWt (gr)	24,9499	25,1899	25,4309
SWo (gr)	3,8469	4,0869	4,3279
Final	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
VWo (gr)	21,103	21,103	21,103
VWt (gr)	25,6751	25,8052	25,9379
SWf (gr)	4,5721	4,7022	4,8349

Tabla B.13. Masa de las Muestras de Fluidos 100% Aceite Evaluadas en la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST).

Prueba de Asentamiento	100% Aceite		
Inicio	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
VWo (gr)	21,103	21,103	21,103
VWt (gr)	24,9602	25,1888	25,4327
SWo (gr)	3,8572	4,0858	4,3297
Final	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
VWo (gr)	21,103	21,103	21,103
VWt (gr)	25,4119	25,6082	25,7731
SWf (gr)	4,3089	4,5052	4,6701

Tabla B.14. Cambio en la Densidad de las Muestras Evaluadas en la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST).

Prueba de Asentamiento con Viscosímetro			
Emulsión Inversa	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
MWo (Lpg)	16,0223	17,0219	18,0257
MWf (Lpg)	19,0428	19,5847	20,1374
ΔMW (Lpg)	3,0205	2,5627	2,1117
100% Aceite	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
MWo (Lpg)	16,0652	17,0174	18,0332
MWf (Lpg)	17,9466	18,7642	19,4510
ΔMW (Lpg)	1,8813	1,7468	1,4178

Tabla B.15. Evaluación del Índice de Asentamiento (S_i) en Función del Ángulo de Inclinación del Pozo.

Ángulo del Pozo (°)	S_i (Lpg)
0-10	0,3020
10-30	0,6041
30-40	1,2082
40-50	2,1143
50-60	2,4164
60-90	3,0205

Tabla B.16. Evaluación del Índice de Asentamiento (S_i) en Función del Diámetro del Pozo.

Diámetro del Pozo (pulg)	S_i (Lpg)
< 8 ½	0,6041
8 ½ -12 ¼	1,5102
12 ¼ -17 ½	2,4164
> 17 ½	3,0205

Tabla B.17. Evaluación del Índice de Asentamiento (S_i) en Función del Perfil de Flujo Anular.

Perfil de Flujo Anular	S_i (Lpg)
Turbulento	1,5102
Transicional	2,4164
Laminar	3,0205

Tabla B.18. Evaluación del Índice de Asentamiento (S_i) en Función de la Longitud de la Sección de Aumento del Ángulo.

Sección de Aumento del Ángulo (pies)	S_i (Lpg)
0-1000	1,5102
1000-2000	2,4164
> 2000	3,0205

Tabla B.19. Gravedad Específica de los Aditivos Empleados en la Formulación de los Sistemas de Lodo Base Aceite.

ADITIVOS	Gravedad Específica (γ)
ACEITE MINERAL	0,82
VG-69	1,57
VERSAMOD	0,908
CAL	3,3
VERSAMUL	0,9
VERSACOAT	0,94
VERSATROL	1,05
AGUA FRESCA	1
$CaCl_2$	2,15
$CaCO_3$	2,7
BARITA	4,3

Tabla B.20. Densidad de los Aditivos Empleados en la Formulación de los Sistemas de Lodo Base Aceite.

ADITIVOS	Densidad (Lpg)
ACEITE MINERAL	6,83
VG-69	13,08
VERSAMOD	7,56
CAL	27,49
VERSAMUL	7,50
VERSACOAT	7,83
VERSATROL	8,75
AGUA FRESCA	8.33
CACL ₂	17,91
CACO ₃	22,49
BARITA	35,82

Tabla B.21. Formulación de los Sistemas de Lodo de Emulsión Inversa.

ADITIVOS (lb/bbl)	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
Aceite Mineral	159,22	150,04	140,86
VG-69	1,2	1,2	1,1
VERSAMOD	0,91	0,91	1,36
Cal	9	9	10
VERSAMUL	9	9	10
VERSACOAT	2	2,5	3
Agua Fresca	21,34	19,94	18,89
Cloruro de Calcio	7,5	7,1	6,6
Barita	454	505,5	554,5
VERSATROL	8	9	10

Tabla B.22. Formulación de los Sistemas de Lodo 100% Aceite.

ADITIVOS (lb/bbl)	16 Lpg	17 Lpg	18 Lpg
Aceite Mineral	180,74	172,13	163,52
VG-69	4,6	3,8	3
VERSAMOD	1,5	1,3	1
Cal	2	2	2
VERSACOAT	3	3,5	4
VERSATROL	12	11,5	11
CaCO₃	12	11,5	11
Barita	456,5	508,5	560,5

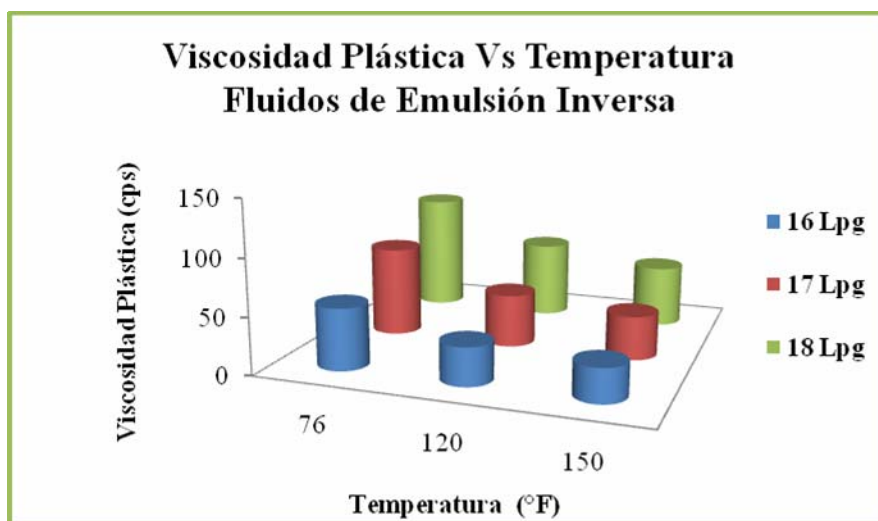


Figura B.1. Viscosidad Plástica de los Fluidos de Emulsión Inversa en Función de la Temperatura.

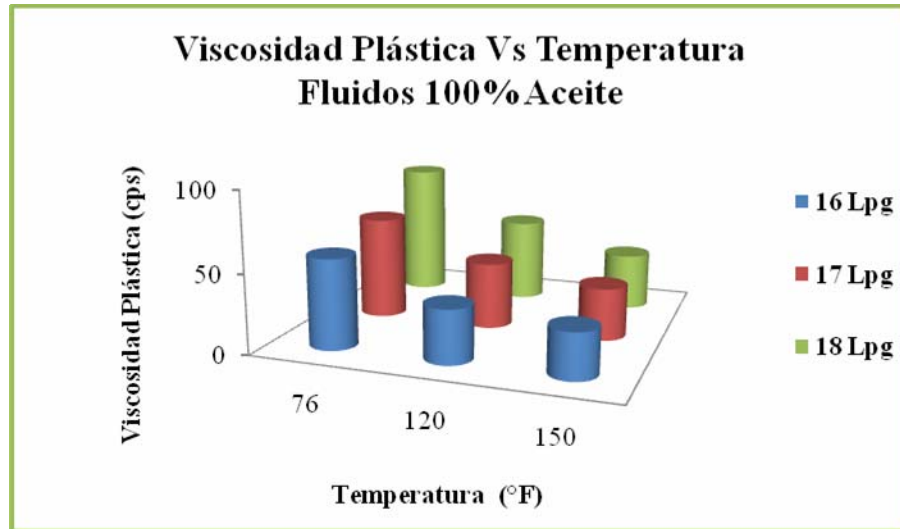


Figura B.2. Viscosidad Plástica de los Fluidos 100% Aceite en Función de la Temperatura.

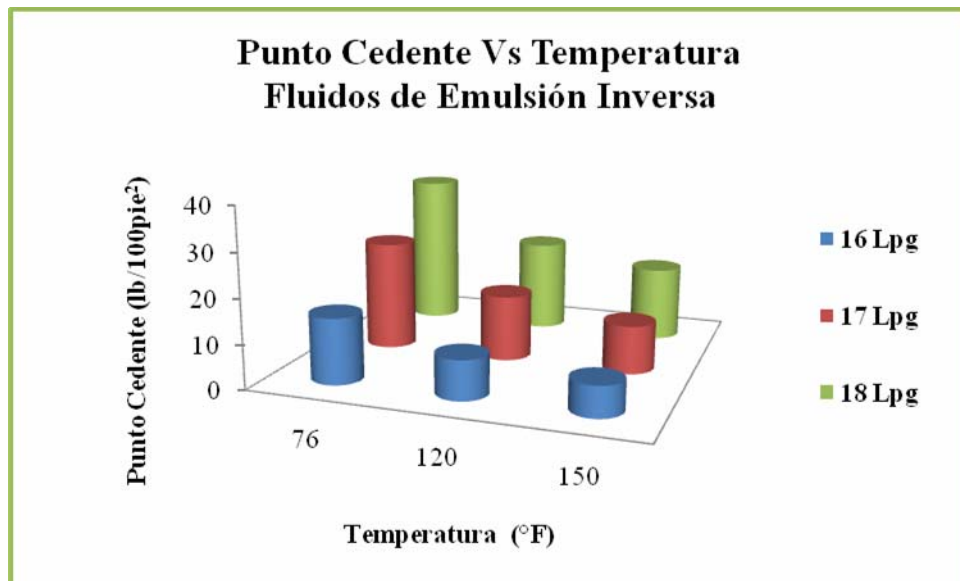


Figura B.3. Punto Cedente de los Fluidos de Emulsión Inversa en Función de la Temperatura.

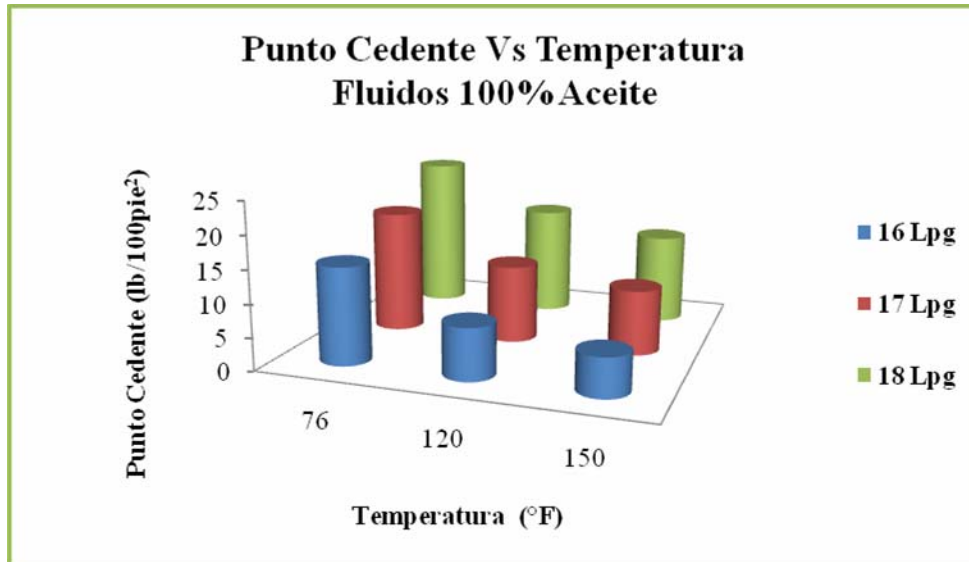


Figura B.4. Punto Cedente de los Fluidos 100% Aceite en Función de la Temperatura.

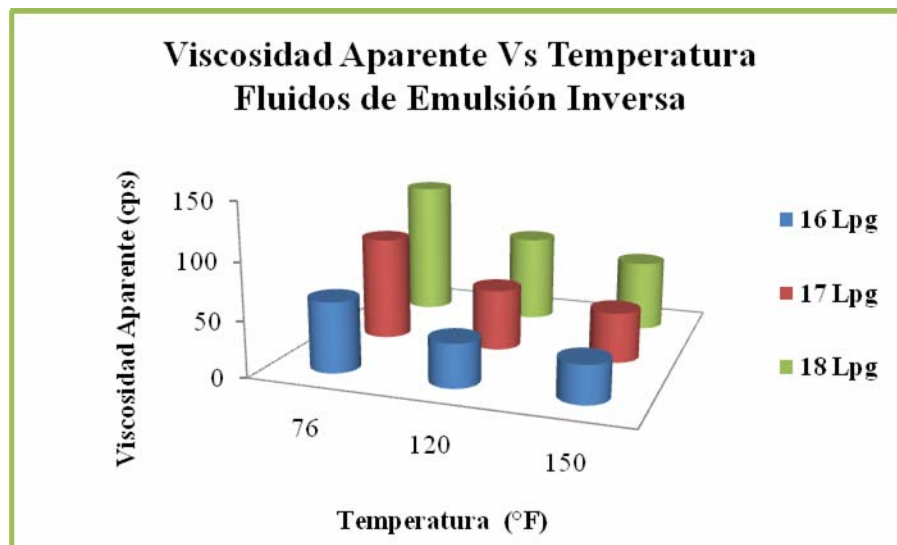


Figura B.5. Viscosidad Aparente de los Fluidos de Emulsión Inversa en Función de la Temperatura.

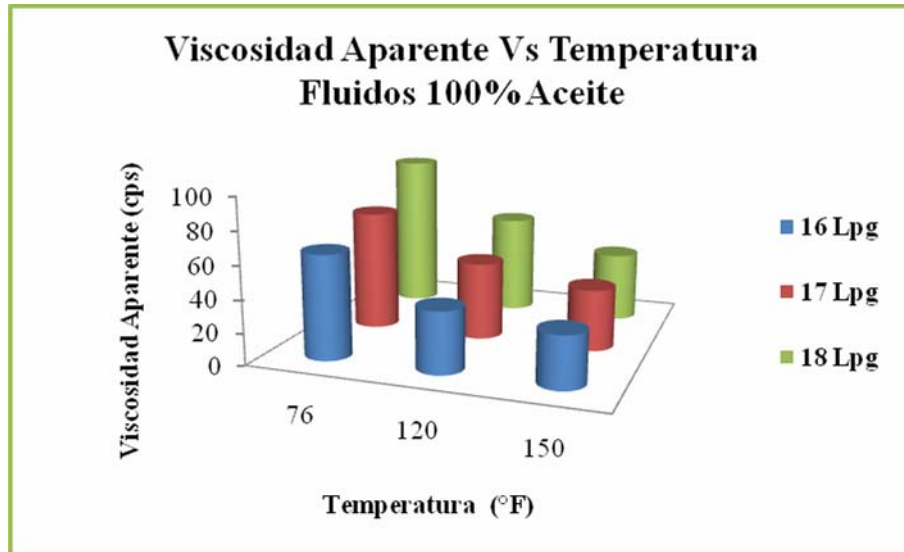


Figura B.6. Viscosidad Aparente de los Fluidos 100% Aceite en Función de la Temperatura.

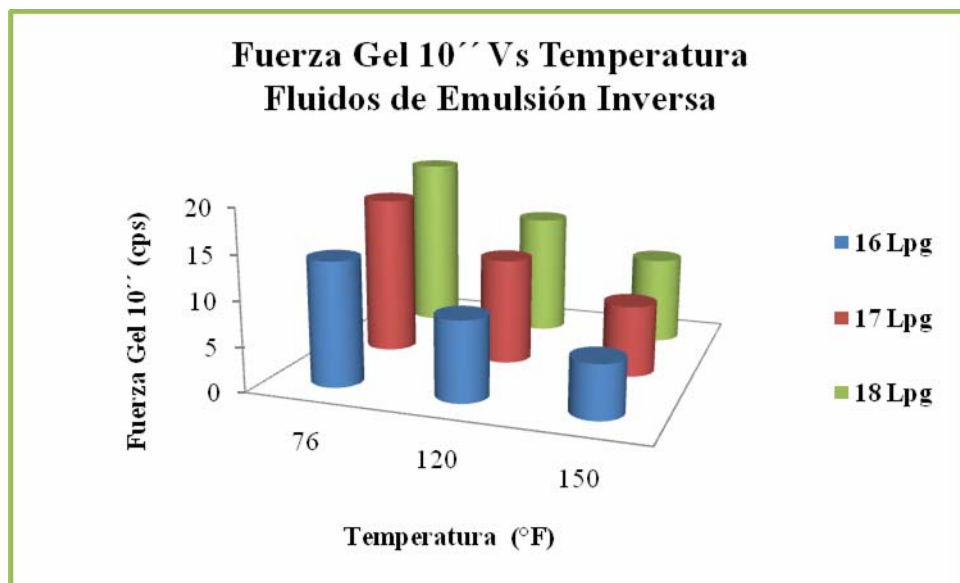


Figura B.7. Fuerza de Gel a los 10 segundos de los Fluidos de Emulsión Inversa en Función de la Temperatura.

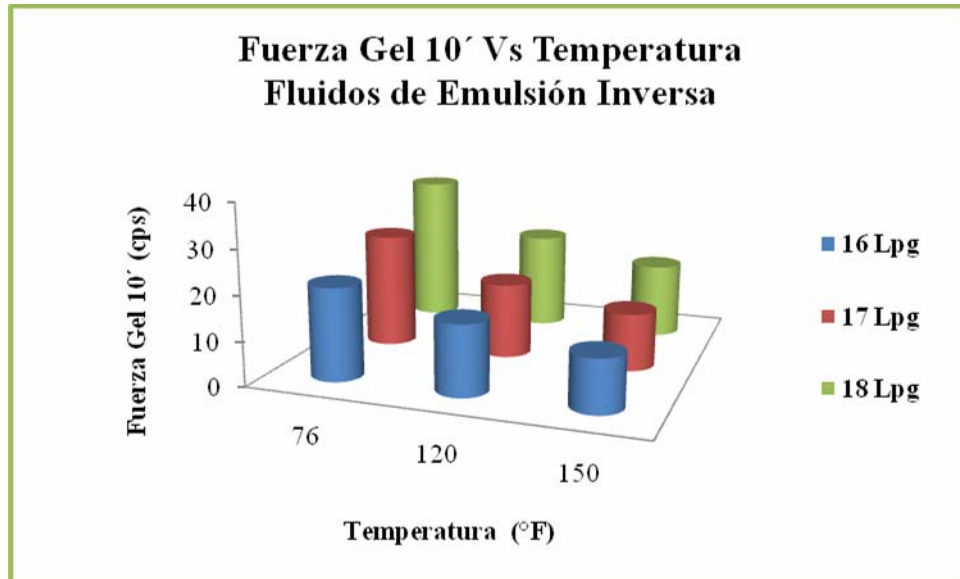


Figura B.8. Fuerza de Gel a los 10 minutos de los Fluidos de Emulsión Inversa en Función de la Temperatura.

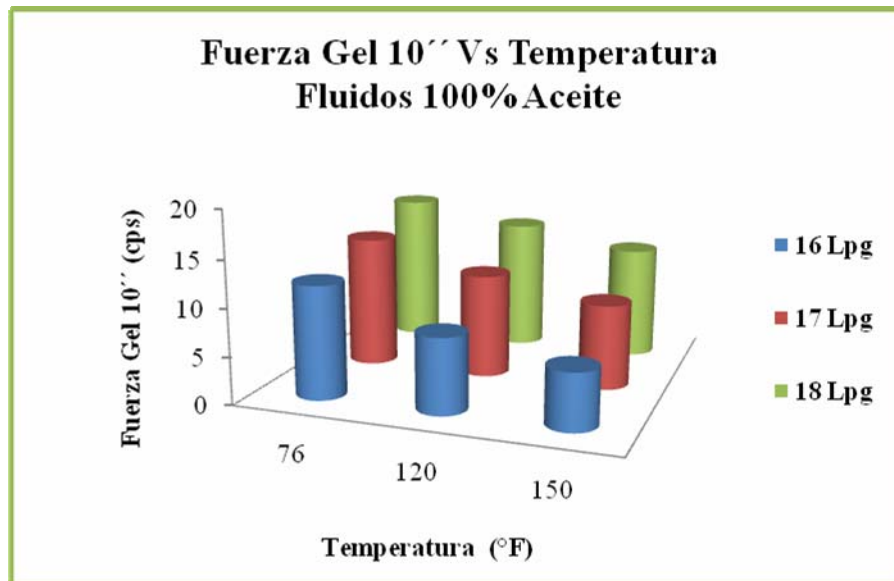


Figura B.9. Fuerza de Gel a los 10 segundos de los Fluidos 100% Aceite en Función de la Temperatura.

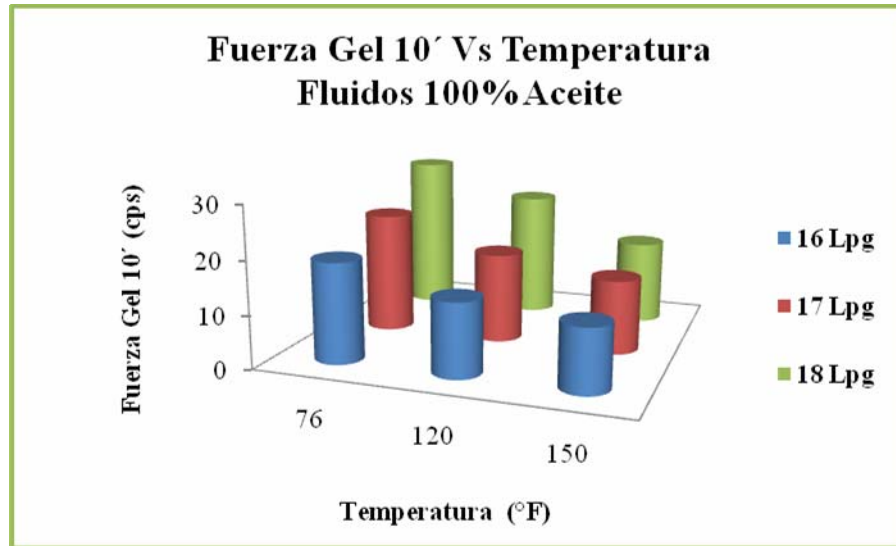


Figura B.10. Fuerza de Gel a los 10 minutos de los Fluidos 100% Aceite en Función de la Temperatura.

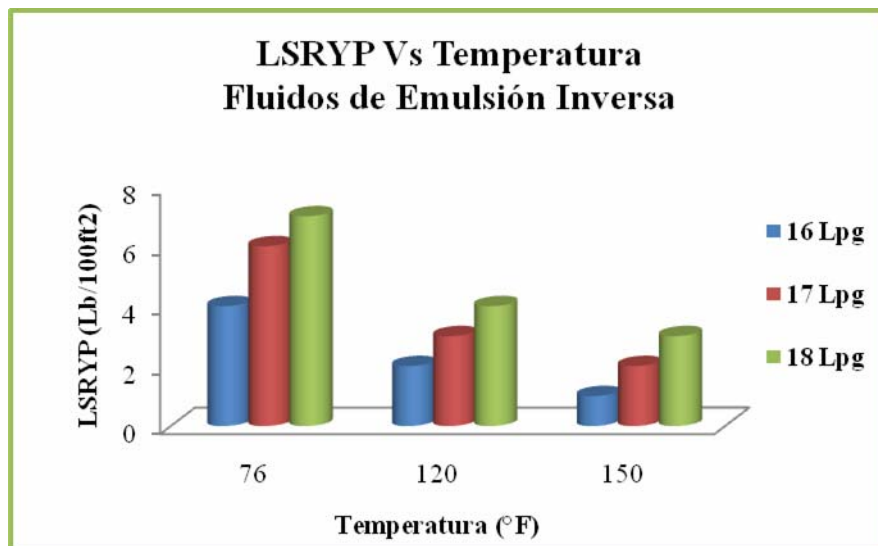


Figura B.11. Punto Cedente a Baja Tasa de Corte de los Fluidos de Emulsión Inversa en Función de la Temperatura.

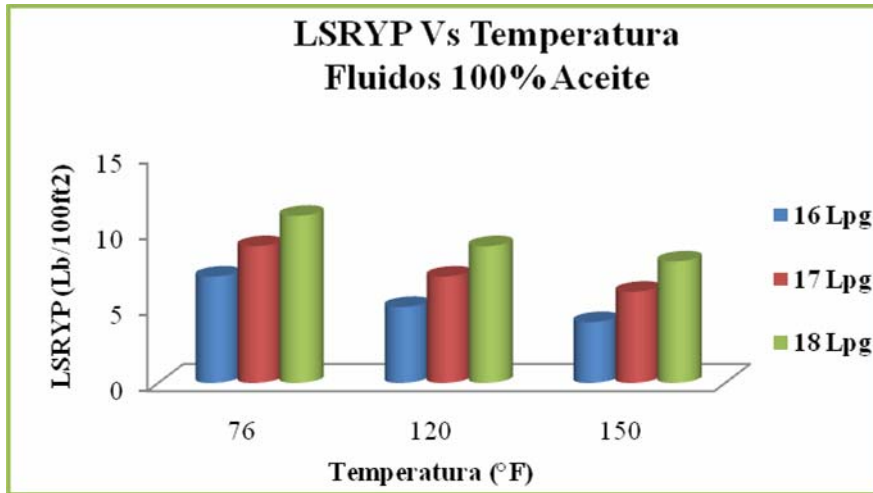


Figura B.12. Punto Cedente a Baja Tasa de Corte de los Fluidos 100% Aceite en Función de la Temperatura.

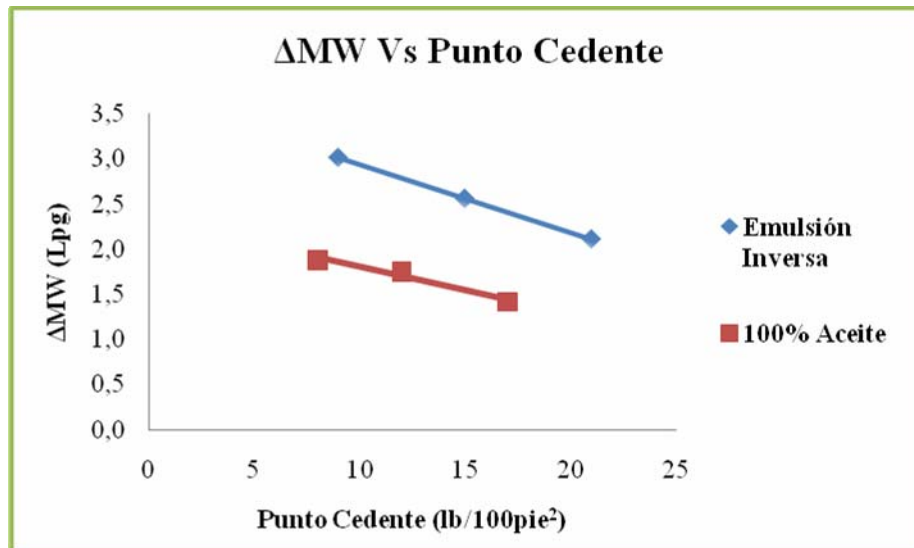


Figura B.13. Cambio en el Peso del Lodo en la Prueba de Asentamiento para los Sistemas Evaluados en Función del Punto Cedente.

APÉNDICE C MUESTRA DE CÁLCULO

C.1. Cálculo de la Densidad de los Aditivos.

$$\rho_{\text{aditivo}} = Y_{\text{aditivo}} \times \rho_w \quad (\text{Ec. C.1})$$

$$\rho_{\text{Aceite Mineral}} = 0,82 \times 8,33 \text{ lb/gal} = 6,8306 \text{ lb/gal}$$

De igual manera se trabajó para el resto de los aditivos de la de la Tabla B.19. Los resultados se muestran en la Tabla B.20.

C.2. Cálculo de la Masa de los Aditivos.

$$W_{\text{aditivo}} = \rho_{\text{aditivo}} \times V_{\text{aditivo}} \quad (\text{Ec. C.2})$$

$$W_{\text{Aceite Mineral}} = 6,8306 \text{ lb/gal} \times 0,555 \text{ bbl} \times \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}} = 159,2212 \text{ lbs}$$

De igual manera se trabajó para el resto de los aditivos de las formulaciones. Los resultados se muestran en las Tablas B.21 y B.22.

C.3. Cálculo de la Densidad del Lodo (Balance de Masas).

$$\rho_{\text{lodo}} = \frac{\sum W_{\text{aditivos}}}{V_{\text{lodo}}} = \text{lbs/gal} \quad (\text{Ec. C.3})$$

Para la Emulsión Inversa de 16 Lpg:

$$\rho_{\text{lodo}} = \left[\frac{159,22 + 1,2 + 0,91 + 9 + 9 + 2 + 21,34 + 7,5 + 454 + 8}{42 \text{ gal}} \right] = 16,00 \text{ Lpg}$$

De igual forma se trabajó para el resto de los sistemas para determinar sus densidades mediante el balance de masas.

Estos cálculos son para un barril de lodo a escala de laboratorio, es decir, para un volumen de 350 cc. En caso de requerirse más de un barril, se deberá multiplicar las concentraciones de las Tablas 4.1 y 4.2, por la cantidad de barriles deseados.

C.4. Cálculo de la Viscosidad Plástica.

Utilizando la Ecuación 2.2: $VP = L_{600 \text{ RPM}} - L_{300 \text{ RPM}}$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 16 Lpg a 150 °F (Tabla B.5):

$$L_{600 \text{ RPM}} = 67$$

$$L_{300 \text{ RPM}} = 37$$

Sustituyendo en la Ec. 2.2: $VP = 67 - 37 = 30 \text{ cps}$.

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla B.5. Los resultados están ubicados en la Tabla B.7.

C.5. Cálculo del Punto Cedente.

Utilizando la Ecuación 2.3: $PC = L_{300 \text{ RPM}} - VP$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 16 Lpg a 150 °F (Tabla B.5 y Tabla B.7):

$$L_{300 \text{ RPM}} = 37$$

$$VP = 30 \text{ cps}$$

Sustituyendo en la Ec. 2.2: $VP = 37 - 30 = 7 \text{ Lb}/100\text{pie}^2$

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tablas B.5 y B.7. Los resultados están ubicados en la Tabla B.8.

C.6. Cálculo de la Viscosidad Aparente.

Utilizando la Ecuación 2.1: $VA = L_{600 \text{ RPM}} / 2$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 17 Lpg a 150 °F (Tabla B.5):

$$L_{600 \text{ RPM}} = 89$$

Sustituyendo en la Ec. 2.1: $VP = 89 / 2 = 44,5 \text{ cps}$.

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla B.5. Los resultados están ubicados en la Tabla B.9.

C.7. Cálculo del Punto Cedente a Baja Tasa de Corte (LSRYP).

Utilizando la Ecuación 2.4: $LSRYP = (2 \times L_{3 \text{ RPM}}) - L_{6 \text{ RPM}}$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 18 Lpg a 150 °F (Tabla B.6):

$$L_{3 \text{ RPM}} = 5$$

$$L_{6 \text{ RPM}} = 7$$

Sustituyendo en la Ec. 2.4: $LSRYP = (2 \times 5) - 7 = 3 \text{ Lb}/100\text{pie}^2$

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla B.6. Los resultados están ubicados en la Tabla B.11.

C.8. Cálculo de la masa de la muestra de lodo pesada.

Utilizando la Ecuación 3.1: $SW = VW_t - VW_o$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 18 Lpg al inicio de la VST (Tabla B.12):

$$VW_t = 25,4309 \text{ gr.}$$

$$VW_o = 21,103 \text{ gr.}$$

Sustituyendo en la Ec. 3.1: $SW = 25,4309 - 21,103 = 4,3279 \text{ gr.}$

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de las Tablas B.12 y B.13. Los resultados están ubicados en las mismas tablas.

C.9. Cálculo de la densidad de la muestra de lodo pesada.

Utilizando la Ecuación 3.2: $MW = SW/SV \times 8,33$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 18 Lpg al inicio de la VST (Tabla B.12):

$$SW = 4,3279 \text{ gr.}$$

$$SV = 2 \text{ cc (constante)}$$

Sustituyendo en la Ec. 3.2: $MW = 4,3279/2 \times 8,33 = 18,0257 \text{ Lpg}$

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla B.12. Los resultados están ubicados en la Tabla B.14.

C.10. Cálculo del cambio en de peso de lodo.

Utilizando la Ecuación 3.3: $\Delta MW = MW_f - MW_o$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 18 Lpg (Tabla B.14):

$$MW_f = 20,1374 \text{ Lpg.}$$

$$MW_o = 18,0257 \text{ Lpg.}$$

$$\text{Sustituyendo en la Ec. 3.3: } \Delta MW = 20,1374 - 18,0257 = 2,1117 \text{ Lpg}$$

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla B.14. Los resultados están ubicados en la misma Tabla B.14.

C.11. Cálculo del Si con el Angulo de Inclinación del Pozo.

Utilizando la Ecuación 3.4: $S_i = \Delta MW \times K_a$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 16 Lpg y un pozo de entre 0 y 10° de inclinación (Tabla B.14 y Tabla 3.3):

$$\Delta MW = 3,0205 \text{ Lpg}$$

$$K_a = 0,1$$

$$\text{Sustituyendo en la Ec. 3.4: } S_i = 3,0205 \times 0,1 = 0,3020 \text{ Lpg.}$$

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla 3.3. Los resultados están ubicados en la misma la Tabla B.15.

C.12. Cálculo del Si con el Diámetro del Pozo.

Utilizando la Ecuación 3.5: $S_i = \Delta MW \times K_d$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 16 Lpg y un pozo con diámetro menor a 8 ½ pulgada (Tabla B.14 y Tabla 3.4):

$$\Delta MW = 3,0205 \text{ Lpg}$$

$$K_d = 0,2$$

$$\text{Sustituyendo en la Ec. 3.4: } S_i = 3,0205 \times 0,2 = 0,6041 \text{ Lpg}$$

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla 3.4. Los resultados están ubicados en la misma la Tabla B.16.

C.13. Cálculo del Si con perfil de flujo anular.

Utilizando la Ecuación 3.5: $S_i = \Delta MW \times K_f$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 16 Lpg y un pozo con flujo anular turbulento (Tabla B.14 y Tabla 3.5):

$$\Delta MW = 3,0205 \text{ Lpg}$$

$$K_a = 0,5$$

Sustituyendo en la Ec. 3.4: $S_i = 3,0205 \times 0,5 = 1,5102 \text{ Lpg}$.

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla 3.5. Los resultados están ubicados en la misma la Tabla B.17.

C.14. Cálculo del Si con la longitud de la sección de aumento del ángulo.

Utilizando la Ecuación 3.5: $S_i = \Delta MW \times K_h$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 16 Lpg y un pozo con una sección de aumento del ángulo superior a 2000 pies (Tabla B.14 y Tabla 3.6):

$$\Delta MW = 3,0205 \text{ Lpg}$$

$$K_a = 1$$

Sustituyendo en la Ec. 3.4: $S_i = 3,0205 \times 1 = 3,0205 \text{ Lpg}$.

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla 3.6. Los resultados están ubicados en la misma la Tabla B.18.

C.15. Cálculo del Si en función de las condiciones de pozo estándar.

Utilizando la Ecuación 3.8: $S_i = \Delta MW \times K_a \times K_d \times K_f$

Para el lodo de Emulsión Inversa de 16 Lpg y un pozo vertical, de 12 ¼ pulgadas de diámetro y perfil de flujo Laminar (Tablas 4.3, 3.3, 3.4 y 3.5):

$$\Delta MW = 3,0205 \text{ Lpg}$$

$$K_a = 0,1$$

$$K_d = 0,5$$

$$K_f = 1$$

Sustituyendo en la Ec. 3.8: $S_i = 3,0205 \times 0,1 \times 0,5 \times 1 = 0,1510 \text{ Lpg}$.

De igual manera se trabajó para el resto de los valores de la Tabla 4.3 Los resultados están ubicados en la Tabla 4.4.

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

TÍTULO	“EVALUACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE BARITA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE DE ALTA DENSIDAD”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
ROSAL M., ANTONIO J.	CVLAC: 19.190.469 E MAIL: ajrosal69@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

EVALUACIÓN

ASENTAMIENTO

BARITA

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

BASE ACEITE

DENSIDAD

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Durante la perforación, el control de las propiedades del lodo es determinante para el éxito de la misma, el fluido de perforación debe tener la capacidad de soportar la presión de la formación a través de la columna hidrostática, y a su vez poseer unas propiedades reológicas óptimas que permita la limpieza y estabilidad del hoyo. El asentamiento de los materiales densificantes en fluidos de alta densidad es uno de los principales generadores de problemas operacionales durante la perforación; como arremetidas, pega mecánica de tubería e inestabilidad del pozo, de ahí la importancia de evaluar el asentamiento de la Barita en fluidos de perforación Base Aceite. Para lograr esta evaluación se estableció la formulación de sistemas de lodo Base Aceite de Emulsión Inversa y 100% Aceite de alta densidad (16, 17 y 18 Lpg) con propiedades reológicas y físico-químicas adecuadas para el buen desempeño del mismo en una labor de perforación. A estos sistemas preparados se les realizó una Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) para determinar la variación de la densidad del lodo causada por el asentamiento de la Barita, además estos resultados fueron ajustados a condiciones de pozo mediante el Índice de Asentamiento (S_i). Los fluidos de perforación formulados son estables a nivel reológico, con alta viscosidad plástica y geles instantáneos, los resultados de la VST fueron muy elevados, de hasta 3 Lpg; los sistemas que presentaron menor asentamiento fueron los que tenían mayor Punto Cedente a Baja Tasa de Corte (LSRYP), demostrando que esta propiedad es determinante para la sedimentación de la Barita. El Índice de Asentamiento reduce drásticamente los resultados de la prueba de asentamiento, llevándolos a valores mínimos ($< 0,16$ Lpg); permitiendo ajustar y/o correlacionar los resultados de la VST con las condiciones operacionales del campo, para una mejor y más adecuada evaluación del asentamiento de la Barita.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
SALAS, ROBERTO	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	3.413.775			
	E_MAIL	RSALASALFARO@GMAIL.COM			
	E_MAIL				
ACOSTA, FÉLIX	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	9.272.777			
	E_MAIL	ACOSTAFAR@GMAIL.COM			
	E_MAIL				
PATIÑO, RAYDA	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	11.833.699			
	E_MAIL	RAYDAPATINO@GMAIL.COM			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2011	03	04

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Asentamiento_Barita.doc	application/msword

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

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

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

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Rosal M. Antonio J.

TUTOR

JURADO

JURADO

Prof. ROBERTO SALAS. Prof. FÉLIX ACOSTA Prof. RAYDA PATIÑO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño