

**ESTUDIO COMPARATIVO DEL EFECTO DE LOS MATERIALES PARA
CONTROL DE PERDIDAS (LCM: LOST CIRCULATION MATERIAL) EN LAS
PROPIEDADES DE DOS SISTEMAS BASE ACEITE – EMULSION INVERSA
USADOS EN PERFORACIÓN POR LA COMPAÑÍA DE SERVICIOS BH**

ANA MARÍA VARGAS SANTOS

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

2017

**ESTUDIO COMPARATIVO DEL EFECTO DE LOS MATERIALES PARA
CONTROL DE PERDIDAS (LCM: LOST CIRCULATION MATERIAL) EN LAS
PROPIEDADES DE DOS SISTEMAS BASE ACEITE – EMULSION INVERSA
USADOS EN PERFORACIÓN POR LA COMPAÑÍA DE SERVICIOS BH**

ANA MARIA VARGAS

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar por el título de
Ingeniero de petróleos**

Director:

OSCAR VANEGAS

Ingeniero de Petróleos

Co-director:

WILMER JAIR CAMACHO CADENA

Ingeniero de Petróleos

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

2017

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

A mis padres Luz Marina Santos Y Raúl Antonio Vargas por ser un apoyo incondicional a lo largo de este proceso y por el sacrificio que han hecho para que yo pudiera alcanzar mis metas y sueños.

A mis hermanos Juan Sebastián Vargas y Andrés Juan Vargas por aportar su granito de arena para que hoy esto fuese posible.

A mi Tía Doris y mi Tío John por abrirme las puertas de su casa y apoyarme emocional y económicamente y darme la oportunidad de terminar este proceso de formación.

A Jeyson, mi novio por ser mi voz de apoyo y aliento en los momentos más difíciles, por obsequiarme los mejores momentos de mi vida y alegrar cada uno de mis días.

A mis amigos y compañeros de la universidad por los momentos de alegrías y hacer de esta etapa de mi vida algo inolvidable.

Ana María Vargas Santos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES	19
1.1 DEFINICIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	19
1.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	19
1.2.1 Retirar los recortes del pozo	19
1.2.2 Controlar las presiones de formación	20
1.2.3 Suspender y descargar los recortes	20
1.2.4 Obturar las formaciones permeables	20
1.2.5 Mantener la estabilidad del pozo	21
1.2.6 Minimizar los daños a la formación.....	21
1.2.7 Enfriar, lubricar, apoyar la barrena y el conjunto de perforación.....	21
1.2.8 Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.....	22
1.2.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación	22
1.2.10 Controlar la corrosión.....	22
1.2.11 Facilitar la cementación y la complementación.....	23
1.2.12 Minimizar el impacto al ambiente.....	23
1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA selección DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	23
1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	24
1.4.1 Fluidos Base agua	24
1.4.2 Lodos base aceite: formación de emulsiones	26
1.4.3 Fluidos aireados.....	28
2. TEORÍA DE FILTRADO Y PROPIEDADES DE FILTRADO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	30
2.1 PERDIDA INSTANTÁNEA DE FILTRADO (SPURT LOSS)	32

2.2 FILTRACIÓN ESTÁTICA	34
2.2.1 Teoría del filtrado estático.....	34
2.2.2 Relación entre el tiempo y el volumen de filtrado.....	35
2.2.3 Espesor del Cake.....	41
2.2.4 La permeabilidad del Cake (Puenteo).....	44
2.2.5 Efecto del tamaño y forma de la partícula sobre la permeabilidad del enjarre.	47
2.2.6 El proceso de construcción del enjarre.	51
3. AGENTES PUENTEANTES –MATERIALES ANTI -PERDIDA LCM (LOST MATERIAL CIRCULATION)	55
3.1 TIPOS DE AGENTES PUNTEANTES	56
3.1.1 Material Densificante.....	56
3.1.2 Material sellante.....	56
3.1.2.1 Barita.....	56
3.1.2.2 Hematita.....	56
3.1.2.3 Sales.....	56
3.1.2.4 Microburbujas.	57
3.1.2.5 Carbonato de calcio.	57
3.2 GRANULOMETRÍA DEL AGENTE PUNTEANTE	60
3.2.1 Garganta de poro.....	60
3.3 TEORÍAS DE PUENTEADO	63
3.3.2 Vickers.	64
3.3.3 Teoría del empaquetamiento ideal.....	65
3.3.4 Método fractal.	67
3.3.4.1 Ecuación de Andreasen.	67
4. PRUEBAS DE LABORATORIO	68
4.1 PARTICLE SIZE DISTRIBUTION (PSD).....	68
4.2 PRUEBA DE PPT TAPONAMIENTO POR PARTÍCULA	70
4.2.1 Descripción.	72
4.2.2 Operación	73

4.3.2.1 Preparación.....	73
4.3.2.2 Cargar la filtración de la celda.....	73
4.2.2.2 Procedimiento de Prueba.....	80
4.2.2.3 Desmontaje.....	81
5. ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS BASE ACEITE.....	85
5.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS.....	85
5.2 FORMULACION DE LOS FLUIDOS A ESCALA DE LABORATORIO.....	86
5.2.1 Formulación de fluidos C1 y M1 usando del formulador de lodos - Mud formulator V.V.....	87
5.2.1.1 Procedimiento cálculo de formulación para lodo base aceite.	88
5.2.2 Formulaciones fluidos C1 – M2.....	90
5.3 CARACTERIZACION FLUIDO 1 (C1) Y FLUIDO 2(M2) – RESULTADOS DE LABORATORIO.....	92
5.3.1 Metodología caracterización fluido 1 (C1) y fluido 2(M2)	92
5.3.2 Resultados de laboratorio reología, pruebas químicas, contenido de sólidos. Fluido 1- Fluido 2.	94
5.3.3 Resultados de laboratorio pruebas de filtracion – filtrado HTHP.....	95
5.3.4 Análisis de distribución de partícula – PSD (Particule Size Distribution).	96
5.3.4.1 PSD (Particule Size Distribution) – Fluido 1 y Fluido 2.	97
5.3.4.2 PSD (Particule Size Distribution) – Productos LCM.....	100
5.3.5 Resultados pruebas PPT.	102
5.3.5.1 Análisis resultados pruebas PPT.	106
5.3.6 Análisis reológico HTHP.	107
5.3.6.1 Resultados reologia HTHP – Fan 75.	107
5.3.6.2 Análisis comportamiento reologico a altas presiones y temperaturas – HTHP.....	112
5.4 caracterizacion pildoras lcm – resultados de laboratorio	114
5.4.1 Resultados caracterización pruebas básicas –Fluido 2.	117
5.4.1.1 Impacto de los productos LCM en las propiedades del fluido.....	118
5.4.2 Análisis de distribución de partícula – PSD (Particule Size Distribution). ...	122
5.4.2.1 PSD (Particule Size Distribution) – Fluido 2.....	122

5.4.2.2 PSD (Particule Size Distribution) – Productos LCM.....	124
5.4.3 Resultados pruebas PPT.	127
5.4.3.1 Análisis resultados pruebas PPT.	131
CONCLUSIONES	132
RECOMEDACIONES	136
BIBLIOGRAFIA	136

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Viscosidad del agua y salmuera al 6% con cloruro de sodio a diferentes temperaturas.....	39
Tabla 2. Correlación entre la cantidad de agua absorbida por la arcilla seca y el agua retenida en el enjarre	39
Tabla 3. Efecto del medio de filtrado sobre la pérdida instantánea.....	49
Tabla 4. Características del Carbonato de calcio.....	58
Tabla 5. Recommended Minimum Back Pressure	79
Tabla 6. Concentraciones Sistemas de Fluido C1 y M2	80
Tabla 7. Propiedades del Fluido C1 para el balance de materiales.	83
Tabla 8. Propiedades del Fluido M1 para el balance de materiales.....	83
Tabla 9. Resultados pruebas básicas de Laboratorio.	90
Tabla 10. HTHP del Fluido 1 - 10.1 ppg.....	91
Tabla 11. HTHP del Fluido 1 - 10.1 ppg.....	91
Tabla 12. Concentración de Material particulado FLUIDO 1- PSD	97
Tabla 13. Concentración de Material particulado FLUIDO 2- PSD	97
Tabla 14. Discos de Aloxita utilizados en las Pruebas PPT.....	99
Tabla 15. Resultados PPT @ 300 °F y 1000 psi – FLUIDO 1.....	104
Tabla 16. Resultados PPT @ 300 °F y 1000 psi – FLUIDO 2.....	105
Tabla 17. Parámetros Prueba de Reología HTHP	108
Tabla 18. Resultados Reología FLUIDO 1 - HTHP @ 3000 psi.....	108
Tabla 19. Resultados Reología – FLUIDO 1 HTHP @ 4000 psi	109
Tabla 20. Resultados Reología FLUIDO 2- HTHP @ 3000 psi.....	110
Tabla 21. Resultados Reología – FLUIDO 2 HTHP @ 4000 psi	111
Tabla 22. Propuesta de Diseño - Pildoras LCM.....	116
Tabla 23. Propuesta de Diseño - Pildoras LCM.....	117
Tabla 24. Concentración de Material particulado LCM 1- PSD.....	125

Tabla 25. Concentración de Material particulado LCM 2- PSD.....	126
Tabla 26. Distribución de Particula Píldoras LCM 1 y 2- PSD	126
Tabla 27. Distribución óptimo de partícula píldoras LCM1 O LCM2 PSD	110
Tabla 28. Mejor garganta Poral para usar una formulación LCM 1 o LCM 2- PSD	127
Tabla 29. Resultados PPT @ 300F y 1000 psi LCM1.....	110
Tabla 30. Resultados PPT @ 300 °F y 1000 psi – LCM 2	129
Tabla 31. LCM 1 vs. LCM 2. Filtrado PPT - Spurt Loss	130

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Factores que afectan el diseño de un fluido de perforación.....	24
Figura 2. Fases de los fluidos base agua.....	26
Figura 3. Esquema de una Emulsión Directa y emulsión inversa	27
Figura 4. Fases de un Fluido Base Aceite.	28
Figura 5. Distribución de partículas en la cara de formación. Condiciones de filtrado de formación.	31
Figura 6. Distribución de partículas en la cara de formación. Condiciones de filtrado de formación.	29
Figura 7. Perdida de Filtrado vs. Raíz Cuadrada del Tiempo	36
Figura 8. Efecto de la presión sobre el volumen de filtrado	38
Figura 9. Viscosidad del agua a diferentes temperaturas	40
Figura 10. Variación del volumen de filtrado, volumen del enjarre y permeabilidad con respecto a la concentración de sólidos en suspensión.	38
Figura 11. Distribución de Partícula Lodo Oeste Texas.....	45
Figura 12. Distribución de Partícula- esfereas de vidrio. Prueba Freshwater, y Scarlett.....	45
Figura 13. Distribución de porosidad (ϵ) y esfuerzo efectivo (P_s) en un puenteo o enjarre de una suspensión sólidos. Presión de filtrado=350[psi]	47
Figura 14. Ejemplo de una curva estrecha A y una curva ancha B de rango de partícula contra la escala phi.	48
Figura 15. Variación de permeabilidad del Puenteo con el promedio de diámetro y rango en el tamaño de las partículas.	49
Figura 16.a Distribución de tamaño de partícula de lodos seleccionados	50
Figura 17.b Distribución de tamaño de partícula de lodos seleccionados	51

Figura 18.	Invasión de una Zona Permeable por Sólidos.	48
Figura 19.	Esquema de puenteo con microburbujas.....	57
Figura 20.	Garganta de poro y poro.....	61
Figura 21.	Curva frecuencia acumulada vs Tamaño garganta poral.....	62
Figura 22.	Regla geométrica.....	62
Figura 23.	Curva percentiles vs Tamaño de partícula del agente punteante	59
Figura 24.	Mecanismos de filtración.	66
Figura 25.	Diámetro de la partícula.....	69
Figura 26.	Montaje de prueba PPT y Discos de aloxita	71
Figura 27.	Celda de ensayo	74
Figura 28.	Tornillo del vástago de la válvula de entrada.....	75
Figura 29.	Tubo de presurización.	75
Figura 30.	Pistón.....	76
Figura 31.	Tornillos de bloqueo.....	77
Figura 32.	Válvula de salida.....	78
Figura 33.	Receptor de presión.....	79
Figura 34.	Herramienta para la Formulación del Fluido.	84
Figura 35.	Se introducen los productos y sus respectivas concentraciones.	85
Figura 36.	Datos obtenidos en la herramienta MUD FORMULATOR V.V	86
Figura 37.	Concentraciones Fluido 1- SITEMA C1	87
Figura 38.	Concentraciones Fluido 2- SITEMA M2.....	87
Figura 39.	Filtrado recolectado a 30 minutos -Registro fotográfico.....	92
Figura 40.	Caker o Retorta de Filtrado HTHP – Fluido 1 -Registro fotográfico	92
Figura 41.	Distribución de Particula FLUIDO 1	94
Figura 42.	Distribución de Particula FLUIDO 2	95
Figura 43.	Distribución de Particula Productos LCM.....	96
Figura 44.	Volumen vs Raíz cuadrada del Tiempo – FLUIDO 1.....	100
Figura 45.	Volumen vs Raíz cuadrada del Tiempo – FLUIDO 2.....	101
Figura 46.	FLUIDO 1 vs. FLUIDO 2. Filtrado PPT - Spurt Loss	102

Figura 47. Comportamiento Reologia FLUIDO 1- HTHP @ 3000 PSI	104
Figura 48. Comportamiento Reologia –FLUIDO 1 HTHP @ 4000 PSI	105
Figura 49. Comportamiento Reologia FLUIDO 2- HTHP @ 3000 PSI	106
Figura 50. Comportamiento Reologia –FLUIDO 2 HTHP @ 4000 PSI	107
Figura 51. Comportamiento Reologia –FLUIDO 1 va. FLUIDO 2 HTHP @ 3000 PSI	108
Figura 52. Comportamiento Reologia –FLUIDO 1 va. FLUIDO 2 HTHP @ 4000 PSI	109
Figura 53. Árbol de decisión- Píldoras LCM para perdía de Fluido a formación.	112
Figura 54. Densidad el FLUIDO 2 vs Material LCM	115
Figura 55. Lecturas del REOMETRO fan 35 para el FLUIDO 2 vs Material LCM	115
Figura 56. Viscosidad Plasticas – Yield Point FLUIDO 2 vs Material LCM	116
Figura 57. Filtrado HTHP –FLUIDO 2 vs Material LCM	117
Figura 58. Filtrado HTHP –FLUIDO 2 vs Material LCM	117
Figura 59. Distribución de Particula LCM 1	119
Figura 60. Distribución de Particula LCM 2	120
Figura 61. Optimización de la Distribución de Particula Productos LCM.	121
Figura 62. Volumen vs Raíz cuadrada del Tiempo – LCM 1	125
Figura 63. Volumen vs Raíz cuadrada del Tiempo – LCM 2	126
Figura 64. LCM 1 vs. LCM 2. Filtrado PPT - Spurt Loss	126

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO COMPARATIVO DEL EFECTO DE LOS MATERIALES PARA CONTROL DE PERDIDAS (LCM: LOST CIRCULATION MATERIAL) EN LAS PROPIEDADES DE DOS SISTEMAS BASE ACEITE – EMULSION INVERSA USADOS EN PERFORACIÓN POR LA COMPAÑÍA DE SERVICIOS BH-

AUTORES: ANA MARIA VARGAS SANTOS

PALABRAS CLAVES: Reología, emulsión, Permeabilidad, porosidad, Filtración, aloxita, Píldora.

DESCRIPCIÓN:

Los materiales de control de pérdida (LCM, por sus siglas en Inglés) son ampliamente usados en la industria petrolera, así mismo las pérdidas de Fluido hacia formación acarrea costos altos en una operación de exploración y desarrollo de Campos. Existen varios diseños de productos que son agregados a un lodo o fluido de perforación, con el objetivo de que este ayude a obturar el medio poroso.

La presente investigación resalta las propiedades de dos sistemas de fluidos de perforación, emulsión inversa, usados por una compañía de servicios. Se realizó una comparación de desempeño a través de pruebas especiales de laboratorio, enfocadas en el análisis de distribución de partícula (PSD), capacidad de obturar un medio poroso (PPT) y finalmente se evaluó el impacto de 7 materiales LCM, usados por la compañía para mitigar las pérdidas de fluido hacia una formación.

El resultado del estudio permite analizar, cómo los fluidos emulsión inversa, presentan funciones enfocadas en el control de pérdida de filtrado hacia la formación, en función de su diseño o concentración de diferentes productos. Usando un Analizador de partícula de alta potencia, se procedió a estudiar la distribución de dos Píldoras LCM y su impacto en las propiedades de los sistemas de fluidos base. Se realizó un análisis operativo que permitió, establecer la relación entre las propiedades de una píldora LCM y sus efectos en la operación de perforación, así como los impactos y consecuencias de una mala preparación o uso inadecuado de estos materiales.

*Trabajo de grado** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: Oscar Vanegas Angarita.

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE STUDY OF THE EFFECT OF MATERIALS FOR LOSS CONTROL (LCM: LOST CIRCULATION MATERIAL) ON THE PROPERTIES OF TWO OIL BASED SYSTEMS - INVERSE EMULSION USED IN DRILLING BY THE COMPANY OF SERVICES BH.

AUTHOR: ANA MARIA VARGAS SANTOS

KEY WORDS: Reology, Permeability, porosity, Filtration, aloxite, pills.

DESCRIPTION:

The lost circulation material (LCMs) are widely used in the oil in the oil industry, as well the loss of fluid toward formation entails high costs in a development of an operation and exploration. There are several product designs that are added to a drilling mud or fluid, in order to help seal the porous medium.

The present research highlights the properties of two reverse drilling fluid systems used by a service company. The comparison was performed through special laboratory tests, focused on particle distribution analysis (PSD), pore media shutdown (PPT) and finally the impact of 7 LCM materials used by the company to mitigate fluid losses to a formation.

The result of the study allows to analyze, as the inverse emulsion fluids, present functions focused on the control of loss of filtration towards the formation, depending on its design or concentration of different products. Using a high power particle analyzer, we proceeded to study the distribution of two LCM Pills and their impact on the properties of the systems of the base fluids. An operative analysis was made to establish the relationship between the properties of an LCM pill and its effects on the drilling operation, as well as the impacts and consequences of poor preparation or inappropriate use of this materials.

*Bachelor Thesis Project** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School, Director: Oscar Vanegas Angarita.

INTRODUCCIÓN

Unos de los problemas potenciales y que más genera pérdidas en la industria del petróleo es la pérdida de fluido hacia formación. Los materiales de control de pérdida de fluido o LCM (Lost Material Circulation), son productos que hoy día, juegan un papel importante en el diseño de un fluido de perforación. Su granulometría y una distribución adecuada en las gargantas de poro, como en los poros de una formación altamente permeable, permiten controlar que el fluido se filtre y se pierda en roca.

El siguiente proyecto, se dirigió específicamente a caracterizar, comprender y medir el impacto de algunos productos de pérdida usados por empresas de servicios en el control de contingencias. Se seleccionaron los sistemas de lodo en los cuales se interesa la empresa para evaluar el impacto.

Hay muchos factores que afectan la capacidad del fluido de perforación para transportar eficientemente ripios a la superficie y proporcionar la limpieza del pozo óptimo, algunos de estos factores incluyen: Tamaño de corte, densidad y peso del lodo, Tamaño y ángulo del pozo, Reología de circulación de fluidos, rotación de la tubería de perforación, Tasa de penetración (ROP), propiedades de los ripios, Propiedades del fluido: viscosidad plástica, punto cedente, yield Stress entre otras propiedades del fluido. Así como el ensamble de fondo o BHA por sus siglas en inglés, que se usa en toda la sarta de perforación.

En este proyecto se estudió principalmente el efecto de los aditivos usados en la industria para el control de pérdidas de circulación, y su influencia en las propiedades de dos sistemas (A y B) base aceite, usados por una compañía de servicios; para perforar zonas propensas a presentar dicho problema operacional. El propósito fue hacer un estudio que permita establecer las incidencias y

alteraciones que al agregar aditivos LCM, este si no se les da un control y manejo adecuado, puedan complicar la operación y generar resultados inadecuados., taponamiento de ensamble de fondo o no realizar la obturación adecuada.

El principal interés de este estudio fue ANALIZAR dos píldoras LCM, propuestas por la compañía y evaluar su incidencia en las propiedades del fluido.

Se determina que no todos los materiales de control de pérdida de circulación son compatibles con la totalidad de los sistemas de fluidos, como la píldora de alta tixotropía que a diferencia de las demás es compatible únicamente con un sistema de fluido base agua.

Al comparar las píldoras evaluadas con la píldora convencional, se determina que, la píldora de mezcla de material granular y asfáltico un mejor rendimiento para el control de pérdidas de circulación en comparación con la píldora convencional, algo que no sucede con las píldoras de sello por alta filtración y con la píldora de alta tixotropía que mostraron rendimientos muy bajos a bajas concentraciones.

1. GENERALIDADES¹

1.1 DEFINICIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

El lodo de perforación o fluido de control se define como un fluido en donde se encuentran suspendidos aditivos químicos en estado sólido y líquido que proporcionan propiedades físico-químicas adecuadas para las condiciones operativas y las características litológicas de la formación a perforar. El fluido en donde se encuentran suspendidos los aditivos se conoce como FASE CONTÍNUA y las partículas suspendidas constituyen la FASE DISCONTINUA.

1.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que este debe ser capaz de desempeñar, aunque algunas de estas no sean esenciales en cada pozo. A continuación, se enlista cada una de ellas.

1.2.1 Retirar los recortes del pozo. Los recortes que se generan a medida que la barrena perfora la roca son retirados y llevados a la superficie por medio del fluido de perforación. Esto gracias a que el fluido es bombeado en superficie por medio de bombas pasando a través de la tubería de perforación hasta ser expulsado presión en las toberas de la barrena. La remoción de los recortes (limpieza del pozo) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes; unidos a la velocidad de penetración y también de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido.

¹ Fluidos, Manual de Ingeniería. Baker Hughes INTEQ, 1998

1.2.2 Controlar las presiones de formación. El parámetro más importante por el cual se utiliza un fluido de perforación en operaciones de esta índole, es que transmita potencia y por ende ayude a controlar las presiones de fondo, permitiendo realizar una operación segura. De manera obligatoria, cuanta mayor profundidad se alcanza, las presiones a controlar son mayores, y por ende se incrementa la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y así mantener la estabilidad del pozo. El objetivo primordial es restringir que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo, ya sea agua, petróleo o gas y estos causen inestabilidad. La densidad del fluido utilizada para perforar un pozo se encuentra limitada por el peso mínimo necesario para poder controlar las presiones de formación sin que haya derrumbes y el peso máximo es el que no logre fracturar la formación. En las operaciones actuales, los estudios geo mecánicos los datos obtenidos de pozos cercanos, permiten a los ingenieros definir el peso mínimo del lodo que asegure el control y la estabilidad del Pozo.

1.2.3 Suspender y descargar los recortes. Los lodos o fluidos de control deben ser capaces de suspender los recortes que se generan durante la perforación, los materiales densificantes y los aditivos son los que hacen posible que el lodo de perforación adquiera las características necesarias para suspender los recortes.

Los asentamientos ocurren con más frecuencia bajo condiciones dinámicas en pozos direccionales con un alto ángulo de inclinación donde el fluido está circulando a bajas velocidades angulares.

1.2.4 Obturar las formaciones permeables. Cuando la presión de la columna de lodo es mayor a la presión de la formación, el lodo se precipita a la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de los fluidos de perforación deben de estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque o también llamado enjarre de baja permeabilidad con el fin de

limitar la invasión del filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas en las operaciones de perforación y producción.

1.2.5 Mantener la estabilidad del pozo. La estabilidad del pozo se logra mediante un equilibrio complejo de factores mecánicos como son (presiones y esfuerzos) y factores químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se llegue a introducir y cementar la tubería de revestimiento.

Independientemente de la composición química del fluido además de otros factores, el peso del lodo debe de estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de formación, esfuerzos que actúan sobre el pozo relacionados con la dirección y la tectónica), esto para lograr una operación de perforación segura.

1.2.6 Minimizar los daños a la formación. Es de suma importancia el proteger el yacimiento contra los posibles daños que pueda causar el fluido de perforación. Cualquier reducción en la porosidad o cambio en la permeabilidad de la formación productora se considera como daño. El tipo de procedimiento y método de complementación del pozo, determinará el nivel de protección que requerirá la formación. Los fluidos de rehabilitación y de terminación pueden ser usados para minimizar los daños a la formación.

1.2.7 Enfriar, lubricar, apoyar la barrena y el conjunto de perforación. Durante la perforación las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor generado por la fricción que existe entre la barrena al romper las rocas de la formación y por el roce que existe entre la columna de perforación rotaria contra la tubería de revestimiento y el pozo. Gracias a la circulación del fluido de perforación se logra enfriar la barrena y a todo el conjunto de perforación, distribuyendo el calor a todo el largo del pozo alcanzando inclusive

temperaturas más bajas que la de fondo. El fluido de perforación también ayuda a soportar una porción del peso de la columna de perforación mediante la flotabilidad, esto gracias a que el fluido aporta una fuerza igual al peso del fluido desplazado por la tubería, manteniéndola en flotación reduciendo la carga del gancho de la torre de perforación.

1.2.8 Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena. La energía hidráulica puede ser utilizada para maximizar la velocidad de penetración, mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de medición al perforar. Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizar la potencia disponible (presión) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena y optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo.

1.2.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación. Una correcta evaluación de la formación es esencial para obtener un éxito en la operación de perforación. Estos métodos de evaluación suelen ser afectados por el fluido de perforación. Por ejemplo, si los recortes se dispersan en el lodo, el geólogo no tendrá nada que evaluar en superficie. O si el transporte de los mismos no es bueno, será difícil para el geólogo determinar la profundidad en la cual los recortes se originaron. El lodo de perforación también afecta en los registros por ellos es recomendable utilizar un tipo de lodo de acuerdo a la operación que se vaya a realizar. Por ejemplo, las extracciones de núcleos se realizan con lodos suaves y con una cantidad mínima de aditivos.

1.2.10 Controlar la corrosión. Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que se encuentran constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a diversas formas de 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. Por lo tanto, la función del fluido de perforación es mantener la corrosión en un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la misma.

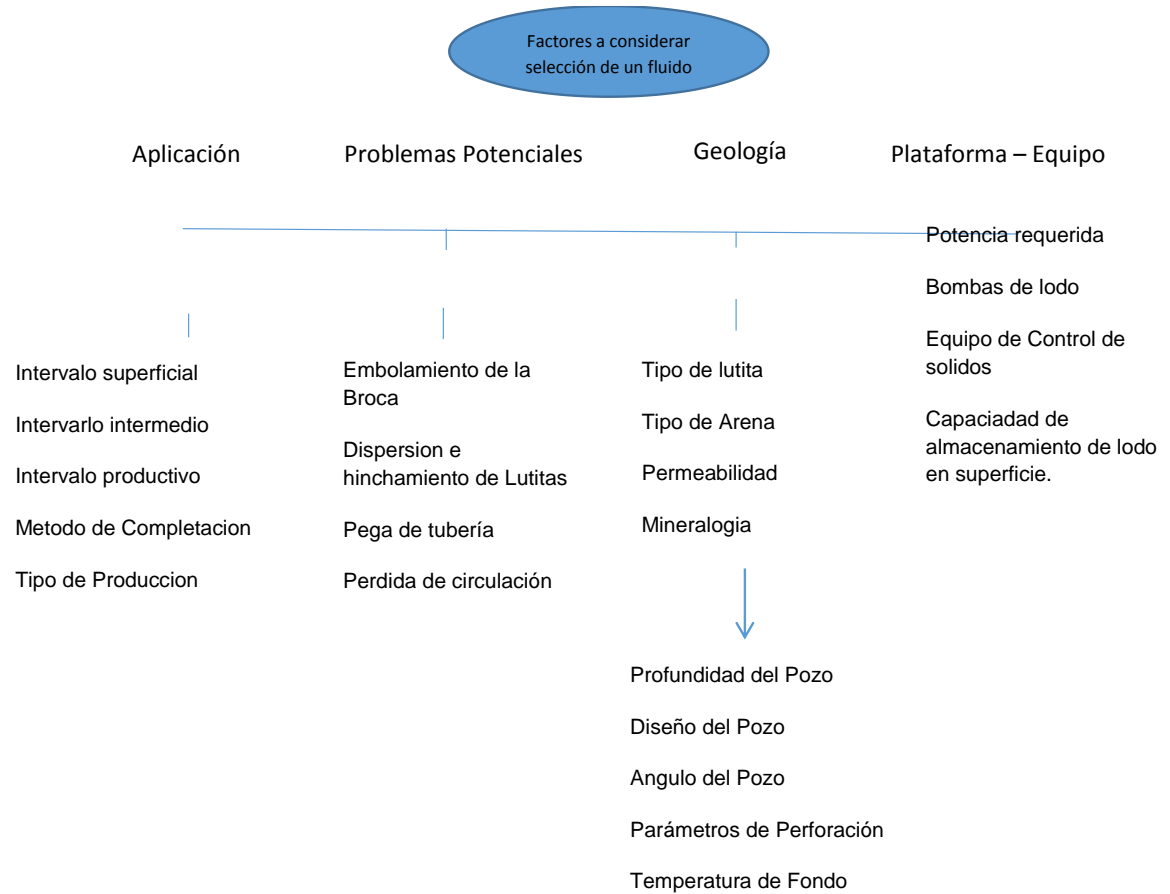
1.2.11 Facilitar la cementación y la complementación. Durante la bajada de la tubería de revestimiento, el lodo debe minimizar la “surgencia”, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas. Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo con calibre uniforme y sin recortes o derrumbes.

1.2.12 Minimizar el impacto al ambiente. Con el tiempo el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser limpiado con forme a los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental pueden ser limpiados en la cercanía, y por lo tanto son los más adecuados para utilizar.

1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

La seguridad de una operación de perforación es un factor de alta importancia, que se logra en gran medida, con un control adecuado de las presiones de fondo, y por su puesto con un buen diseño y selección del fluido de perforación. Una densidad adecuada, propiedades estables y un buen a integración de datos que permita dimensionar y mitigar emergencias durante la perforación. En la Figura 1 se presentan los principales factores que afectan la selección de un fluido de perforación.

Figura 1. Factores que afectan el diseño de un fluido de perforación.



Fuente: Technical Communications Group. Manual de Ingeniería. Baker Hughes. Agosto de 2008.

1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En general los fluidos de perforación pueden dividirse en dos categorías dependiendo de la fase continua que los forma:

1.4.1 Fluidos base agua. Son aquellos en los que su fase continua es al agua dulce, agua de mar o salmuera, y la fase discontinua puede ser aceite formando así, lo que se conoce como una emulsión directa. También la fase discontinua puede ser aire formando un lodo aireado. Se clasifican por la resistencia a los

tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, por ello, se va transformando en su formulación debido a la incorporación de gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos incorporados al fluido.

Los fluidos base agua en general se pueden subdividir en:

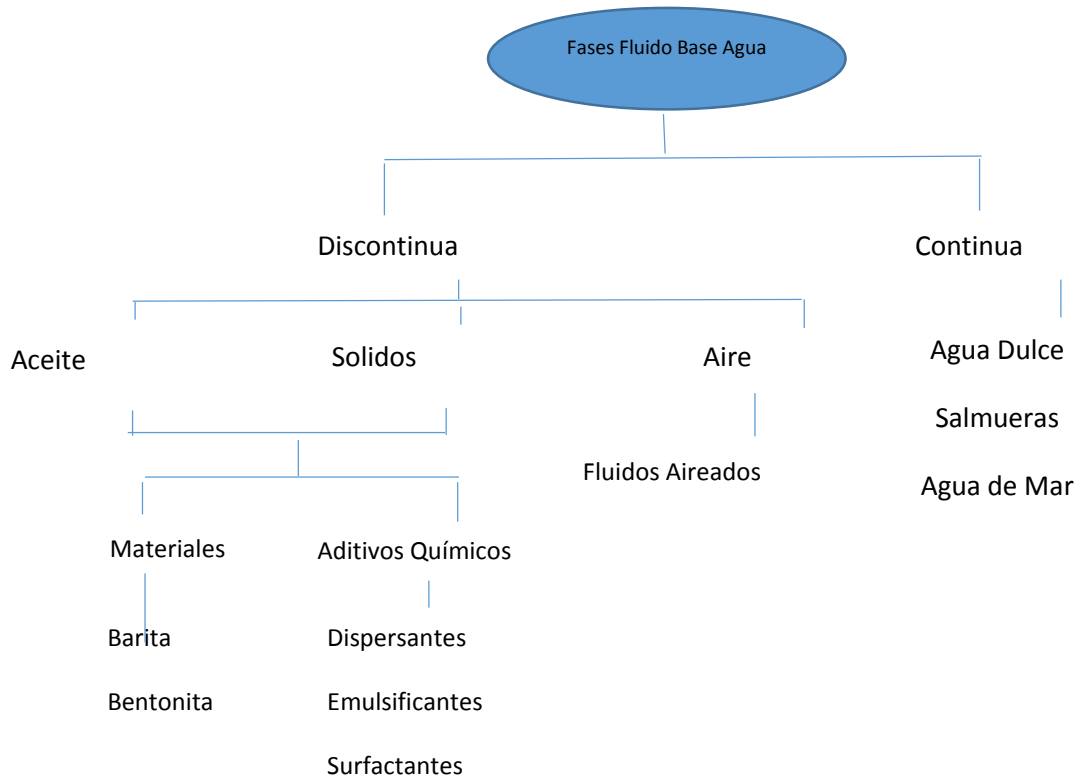
Agua dulce – agua de mar.

Fluido bentonítico – (no disperso): El término no disperso indica que no se utilizan aditivos dispersantes y las arcillas comerciales agregadas al lodo, o las que se incorporan de la formación, van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural. Este fluido es utilizado en el inicio de la perforación.

Fluido bentonítico polimérico: Es utilizado para perforar formaciones de bajo contenido de arcilla. Se prepara con agua dulce o salada para concentraciones de calcio menores de 200 ppm.

Fluido disperso – (no inhibido): Se utilizan dispersantes químicos para deflocular a la bentonita sódica. Es el fluido más versátil y utilizado en la industria, debido a su tolerancia a los contaminantes más comunes y a la incorporación de sólidos de formación. La viscosidad del sistema es controlada con facilidad mediante el uso de dispersantes. Con la adición de lignitos es excelente para perforar formaciones con alta temperatura.

Figura 2. Fases de los fluidos base agua.



Fuente: Technical Communications Group. Manual de Ingeniería. Baker Hughes. Agosto de 2008.

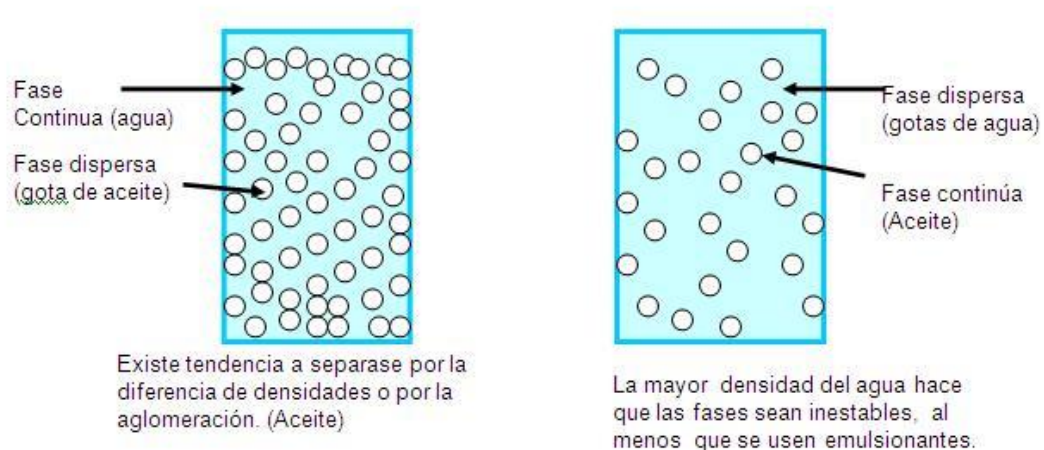
1.4.2 Lodos base aceite: formación de emulsiones. Una emulsión es un sistema termodinámicamente inestable en el cual dos líquidos inmiscibles coexisten. Uno de ellos está disperso en forma de gotas en el otro (el tamaño estas gotas varían generalmente entre 0.1 a 100 micras).

El líquido que representa la fase acuosa (W) es altamente polar y su naturaleza es hidrofílica. El otro líquido es de naturaleza lipofílica (O) y representa la fase oleica de la emulsión. Básicamente existen tres compuestos de una emulsión de agua en aceite: (1) agua, la fase interna o dispersa, (2) aceite la fase externa o continua y (3) el agente emulsificante, el cual estabiliza la dispersión. Las gotas dispersas se conocen como la fase interna o discontinua. El líquido que rodea las gotas dispersas es la fase externa o continua. Estos tres componentes nunca formarán

una emulsión a menos que exista suficiente agitación para dispersar a uno de los líquidos dentro del otro, aunque la agitación por sí sola no produciría una emulsión a menos que los dos líquidos sean inmiscibles o insolubles uno en el otro. En otras palabras, se considera que para que se presente la formación de una emulsión se requiere de tres condiciones básicas:

- Los líquidos deben ser inmiscibles.
- Debe estar presente un agente emulsificante.
- Debe presentarse suficiente agitación (energía) para dispersar un líquido (en gotas) en el otro.

Figura 3. Esquema de una emulsión directa y emulsión inversa



Fuente: I. Aranberri, B.P. Binks, J.H. Clint, P.D.I. Fletcher. ELABORACION Y CARACTERIZACION DE EMULSIONES. Revista iberoamericana de Polimeros. EEUU 2006

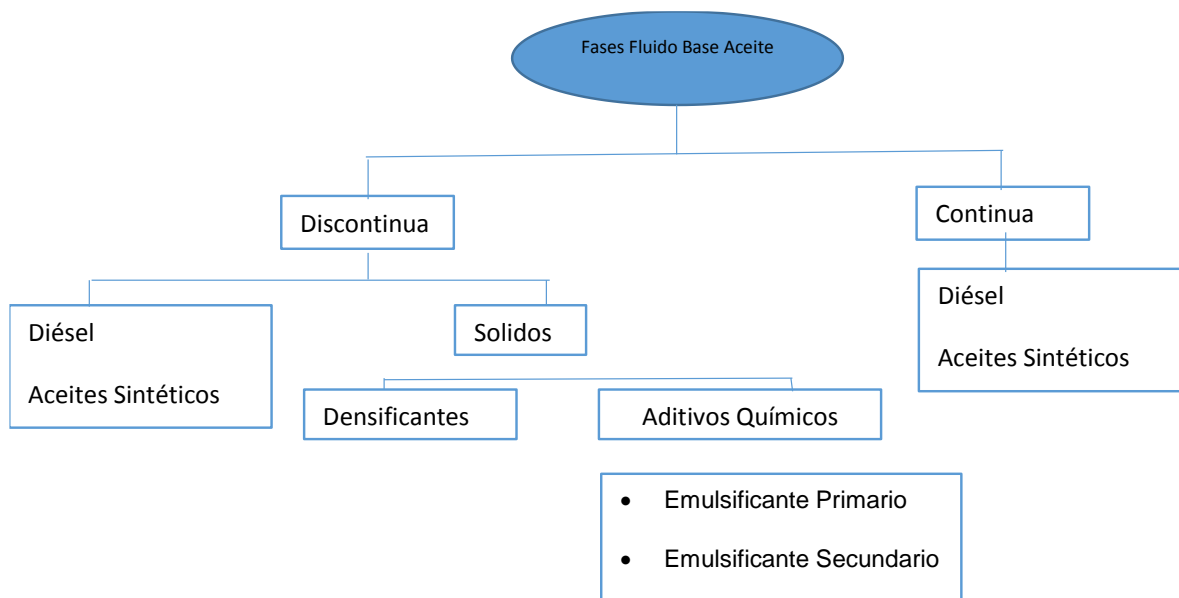
Un **lodo base aceite** es un fluido que tiene como fase continua a un aceite y su filtrado es únicamente aceite, se pueden clasificar en:

Emulsión inversa: En este sistema, el contenido de agua va de un 5% a un 50% y la adición de emulsificadores solubles tanto en agua como en aceite hacen que el agua se emulsifique en el aceite y formen un sistema estable. Se utilizan para

perforar lutitas hidrófilas zonas de arena productora con altas temperaturas en medios corrosivos y se caracterizan por ser lodos salados ya que salinidad varía entre 30 mil a 350 mil [ppm].

Emulsión directa: Este lodo se refuerza con polímeros que soportan altas temperaturas y son utilizados como estabilizadores térmicos y reductores de filtrado, son fluidos de baja densidad y se preparan a una razón de hasta un 80% de diésel de acuerdo a la densidad requerida un 18% de agua y un 2% de emulsificantes, así como un agente supresor de hidratación y un polímero viscosificante. En la Figura 4 se presentan las fases de un fluido base aceite.

Figura 4. Fases de un fluido base aceite.



Fuente: I. Aranberri, B.P. Binks, J.H. Clint, P.D.I. Fletcher. ELABORACION Y CARACTERIZACION DE EMULSIONES. Revista iberoamericana de Polímeros. EEUU 2006

1.4.3 Fluidos aireados. Los fluidos aireados tienen una gran aplicación en la perforación bajo balance, ya que este método requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido sea menor que la del yacimiento. Los fluidos

aireados incluyen aire, gas, espumas o lodos aireados (que se logra mediante la inyección de nitrógeno a la columna de lodo).

Los fluidos limpios son los fluidos que se encuentran libres de sólidos y se utilizan principalmente en las etapas de terminación de los pozos o en alguna reparación. Las ventajas de este tipo de fluidos.

2. TEORÍA DE FILTRADO Y PROPIEDADES DE FILTRADO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las propiedades del fluido de perforación permiten medir y entender el comportamiento o la respuesta que este tendrá, en diferentes condiciones de operación, y durante su contacto con alguna formación.

Por esto en este capítulo se tratará y profundizará en una de las propiedades o parámetro, más importante medible en un fluido de perforación como es el filtrado, relacionado indirectamente, con la distribución de partícula que el fluido presenta.

El objetivo es revisar las diferentes teorías de filtrado, que se han desarrollado para analizar y comprender como es la invasión y filtración en Zonas cercanas en la cara del Pozo; donde los Productos LCM (Lost Material Circulation) presentes en el fluido de perforación, son los encargados en generar un puenteo o enjarre (distribución de granos) para evitar que el lodo fluya hacia formaciones estrictamente PERMEABLES.

Desde la perspectiva operativa, el fluido es bombeado y hecho circular dentro del pozo mediante el uso de una o más bombas dependiendo de la potencia y caudal de fluido que sea requerido, dentro del pozo. El fluido de perforación experimenta cambios en sus propiedades, en función de la temperatura, presión y composición, que provocan que se presenten diferentes fenómenos dentro del pozo o sistema hidráulico. El fenómeno al que nos enfocaremos puntualmente es el fenómeno de filtración.

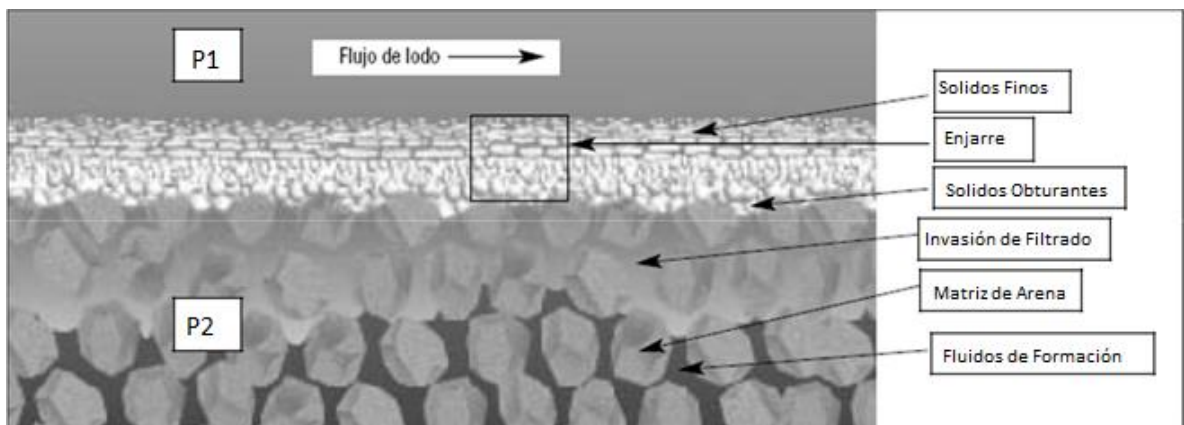
El filtrado, se refiere a la acción mediante la cual una presión diferencial hace entrar a la fase líquida del fluido de perforación dentro de una formación

permeable. Durante este proceso las partículas sólidas son filtradas formando lo que se conoce como enjarre.

Un fluido de perforación debe estar diseñado para Obturar las zonas permeables o semipermeables, de la formación lo más rápido posible formando puentes o arreglos de partículas Tanto finas, medianas como gruesas; para evitar que se genere un filtrado hacia la formación. Este fenómeno ocurre bajo condiciones estáticas y dinámicas las cuales son el objetivo de este capítulo donde se discutirán sus principios y la forma de correlacionarlos.

La Figura 5, permite dimensionar el fenómeno de invasión y obturación que suponen un proceso de filtración en una operación de perforación, cuando el fluido entra en contacto con la formación, a través del espacio anular. Se logra observar el filtrado que atraviesa la roca, al interactuar el fluido de perforación con la formación fluyendo. Considerando que se encuentra actuando la presión diferencial ($P1-P2$), que es la que ocasiona que se presente este fenómeno de filtración y consecuentemente la formación del arreglo de partículas.

Figura 5. Distribución de partículas en la cara de formación. Condiciones de filtrado de formación.



Fuente: Fuente: Oilfield Review is Schulmberger, Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento, 2013.

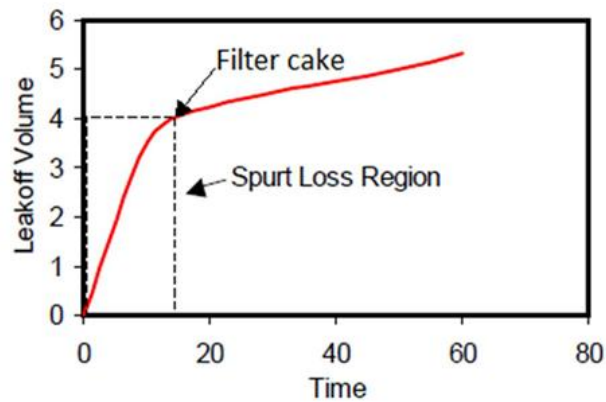
2.1 PERDIDA INSTANTÁNEA DE FILTRADO (SPURT LOSS)

Uno de los fenómenos más importantes cuando estudiamos el fenómeno de filtrado es el error constante o también conocido como pérdida instantánea (spurt loss), que es definido como el volumen de filtrado que de manera instantánea invade a la formación cuando se realiza la operación de perforación. Por esta razón, es muy importante conocer la tendencia del volumen de fluido que se filtrará en el medio permeable hasta que este logre obturar el medio permeable por medio de la generación de un enjarre.

Este fenómeno es en gran parte causado por la tendencia de las partículas finas del lodo que pasan a través del medio poroso de la formación, dichas partículas se van acumulando en las gargantas de los poros hasta que logran formar el enjarre que reduce de manera considerable el filtrado hacia la formación formando un sello en la pared del pozo, los diferentes tamaños y formas de las partículas contenidas en el fluido estarán definiendo la permeabilidad del enjarre además de otras variables que estudiaremos más adelante en este mismo capítulo.

En la Figura 6, se puede observar la tendencia que se presenta cuando estudiamos el fenómeno de filtrado. En la primera etapa, podemos observar la zona del spurt loss que es la zona en donde el volumen de filtrado se encuentra incrementándose de manera significativa debido a que el cake o puenteo, aun no se ha generado teóricamente en la cara de la formación, es la etapa en la que las partículas contenidas en el lodo se van acumulando y organizando para dar paso a la generación del arreglo final para obturar el medio poroso. Posteriormente se logra apreciar una declinación en el volumen de filtrado, esto debido a que las partículas ya han generado un cake o puenteo consistente y la presión y temperatura suministradas causa la formación y consolidación del puenteo (Organización de partículas).

Figura 6. Distribución de partículas en la cara de formación. Condiciones de filtrado de formación.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Manual de Ingeniería, Oil Field Familiarization, 1998.

El comportamiento de las partículas bajo condiciones dinámicas es mucho más selectivo, que, bajo condiciones estáticas, es debido a que los espacios vacíos que deben ser obturados deben de ser del tamaño ideal para que la corriente del lodo no lo erosione. Por esta razón el enjarre o puenteo (Distribución y organización de partículas en la cara de la formación) que se forma bajo condiciones dinámicas es de más baja permeabilidad y porosidad que el que se generaría bajo condiciones estáticas.

Las diversas pruebas e investigaciones, acerca de filtrado estático y dinámico respectivamente, han permitido de manera aproximada llegar a la conclusión de que no existe manera de poder correlacionarlos debido a que el filtrado bajo condiciones dinámicas es afectado por la velocidad de corte, esta velocidad, altera la viscosidad del fluido de perforación y provoca que el enjarre a su vez sea erosionado. Estos parámetros son de gran influencia en el filtrado y por consiguiente serán explicados a mayor profundidad en este mismo capítulo. Dependiendo del fluido de control empleado, dependerá el tiempo en el cuál sean alcanzadas las condiciones de equilibrio. Esto se refiere que tanto la velocidad de

generación del puenteo (enjarre o cake) como la velocidad de erosión del mismo sean similares.

2.2 FILTRACIÓN ESTÁTICA

2.2.1 Teoría del filtrado estático. Consideremos un volumen unitario de una suspensión estable de sólidos donde es filtrado de manera forzada por una diferencial de presión a través de un estrato permeable; Tendremos un volumen de filtrado x , y consecuentemente tendremos un volumen de $(1-x)$ en el enjarre que será depositado en la parte superior del estrato.

Por lo tanto, si consideramos como Q_c el volumen del enjarre y Q_w el volumen del filtrado tenemos:

$$\frac{Q_c}{Q_w} = \frac{1-x}{x} \quad \text{Ecuación 1.}$$

Y el espesor del puenteo o enjarre h por unidad de área se expresa como:

$$h = \frac{1-x}{x} Q_w \quad \text{Ecuación 2.}$$

Como sabemos, la ecuación de Darcy se aplica al flujo de fluidos a través de medios permeables (arenas, areniscas o enjarres). Y puede ser empleada para establecer la relación entre la tasa de filtrado, la permeabilidad, superficie de sección transversal, presión diferencial, viscosidad de filtrado y espesor del enjarre. Para el flujo de filtrado a través de un enjarre, la permeabilidad de este es la determinante, ya que es más baja y por mucho que la permeabilidad de la formación.

La ley de Darcy se puede expresar de la siguiente manera.

$$\frac{d_q}{d_t} = \frac{K\Delta P}{\mu h} \quad \text{Ecuación 3.}$$

Donde K = a la permeabilidad en darcies, ΔP = a la presión diferencial en atmósferas, μ = viscosidad de filtrado en centipoises, h = espesor en centímetros, t = tiempo en segundos y q = volumen de filtrado en centímetros cúbicos.

Por lo tanto, si sustituimos la ecuación (2) en la ecuación (3) obtenemos:

$$\frac{d_q}{d_t} = \frac{K\Delta P}{\mu Q_w} \times \frac{x}{1-x} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Integramos por separación de variables obteniendo:

$$Q_w^2 = \frac{2K\Delta P}{\mu} \times \frac{x}{1-x} t \quad \text{Ecuación 5.}$$

Sustituimos la ecuación (1) en (5) y considerando un área de filtrado del enjarre tenemos:

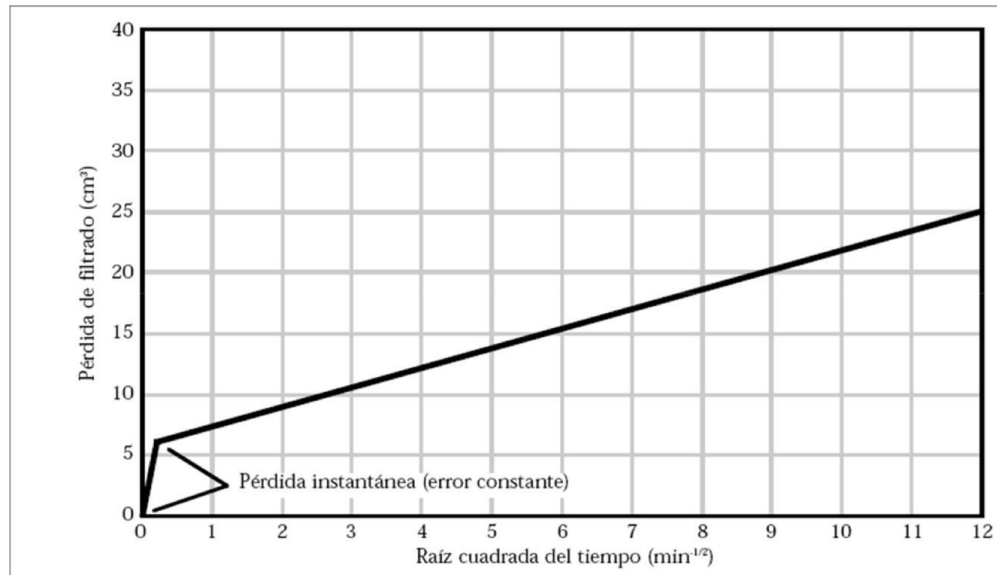
$$Q_w^2 = \frac{2K\Delta P A^2}{\mu} \times \frac{Q_w}{Q_c} t \quad \text{Ecuación 6.}$$

La ecuación 6, representa el fenómeno de filtrado bajo condiciones estáticas.

2.2.2 Relación entre el tiempo y el volumen de filtrado. Larsen encontró que si un lodo es filtrado a través de un medio poroso bajo condiciones de presión, temperatura, superficie, viscosidad y permeabilidad constantes, Q_w (el volumen de filtrado) es proporcional a \sqrt{t} .

La relación Q_w/Q_c y k en la ecuación 6, son constantes con respecto al tiempo. Aunque este hallazgo no es estrictamente cierto para todos los lodos, pero si se encuentra suficientemente cerca para fines prácticos. La figura 6, muestra una gráfica típica del volumen acumulado de filtrado contra la raíz cuadrada del tiempo. La intersección con el eje "y" marca lo que se conoce como el error constante.

Figura 7. Pérdida de Filtrado vs. Raíz Cuadrada del Tiempo



Fuente: Larsen, D.H., “Determining the Filtration Characteristics of Drilling Muds,” *Petrol. Eng.* (Sep., 1938). pp. 42-48; (nov., 1938). pp. 50-60.

Una pérdida instantánea alta hará que la línea tenga una intersección positiva en el eje de la pérdida de filtrado “y”. Por lo tanto, la intersección positiva indica simplemente que un chorro de filtrado pasó a través del medio poroso antes de que se formara el enjarre o puenteo. Una baja pérdida de filtrado y una celda seca con un gran volumen retenido, causará una intersección negativa en el eje vertical. Un experimento realizado por Larsen mostró que, para una determinada presión, la ecuación 6 podía ser reescrita como:

$$Q_w - q_0 = A\sqrt{(C \times t)} \quad \text{Ecuación 7.}$$

Donde q_0 es el error constante, y C es una constante dada por:

$$C = \frac{2kP}{\mu} \times \frac{Q_w}{Q_c} \quad \text{Ecuación 8.}$$

Así, las propiedades de filtrado para diversos lodos pueden ser evaluadas por la medición del volumen de filtrado acumulado en un tiempo estándar y bajo condiciones estándar. Las condiciones estándar recomendadas por el API son:

Tiempo: 30 [min]

Presión: 100[psi] (6.8 atmósferas, 7[kg/cm²])

Área del enjarre: aproximadamente 7[in²] (45[cm²])

El volumen de filtrado que se acumula en 30 minutos, puede ser predicho del volumen Q_w observado al tiempo t_1 de la ecuación:

$$Q_{w30} - q_0 = (Q_{w1} - q_0) \frac{\sqrt{t_{30}}}{\sqrt{t_1}} \quad \text{Ecuación 9.}$$

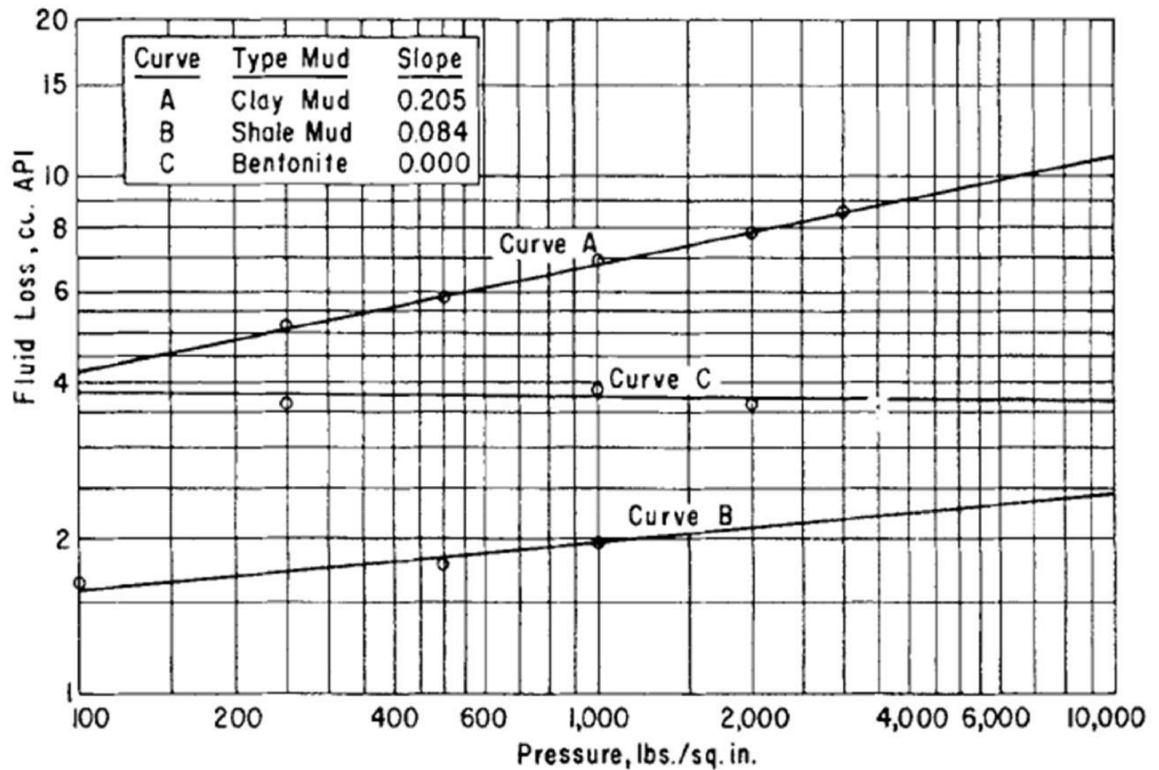
De acuerdo a la ecuación 6, Q_w debe ser proporcional a P . Una gráfica log-log entre Q_w contra P generaría una línea recta con pendiente de 0.5, esto asumiendo que todos los factores permanecen constantes. Pero esta condición nunca se llega a presentar, dado que la compresibilidad del enjarre varía y en consecuencia existe una variación en su permeabilidad. Pero esta relación decrece cuando se incrementa la presión. Por lo tanto:

$$Q_w \propto P^{\chi} \quad \text{Ecuación 10.}$$

Donde el exponente χ varía de lodo a lodo, pero siempre es menor a 0.5 como se muestra en la figura 4.

El valor del exponente χ depende en gran parte por el tamaño y la forma de las partículas que componen el enjarre. Los enjarres de bentonita, por ejemplo, son tan compresibles que χ es cero, y Q_w es constante con respecto a la presión. La razón de este comportamiento es que la bentonita está casi toda compuesta de plaquetas finamente divididas que tienden a alinearse de forma paralela. Así la permeabilidad del enjarre es reducida en una medida mucho mayor que podría ser la del caso de un enjarre compuesto de esferas rígidas. En la figura 8 se presenta el efecto de la presión sobre el volumen de filtrado.

Figura 8. Efecto de la presión sobre el volumen de filtrado



Fuente: Outmans, H.D., "Mechanics of Static and Dynamic Filtration in the borehole," Soc. Petrol. Eng. J., vol. 3 (Sep., 1963). pp. 236-244; Trans AIME, VOL. 228.

Outmans² desarrolló una ecuación teórica que puede ser utilizada para predecir cambios en el volumen de filtrado con respecto a la presión de filtrado, esto, si la compresibilidad del enjarre o cake, es conocida. En la práctica, por lo general, es más sencillo realizar una prueba de filtrado a la presión de interés.

En el caso de lodos base aceite, otro factor entra en juego, el incremento de la viscosidad del filtrado (usualmente aceite diésel) con aumento de la presión absoluta, que tiende a reducir la pérdida de filtrado de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Q_{w1} = (Q_{w2}) \frac{\sqrt{\mu_1}}{\sqrt{\mu_2}} \quad \text{Ecuación 11.}$$

Donde μ_1 y μ_2 son las viscosidades a la presión de filtrado en la prueba para QW1 y QW2 respectivamente.

Relación entre la temperatura y el volumen de filtrado

Al incrementar la temperatura puede aumentar el volumen de filtrado en muchas maneras. En primer lugar, se reduce la viscosidad del filtrado, y, por lo tanto, el volumen de filtrado aumenta de acuerdo a la ecuación 9. En la tabla 1 se muestran las viscosidades del agua y de 6% salmuera dentro de un rango de temperaturas. En la Figura 9 se muestra solo la variación de la viscosidad del agua con respecto a la temperatura en un rango más amplio. Es evidente que los cambios en la temperatura pueden tener un substancial efecto sobre el volumen de filtrado esto por los cambios en la viscosidad de filtrado.

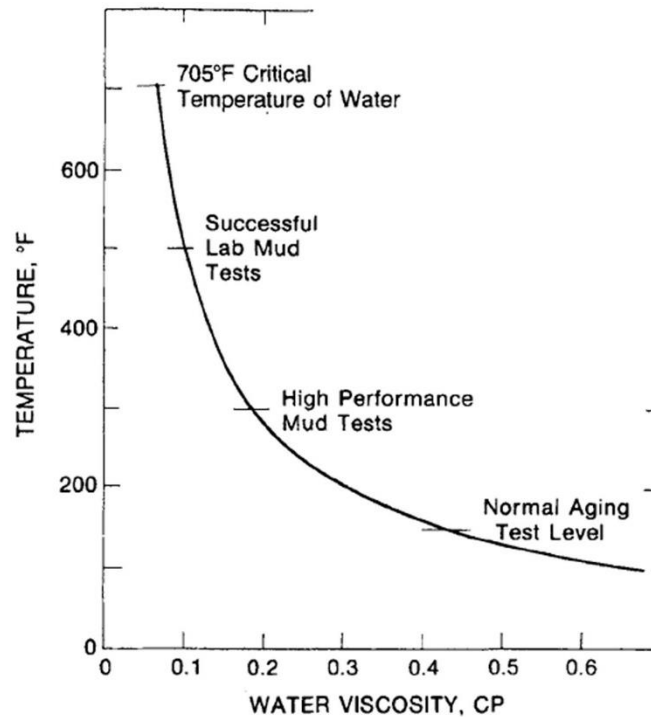
Otro efecto en los cambios en la temperatura, también pueden afectar al volumen de filtrado a través de cambios en el equilibrio electroquímico que rigen el grado de floculación y agregación, afectando la permeabilidad de filtrado en el enjarre. Como resultado de estos efectos, el volumen de filtrado puede ser más alto o más bajo que el predicho por la ecuación 9 pero usualmente es más alto.

En la tabla 1 se presenta la viscosidad del agua y salmuera con una concentración definida a diferentes temperaturas.

Tabla 1. Viscosidad del agua y salmuera al 6% con cloruro de sodio a diferentes temperaturas

Temperatura [°C]	Temperatura [°F]	Viscosidad del agua [cp.]	Viscosidad de la salmuera [cp.]
0	32	1.792	-
10	50	1.308	-
20.2	68.4	1	1.11
30	86	0.801	0.888
40	104	0.656	0.733
60	140	0.469	0.531
80	176	0.356	0.408
100	212	0.284	-

Figura 9. Viscosidad del agua a diferentes temperaturas



Shremp y Johnson³ mostraron que no hay manera de que el filtrado perdido a alta temperatura pueda ser predicho de las mediciones realizadas a bajas temperaturas. Por lo tanto, es necesario realizar la prueba a cada lodo a la temperatura de interés.

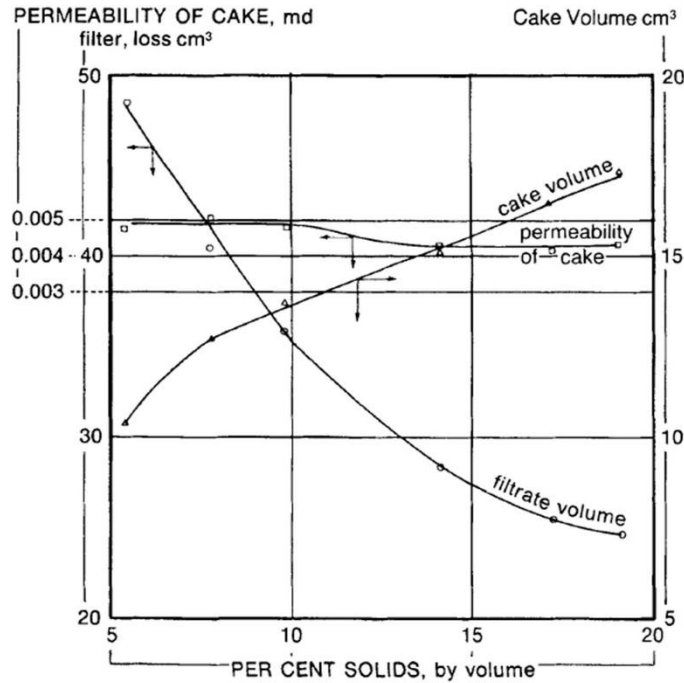
Por último, la degradación química de uno o más componentes del lodo es un mecanismo que a temperaturas elevadas puede afectar las propiedades del filtrado. Muchos agentes orgánicos de control de filtrado se empiezan a degradar de manera significativa a temperaturas de alrededor de 212°F (100°C), y la velocidad de degradación se incrementa con el fomento en el incremento de la temperatura.

2.2.3 Espesor del Cake. El espesor del arreglo de las partículas, se supone que es proporcional al filtrado perdido, y por lo tanto, solo el filtrado necesita ser especificado. Actualmente, aunque el espesor del arreglo o enjarre está relacionado con el filtrado, la relación varía de lodo a lodo, porque el valor de Q_w/Q_c en la **ecuación 6**, depende de la concentración de sólidos en el lodo y en la cantidad de agua retenida en el enjarre.

En fluidos base agua, la cantidad de agua retenida en los enjarres de lodos con diferentes clases de arcillas depende de las propiedades de hinchamiento de la arcilla. La bentonita por ejemplo presenta fuertes propiedades de hinchamiento, y un enjarre bentonítico por lo tanto tiene una proporción relativamente alta de agua en los sólidos y la relación de Q_w/Q_c es baja. La Tabla 2 compara el porcentaje de agua retenida en los enjarres de tres lodos con la cantidad de agua absorbida por las arcillas secas en pruebas de hinchamiento. Se observa que la cantidad de agua en los enjarres es solo ligeramente menor que en el de las arcillas hinchadas, y es prácticamente independiente del porcentaje de sólidos en suspensión. En efecto, el porcentaje de agua en el arreglo de partículas (cake o enjarre) es una medida buena de las propiedades de hinchamiento de la arcilla base.

En menor medida, el espesor del enjarre es determinado por el tamaño de la partícula y por la forma en la que están distribuidos. Estos parámetros controlan la porosidad del enjarre. El filtrado decrece con el aumento en la concentración de sólidos, pero el volumen del cake se va incrementado como se muestra en la Figura 10.

Figura 10. Variación del volumen de filtrado, volumen del enjarre y permeabilidad con respecto a la concentración de sólidos en suspensión.



Fuente: Simpson, J.P., "Drilling Fluid Filtration Under Simulated Downhole Conditions," SPE Paper 4779, Symp. On Formation Damage, New Orleans, Feb. 7-8, 1974.

La magnitud de estos efectos fue mostrada por Freshwater y Scarlet, quienes midieron las porosidades de los enjarres formados mediante la mezcla de nueve tamaños diferentes de esferas de vidrio. Y sus resultados pueden ser resumidos en estos dos puntos:

1.- Porosidades mínimas se obtuvieron cuando había una gradación en el tamaño de las partículas. En la Figuras 10 y 11, se muestra una curva de una distribución lineal del tamaño de partícula, Donde las partículas más pequeñas se comprimen de manera más densa en los poros entre las partículas más grandes.

2.- Mezclas con una amplia gama de tamaño de partículas tuvieron porosidades menores que la mezcla con una distribución del mismo tamaño de partícula.

En la Tabla 2 se muestra la correlación entre la cantidad de agua absorbida por la arcilla y el agua retenida por el enjarre.

Tabla 2. Correlación entre la cantidad de agua absorbida por la arcilla seca y el agua retenida en el enjarre

Tipo de Arcilla	Prueba de hinchamiento- % de Sólidos en la arcilla hinchada	% de Sólidos en suspensión	100[psi] % de sólidos en el Cake	1000[psi] % de sólidos en el enjarre
Bentonita	14.4	3.17	16.5	16.7
		4.53	15	
		6.8	15.2	
Arcilla del desierto de Mojave	52	23.4	64.5	64.5
		30.2	64.8	
		39.6	65.4	
Arcilla de oeste de Texas	40.7	24.2	45.1	53

Prueba de Filtrado

El espesor de un cake, es difícil de medir con exactitud, en gran parte porque no es posible distinguir el límite entre el lodo y la superficie superior del enjarre. El problema surge porque el enjarre es comprimido por el arrastre hidráulico del flujo de filtrado a través de sus poros. El arrastre hidráulico se incrementa con la profundidad por debajo de la superficie del enjarre o cake, y la presión de poro decrece en consecuencia a la presión del lodo en la superficie del enjarre a cero en el fondo del enjarre. La presión de compactación (y el esfuerzo intergranular resultante) en cualquier punto es igual a la presión del lodo menos la presión de poro, y por lo tanto es igual a cero en la capa superficial, y para la presión del lodo en la capa inferior del enjarre. La distribución del esfuerzo intergranular y de densidad (expresada como porosidad) con respecto a la distancia del fondo del enjarre es mostrada en la Figura 11 por valores teóricos y experimentales determinados por Outmans⁴ con una suspensión de carbonato de calcio. Se debe notar que en las distribuciones mostradas no cambian con el incremento del

espesor del enjarre u organización de partículas, así la porosidad promedio del enjarre se mantiene constante con respecto al tiempo.

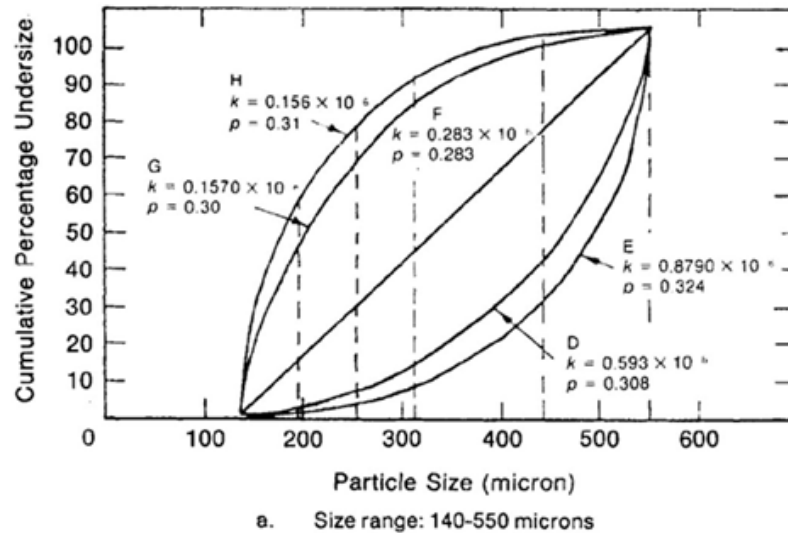
Cuando los valores precisos del espesor del enjarre en condiciones estáticas son requeridos es aconsejable utilizar el método desarrollado por Engelhardt y Schindewolf³, que es el siguiente: Una cantidad de lodo es colocado en la celda de filtrado, y la filtración es detenida al momento en que se consume todo el lodo de manera que solo en enjarre permanece en la celda. El momento crítico para detener el filtrado es determinado por la observación del volumen de filtrado en pequeños intervalos de tiempo, y al mismo tiempo graficar el volumen contra la raíz cuadrada de los intervalos de tiempo. La filtración es detenida inmediatamente cuando la curva se aparta de la linealidad. El volumen total de lodo filtrado es calculado del peso combinado del filtrado del enjarre dividido por la densidad original del lodo. El volumen del enjarre es posteriormente obtenido por la substracción del volumen filtrado del volumen del lodo filtrado.

2.2.4 La permeabilidad del Cake (Punteo). La permeabilidad del punteo o distribución de partículas en la cara de la formación, es un parámetro fundamental que controla la filtración estática y dinámica. Es un parámetro para la evaluación de las propiedades de filtrado en lodos con diferente concentración de sólidos, tiene la ventaja sobre el volumen de filtrado en ser independiente de la concentración de sólidos, como se muestra en la Figura 11 (el ligero aumento de la permeabilidad a baja concentración de sólidos mostrado en la figura 6 es probablemente a la configuración de las partículas más gruesas). Además, el punteo, provee información útil sobre las condiciones electroquímicas predominantes en el lodo.

Las permeabilidades del cake, se midieron durante las primeras investigaciones del comportamiento de filtrado. Williams y Cannon⁴ obtuvieron valores entre 0.2 y $.6 \times 10^{-3}$ [md] a 8 atm de presión para lodos de la costa del golfo, y 72×10^{-3} [md]

para un lodo del oeste de Texas. En la Figura 11 se presenta la distribución de Partícula Lodo Oeste Texas

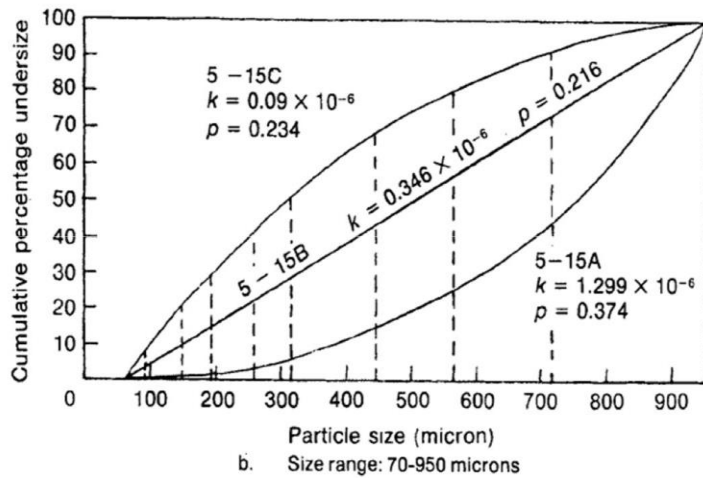
Figura 11. Distribución de Partícula Lodo Oeste Texas.



Fuente: Williams, M., and Cannon, G.E., "Filtration Properties of Drilling Muds," API Drill. Prod. Prac. (1938). pp. 20-28.

En la Figura 12 se muestra la distribución de esfera de vidrio. Pruebas especiales de Freshwater y Scarlett. Se compara el tamaño de la partícula con el porcentaje acumulado de las partículas por debajo de dicho tamaño

Figura 12. Distribución de Partícula- esferas de vidrio. Prueba Freshwater, y Scarlett.



Fuente: Permeabilidades y porosidades de enjarres de esferas de vidrio K=permeabilidad en darcies P= porosidad, Freshwater, y Scarlett.

Gates y Bowie¹² mencionaron la dificultad de medir el espesor del enjarre con exactitud. Este problema puede ser evitado mediante el uso del método de Von Engelhardt y Schindewolde³ descrito anteriormente, para determinar el volumen del enjarre, Posteriormente para el cálculo de la permeabilidad se emplea la ecuación 6 reordenada como:

$$k = Q_w Q_c \frac{\mu}{2tPA^2} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde Q_w y Q_c son expresados en $[cm^3]$, t en $[seg]$, P en $[atmósferas]$, A en $[cm^2]$, μ en centipoises, La ecuación 12, se convierte entonces con las pruebas estándar API en:

$$k = Q_w Q_c \mu \times 1.99 \times 10^{-3} [mD] \quad \text{Ecuación 13}$$

Este método es adecuado para estudios de filtrado estático en el laboratorio. En el pozo, donde la precisión no es tan importante, es más conveniente medir el puenteo manualmente y usar la ecuación 6 en la forma:

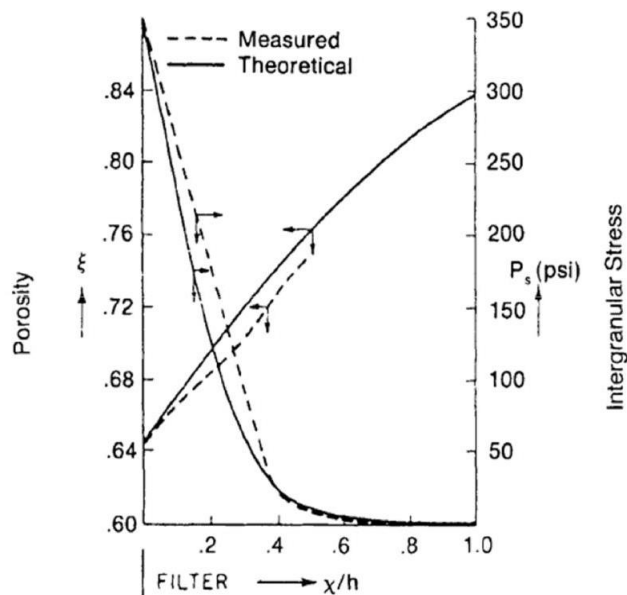
$$k = \frac{Q_w h \mu}{2tPA} \quad \text{Ecuación 14}$$

Si h es expresada en milímetros

$$k = Q_w h \mu \times 8.95 \times 10^{-3} [mD] \quad \text{Ecuación 15}$$

En la Figura 13 se presenta la distribución de porosidad (ξ) y esfuerzo efectivo (P_s) en un puenteo o enjarre de una suspensión sólidos a una presión de filtrado de 350 psi.

Figura 13. Distribución de porosidad (ξ) y esfuerzo efectivo (P_s) en un puenteo o enjarre de una suspensión sólidos. Presión de filtrado=350[psi]

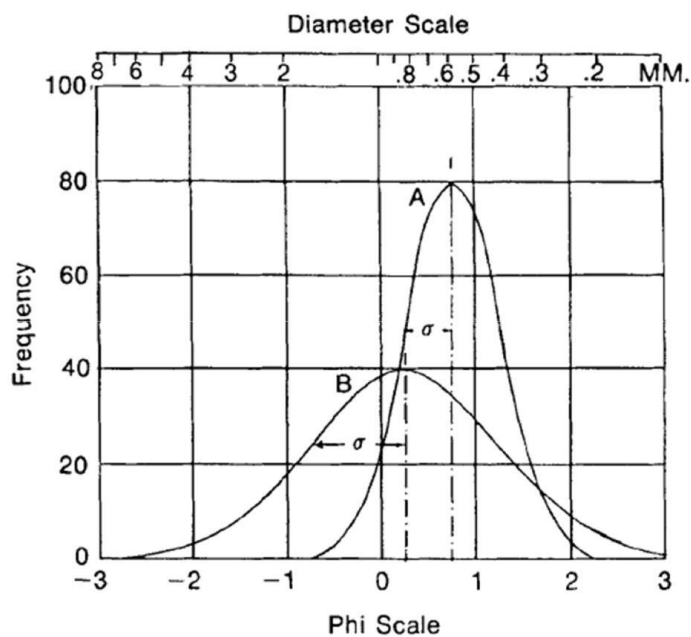


2.2.5 Efecto del tamaño y forma de la partícula sobre la permeabilidad del enjarre. Krumbein y Monk¹³ realizaron una investigación en las permeabilidades en cakes o enjarres de arenas de río, mediante la separación de la arena en diez fracciones de tamaño, estas las recombinaron para obtener dos tipos de mezclas. En una de ellas, se presentaba un promedio mayor de los diámetros de las partículas, pero todas tenían el mismo rango en el tamaño de las partículas, que fueron definidos en términos de un parámetro phi como muestra la Figura 14. En el otro grupo, todas las mezclas tenían el mismo promedio de diámetro de

partícula, pero una gama más amplia en el rango del tamaño de partícula. Los resultados mostraron que la permeabilidad del cake

- (1) decreció con el diámetro promedio de la partícula, y (2) con el ancho mayor en el rango del tamaño de la partícula (ver la figura 14).

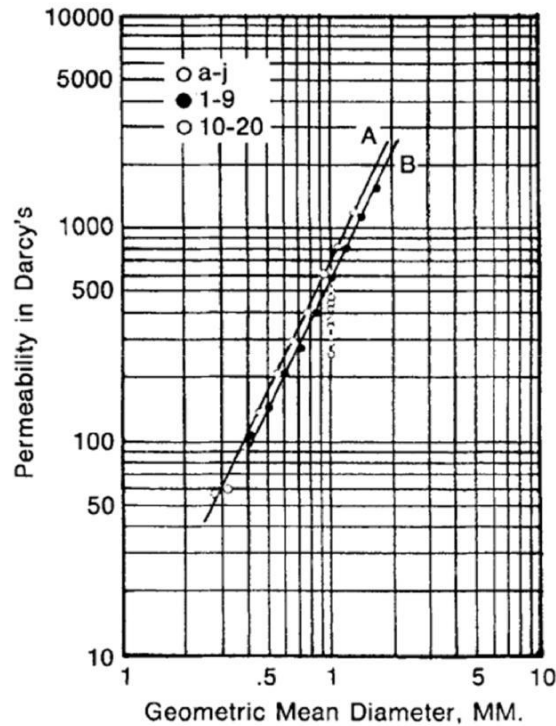
Figura 14. Ejemplo de una curva estrecha A y una curva ancha B de rango de partícula contra la escala phi.



Fuente: Krumbien, W.C., and Monk, G.D., "Permeability as a Function of the Size Parameters of Unconsolidated Sand," Trans AIME, vol. 151 (1943). pp. 153-163.

Se podría esperar una permeabilidad mínima en el enjarre con una graduación del tamaño de las partículas. Sin embargo, los experimentos mostraron que las permeabilidades menores son obtenidas cuando existe un exceso de partículas en el extremo fino de la escala, y no cuando las curvas de distribución del tamaño son lineares (ver la Figura 15). Esto podría parecer que una graduación uniforme en el tamaño de partícula es quizás de menor importancia.

Figura 15. Variación de permeabilidad del Punteo con el promedio de diámetro y rango en el tamaño de las partículas.



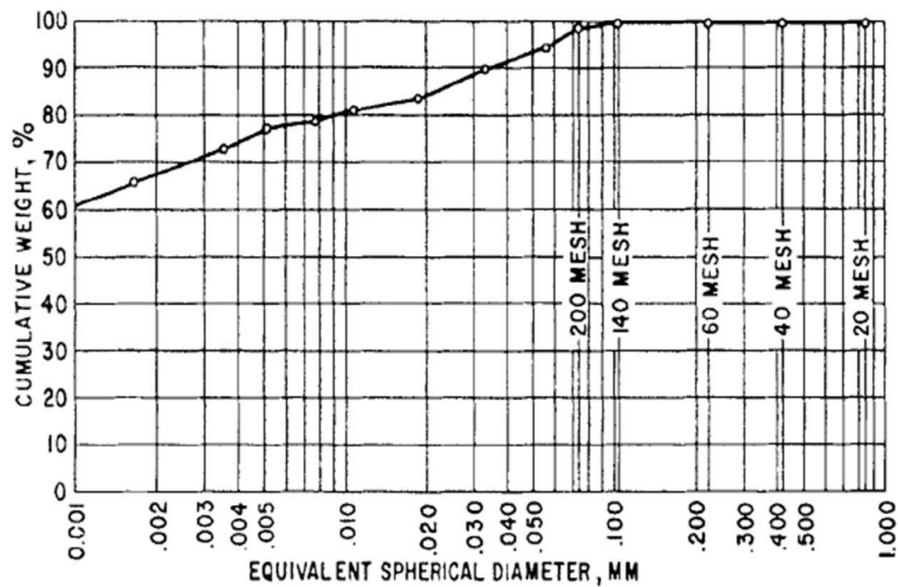
Nota: Curva A=Fracción individual de tamaño Curva B=Mezcla e fracciones, todas tienen el mismo rango de tamaño, pero se incrementa el diámetro Pequeños círculos verticales= mezcla de fracciones, todos tiene la misma media de diámetro. La permeabilidad decrece con el incremento en el rango en el tamaño

Fuente: Krumbien, W.C., and Monk, G.D., "Permeability as a Function of the Size Parameters of Unconsolidated Sand," Trans AIME, vol. 151 (1943). pp. 153-163.

Los fluidos de perforación contienen cantidades sustanciales de coloides, cuyo tamaño puede tener variaciones de al menos 10-5 micrones. No es de extrañar que las permeabilidades de sus punteos o enjarres, dependen de la proporción y propiedades de la fracción coloidal. Aunque los datos obtenidos mostraron solo una correlación general entre el tamaño de la partícula y la permeabilidad del enjarre, porque no se tenía en cuenta diferentes grados de floculación, el grupo de lodos con la mayor fracción coloidal (ver la Figura 16a) tuvo permeabilidades en el enjarre en el rango de 1.5 a 0.31×10^{-3} [md].

La permeabilidad en el cake o puenteo es, por supuesto influenciada por el tipo de coloide, cantidad y tamaño de la partícula. Por ejemplo, los cakes de bentonita, tienen bajas permeabilidades porque son planos, por su particularidad en la forma de las plaquetas que permiten realizar un buen empaque en la dirección de flujo.

Figura 16.a Distribución de tamaño de partícula de lodos seleccionados

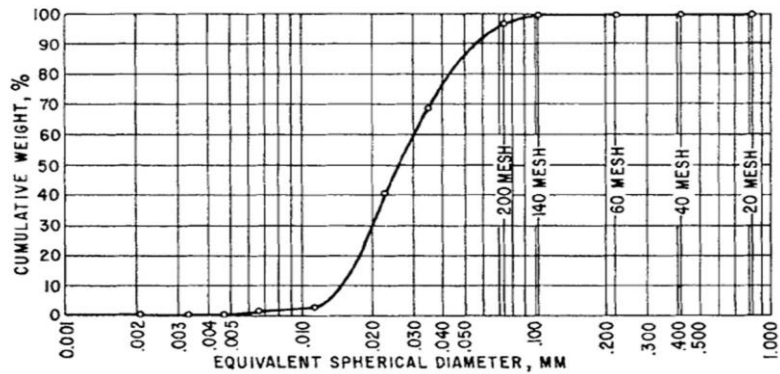


Nota: La imagen superior A presentó una velocidad de filtrado menor a 20[cm³/hr]. La imagen inferior B presentó una velocidad de filtrado mayor a 115[cm³/hr]

Fuente: Krumbien, W.C., and Monk, G.D., "Permeability as a Function of the Size Parameters of Unconsolidated Sand," Trans AIME, vol. 151 (1943). pp. 153-163.

En la Figura 17a se presenta la gráfica de distribución de partícula de los lodos seleccionados. Diámetro esférico equivalente vs porcentaje acumulado.

Figura 17.b Distribución de tamaño de partícula de lodos seleccionados

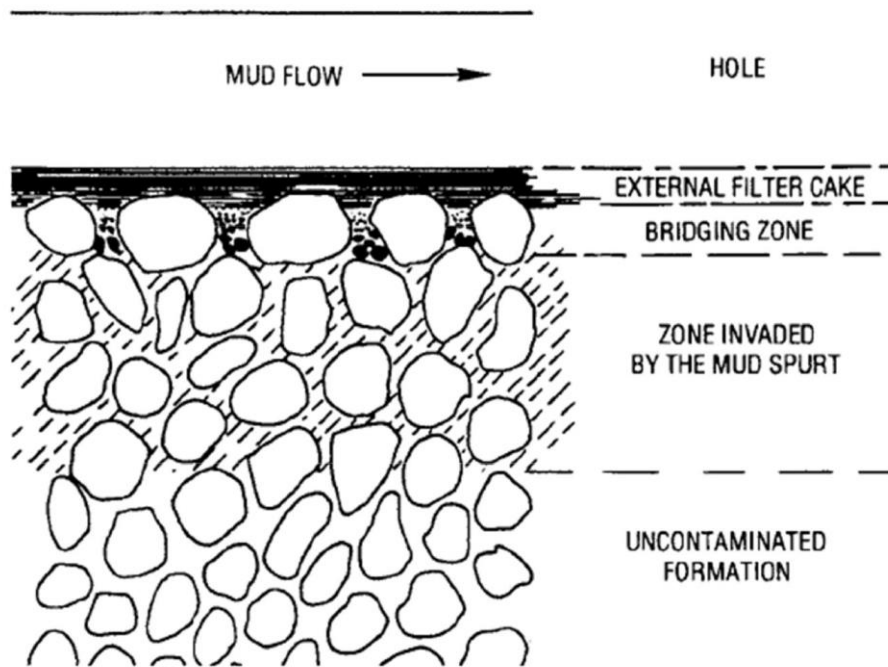


Fuente: Krumbien, W.C., and Monk, G.D., "Permeability as a Function of the Size Parameters of Unconsolidated Sand," Trans AIME, vol. 151 (1943). pp. 153-163.

2.2.6 El proceso de construcción del enjarre. Como ya se ha mencionado, existe una pérdida instantánea al comienzo de una prueba de filtrado, el volumen de filtrado llega a ser proporcional a la raíz cuadrada del intervalo del tiempo. En el pozo en perforación, la pérdida instantánea puede ser mucho mayor cuando el filtrado toma lugar en rocas más permeables: De hecho, puede llegar a ser infinito (pérdida de circulación) al menos que de que el lodo contenga partículas del tamaño requerido para obturar los poros de la roca, y establecer así una base en donde un enjarre pueda llegarse a formar. Solo las partículas con un cierto tamaño pueden llegar a obturar los poros. Partículas mayores al tamaño de poro no podrán entrar a estos y son arrastrados por la corriente del lodo; las partículas considerablemente pequeñas al tamaño de poro invaden la formación sin obstáculos; pero las partículas con un tamaño certero se adhieren a los cuellos de botella dentro de los canales formando un empaque obturando los poros dentro de la superficie. Una vez que se establece el sello primario, sucesivamente partículas más pequeñas hasta los coloides finos estarán colaborando en el sello, y posteriormente solo el filtrado invadirá la formación.

El tiempo en que se presenta la pérdida instantánea es muy breve. Como resultado del proceso antes mencionado son definidas tres zonas en donde las partículas del lodo son establecidas sobre una formación permeable (ver la Figura 18).

Figura 18. Invasión de una Zona Permeable por Sólidos.



1. Enjarre o Cake exterior sobre las paredes del pozo.
1. Enjarre o Cake interior, se extiende un par de diámetros de grano en la formación.
2. Zona invadida por partículas finas durante la pérdida instantánea, normalmente se extiende alrededor de una pulgada dentro de la formación. Resultados experimentales realizados por Krueger y Vogel sugieren que estas partículas finas inicialmente no causan un deterioro de la permeabilidad, pero puede hacerlo después de que el filtrado se ha llevado a cabo por algunas horas, probablemente debido a la migración y consecuentemente al bloqueo de los poros.

En la tabla 3 se muestra los resultados experimentales realizados por Beeson y Wright²¹, en esta tabla se puede notar que la diferencia entre la pérdida bruta en el papel y en el medio poroso, fue mayor con la arena no consolidada que en las rocas consolidadas, inclusive cuando la permeabilidad de estos últimos fue mayor. También se pueden observar que las diferencias entre la pérdida neta de filtrado sobre el papel y sobre el aumento de los medios porosos con el incremento en la pérdida instantánea.

Tabla 3. Efecto del medio de filtrado sobre la pérdida instantánea

Efecto por tipo de lodo	Medio de filtrado			
	Prueba API	Arena sin	Roca	Roca
	Whatman Papel filtro 50	consolidar 219[md] a 299[md]	consolidada 520[md]	consolidada 90[md]
Bentonita 1.04 SG:				
Pérdida bruta de filtrado	11.5	53	23.4	15.3
Pérdida instantánea	**	29	5.6	3
Pérdida neta de filtrado	11.5	24	17.8	12.3
Arcilla nativa 1.15 SG:				
Pérdida bruta de filtrado	11.5	17		
Pérdida instantánea	**	6		
Pérdida neta de filtrado	11.5	11		
Base aceite 0.93 SG:				
Pérdida bruta de filtrado	0	12.3		
Pérdida instantánea	0	9.6		
Pérdida neta de filtrado	0	2.7		

Abrams¹⁹ mostró que partículas cuyo diámetro medio eran alrededor de una tercera parte del tamaño medio de poro de una arenisca de 5 darcies estas partículas podrían obturar la roca y dar un sello. A fin de formar una base efectiva para el enjarre, un lodo por lo tanto debe contener partículas que van en su tamaño un poco menor al tamaño de poro en la formación que será perforada.

Además, debe haber partículas de tamaño coloidal, para obturar poros pequeños de la formación. La mejor manera de determinar el tamaño de las partículas de obturación primaria es haciendo una prueba de ensayo y error con núcleos de la

formación de interés. Para resumir, fue encontrado que partículas menores a 2 micrones de diámetro podrían obturar rocas con una permeabilidad menor a 100[md]; partículas de 10 micrones podrían obturar rocas consolidadas con permeabilidades entre 100 y 1000 [md]; y partículas de 74 micrones. (malla de 200) podrían obturar arenas con permeabilidades arriba de 10 Darcies.

3. AGENTES PUENTEANTES –MATERIALES ANTI -PERDIDA LCM (LOST MATERIAL CIRCULATION)

En este capítulo se pretende abordar una descripción detallada de los agentes puenteantes **LCM**, sus características y las diferentes teorías de puenteo que son usadas para el diseño de distribución de partícula y por ende para generar el cake o enjarre en la formación de interés o con alta permeabilidad. La principal función del agente puenteante como componente del fluido de perforación o de completamiento, es evitar la filtración o pérdida de lodo, hacia la formación porosa mediante la formación de un sello. Para el diseño del puenteo, se deben considerar ciertas características en el agente puenteante como por ejemplo la distribución del tamaño de la partícula y la capacidad para disolverse, seleccionándola de manera que sea soluble en agua, ácido o aceite para nuestro caso, con el propósito que pueda removerse con algún tratamiento simple, una vez finaliza la operación de perforación.

En los agentes de puenteo se requiere que posean la característica de ser solubles en ácido, agua o aceite. Debido a que los granos más gruesos tienden a formar un puente en los espacios porales alrededor del pozo. Seguido de esto, este puente es sellado por partículas coloidales y subcoloidales, las cuales taponan los espacios finos entre las partículas de los sólidos puenteantes, generando un daño a la formación.

El agente puenteante debe tener las siguientes características:

- Medida de la partícula: De acuerdo a las reglas o teorías de puenteo
- Distribución del tamaño de las partículas: Crear una amplia curva de distribución para su efectividad.
- Forma de la partícula: Angular o de fractura en bloque para mayor efectividad.

- Concentración total de la partícula: Al menos el 10% del volumen de sólidos de fluidos (determinar concentración de acuerdo al peso del lodo).

3.1 TIPOS DE AGENTES PUNTEANTES

3.1.1 Material Densificante. Este se encarga de aumentar la densidad del fluido de perforación y como resultado controlar la presión de la formación, su distribución granulométrica puede o no ser controlada, dependiendo del material al que se haga referencia. Los más usados son: barita, hematita, carbonato de calcio y sales.

3.1.2 Material sellante. Es el agente puenteante y su granulometría, a diferencia del material densificante, si requiere ser controlada. Se puede usar como densificante (sólido) o como parte de ellos. Los materiales sellantes más usados son: carbonato de calcio y sales.

3.1.2.1 Barita. Usado para agregar peso al fluido de perforación, debido a su alta densidad. Es el material densificante más común, disponible en diferentes granulometrías. Se encuentra como sulfato de bario (BaSO_4), se usa por su bajo costo y su alta existencia.

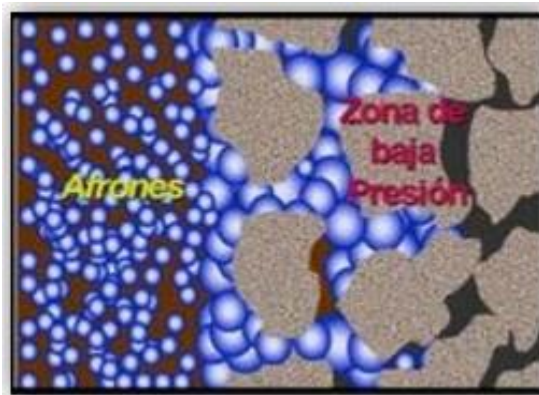
3.1.2.2 Hematita. Mineral compuesto de óxido férrico. Es utilizada en lodos de alta densidad, su uso disminuye el volumen de material densificante de un lodo.

3.1.2.3 Sales. Deben tener una granulometría adecuada que se ajuste a las características de la roca porosa, las más usadas en la formulación del fluido Drill-In son: cloruro de potasio, cloruro de calcio, cloruro de sodio, bromuro de potasio.

3.1.2.4 Microburbujas. Es un fluido que facilita el encapsulamiento del aire o del gas de formación, generando Aphrones estables que actúan como material puenteante (como se muestra en la Figura 19).

Es un fluido que facilita el encapsulamiento del aire o del gas de formación, generando Aphrones estables que actúan como material puenteante.

Figura 19. Esquema de puenteo con micro burbujas



Fuente: Microburbujas. <http://es.slideshare.net/freddyvalientebriones/diapos-para-exposicion-de-hidrocarburos>.

3.1.2.5 Carbonato de calcio. Sal insoluble de calcio que se utiliza extensamente como material densificante hasta densidades de 12 lb/gal. También se usa para controlar pérdida de circulación en formaciones productoras de hidrocarburos y como agente puenteante.

Es un sólido inerte, derivado del mármol molido a diferentes tamaños granulométricos, de baja gravedad específica que puede ser usada como agente densificante en fluidos de perforación especializados o como agente puenteante para controlar las pérdidas de circulación hacia las formaciones productoras, soluble en ácido. Su distribución granulométrica debe ser determinada de acuerdo a las características de la formación de interés.

Ventajas del carbonato de calcio.

- Agente puenteante de bajo costo y de fácilmente asequible en el mercado.
- Debido a su solubilidad en ácido, ayuda a disminuir el daño a la formación.
- Dependiendo del tamaño de las partículas, el carbonato de calcio puede ser utilizado como agente densificante y/o como agente de puenteo.
- Amplio rango de tamaño de partículas, se encuentra en tamaños fino, mediano y grueso, lo que permite utilizar el tamaño más adecuado y generar un buen sello en la formación productora.
- Al ser inerte e insoluble en agua, presenta consecuencias mínimas en las propiedades del fluido.

Características del carbonato de calcio: El carbonato de calcio se obtiene del mármol molido y presenta una apariencia física de partículas o polvo de caliza molida, su fórmula molecular es $CaCO_3$.

En la Tabla 4 se establecen algunas de las principales características tanto físicas como químicas del carbonato de calcio y su correspondiente descripción.

Tabla 4. Características del Carbonato de calcio

PARÁMETRO	CARACTERÍSTICA
Densidad	La máxima densidad que puede lograrse con este material es 12 [lb/gal].
Tamaño de las partículas	Varía entre 0,1 – 500 μm .
Solubilidad	Insoluble en agua. Totalmente soluble en HCl al 15%.
Color	Blanco – Gris.
PH	8 – 9
Aspecto	Polvo/Partículas
Gravedad específica	2.7 – 2.9.
Punto de ebullición	2570 °C.
Fórmula molecular	$CaCO_3$

Granulometría del carbonato de calcio: La granulometría o tamaño de las partículas de carbonato de calcio deben ser seleccionadas de manera adecuada, cumpliendo con su función de agente puenteante y aportando un peso adecuado

al lodo de perforación; dicho tamaño de partículas dependerá de las propiedades petrofísicas de la formación a ser perforada. El carbonato de calcio cuenta con un amplio rango de tamaño de partículas, así; se tiene carbonato de calcio fino (0,1 – 20 μm), carbonato de calcio mediano (10 - 100 μm) y carbonato de calcio grueso (80 – 500 μm). El uso del carbonato de calcio varía dependiendo del tamaño de sus partículas, es decir, el carbonato de calcio fino es usado principalmente como agente densificantes, mientras que el carbonato de calcio de tamaño mediano o grueso tienen su uso principal como agentes de control de filtrado y como agentes puenteantes, aunque también se pueden usar como agentes densificantes.

La efectividad del sello dependerá de la concentración y tamaño de las partículas que, a su vez, es función del tamaño del poro y garganta de la roca, sobre todo cuando se trata de arenisca, ya que en formaciones micro fracturadas este concepto posiblemente no aplica. Según A. Rushton, A. Word y R. Holdich la concentración del agente sellante no debe ser mayor al 5% por volumen del fluido usado, y el tamaño medio de las partículas debe ser igual o ligeramente mayor a un tercio ($1/3$) del diámetro medio de los poros de la roca. El tamaño adecuado de las partículas sellantes se puede determinar con el equipo Master Sizer Malvern o aplicando los criterios de selección basados en las características petrofísicas del yacimiento.

Carbonato de calcio y sus aplicaciones: El carbonato de calcio puede ser utilizado en fluidos base agua, base aceite o salmueras, tiene un costo relativamente bajo en comparación con otros agentes puenteantes, por lo que se prefiere ante estos. Sus concentraciones varían dependiendo del fin con el que se quiera utilizar, es decir, se será usado como agente puenteante o como aditivo del lodo de perforación. La concentración o cantidad de carbonato de calcio, que será requerida para aumentar la densidad del lodo, puede ser calculada de acuerdo con la siguiente expresión (Ecuación 16):

$$CaCO_3 = \frac{909(w1 - w2)}{222 - w2} \left(\frac{lbs}{bbl} \right) \quad \text{Ecuación 16}$$

Dónde:

W1, Densidad inicial del lodo [lb/gal]

W2, Densidad requerida del lodo (lb/gal)

Teniendo en cuenta que el valor constante 909 hace referencia a que 909 sacos de barita corresponden a 100 lb de volumen y el valor constante 22 [lb/gal] representa la densidad del carbonato de calcio. El carbonato de calcio puede ser usado tanto en fluidos base agua como fluidos base aceite y además en fluidos de completamiento.

El carbonato de calcio es utilizado en formaciones productoras para densificar, controlar pérdida de circulación y minimizar filtrado, al actuar como agente puenteante. Si se quiere puentear zonas altamente permeables o fracturadas, es recomendable usar carbonato de calcio de tamaño de partículas medianas y/o gruesas en concentraciones aproximadas de 30 a 50 [lbs/bbl].

3.2 GRANULOMETRÍA DEL AGENTE PUNTEANTE²

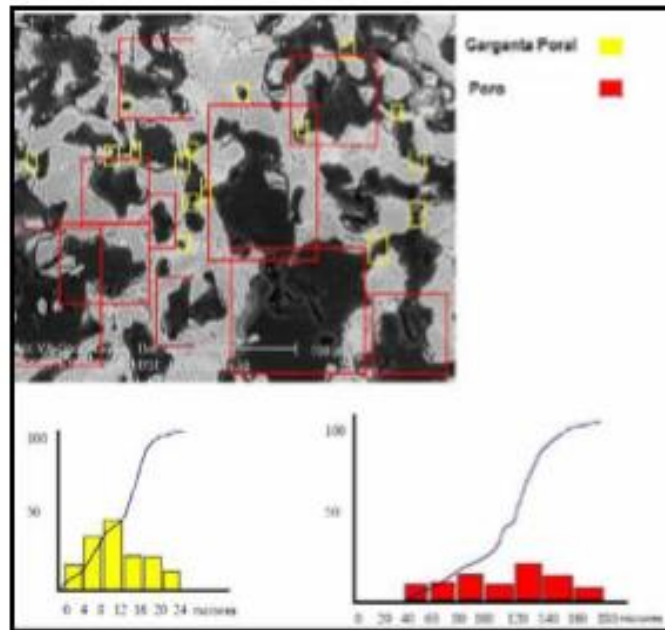
Uno de los agentes puenteantes, usados en la industria por excelencia y por su naturaleza son el carbonato de calcio con una gama amplia de granulometrías; que deben ser seleccionados con un adecuado tamaño de partícula de acuerdo al tamaño de garganta de poro de la formación productora. Por lo cual hay que definir que es garganta de poro:

3.2.1 Garganta de poro. Son los canales y/o conexiones entre los espacios porales y deben mantenerse abiertas para permitir el flujo. Puede determinarse

² AGUILA, Cynthia María. Proyecto "Optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas Hidrocarburíferas", Ecuador, 2008.

mediante dos métodos: inyección de mercurio o microscopía electrónica. En la Figura 20 se presenta las gráficas de la distribución de los poros y la garganta de poro.

Figura 20. Garganta de poro y poro.



Fuente: Paper “optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas hidrocarburíferas.

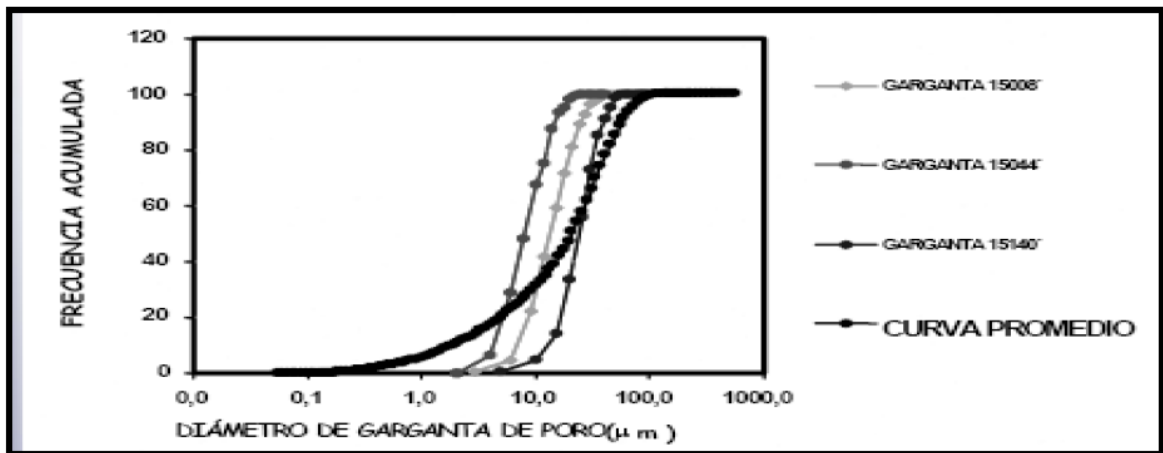
La selección de la granulometría del agente puenteante ha sido basado en diferentes criterios, como, por ejemplo, Abraham propuso “el tamaño de la partícula medio (D50) del añadido que tiende a puntear debe ser igual o mayor que el tercio del tamaño mediano del poro de la roca para prevenir la obstrucción”.

Similarmente, Hans propuso que el” D90 (el tamaño de la partícula por debajo del cual el 90% del volumen del material puenteante) debe ser igual al tamaño del poro para limitar la penetración del lodo en la estructura del poro”.

Basándose en los criterios mencionados anteriormente se recomienda los siguientes pasos para obtener una óptima granulometría del agente puenteante a usarse en los fluidos.

Paso 1. Se toma de la gráfica el tamaño de la garganta promedio, frecuencia acumulada de 50, para la mayor población de garganta de poro. (Figura 21). Se hace lo mismo para el tamaño del poro.

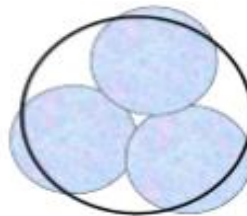
Figura 21. Curva frecuencia acumulada vs Tamaño garganta poral



Fuente: PAPPER "optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarbúferas.

Paso 2. Se tabulan los valores promedio de garganta y de poro. Se dividen esos tamaños de garganta y de poro en 3 y se tabula. Existe una regla geométrica de filtración: Esferas de diámetro equivalente a un tercio de diámetro de un círculo, harán puente entre ellas sobre el círculo como se muestra en la Figura 22.

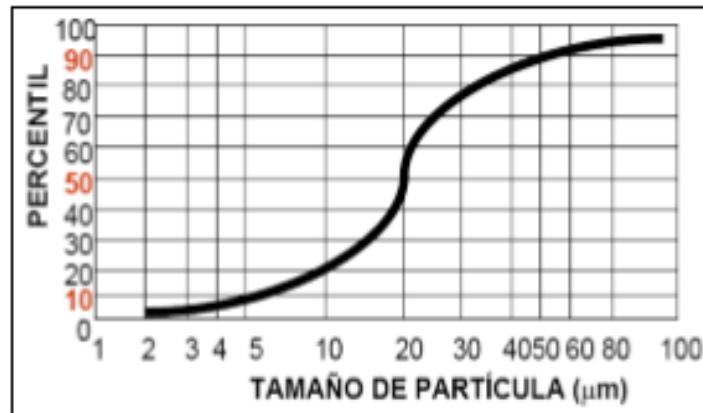
Figura 22. Regla geométrica



Fuente: PAPPER "optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarbúferas.

Paso 3. Se buscan las gráficas de distribución granulométricas del agente punteante. Se determina para cada grafica el tamaño que corresponde a los percentiles 10, 50 y 90. Se tabulan. (Figura 23).

Figura 23. Curva percentiles vs Tamaño de partícula del agente punteante



Fuente: Papper “Optimización De Un Fluido “Drill-In” Para Perforar Zonas Hidrocarburíferas.

Paso 4. Comparando los valores de tamaño de garganta y poro y la de percentiles de granulometría. Se determina cual distribución tiene un D10 equivalente o similar al tercio de la garganta de poro y el D90 debe ser similar al tamaño del poro.

3.3 TEORÍAS DE PUENTE³

3.3.1 Abrams. Propone dos reglas indispensables para una óptima selección del tamaño y concentración de los agentes punteantes:

- El tamaño medio de la partícula del agente punteante a adicionar, debe ser igual o ligeramente mayor que 1/3 del tamaño medio de poros de la formación (D50).

³ CARMONA, Ana Marcela y Gómez Astrid Juliana. Proyecto “Herramienta Software para la selección de material particulado en la técnica de puenteo en formaciones Productoras”. Bucaramanga, Santander 2015

- La concentración de los agentes puenteantes, debe ser al menos del 5% en volumen de los sólidos en la mezcla final del lodo.

El propósito de la regla de Abrams es que al seleccionar el agente puenteante este no debe causar daños por lo mínimo que sea, al fluido de perforación.

La regla (I) no ofrece un tamaño óptimo que permita abordar una secuencia de empaque ideal para minimizar la invasión de fluidos y optimizar el sello.

Sin embargo, la selección del material puenteante mediante este método, aunque es eficaz en la aplicación de campo, depende, como se ha dicho anteriormente, de que el tamaño de partícula del agente puenteante sea un tercio del diámetro medio de garganta de poro de la formación; ignorando diversos factores del yacimiento como la complejidad de la estructura de la garganta de poro y las gargantas de poro grande que contribuyen más a la permeabilidad del yacimiento.

3.3.2 Vickers. Incluye fracciones de diámetro adicionales a D90, D50 y D10, con el objetivo de generar un puenteo más eficiente en los tamaños grandes, medianos y pequeños de la garganta de poro. Incluyendo así las fracciones D75 y D25. Así, de debe cumplir con ciertos criterios para seleccionar la distribución adecuada de la granulometría:

- D90: la distribución granulométrica de las partículas debe ser igual al tamaño de garganta de poro más grande.
- D75: la distribución del tamaño de las partículas debe ser $2/3$ de la garganta de poro más grande.
- D50: la distribución debe ser igual o mayor a $1/3$ del tamaño medio la garganta de poro.
- D25: La distribución debe ser igual a $1/7$ del tamaño medio de la garganta de poro.

I. D10: la distribución de las partículas debe ser igual o mayor al tamaño más pequeño de la garganta de poro.

El método de Vickers está basado en pruebas de laboratorio, entre otros criterios, y se considera como el mejor método utilizado para tener resultados más reales en campo y mejores resultados de taponamiento de permeabilidad y puenteo en las zonas de interés.

El trabajo es bastante bueno cuando se seleccionan partículas grandes, medio y algunos de los poros más pequeños, su resultado es eficiente al sellar todos los poros del yacimiento, incluyendo la mayor parte de los espacios vacíos en el medio de la retorta filtro en sí.

3.3.3 Teoría del empaquetamiento ideal. La teoría del empaquetamiento ideal (IPT) descrita por Dick en el 2000, establece que el porcentaje de volumen acumulado frente a la raíz cuadrada del diámetro de las partículas debe formar una línea recta para minimizar el daño de formación durante la perforación.

Esta teoría describe la distribución de tamaño de partícula óptimo, la cual debe ser seleccionada basándose en el D90, que equivale a las gargantas de poro más grandes, D50 que es igual o ligeramente mayor que las gargantas de poro medio y el D10 que es mayor que el poro más pequeño de las gargantas de la roca reservorio. Es utilizada para optimizar el puenteo de formaciones permeables, manteniendo la calidad del fluido de perforación.

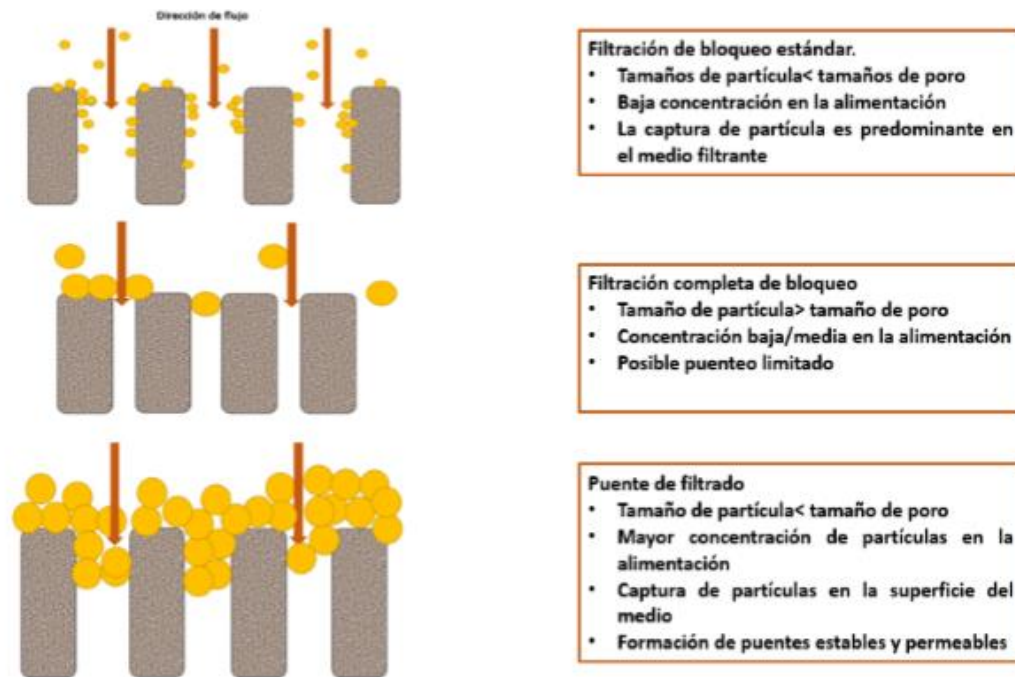
La teoría del empaquetamiento ideal se puede definir como la completa distribución de partículas requeridas para sellar de manera efectiva los espacios existentes, incluyendo los generados por el agente puenteante. Este método usa un enfoque gráfico para determinar la distribución del tamaño de partícula óptima del material de agente puenteante, para las características de formación

establecidas. La teoría del empaquetamiento ideal (IPT) utiliza el análisis de la sección delgada de los poros o información de permeabilidad junto con las distribuciones de tamaño de partícula del material de puenteo, para así determinar la secuencia del empaquetamiento ideal (IPS).

La teoría del empaquetamiento ideal usa el enfoque gráfico para optimizar la distribución de partícula, la cual se puede lograr mediante la mezcla de varios agentes de puenteo para así sellar una amplia gama de permeabilidades, tamaños de poro o anchuras de fractura.

En la Figura 24 se muestran los Mecanismos de filtración aplicada a una técnica de puenteo.

Figura 24. Mecanismos de filtración.



Fuente: Modificado de “una nueva perspectiva sobre la teoría del empaquetamiento ideal para la técnica de puenteo”, SPE 151636, 2012.

3.3.4 Método fractal. Se establece un nuevo método de sello temporal para disminuir o evitar el daño en el yacimiento, teniendo en cuenta la naturaleza fractal del tamaño de poro y la ecuación de Andreasen. Este método se enfoca en la optimización de las partículas de relleno. Se realizaron experimentos con núcleos de área de Hailaer utilizando este método, como resultado, en comparación con los métodos tradicionales, la filtración se redujo considerablemente y la recuperación de la permeabilidad mejoró, verificando así la racionalidad del nuevo método.

Este método, basado en la Teoría del empaquetamiento Ideal, realiza una optimización de la misma, con el objetivo de elegir tres tipos de partículas de puenteo rígidas y una partícula de ablandamiento de partículas de puenteo para lograr un mejor efecto de relleno.

3.3.4.1 Ecuación de Andreasen. Las partículas puenteantes obtenidas a través del proceso de molienda, no son uniformes, por lo que cuentan con una variedad de tamaños. Por tal motivo, no se puede describir una regla de distribución basados en la geometría Euclidiana. Se ha demostrado que para satisfacer la geometría fractal, la base matemática de este nuevo método se puede generar a partir de la ecuación 2 de Andreasen:

$$U(D_p) = \left[\frac{D_p}{D_{pl}} \right]^q \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

$U(D_p)$, porcentaje de tamiz acumulado (%)

D_p , diametro actual (um)

D_{pl} , diametro de poro mas grande (um)

Cuando q está dentro de 0,33 - 0,50, los vacíos son mínimos; cuando q es menor que 1/3, no tiene sentido.

4. PRUEBAS ESPECIALES DE LABORATORIO PARA DETERMINAR EL FILTRADO Y EL TAMAÑO DE DISTRIBUCIÓN DE PARTÍCULA

Una vez documentada las teorías de Filtración y las Características de los Materiales de control de pérdidas (LCM), así como las teorías de puenteo, en este Capítulo, se presentan las pruebas especiales de laboratorio que fueron objeto y herramientas en la investigación y en el desarrollo de los análisis, para evaluar el impacto de los productos LCM en los sistemas de lodos base aceite seleccionados. Las pruebas más relevantes en este proceso son las pruebas de filtración Permeability Plug Test (**PPT**) y las pruebas de Análisis de Distribución de Partícula por difracción laser (**PSD**), que nos permitirán considerar que concentración de Material es más adecuada, para un sistema de permeabilidad conocida, permitiendo así evaluar su impacto en el medio poroso.

4.1 PARTICLE SIZE DISTRIBUTION (PSD)⁴

El ensayo PSD (Particle Size Distribution) permite seleccionar el tamaño de partículas más adecuado para puentear una formación productora, tomando en cuenta las siguientes dos reglas establecidas por Abrams en mayo 1977, relacionadas con el puenteo de partículas.

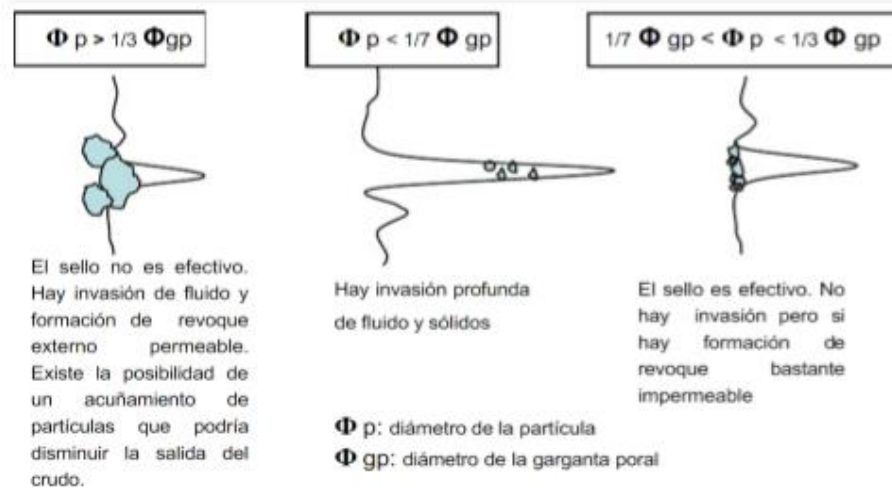
- El tamaño promedio de las partículas puenteantes debe ser igual o ligeramente mayor a un tercio de la garganta poral de la formación.
- La concentración de las partículas puenteantes debe ser como mínimo el 5% del volumen total de los sólidos contenidos en la mezcla final.

Nota: Cuando no se conoce el diámetro de la garganta poral del yacimiento se puede asumir éste como la raíz cuadrada de la permeabilidad.

⁴ Bridging Particle Size Distribution: A Key Factor in the Designing of Non-Damaging Completion Fluids. SPE-8792-MS

En la Figura 25 se muestra el diámetro de partícula requerido de acuerdo a las diferentes teorías de puenteo para obturar correctamente la garganta poral.

Figura 25. Diámetro de la partícula



Fuente: Bridging Particle Size Distribution: A Key Factor in the Designing of Non-Damaging Completion Fluids. SPE-8792-MS

El tamaño ideal de las partículas requeridas para formar un sello efectivo que minimice la invasión del filtrado en formaciones productoras de petróleo, se determina con el método basado en la dispersión y difracción de la luz. Hoy día ésta tecnología es usada por los equipos analizadores de partículas, como los que se muestran a continuación.

Interpretación de las lecturas:

- D10= 2.40 μm. Significa que el 10% de las partículas tienen un tamaño menor al señalado. De hecho, los finos disminuyen en tamaño en la medida que el D10 se hace menor.

- D50= 20.18 μ m. Significa que un 50% de las partículas tienen un tamaño menor al señalado y el otro 50% mayor.
- D50 representa la mediana, término usado para describir el tamaño de las partículas mediante un solo número. El término promedio es similar, pero no es lo mismo; por ejemplo, en la sumatoria impar de 1+5+ 7 +13+19, el promedio es 9 (45/5) y la mediana 7, y en la sumatoria par de 1+ 3 + 5+7+13+19, el promedio resulta ser 8 (48/6) y la mediana 6 (5+7/2).
- D90 = 56.80 μ m. Significa que el 90% de las partículas tienen un tamaño menor al señalado. En conclusión, el punto de corte de una partícula se expresa en base a tres porcentajes, 10, 50 y 90% y se representa como D10, D50y D90.
- A la prueba de distribución por tamaño de partículas (PSD) le precede la de taponamiento de permeabilidad (PPT). PSD permite seleccionar los tamaños de partículas más apropiados para lograr sello y PPT confirma la calidad de ese sello.

4.2 PRUEBA DE PPT TAPONAMIENTO POR PARTÍCULA⁵.

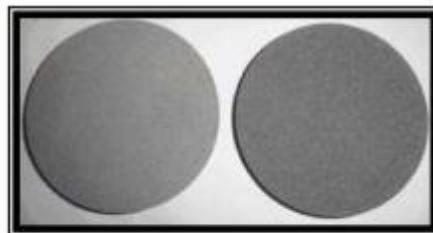
En la Figura 26 se presenta el montaje de la prueba y una imagen de los discos de aloxita utilizados.

⁵ OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

Figura 26. Montaje de prueba PPT y Discos de aloxita



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.



10 micrones 20 micrones

Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

La prueba PPT es una modificación de la norma 500-ml ATAP Filtro prensa. Se puede utilizar en campo o en un entorno de laboratorio. El instrumento es útil para realizar ensayos de filtración en los materiales de obturación. El PPT es muy útil en la predicción de como un fluido de perforación puede formar una torta de filtro de baja permeabilidad para sellar esto bajo intervalos de presión y ayudar a prevenir la adherencia. Las presiones diferenciales típicas son mucho más altos que los observados en las pruebas HTHP estándar.

La celda de presión es similar a lo observado en la prueba de presión ATAP estándar, pero se invierte con el medio de filtro y el receptor de contrapresión en la parte superior del conjunto. La celda convencional puede ser operada a 2000PSI utilizando tornillos de fijación de acero endurecido para asegurar la tapa de la celda. Por presiones elevadas, el creador de la maquina ha diseñado una celda especial con una presión de hasta 4000 PSI, con la bomba hidráulica convencional. La celda se presuriza con aceite hidráulico y un pistón flotante separa el aceite del fluido dentro de la celda.

4.2.1 Descripción. La celda esta equipada dentro con una tapa estándar, un pistón flotante y una tapa de salida descrita para los discos de filtro cerámico (Aloxita). El extremo de salida de la celda tiene ¼" (6.35 mm) de hueco más profundo que una celda estándar para permitir el disco de cerámica como medio de filtro. La tapa del extremo se utiliza de ¼" (6.35mm) pues este tiene un patrón concéntrico descrito en lugar de la pantalla convencional. El papel de filtro u otro medio de filtro fino se puede utilizar con este medio de casquillo mediante el anillo espaciador para llenar el espacio extra ¼" (6.35 mm). Además, una gran tapa de extremo con una copia de seguridad de imagen estándar se suministra para su uso con medios de filtración fina papel -metal.

Todas las piezas se han diseñado para aceptar el vástago de la válvula estándar. Los de entrada o inferior, el vástago de la válvula está equipada con una conexión rápida para la conexión del colector de presión hidráulica. Los colectores estándar de presión hidráulica están equipados con una válvula de alivio de 2000PSI (13.800 kpa). El conjunto superior, vástago de válvula consiste en doble vástago de válvula con una doble bola en el medio, que facilita la apertura y cierre de flujo de salida. El consumo de energía PPT, su camisa de calentamiento de 800 vatios. El receptor de presión de 100 ml está montado en la parte superior de la camisa de calentamiento y al revés, si se compara con la configuración normal de la prensa de filtro ATAP (alta temperatura/alta presión). Se une el vástago de válvula de salida de la celda y se asegura con el dispositivo de retención. Los accesorios en el receptor se invierten con el de entrada de presión con el extremo pequeño (el extremo superior). Un accesorio puede estar provisto de llamarada si se desea utilizar el lado de baja presión de un doble colector de nitrógeno, biberón en lugar de cartuchos estándar de CO₂.

Especificaciones:

- Peso: 58 libras. (26,3 kg)
- Dimensiones: 15 "x 25" x 42 "(38,1 x 63,5 x 106,7 cm)

- Peso del producto: 84 lbs. (38,1 kg)
- Envío Dimensiones: 30 "x 18" x 17 "(76,2 x 45,7 x 43,2 cm)
- Calentador 800W
- Prueba de la celda
- Temperatura máxima: 500 ° F (260 ° C)
- Presión máxima: 2.000 psi (13.800 kPa)

4.2.2 Operación

4.3.2.1 Preparación

1. Antes de iniciar una prueba, cierre todas las válvulas y asegurarse que todos los reguladores giren hacia la izquierda.
2. Conectar el calentamiento bien a una fuente de alimentación de 110V o 220V AC como se especifica en la placa. La camisa de calentamiento requiere una fuente de alimentación de 800 W.
3. Ajustar el termostato aproximadamente a la mitad de la escala para comenzar calefacción y termómetro también. La luz piloto se encenderá cuando el pozo de calentamiento es a la temperatura punto fijo. La temperatura debe leer 10 ° F (6 ° C) por encima de la temperatura en prueba deseada. Si no es así ajustar el termostato.
4. Antes de utilizar el disco de cerámica, dejarlo en remojo durante 10 minutos en el líquido base.

Use agua para fluidos a base de agua dulce, salada para fluidos a base de agua salada, diésel para fluidos de base aceite y una base sintética para fluidos de base sintética.

4.2.2.2 Cargar la filtración de la celda.

1. Abrir la celda. Reemplace los que estén desgastados o dañados. Nuevos o-rings se requieren normalmente después de cada prueba 300°F (149°C).

2. Aplique una capa fina de grasa de silicona alrededor de o-rings utilizadas en el pistón, en los vástagos de las válvulas y las tapas de las celdas.
3. Coloque la celda en posición vertical con la entrada, o superficial, hueco hacia arriba. Compruebe el receso o-ring para asegurarse que está limpio._Con cuidado, inserte una teórica en el interior de las tapas de ranura de la celda.
4. Encontrar la tapa de la celda más cortos, se tamizan y se colocan en el cuerpo de la celda de prueba. Asegúrese de que la flecha de la tapa de la celda se alinee con la flecha del cuerpo de la celda.
5. Coloque un tornillo de bloqueo en cada uno de los agujeros alrededor de la parte superior de la celda de ensayo y apretarlos con la llave Allen suministrada.

Figura 27. Celda de ensayo



Fuente:_OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

6. Empuje la perilla roja ubicada justo debajo del control del termostato en la camisa de calefacción. Esto mueve el embolo de parada en posición para apoyar la celda mientras se está llenando de líquido y facilita la instalación de la celda. Invertir la celda y colocarla dentro de la camisa de calentamiento con la tapa de entrada hacia abajo.

7. Tornillo del vástago de la válvula de entrada (ver figura 28) (con el accesorio de conexión rápida) en la entrada de la tapa de la celda y aprieta por completo. A continuación, abra el vástago de la válvula girando en sentido horario de $\frac{1}{2}$ a 1 vuelta completa. Una vez conectado, la conexión rápida final del vástago de la válvula debe apuntar hacia abajo.

Figura 28. Tornillo del vástago de la válvula de entrada



Fuente:_OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014.

8. Conectar el tubo de presurización (ver Figura 29) de la bomba hidráulica con el (2.0 cm) de la bola $\frac{3}{4}$ " la válvula y accesorio de conexión rápida para el conjunto del vástago de válvula de entrada.

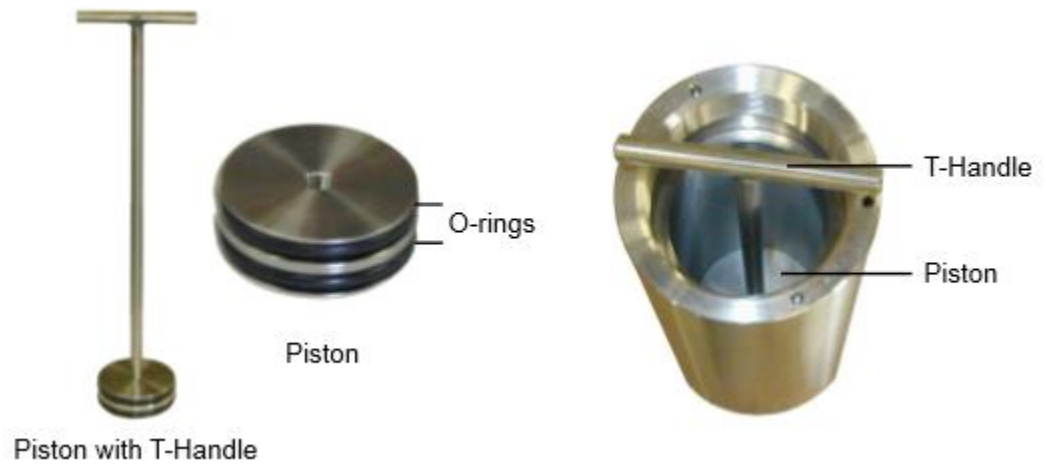
Figura 29. Tubo de presurización.



Fuente:_OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

9. Tornillo del mango en T en el pistón y colocarlo dentro de la celda, trabajándolo arriba y hacia abajo para asegurar la libre circulación. Coloque el pistón (ver figura 30) con la Thandle de modo que entra en contacto con la tapa de la celda de entrada.

Figura 30. Pistón



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

10. Abra la válvula de entrada. Gire el botón de liberación de la presión hidráulica en el bombar las agujas del reloj para cerrar la válvula de liberación de presión.
11. Retire el mango en forma de T del pistón y la celda.
12. Preparar el líquido de ensayo de acuerdo con las especificaciones API.
13. Añadir aproximadamente 320ml de fluido de prueba a la celda. Tenga cuidado de no verter cualquier fluido en la cavidad o-ring. El nivel del fluido dentro de la celda debe ser en el fondo de la cavidad o-ring.
14. Colocar un tornillo de bloqueo (ver Figura 31) en cada uno de los agujeros alrededor de la parte superior del cuerpo de la celda de ensayo y apretarlos con la llave Allen suministrada.

Figura 31. Tornillos de bloqueo



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014.

15. El uso de una jeringa de 3ml, llenar la válvula de salida (ver Figura 32) del líquido de base (agua o aceite) que mejora la precisión de la prueba. El volumen total del espacio muerto a partir de los medios de filtro para el receptor de contrapresión debe ser llenado con el fluido de base antes de la prueba. Esto asegurara que el volumen inicial del filtrado que pasa a través de los medios de filtrado desplazara un volumen igual de filtrado en el extremo receptor. En algunas configuraciones, el espacio muerto puede exceder 1-2 ml, el volumen filtrado por lo que tendrá resultado erróneos si este espacio muerto no es lleno.
16. Instalar y apretar el conjunto de vástago de la válvula de salida con el 1/8" (0.32 cm) válvula de bola en la tapa de la celda de la salida en la parte superior de la celda.
17. Sujete el conjunto de la válvula de salida con una mano.

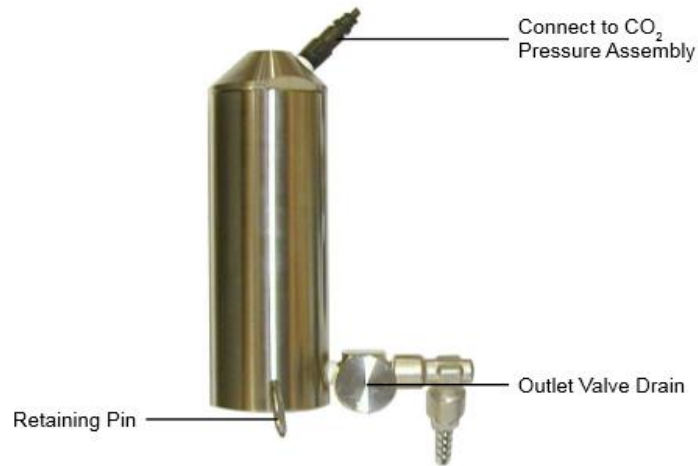
Figura 32. Válvula de salida



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

18. Cierre la válvula de salida girando la palanca de posición de 90°. Coloque un termómetro de cuadrante de metal en la parte superior de la celda en el pequeño agujero.
19. Acople el receptor de presión de nuevo a la parte superior del conjunto de la válvula. Tener cuidado de no girar el conjunto de la válvula. Bloquear el receptor en su lugar con el pasador de retención. Asegurarse de que el pasador este en el fondo. El 1/8" (0.32 cm) válvula de drenaje de salida en el receptor debe estar en la posición cerrada.

Figura 33. Receptor de presión



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

20. Una el conjunto de presión de CO₂ al vástago de válvula en la parte superior de la espalda del receptor de presión y asegúrese de que el pasador de retención es hasta el fondo.
21. Girar el mango en T en el regulador de aire en sentido anti horario hasta que aproximadamente 6 hilos estén expuestos. Perforar el bulbo de CO₂ y aplicar la cantidad adecuada de presión de vuelta al receptor para la prueba temperatura deseada.
22. Mientras que la celda se está calentando a la temperatura deseada, abra la entrada de la válvula y aplicar la cantidad de presión indicadas en el “mínimo de presión recomendada. En la Tabla 5 se presentan los datos de la presión mínima recomendada para aplicar a la válvula.

Tabla 5. Recommended Minimum Back Pressure

test temperature (°F)	Recommended Minimum Back Pressure	
	vapor pressure (Psi)	Minimum Back Pressure (Psi)
212	14,7	100
250	30	100
300	67	100
350	135	160
400*	247	275
450*	422	450
500*	680	700

Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

Cuan se cierra la celda se está calentando en la chaqueta, la presión en la celda se aumenta rápidamente debido a la expansión térmica de la muestra y de la hidráulica del fluido. Utilice la bomba para liberar el aceite hidráulico y evitar un exceso de presión. Mantener la presión sobre el fluido hasta que la temperatura deseada se estabiliza, como se indica por el termómetro. Utilice la bomba hidráulica de la válvula de liberación de presión para regular y mantener la presión. El tiempo de calentamiento no puede exceder de una hora.

Una presión excesiva pone la tensión en cuatro áreas principales de la celda:

- Tapa terminal de reflexión- se puede observar ya sea a simple vista o mediante la medición casquillo de compresión.
- Puede ser observado por la ovalación en el bloqueo de los asientos de los tornillos o agujeros.
- Cilindro de corte- Zonas elevadas por encima de los orificios de los tornillos de bloqueo u orificios de los tornillos de fijación dañados en el cuerpo de la celda.
- Cilindro de estrés- Agrietamiento por tención o picaduras graves van aparecer en el cuerpo de la celda.

4.2.2.2 Procedimiento de Prueba

1. Una vez que la celda ha alcanzado la temperatura requerida, cierra la válvula en la bomba hidráulica y abrir la válvula de salida. Operar la bomba aumentando la presión de la celda a la presión de prueba deseada para iniciar filtración. El uso de la bomba, debe mantener la presión deseada en la celda. La presión diferencial es la presión de la celda menos la cantidad de contrapresión. No exceda los 2000 PSI de presión como el principal o, de entrada.
2. Establecer un temporizador para los tiempos de prueba deseados. El filtrado se debe recoger en un mínimo de intervalos 7,5 y 30 minutos. Recoger y registrar el total de cantidad de filtrado y/o lodo de 30 minutos. Asegurase de mantener

la presión la presión diferencial seleccionada y temperatura de ensayo dentro de $\pm 5^\circ \text{F}$ (3°C).

3. Durante la recogida de la filtración, la presión de la celda tendrá a disminuir, por lo que será necesario la aplicación de presión hidráulica adicional para mantener una presión constante.
4. Si la contrapresión aumenta durante la prueba, con cautela reducir la presión abriendo la válvula de drenaje en el receptor y descargando algo del filtrado en el cilindro guardado. El filtrado será en o cerca de la prueba de temperatura y lentamente la apertura de la válvula de drenaje reducirá al mínimo cualquier salpicadura del fluido y cualquier contacto potencial con las manos y los dedos.
5. Después del periodo de tiempo de 30 minutos, cierre la válvula de salida. Abra la válvula de drenaje receptor y deje que se sople en seco para eliminar filtrado y/o barro desde el receptor. Registrar la cantidad total del líquido recuperado, incluido la pérdida de chorro.
6. Girar el mango en T en el regulador de aire hacia la derecha para dejar de añadir presión al receptor de contrapresión.

4.2.2.3 Desmontaje.

1. Liberar la presión en la bomba hidráulica girando la válvula de descarga de la bomba en sentido anti horario hasta que el indicador de presión en el colector de la bomba hidráulica lee 0 psi (al menos cuatro vueltas completas). Cerrar la entrada de la válvula y quitar la manguera hidráulica y de conexión rápida de la entrada conjunto de la válvula. Deje el conjunto de la válvula de entrada conectada a la celda.
2. Retire el conjunto de CO₂ presionar desde el regulador de presión de retorno.
3. Retire el regulador de presión de retorno de conjunto de válvula de salida.
4. Permitir que la celda se enfríe o eliminar el calentamiento de la camisa.

La temperatura de la muestra en la celda debe reducirse a menos del 100° F (46,5 ° C) antes de que la celda se puede abrir de forma segura.

5. Mantenga la celda para que las válvulas de entrada y de salida están apuntando lejos de las personas y equipos. Abrir lentamente la válvula de salida están apuntando lejos de personas y equipos. Abrir lentamente la válvula de salida para soltar la presión de la celda. Repetir el proceso con la válvula de entrada y asegurarse de que toda la presión se ha liberado en la celda. La torta de filtro puede bloquear la liberación de presión en el lado de salida.

6. Gire la celda al revés o ponerlo en su lado. Utilice la llave para quitar la tapa de la celda de salida. Retire el conjunto de válvula de salida y la tapa de la celda. Inspeccione el vástago de la válvula para asegurarse de que no está conectado por soplado de aire en la válvula.

Puede que sea necesario para eliminar completamente cualquier obstrucción insertando una broca pequeña, alambre o un clip desdoblado, en el vástago de la válvula. Asegúrese de que la apertura este lejos de las personas y equipos cuando se inserte el cable.

7. Recuperar el disco de cerámica y muy ligeramente lavar la torta de filtro con el tipo de fluido de base utilizada en el lodo (agua, salmuera, diésel, sintético, etc.). Medir la torta de filtro para el 1/32” más próximo (0.8mm). Si el disco de cerámica no viene fácilmente fuera de la celda con el flujo de fluido:

- Coloque la celda de su lado y sobre un fregadero.
- Instalar el conector hidráulico en el vástago de válvula de entrada y abrir el vástago girando 2 vueltas en sentido anti horario.
- Abra la válvula de entrada y cerrar la válvula de alivio de presión hidráulica en la bomba.
- No trate de hacer palanca ni sacuda el disco de cerámica de la celda ya que el disco puede romperse.

8. Para recuperar cualquier fluido hidráulico restante de la celda:
 - Tornillo de la llave de barra en T en el pistón dentro de la celda.
 - Abra la válvula de entrada y gire la válvula de alivio de presión en la hidráulica bomba 4 vueltas completas.
 - Empujar manualmente el pistón a la parte inferior de la celda.
 - Cierre la válvula de alivio de presión en la bomba hidráulica y cierre la válvula de entrada.
 - Retire el colector de la bomba hidráulica del vástago de la válvula de entrada y quitar el pistón de la celda utilizando el mango en T.

9. Desmontar completamente la celda y limpiar y secar todo el aparato con agua y jabón. Inspeccione todas las o-rings y reemplazarlos si es necesario.

10. Si está utilizando brine fluids, limpie el conjunto del vástago de la válvula de salida con agua dulce y secar con aire antes de volver a usar.

5. ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS BASE ACEITE

Una vez que revisamos la teoría Necesaria para la compresión de las pruebas especiales y los conceptos hidráulicos, se procede a describir los sistemas de lodo del estudio a realizar.

A continuación, se presentan las descripciones de los dos sistemas base aceite a evaluar. Se listan los productos y las respectivas concentraciones de cada uno de los componentes. Los sistemas de fluidos a analizar, fueron previamente diseñados y seleccionados por los ingenieros de campo, ya que se posee una previa experiencia en el uso de estos, es decir; para el estudio se seleccionaron dos Sistemas corridos por la compañía, en campos colombianos. Las formulaciones usadas son presentadas en la Tabla 6.

Tabla 6. Concentraciones Sistemas de Fluido C1 y M2

PRODUCTOS	UNIDADES	SISTEMA C1 (OBM)	SISTEMA M2 (OBM)
CAL HIDRATADA	55 lb	Lime Excess > 3 lb/bbl	Lime Excess > 2.0 lb/bbl
VISCOSIFICANTE I	50 lb	2.0 – 5.0	3.0 - 5.0
VISCOSIFICANTE II	50 lb		3.0 – 5.0
HUMECTANTE I	55 gal	3.0 – 7.0	2.0 – 8.0
EMULSIFICANTE II	55 gal	2.0 – 4.0	
ASFALTO I	55 lb	7.0 – 10.0	
ASFALTO II	50 lb	7.0 – 10.0	
ESTABILIZADOR**	25 lb	1.0 – 1.5	1.0-1.5
CLORURO DE CALCIO	55 lb	2.0 – 3.0	4.0 – 6.0
GRAFITO I	50 lb	1.0 – 2.0	
GRAFITO II	50 lb	1.0 – 2.0	
CONTROLADOR II	50 lb		1.0 – 2.0

Fuente: Compañía Baker hughes.

Una vez seleccionados los sistemas de estudio, se proceden a realizar las pruebas de laboratorio básicas, para caracterizar cada fluido y observar su comportamiento al adicionar los productos LCM.

5.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS

Los sistemas C1 y M2 son sistemas de lodo base aceite, ampliamente usados, su relación de agua es una de sus mayores diferencias. A continuación, se describen cada uno de los sistemas y se presentan las formulaciones a escala de laboratorio que fueron usadas usando el formulador de Fluidos, de la compañía. Se hace énfasis en los productos más importantes y sus diferencias.

SISTEMA C1: Sistema de emulsión inversa completo, generalmente utilizado en ambientes sumamente difíciles donde se requiere una mayor estabilidad de la emulsión y mayor tolerancia a los contaminantes. Presenta una mayor concentración de agentes controladores de filtrado como los asfaltos y los grafitos, aunque estos últimos ayudan también a dar estabilidad es zonas donde predominan las formaciones de Shale. Maneja unas relaciones de agua y aceite mayores, 80 % de aceite (diésel) y 20% de agua, para una relación 80/20.

Características:

1. Posee una relación de fases aceite/agua mayor, generalmente 80/20.
2. Presenta una mayor estabilidad de la emulsión, es decir, una mayor estabilidad eléctrica.
3. Posee agregado de asfaltos y grafitos en cantidades apreciables, usando un Total de 15 a 18 lb/bbl aproximadamente.
4. Recomendable para usar en zonas muy inestables, con alta presencia de lutitas.
5. Permite el uso de Barita como agente densificante.

SISTEMA M2: Es un sistema de emulsión inversa completo, para ambientes de zonas de interés, y profundas con una menor cantidad de sólidos para permitir un mejor desempeño de la perforación logrando mayores ROP. No posee asfaltos, ni grafitos, con el objetivo de disminuir el daño hacia formación. Su relación de agua

es menor, presentando mayor cantidad de aceite 90%, es decir posee una relación de fases aceite /agua de 90/20.

Características:

1. Posee baja cantidad de agua en la relación de fases; su relación aceite/agua es 90/10.
2. Presenta una menor estabilidad de la emulsión, es decir, una menor estabilidad eléctrica.
3. No posee emulsificantes agresivos, se usa humectantes en su mayoría
4. No presenta agregado de asfaltos y grafitos
5. Su agente densificante es principalmente el carbonato, no usa barita.

5.2 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS A ESCALA DE LABORATORIO

A partir de las formulaciones bases, suministradas por los ingenieros de campo, se procede a realizar el balance de materiales para la preparación en el laboratorio.

De acuerdo a los procedimientos seguidos por el formulador de la compañía, Para la formulación del fluido es necesario conocer las características físico-químicas que se requieren como:

- a. Relación de agua aceite
- b. Densidad
- c. Salinidad deseada o permitida en unidades de partes por millón.

Estas tres variables, permiten llevar a cabo el balance de materiales implícito, que realiza la hoja de cálculo para que a partir de las concentraciones propuestas en la tabla 8, se calcule la cantidad exacta de diésel y agua, necesaria para alcanzar la relación deseada. Así mismo, a partir del dato de densidad total del fluido y de la gravedad específica de cada producto y su concentración, calcula la cantidad exacta de material densificante que se requiere. Finalmente, a partir de las

concentraciones de sal deseada, calcula la cantidad de Cloruro, para este caso, que se requiere agregar para obtener un valor de salinidad deseado.

Las características suministradas por la compañía para el balance de materiales fue la siguiente:

Tabla 7. Propiedades del Fluido C1 para el balance de materiales.

Propiedad	Valor
Densidad (ppg)	9.8 - 10.3
Relación aceite/agua (%)	80:20 – 85:15
Salinidad (ppm, partes por millón)	68000

Tabla8. Propiedades del Fluido M1 para el balance de materiales.

Propiedad	Valor
Densidad (ppg)	8.2 – 9.8
Relación aceite/agua (%)	85:15 – 90:10
Salinidad (ppm, partes por millón)	68000

5.2.1 Formulación de fluidos C1 y M1 usando el software formulador de lodos - Mud formulator V.V. A partir de las propiedades especificadas en las Tabla 9 y 10; y las concentraciones de los productos, reportadas en la Tabla 8, se procede a ingresar los datos al software.

Esta herramienta, calcula la cantidad precisa de producto, a partir un balance interno de materiales, y del volumen que deseamos preparar. Como se expuso anteriormente, este balance de materiales es también la base para calcular el contenido de sólidos de los lodos sobre la base de los datos de ensayo. A partir de la gravedad específica de los productos que conforman el lodo (Fluido), la concentración (**lb/bbl** para sólidos y **% v/v** para Líquidos), la densidad deseada de la Mezcla y usando una base de Cálculo de 1 bbl, se realizaron los siguientes procedimientos.

$$MW = DsVs + DoVo + DwVw$$

MW = peso de la mezcla.

V_s = volumen porcentual de Solidos en el sistema,

D = densidad específica

V_o = Volumen de Aceite (Lubricantes, aceite (Solo en lodos Base Aceite))

V_w = Volumen de agua

A continuación, se describe el procedimiento para la formulación de los lodos o Fluidos C1 Y M2

5.2.1.1 Procedimiento cálculo de formulación para lodo base aceite. 1. Se ingresan los datos de Salinidad (mg/L), Relación agua/aceite, Tipo de fluido, densidad (si se conoce) o colocar la opción de desconocida si se desea es ingresar determinada cantidad de material puenteante para que el calcule una densidad teórica aproximada como se muestra en la Figura 34.

Figura34. Herramienta para la Formulación del Fluido.

The image shows a software interface for fluid formulation. It includes several input fields and dropdown menus. Annotations with arrows point to specific parts of the interface, explaining their function:

- Select Mud type:** A dropdown menu with options like 'Invert Emulsion' and 'Weighted'. An annotation states: "1. La herramienta contiene opciones y me permite seleccionar el tipo de fluido: Water based, Oil Based, o Invert Emulsion. 2. Permite seleccionar si la densidad es conocida o desconocida."
- Mud weight:** A text input field containing '9.80'. An annotation says: "La herramienta da la opción de ingresar la densidad, si es conocida y el valor de dicha densidad".
- Oil/Water Ratio:** Two percentage input fields, one with '80%' and another with '20%'. An annotation says: "Permite ingresar el valor o porcentaje de Agua y aceite deseado, es decir en esta casilla se tiene en cuenta el valor de relación agua/aceite, ya sea 90/10 o 80/20".
- Base Oil:** A section with 'Ratio, %' and 'S.G.' columns. An annotation says: "Permite ingresar la concentración de sal deseada en partes por millón."
- Weight Material:** A dropdown menu with 'MIL-CARB' selected and a value of '2.71'. An annotation says: "Permite seleccionar el material densificante, BARITA O CARBONATO (MIL CARB). Para el cálculo se seleccionó MIL CARB (2.7 específica)".
- Calculate and Reset All buttons:** Two buttons at the bottom of the form.

At the bottom of the interface, there is a list of 'Select Products to Add' with a 'Concentration' column. An annotation says: "Se ingresan los productos y las respectivas concentraciones, la herramienta por Default, selecciona dentro de su base de datos la gravedad específica."

Fuente: Derechos Reservados. Baker Hughes.

Figura 35. Se introducen los productos y sus respectivas concentraciones.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Select Mud type	Invert Emulsion		Select Products to Add	Concentration	S.G.	Select addition method
2		Unweighted		CARBO-GEL	4	1,700	b/bbl
3				CARBO-MUL HT	2	0,930	% by volume
4	Mud weight	8,04		CARBO-TROL HT	6	1,050	% by volume
5	Oil/Water Ratio	80%	20%	Calcium Carbonate M200	10	2,710	b/bbl
6				Calcium Carbonate M325	20	2,710	b/bbl
7	Base Oil	Ratio, %	S.G.	(NONE)			b/bbl
8	(NONE)	100%		(NONE)			b/bbl
9	(NONE)			(NONE)			b/bbl
10				(NONE)			b/bbl
11	Add Water and Salt	Salinity	Salt Purity	(NONE)			b/bbl
12	CaCl2	mg/L Cl	68000	96%	(NONE)		b/bbl
13	(Water)	Wt % Salt		(NONE)			b/bbl
14	(Water)	Wt % Salt		(NONE)			b/bbl
15				(NONE)			b/bbl
16	Weight Material	MIL-CARB	2,71	MAX-SHIELD		1,050	b/bbl
17				(NONE)			b/bbl
18				(NONE)			b/bbl
19				(NONE)			b/bbl
20				(NONE)			b/bbl
21				(NONE)			b/bbl
22				(NONE)			b/bbl

Fuente: Derechos Reservados. Baker Hughes

Se introducen de acuerdo a los diseños anteriores, los productos para cada sistema.

2. Una vez realizado el ingreso total de datos, se procedió a calcular, usando en la herramienta el botón "Calculate". Aquí lo que obtuvimos, fue los gramos necesarios y precisos para preparar nuestro fluido, básicamente nos permite conocer teniendo como base 1 bbl de Lodo (350 c.c) los siguientes datos:

- Cantidad de Cloruro de Calcio requerido para alcanzar la Salinidad
- Cantidad de agua requerida, para una relación deseada
- Cantidad de agente densificante
- Cantidad producto específico.

Figura 36. Datos obtenidos en la herramienta MUD FORMULATOR V.V

Sample Identification					
Date	Mud weight, lb/gal	8,04	Salinity, % Salt	9,78	
	# Lab bbls	1,0	Oil/Water Ratio	80 / 20	
Mixing		Product Concentration		Product to Build 1,0 bbls	
Order	Product	bbl/bbl	lb/bbl	Total bbl	Total lb
1	Base Oil	0,6980	205,52	0,6980	205,52
2	CARBO-GEL	0,0067	4,00	0,0067	4,00
3	CARBO-MUL HT	0,0200	6,52	0,0200	6,52
4	CARBO-TROL HT	0,0600	22,08	0,0600	22,08
5	Calcium Carbonate M200	0,0105	10,00	0,0105	10,00
6	Calcium Carbonate M325	0,0211	20,00	0,0211	20,00
7	Water	0,1787	62,63	0,1787	62,63
8	96% CaCl2	0,0050	7,10	0,0050	7,10
	Totals	1,0000	337,85	1,0000	337,85

Fuente: Derechos Reservados. Baker Hughes.

5.2.2 Formulaciones fluidos C1 – M2. Aplicando el procedimiento, para el balance de materiales usando la herramienta Mud Formulator v.v, se procede a calcular para cada sistema, los gramos necesarios de cada producto, para iniciar su preparación y su respectiva caracterización es decir, realizar el testeo de laboratorio que permita conocer sus propiedades físico- químicas.

FLUIDO 1: SISTEMA C1

Figura 37. Concentraciones Fluido 1- SISTEMA C1

Sample Identification					
Date	Mud weight, lb/gal	10,10	Salinity, % Salt	9,78	
	# Lab bbls	1,0	Oil/Water Ratio	80 / 20	
Mixing	Product Concentration		Product to Build 1,0 bbls		
Order	Product	bbl/bbl	lb/bbl	Total bbl	Total lb
1	Base Oil	0,5925	174,44	0,5925	174,44
2	VISCOSIFICANTE	0,0059	3,50	0,0059	3,50
3	HUMECTANTE	0,0153	5,00	0,0153	5,00
4	EMULSIFICANTE	0,0090	3,00	0,0090	3,00
5	ASFALTO	0,0214	9,00	0,0214	9,00
6	ASFALTO HT	0,0245	9,00	0,0245	9,00
7	ESTABILIZADOR DE LUITTA	0,0057	1,20	0,0057	1,20
8	GRAFITO	0,0018	1,50	0,0018	1,50
7	Water	0,1535	53,81	0,1535	53,81
8	96% CaCl2	0,0043	6,10	0,0043	6,10
9	GRAFITO HT	0,0018	1,50	0,0018	1,50
11	AGENTE DENSIFICANTE	0,1644	156,15	0,1644	156,15
	Totals	1,0000	424,20	1,0000	424,20

FLUIDO 2: SISTEMA M2

Figura 38. Concentraciones Fluido 2- SISTEMA M2

Sample Identification					
Date	Mud weight, lb/gal	9,00	Salinity, % Salt	9,78	
	# Lab bbls	1,0	Oil/Water Ratio	90 / 10	
Mixing	Product Concentration		Product to Build 1,0 bbls		
Order	Product	bbl/bbl	lb/bbl	Total bbl	Total lb
1	Base Oil	0,7325	215,68	0,7325	215,68
2	VISCOSIFICANTE	0,0067	4,00	0,0067	4,00
3	VISCOSIFICANTE II	0,0067	4,00	0,0067	4,00
4	EMULSIFICANTE I	0,0500	16,30	0,0500	16,30
5	ESTABILIZADOR DE LUITTAS	0,0057	1,20	0,0057	1,20
6	CONTROLADOR DE FILTRADO	0,0025	1,50	0,0025	1,50
7	Water	0,0866	30,34	0,0866	30,34
8	96% CaCl2	0,0024	3,44	0,0024	3,44
11	AGENTE DENSIFICANTE	0,1069	101,55	0,1069	101,55
	Totals	1,0000	378,00	1,0000	378,00

Una vez obtenida las formulaciones, se procedió en el laboratorio a realizar la preparación respectiva de los lodos. Es importante anotar que para dicha preparación se tuvieron las siguientes precauciones:

1. Las concentraciones que se ingresaron a la herramienta fue un promedio, realizado entre mayor y menor propuesta.
2. El orden de agregado de los productos se siguió cuidadosamente.
3. El cloruro de Calcio fue disuelto con el agua previamente y se agrega al diésel al final, con el objetivo de fortalecer la emulsión con ayuda de la cal y los agentes emulsificantes y humectantes, que ya se encontraban en el diésel.
4. El tiempo de agregado para cada aditivo fue de 10 minutos
5. El agente viscosificante debe dársele entre 20 y 25 minutos por recomendaciones de los ingenieros de Campo.
6. Una vez se finaliza el agregado de todos los productos cada fluido se dejó mezclando por una hora, para obtener una mayor homogenización de los productos adicionados.
7. Es importante agregar de manera muy controlada el viscosificante base aceite, para evitar la formación de grumos u ojos de pescado, llamado coloquialmente.

5.3 CARACTERIZACION FLUIDO 1 (C1) Y FLUIDO 2(M2) – RESULTADOS DE LABORATORIO.

Una vez obtenidos los fluidos en el laboratorio, se proceden a caracterizarlos a partir de un tren de pruebas diseñadas y organizadas; enfocadas básicamente en pruebas de Reología Básica, Reología HTHP, y pruebas de Filtración compuestas de la siguiente manera:

5.3.1 Metodología caracterización fluido 1 (C1) y fluido 2(M2)

FASE I

1. - **Análisis Reológico - Pruebas de Reología (150 F):** Se proceden a realizar las Lecturas en el viscosímetro Fan 35, también llamado viscosímetro de indicación directa o medidor V-G, instrumento utilizado para medir la viscosidad y la resistencia de gel. El viscosímetro de indicación directa es un instrumento compuesto por un cilindro giratorio y una plomada. Una vez que el fluido alcanzó

la temperatura deseada (150 °F), se procede a tomar las lecturas a diferentes velocidades 600,300,200, 100, 6, 3. Una vez registrados se procede a calcular la Viscosidad Plástica, y Punto cedente.

2. **Análisis Químico - Pruebas Químicas:** Aunque no es objetivo del proyecto Se realizaran las mediciones básicas de la alcalinidad, Contenido de Cloruros, con el objetivo de conocer los excesos de cal y la concentración de cloruros en el fluido.

3. **Pruebas de Filtración HTHP:** Se realizan pruebas de filtrado (High Pressure-High Temperature) a condiciones de presión y temperaturas definidas, para el caso se utilizó una presión de 500 psi y dos temperaturas 250 y 300 °F.

FASE II

4. **Análisis de Distribución de Partícula o PSD:** Para la segunda fase de caracterización, que igualmente se usara para valorar el impacto de los productos LCM en cada Fluido; se procedió a realizar un análisis de distribución de partícula, y se recopilaron los datos de distribución D10, D50 y D90. Los análisis se realizan con un analizador Laser Mastersizer 2000 y CILAS 920.

5. **Permeability Plug Test:** Una vez finalizado, las pruebas básicas al fluido, se procede a realizar una valoración del filtrado en medios porosos que posee cada sistema, a través de la Prueba PPT. Para dicha prueba se tuvieron en cuenta cuatro medios de Flujo o discos de aloxita con distinta permeabilidad. Se procede a establecer el filtrado a 30 minutos y la perdida instantánea de filtrado (Spurt Loss) y establecer una comparación entre los dos sistemas.

FASE III

6. **Pruebas de Reología a alta presión y alta temperatura.** Con el objetivo de evaluar los comportamientos reológicos de cada sistema (FLUIDO 1 y FLUIDO 2)

para diferentes condiciones de presión y temperatura. Para esta prueba se usó el equipo de la empresa Fan 75, provisto por la compañía para realizar el análisis.

5.3.2 Resultados de laboratorio reología, pruebas químicas, contenido de sólidos. Fluido 1- Fluido 2. A continuación se presentan los resultados obtenidos, en las pruebas de Filtración a alta presión y temperatura (HTHP) para dos rangos de temperatura 250 y 300 °F, pruebas reológicas para una temperatura de 150 °F, con el objetivo de establecer la viscosidad plástica, el punto cedente para cada fluido en condiciones normales. Se realizaron pruebas químicas básicas como un requisito básico para constatar en primera instancia la presencia o exceso de Cal (Ca(OH)₂) y posteriormente el contenido de Sales en el fluido.

Finalmente se realiza la medición del contenido de Sólidos en el fluido, con el objetivo de conocer sus componentes de cada fase y calcular la relación aceite/agua. En la Tabla 9 se muestran los resultados de todas las pruebas de laboratorio realizadas.

Tabla 6. Resultados pruebas básicas de Laboratorio.

Pruebas	FLUIDO 1	FLUIDO 2
Densidad (ppg)	10.1	9.0
REOLGIA @ 150 °F		
Ø600	90	75
Ø300	58	50
Ø200	48	39
Ø100	31	25
Ø6	20	15
Ø3	17	12
PV (cp.) @ 150 °F	32	25
YP (lb/100ft ²) @ 150 °F	26	25
Gels (lb./100ft ²) @ 150 °F: 10 seg/10 min/30 min	20/30/34	13/19/21
YS lb./100ft ²	14	9
PRUEBAS QUIMICAS		
Alcalinidad Pom (ml/ml mud)	2.15	2.3
Exceso de Cal (lb/bbl)	3.11	2.98
Cl (ml/ml mud)	0.7	0.45

Whole Mud Chlorides (mg/L)	7000	4500
FILTRADO		
HTHP @ 250 °F (ml)	3.4	4.0
HTHP @ 300 °F (ml)	3.9	4.4
CONTENIDO DE SOLIDOS		
% Agua	12	10
% Aceite	78	83
% Solidos	10	7
RELACIÓN ACEITE/AGUA (WOR)	86/14	89/11
Estabilidad Eléctrica (Volts)	1475	910

5.3.3 Resultados de laboratorio pruebas de filtración – filtrado HTHP. Se realiza pruebas de filtración a alta presión y temperatura con el objetivo de evaluar el desempeño de cada sistema y establecer sus ventajas y desventajas.

La prueba HTHP, fue realizada a unas condiciones de 250 y 300 °F de temperatura y una presión de 500 psi. Una vez se logra la temperatura deseada, se incrementa la presión hasta 500 y se durante 30 minutos para finalmente recolectar el filtrado.

En la Figura 39 y 40 se presenta el filtrado a los 30 min, así como la torta de filtrado HTHP.

A continuación, en las Tablas 10 y 11 respectivamente, se muestra el resultado para cada FLUIDO:

Tabla 10. HTHP del Fluido 1 - 10.1 ppg.

DATOS PRUEBA	Cake in/32	Filtrado cc
HTHP @ 250 deg F - 500 psi	1	3.4
HTHP @ 300 deg F - 500 psi	1.2	3.9

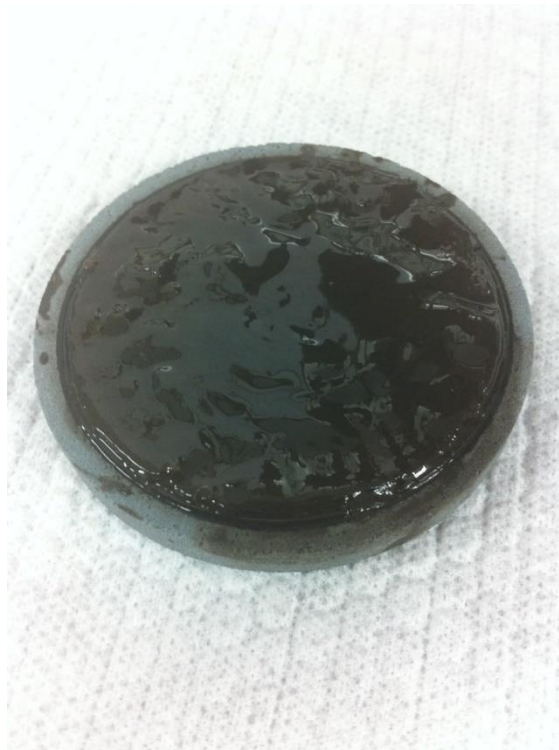
Tabla 11. HTHP del Fluido 1 - 10.1 ppg.

DATOS PRUEBA	Cake in/32	Filtrado cc
HTHP @ 250 deg F - 500 psi	1	3.4
HTHP @ 300 deg F - 500 psi	1.2	3.9

Figura39. Filtrado recolectado a 30 minutos -Registro fotográfico



Figura40. Caker o Retorta de Filtrado HTHP – Fluido 1 -Registro fotográfico



5.3.4 Análisis de distribución de partícula – PSD (Particle Size Distribution).

Una vez preparados y caracterizados los FLUIDOS 1 y 2, a través de las pruebas de reología, las pruebas químicas se procede a realizar un análisis de distribución

de partícula, con el objetivo de establecer el diámetros de partículas presentes en el Fluido alto (D90), medio (D50) y bajo (Para dicho Análisis se usó un equipo de análisis por difracción laser, el Mastersizer 2000 y el analizador CILAS 920.

El ensayo PSD (Particle Size Distribution) permite seleccionar el tamaño de partículas más adecuado para puentear una formación, tomando en cuenta las siguientes dos reglas establecidas por Abrams, relacionadas con el puenteo de partículas.

- El tamaño promedio de las partículas puenteantes debe ser igual o ligeramente mayor a un tercio de la garganta poral de la formación.
- La concentración de las partículas puenteantes debe ser como mínimo el 5% del volumen total de los sólidos contenidos en la mezcla final.

5.3.4.1 PSD (Particule Size Distribution) – Fluido 1 y Fluido 2. A continuación se presentan los gráficos (Figura 41 y 42) de distribución de partícula para los FLUIDOS 1 y 2. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Figura41. Distribución de Partícula FLUIDO 1

Ref. de la muestra : PRUEBA TESIS	Ultrasonidos : 0 s (+durante)
Sample Name : FLUIDO 1	Obscuration : 18 %
Sample type : CARBODRILL	Diámetro a 10% : 2.26 μm
Comentarios : 03/06/2017	Diámetro a 50% : 20.62 μm
Líquido : Oil mineral	Diámetro a 90% : 49.45 μm
Agente dispersante : None	Diámetro medio : 23.65 μm
Operador :	Fraunhofer
Compañía :	Densidad/Factor -----
Lugar : Bogotá	Superficie específica -----
Fecha : 03/06/2017 Hora : 10:34:27AM	Dilución automática : No / No
Indice de medidas. : 5852	Medidas/lavado : 20s/25s/4
Database name : Granulog	SOP name : Base Aceite

Valores acumulados definidos por el usuario

en volumen / por debajo del tamaño

x	1.00	5.00	10.00	15.00	20.00	25.00	27.00	30.00	45.00	75.00
Q3	3.44	21.63	31.94	41.15	48.98	56.40	59.47	64.18	86.29	99.45

x	100.0	125.0	150.0	200.0	300.0
Q3	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

x : Diámetro / μm Q3 : Valor acumulado / % q3 : density distribution

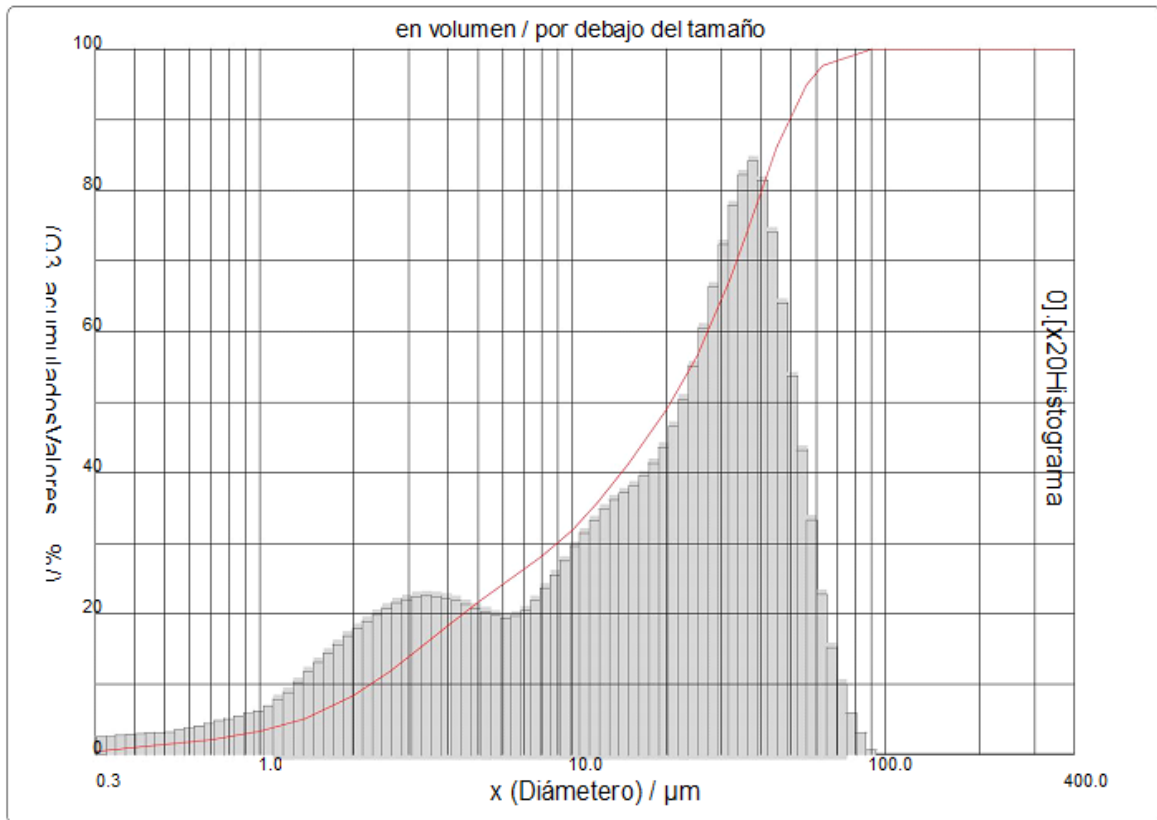


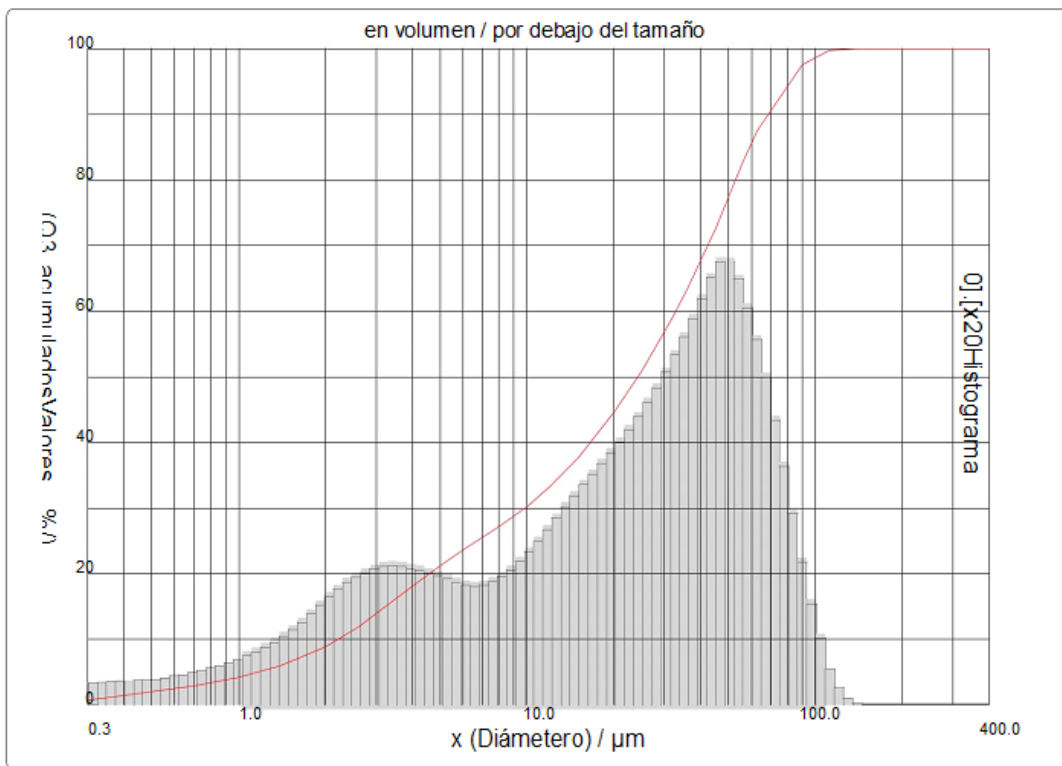
Figura 42. Distribución de Partícula FLUIDO 2

Ref. de la muestra : FLUIDO 2	Ultrasonidos : 0 s (+durante)
Sample Name : PRUEBA TESIS	Obscuration : 19 %
Sample type : CARBODRILL	Diámetro a 10% : 2.19 μm
Comentarios : 06/04/2017	Diámetro a 50% : 24.24 μm
Líquido : Oil mineral	Diámetro a 90% : 68.76 μm
Agente dispersante : None	Diámetro medio : 30.45 μm
Operador : WILMER CAMACHO	Fraunhofer
Compañía : Baker Hughes	Densidad/Factor : -----
Lugar : Bogotá	Superficie específica : -----
Fecha : 04/06/2017 Hora : 11:21:30AM	Dilución automática : No / No
Indice de medidas : 5910	Medidas/lavado : 20s/25s/4
Database name : Granulog	SOP name : Base Aceite

Valores acumulados definidos por el usuario						en volumen / por debajo del tamaño				
x	1.00	5.00	10.00	15.00	20.00	25.00	27.00	30.00	45.00	75.00
Q3	4.22	21.19	30.28	37.72	44.61	50.87	53.24	56.70	72.59	93.49

x	100.0	125.0	150.0	200.0	300.0
Q3	98.89	99.94	100.00	100.00	100.00

x : Diámetro / μm Q3 : Valor acumulado / % q3 : density distribution



5.3.4.2 PSD (Particule Size Distribution) – Productos LCM. Para comprender más acerca de la distribución de partícula en cada sistema se realizó un análisis del diámetro de partícula de cada Carbonato de Calcio usado por la compañía y cada producto LCM, con el objetivo de conocer las posibles tendencias a obtener de acuerdo a las concentraciones presentes en cada FLUIDO. Los resultados obtenidos se resumen en la Figura 43.

Figura 43. Distribución de Partícula Productos LCM.

Particule Size Distribution - Products					
No.	Product	Unit	D10 (Micron)	D50 (Micron)	D90 (Micron)
1	Producto 1	SX/40 Lbs	170	900	2000
2	Producto 2	SX/40 Lbs	165	325	1200
3	Producto 3	SX/40 Lbs	130	376	787
4	Producto 4	SX/40 Lbs	337	731	1348
5	Producto 5	SX/40 Lbs	525	939	1530
6	Producto 6	SX/50 Lbs	647	1112	2548
7	Producto 7 (Fibra)	SX/25 Lbs	23	83	232
8	CaCO3 M - 10 -40	SX/110 Lbs	39,4	425,3	1106
9	CaCO3 M - 40-100	SX/110 Lbs	13,3	130,2	409
10	CaCO3 M - 200	SX/110 Lbs	3	27,6	73,2
11	CaCO3 M - 325	SX/110 Lbs	2,1	18,2	45,7
12	Ojuelas Producto 7	SX/50 Lbs	130	200	400
13	Ojuelas Producto 8	SX/50 Lbs	200	900	1280
14	Ojuelas Producto 9	SX/50 Lbs	1100	2050	2950
15	Ojuelas Producto 10	SX/50 Lbs	94	408	892
16	Ojuelas Producto 11	SX/50 Lbs	424	864	1136
17	SOLU-SQUEEZ	SX/50 Lbs	25	240	763
18	Grafito 1	SX/50 Lbs	252	440	742
19	Grafito 2	5X/50 Lbs	19	103	271
20	Polimero	55 gal	2	4	13
21	Gilsonita	SX/50 Lbs	6	29	93
22	Asfalto 1	SX/50 Lbs	14	43	135

Fuente: Derechos reservados Baker Hughes

Finalmente se presentan los productos, las respectivas concentraciones y el resultado de distribución de partícula de los productos presentes en cada Fluido con el objetivo de valorar los resultados PSD en cada uno de ellos. Así mismo

realizar un análisis Cualitativo de los resultados como se muestran en las Tablas 12 y 13.

Tabla 12. Concentración de Material particulado FLUIDO 1- PSD

PSD - FLUIDO 1				
	Concentracion lb/bbl	D10	D50	D90
CaCO3 M 325	156,15	2,1	18,2	45,7
Grafito HT	1,5	95	165	420
Grafito	1,5	25	100	270
Asfalto	18	14	40	125

Tabla 13. Concentración de Material particulado FLUIDO 2- PSD

PSD - FLUIDO 2				
	Concentracion lb/bbl	D10	D50	D90
CaCO3 M 325	33,8	2,1	18,2	45,7
CaCO3 M 200	33,8	3	27,6	73,2
CaCO3 M 40-100	33,8	13,3	130,2	409

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede concluir que el FLUIDO 1 presenta mayor concentración de partículas Finas, debido a su alta concentración de CaCO3 M 325, quien es quien aporó mayormente en su distribución de partícula, por su alta concentración a diferencia de los Asfaltos que su concentración es demasiado baja.

El FLUIDO 1, presentó un D90 de 49,45 muy cercano a los valores del carbonato M 325, del que contenía una concentración más alta. Lo cual es un resultado muy bueno esperado. Sin embargo su desfase en la distribución de grano se debe al aporte de los demás componentes como los asfaltos y los grafitos.

El Fluido 2, se observa que presentó una distribución de partícula más diversa y con un D90 mayor al del FLUIDO 1, D90= 68.342, lo que permite concluir el aporte

más amplio en la distribución de partícula aportada por los tres tipos de carbonatos, y dando una mayor varianza y amplitud a los resultados.

Para ambos fluidos se analizó, un fenómeno poco estudiado y es la distribución BIMODAL, en la distribución. Esto refleja que en la población de muestra el equipo CILAS 920, detecto dos modas y la sub-distribución esto se debe al aporte específico de los diámetros de partícula presentes en el lodo. Esto permite inferir que el Fluido 2, presento un comportamiento BIMODAL, mucho más marcado que el primero, debido a la riqueza de partículas que contenía, por el aporte de carbonatos de distintas granulometrías y con una concentración igual en todo el lodo.





A diferencia del Fluido 1, la concentración alta de CaCO_3 M 325 hizo converger los datos a una Moda más pronunciada y cerca de las características del DIAMETRO DE PARTICULA del CaCO_3 M 325.

5.3.5 Resultados pruebas PPT. Una vez finalizadas las pruebas básicas y los Análisis de distribución de Partícula, para cada FLUIDO, así como el análisis de granulometría para los diferentes productos de puenteo usados en cada formulación; se procede a realizar pruebas de Filtración Especiales o Pruebas PPT (Permeability Plug Test), de los fluidos 1 y 2. Para dichas pruebas se seleccionaron diferentes discos de Aloxita con el objetivo de valorar la capacidad de obturación, para diferentes diámetros porales como se presenta en la Tabla 14. Esto permite valorar el desempeño del Fluido a alta presión y temperatura. Los parámetros tenidos en cuenta para la realización de esta prueba fueron los siguientes:

- a. Volumen de Lodo: 300 ml
- b. Diferencial de Presión: 1100 psi
- c. Temperatura: 300 °F
- d. Duración: 30 minutos.

En la Tabla 14 se muestran los discos de cerámica o aloxita utilizados para la elaboración de las pruebas fueron seleccionados para cubrir un rango amplio de permeabilidades, es decir; para simular condiciones de baja permeabilidad ($k \leq 1$ Darcy) y alta permeabilidad ($k \geq 100$ D). Las propiedades de los Discos fueron las siguientes de permeabilidad conocida fueron las siguientes:

Tabla 14. Discos de Aloxita utilizados en las Pruebas PPT.

DISCO	ESPECIFICACIONES
<p data-bbox="479 646 604 674">Por: 5 μm</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter: 2.5" (6.35 cm) • Thickness: .25" (.635 cm) • Mean Pore Throat: 5 μm • Permeability: 750 mD
<p data-bbox="464 930 618 957">Pore: 20 μm</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter: 2.5" (6.35 cm) • Thickness: .25" (.635 cm) • Mean Pore Throat: 20 μm • Permeability: 5 D
<p data-bbox="464 1213 618 1241">Pore: 60 μm</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter: 2.5" (6.35 cm) • Thickness: .25" (.635 cm) • Mean Pore Throat: 60 μm • Permeability: 20 D
<p data-bbox="464 1497 618 1524">Pore: 90 μm</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter: 2.5" (6.35 cm) • Thickness: .25" (.635 cm) • Mean Pore Throat: 90 μm • Permeability: 100 D

A continuación, en la Tabla 15 y 16, se reportan los resultados obtenidos para cada Fluido (FLUIDO 1 y FLUIDO 2), en las pruebas para cada disco seleccionado, 5 μm , 20 μm , 60 μm , 90 μm . Los resultados permitieron evaluar cada Fluido, respecto su obturación en cada disco.

Tabla 15. Resultados PPT @ 300 °F y 1000 psi – FLUIDO 1

Tiempo (min)	5 μm OBM	20 μm OBM	60 μm OBM	90 μm OBM
1	0.0	0.2	0.5	1.2
5	0.0	0.4	0.6	1.4
7.5	0.2	0.6	0.8	1.7
10	0.4	0.8	1.1	1.7
15	0.6	1.0	1.2	2.1
20	0.8	1.2	1.4	2.4
25	1.0	1.4	1.8	2.4
30	1.2	1.6	2.1	2.6
PPT (cc)	2.40	3.20	4.2	5.8
Spurt Loss (cc)	0.0	0.2	0.4	1.0

Figura 44. Volumen vs Raíz cuadrada del Tiempo – FLUIDO 1

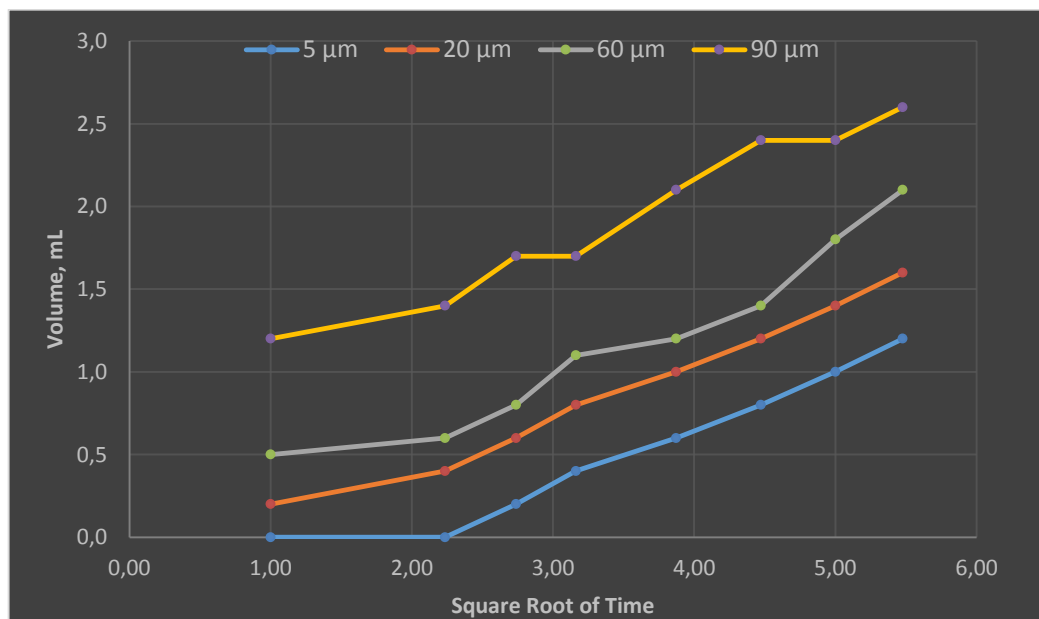


Tabla 16. Resultados PPT @ 300 °F y 1000 psi – FLUIDO 2

Tiempo (min)	5 μm OBM	20 μm OBM	60 μm OBM	90 μm OBM
1	0.5	0.9	1.0	1.7
5	0.6	1.1	1.1	1.8
7.5	0.8	1.2	1.2	1.9
10	0.8	1.2	1.2	2.0
15	1.2	1.6	1.4	2.1
20	1.3	1.6	1.5	2.3
25	1.3	1.7	1.6	2.4
30	1.4	1.9	1.7	2.5
PPT (cc)	2.8	3.8	3.40	5.0
Spurt Loss (cc)	0.4	0.6	0.9	1.6

Figura 45. Volumen vs Raíz cuadrada del Tiempo – FLUIDO 2

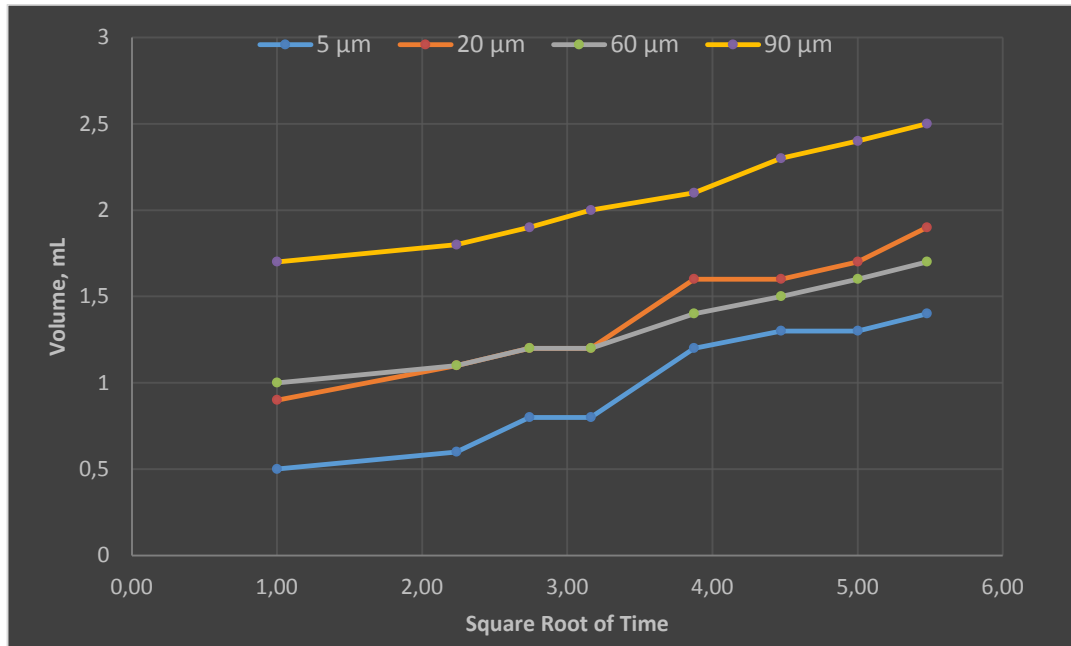
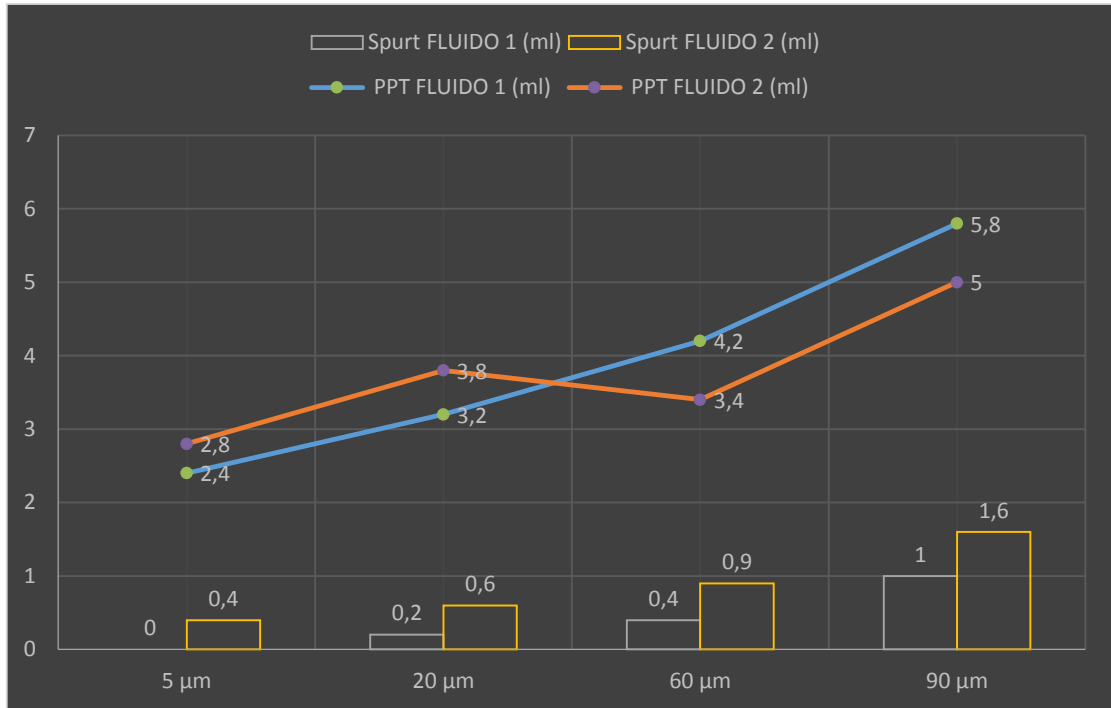


Figura 46. FLUIDO 1 vs. FLUIDO 2. Filtrado PPT - Spurt Loss



5.3.5.1 Análisis resultados pruebas PPT.

Fluido 1: De acuerdo a los resultados PPT, el FLUIDO 1 presenta **bajos** filtrados para los discos de baja permeabilidad de 5 micrones con una permeabilidad menor a 1 Darcy. Sin embargo, para los discos de mayor permeabilidad con diámetros porales superiores a 10 micrones, un aumento considerable, aumentando notablemente para el Disco de 90 Micrones y 100 Darcys. Esto se debe en gran medida, de acuerdo a los gráficos PSD y PPT, a la mayor concentración de partículas Finas, aportadas por el Carbonato Malla 325 Micrones. El FLUIDO mostró resultados óptimos hasta las 60 micras y su filtrado se dispara para permeabilidades mayores a 50 Darcys, esto debido a la baja varianza de diámetros y a un comportamiento UNIMODAL más marcado, en su distribución de partícula. Su diámetro D50 = 20 micrones, presentaba una distribución óptima para gargantas porales no mayores a 60 micras, tal cual se

observó en los resultados. Con un D90 de 49 micrones lo que le permitía obturar gargantas cercanas a dicho valor.

Fluido 2: De acuerdo a los resultados PPT, el FLUIDO 2 presento **bajos** filtrados para los discos de alta permeabilidad de 60 micrones con una permeabilidad menor a 20 Darcy y 90 Micrones con una Permeabilidad de 100 Darcys. Esto se debió principalmente a su distribución de partícula más rica, en comparación al FLUIDO 1. Dado que sus concentraciones de CaCO₃, fueron distribuidas equitativamente, esto permitió obtener como se observa en los gráficos PSD, una mayor varianza de los diámetros y por ende una mejor obturación en los discos de mayor permeabilidad. Su diámetro D90 fue de 68.76, lo que permitió un aporte de partículas más gruesas a la distribución, y por tanto mejorar la obturación en los discos con diámetros de poro mayores. Sin embargo, su desempeño para discos de menor permeabilidad, fue deficiente en comparación al FLUIDO 1. Su presencia baja de finos en el fluido, permite concluir que la obturación en los discos con diámetros de gargantas menores y bajas permeabilidades fue deficiente.

5.3.6 Análisis reológico HTHP. Con el objetivo de evaluar el comportamiento de los Fluidos a condiciones reales o cercanas a las que son sometidos estos en una Operación de perforación, se procedió a realizar un Análisis de comportamiento geológico a Alta presión y Alta temperatura. Los análisis se realizaron con un viscosímetro especial (FAN75) que permite simular condiciones de presión y temperatura.

5.3.6.1 Resultados reología HTHP – Fan 75. A continuación en la Tabla 17 y 18 se presentan los resultados de las pruebas de reología. Dicha prueba se realizó para realizar una inspección en la tendencia de la viscosidad plástica y el punto cedente en función de la temperatura a una presión determinada. Cada prueba se realizó con las siguientes condiciones:

Tabla17. Parámetros Prueba de Reología HTHP

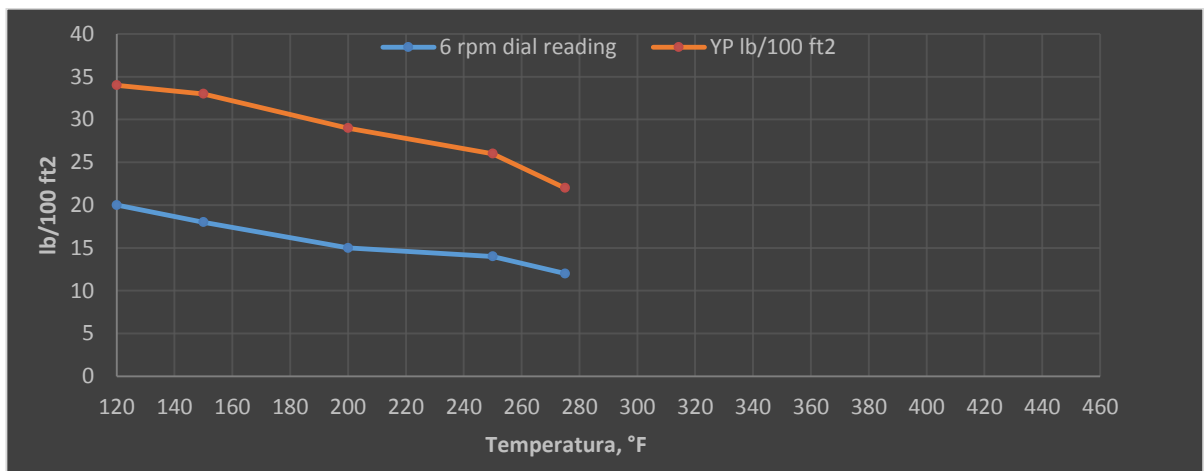
Prueba	Presión psi	Temp. °F				
1	3000	120	150	200	250	275
2	4000	120	150	200	250	275

A continuación en la Tabla 18 se presentan los resultados obtenidos para cada Fluido, se pretende analizar el comportamiento del Yield especialmente, ya que es un parámetro sumamente importante en el FLUIDO, pues permite establecer la capacidad de acarreo y limpieza, Así mismo en la Figura 47 se muestra las lecturas a bajas velocidades específicamente las velocidad de 6 rpm, con el objetivo de comprender el comportamiento tixotrópico de cada sistema, ya que este permite de alguna manera comprender la capacidad de gelificación del fluido.

Tabla18. Resultados Reología FLUIDO 1 - HTHP @ 3000 psi

Temp. °F	Presión psi	Lecturas Dial @ rpm						PV, cP	YP lb/100 ft ²
		600	300	200	100	6	3		
120	3,000	132	83	65	44	18	17	49	34
150	3,000	95	64	48	33	15	14	31	33
200	3,000	65	47	36	27	13	12	18	29
250	3,000	61	44	35	25	11	10	17	26
275	3,000	64	43	35	24	10	9	17	22

Figura47. Comportamiento reología FLUIDO 1- HTHP @ 3000 PSI

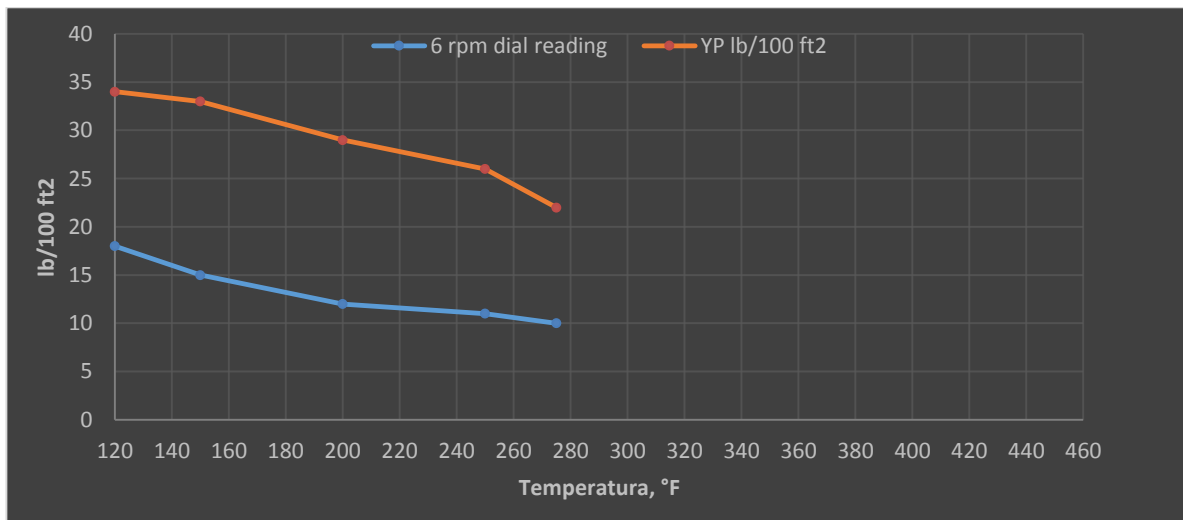


Se presentó una caída mayor en el Yield Point, en comparación a las lecturas de bajas. La caída en el Yield Point o punto cedente para el FLUIDO 1, es de 12 puntos, bajan de 34 hasta 22, mientras que sus lecturas de baja velocidad, en este caso la de 6 rpm, bajaron 8 puntos, lo que permitió establecer que el comportamiento tixotrópico del fluido y su capacidad de arrastre dado por el Yield point, se vieron seriamente afectados para temperaturas iguales y superiores a los 250 °F. En la Tabla 19 y Figura 48 se presentan los resultados del comportamiento de la reología HTHP para el fluido 1 a una presión de 4000 psi.

Tabla 19. Resultados Reología – FLUIDO 1 HTHP @ 4000 psi

Temp, °F	Presión, psi	Lecturas Dial @ rpm						PV cP	YP lb/100 ft ²
		600	300	200	100	6	3		
120	4,000	139	87	67	45	18	17	50	18
150	4,000	92.	62	48	34	15	14	29	16
200	4,000	65	45	37	22	12	12	14	15
250	4,000	63	44	35	25	11	10	11	14
275	4,000	64	43	31	22	10	9	10	13

Figura 48. Comportamiento Reología –FLUIDO 1 HTHP @ 4000 PSI



A 4000 psi de presión el FLUIDO 1, mostro estabilidad en sus lecturas de bajas rpm, sin embargo, su Yield Point o punto cedente se vio afectado más temprano, a

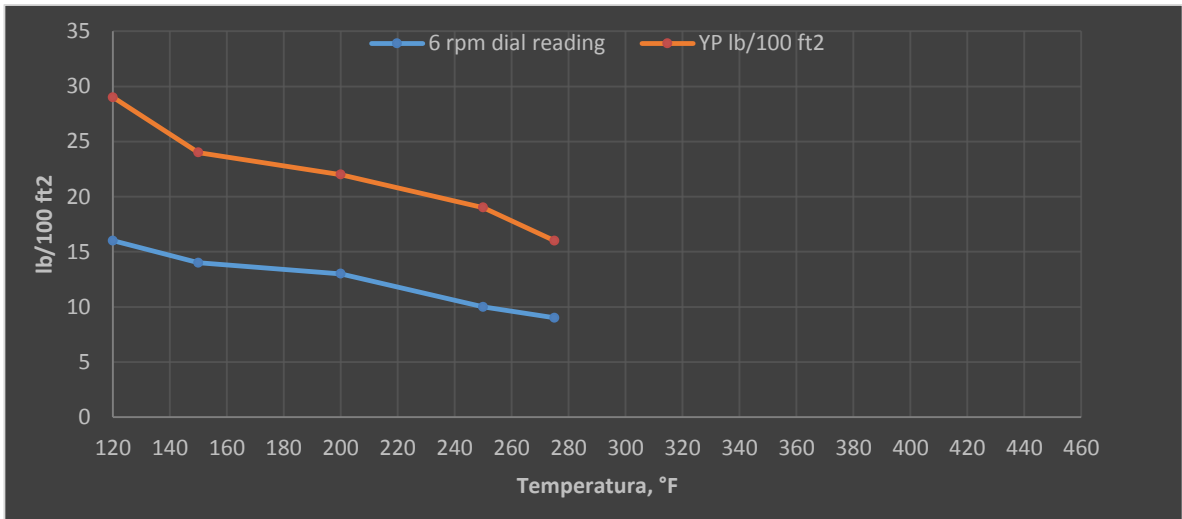
una temperatura de 200 °F. Aunque presento mucha más estabilidad, en su comportamiento.

En la Tabla 20 y Figura 49 se presentan los resultados del comportamiento de la reología HTHP del fluido 2 a una presión de 3000 psi.

Tabla20. Resultados Reología FLUIDO 2- HTHP @ 3000 psi

Temp. °F	Presión psi	Lecturas Dial @ rpm						PV, cP	YP lb/100 ft ²
		600	300	200	100	6	3		
120	3,000	94	65	55	38	16	15	36	29
150	3,000	70	46	38	25	14	12	22	24
200	3,000	56	39	29	20	13	11	17	22
250	3,000	45	32	26	20	10	9	13	19
275	3,000	38	27	20	17	9	8	11	16

Figura 49. Comportamiento Reología FLUIDO 2- HTHP @ 3000 PSI



Para una presión de 3000 psi, el FLUIDO 2 presento una mayor estabilidad en sus lecturas de 6 rpm, sin embargo se observa una drástica caída en su Yield Point de 13 puntos, se pudo establecer que debido igualmente a su baja cantidad de solidos presento unas lecturas reológicas menores para 600, 300, 200, 200,6 ,3.

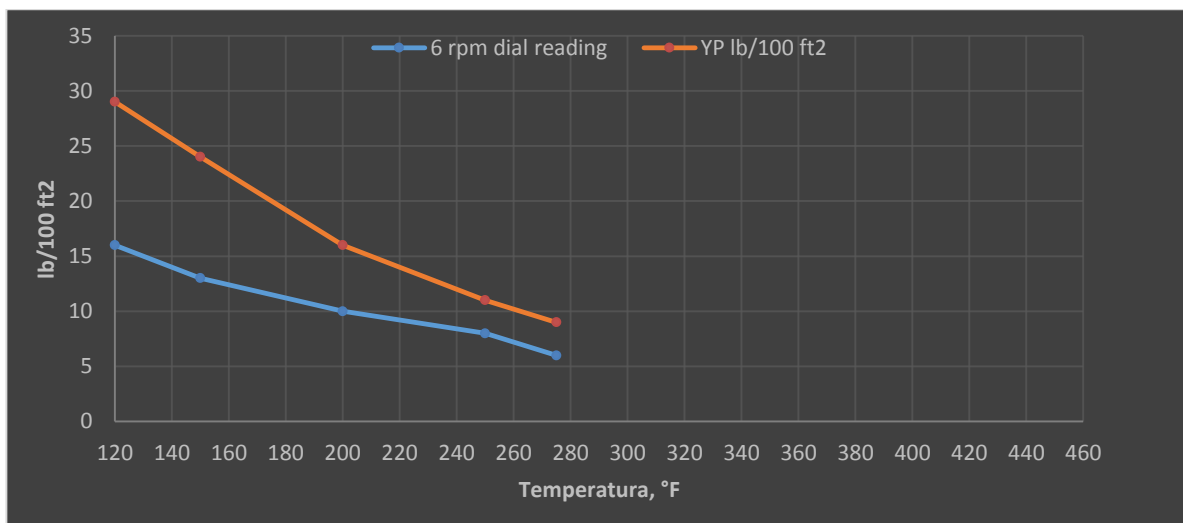
Presento un cambio abrupto de Yield Point en sus temperatura de 120 a 150 °F, posiblemente al rendimiento de la arcilla organofisia o viscosificante, y al comportamiento de la emulsión, más específicamente de las gotas de agua, que al aumentar la temperatura registran cambios en su difusión dentro del aceite o Diésel.

En la Tabla 21 y Figura 50 se presentan los resultados del comportamiento de la reología HTHP del fluido 2 a una presión de 4000 psi.

Tabla 21. Resultados Reología – FLUIDO 2 HTHP @ 4000 psi

Temp, °F	Presión, psi	Lecturas Dial @ rpm						PV cP	YP lb/100 ft ²
		600	300	200	100	6	3		
120	4,000	115	72	63	43	16	15	43	29
150	4,000	68	46	32	22	13	11	22	24
200	4,000	42	29	22	16	10	9	13	16
250	4,000	31	21	16	14	8	7	10	11
275	4,000	25	17	13	8	6	5	8	9

Figura 50. Comportamiento Reología –FLUIDO 2 HTHP @ 4000 PSI



Para la presión de 4000 psi, el FLUIDO 2, mostró gran inestabilidad de su Yield Point, mostrando una caída de 20 puntos, mientras que su lectura de 6 rpm, presento una mejor estabilidad con el aumento de la presión. Esto se debe posiblemente a su menor concentración de productos resistentes a altas

temperaturas, es posible que, con altas presiones y mayores temperaturas, se requiera de mayores concentraciones para mantener un mejor comportamiento de limpieza de este FLUIDO 2, es decir para mantener un mejor comportamiento de su Yield Point.

5.3.6.2 Análisis comportamiento reológico a altas presiones y temperaturas – HTHP. De acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de reología a alta presión y temperatura, se procedió a realizar gráficos conjuntos para cada presión analizada, 3000 y 4000 psi, con el objetivo de comparar el rendimiento de ambos fluidos. (Figuras 51 y 52).

Para la presión de 3000 psi, el FLUIDO 1, presentó un mayor rendimiento y estabilidad frente a su Yield Point como se muestra en la Figura 51, esto es debido a su mayor cantidad de productos como los asfaltos y los grafitos, así como a su mayor concentración de arcilla organofílica o viscosificante. El FLUIDO 2 presentó una menor tixotropía, unas lecturas más bajas, en 6 rpm, lo que permite inferir que el Fluido 2, presenta una mayor capacidad a suspender los cortes de perforación y los materiales densificantes. Sus lecturas de 6 rpm, descendieron por debajo de 10 lb/100 ft², lo que es un valor no muy bueno para eventos operativos. Debe fortalecerse más.

Figura 51. Comportamiento Reología –FLUIDO 1 va. FLUIDO 2 HTHP @ 3000 PSI

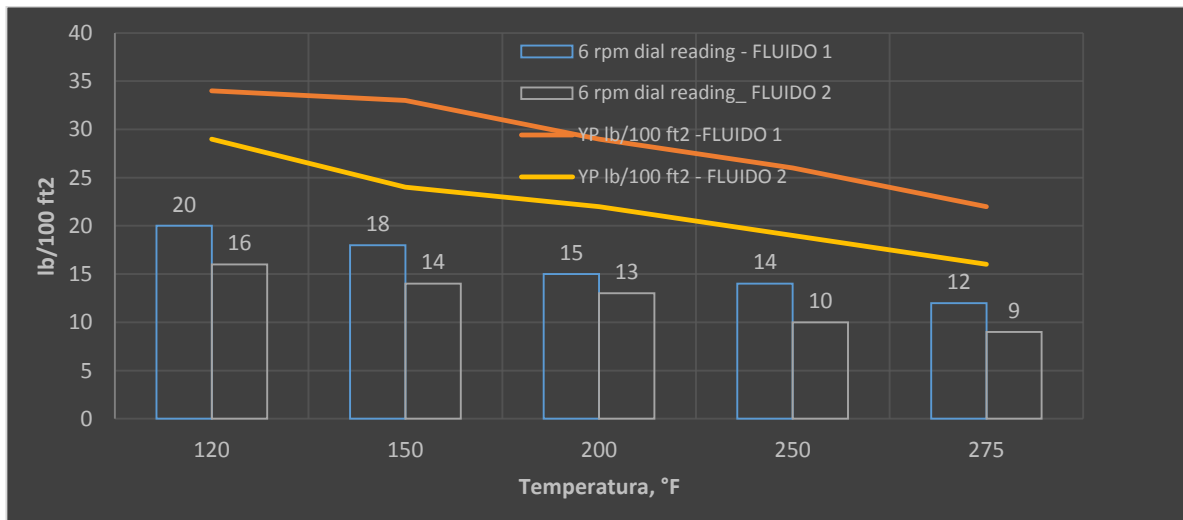
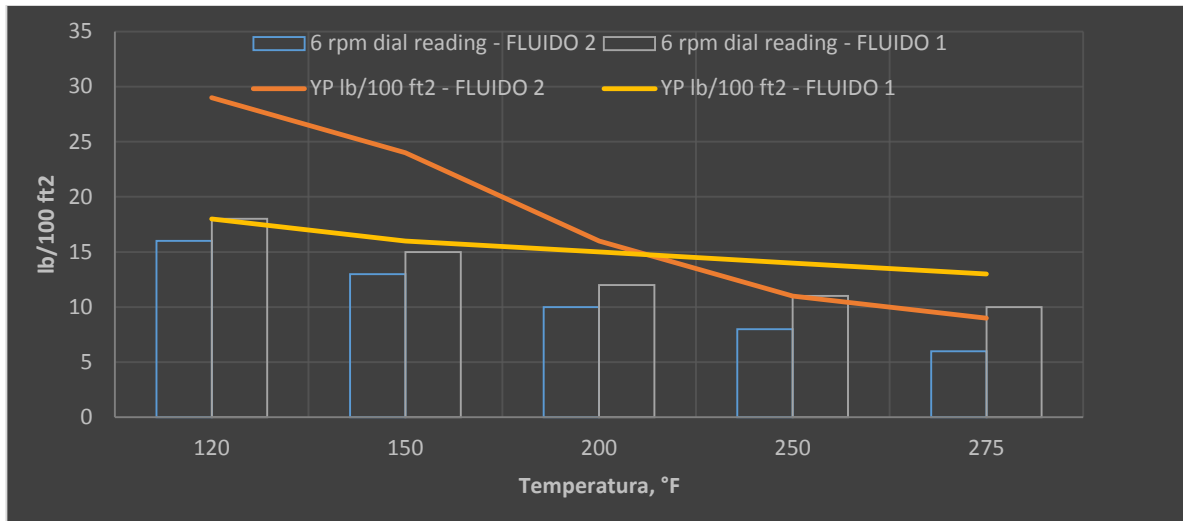


Figura52. Comportamiento Reología –FLUIDO 1 va. FLUIDO 2 HTHP @ 4000 PSI



Para la presión de los 4000 PSI, el comportamiento de los fluidos fue notoriamente distinto, el FLUIDO 1, presenta una inestabilidad más alta con la presión de 4000 psi, que el FLUIDO 2. El no siguió el mismo comportamiento en ambas pruebas, se notó drásticamente su cambio y la variación de sus propiedades, a mayores presiones, pues a 200 °F de temperatura, sus resultados mostraron inestabilidad, esto es debido posiblemente a su mayor relación de agua y aceite, permite observar que la emulsión no es totalmente estable a altas condiciones de presión y temperatura, así mismo revisando las fichas técnicas de los productos, algunos productos no presentaban rendimientos óptimos a temperaturas superiores a los 200 °F, como es el caso del viscosificante o la arcilla organofílica, por lo cual es de importancia realizar un testeo de calidad de la arcilla y complementar la preparación con un polímero resistente a altas temperaturas.

El comportamiento tixotrópico y de lecturas bajas también se vio seriamente afectado, mostrando resultados más pobres e inferiores a los del FLUIDO 2, esto permite concluir que es evidente la falta de un polímero y su complemento con la arcilla organofílica para darle mayor consistencia, ya que, de estas dos propiedades, como son el Yield Point y las lecturas de baja velocidad; definen la

capacidad de limpieza y de suspensión de recortes del fluido. Es importante revisar la importancia de mejorar la concentración de productos.

Cabe resaltar que debido a sus menor densidad y menor concentración de sólidos el FLUIDO 2, presento lecturas de 6 rpm, inferiores, lo cual es un valor lógico por tener dentro de sus fases, una menor cantidad de partículas presentes, lo que por ende disminuirá la tixotropía del fluido.

5.4 CARACTERIZACION PILDORAS LCM – RESULTADOS DE LABORATORIO

Una vez caracterizados los FLUIDOS 1 y 2, se procedió a realizar un análisis de dos píldoras LCM con el objetivo de establecer su impacto en las propiedades y su impacto en la pérdida de filtrado.

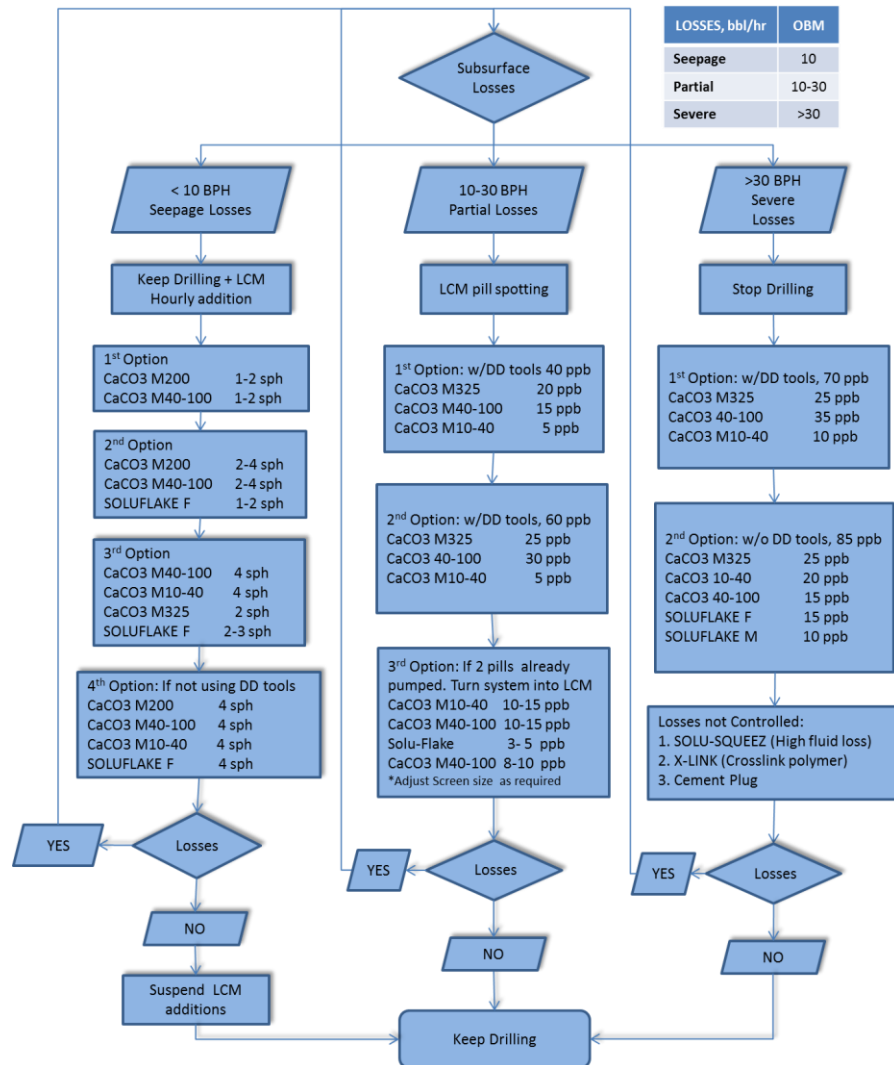
Para este estudio, se requirió conocer y documentar el árbol de decisiones planteado por la compañía para situaciones de pérdidas de fluido a formación. El interés particular de esta investigación, es ANALIZAR dos píldoras LCM, propuestas por la compañía y evaluar su incidencia en las propiedades del fluido. Y un primer estudio, acerca del impacto en las propiedades del FLUIDO y una valoración cualitativa y cuantitativa, de si reducen considerablemente los filtrados hacia formación. Se realizó un análisis PSD igualmente con el objetivo de establecer relaciones y conexiones entre los filtrados obtenidos y la distribución de partícula media de los fluidos.

Debido a los riesgos de pérdida de lodo que se pueden presentar en una operación, que se pueden presentar en el pozo. La compañía propuso una composición, y aplicación de un árbol de decisión para control de estas pérdidas para diferentes tamaños de hueco (ver Figura 52). Es importante anotar, que el

manejo de granulometrías debe verificarse ya que las herramientas de fondo, corren riesgo de taponamiento. A continuación, se presenta el Árbol de decisión.

El objetivo del estudio de IMPACTO, es conocer la variación en las propiedades del FLUIDO 2, debido a que, durante las operaciones de perforación, las Píldoras LCM, se preparan de manera vertiginosa o cuando se presentan pérdidas de circulación, sin tener en cuenta las precauciones relacionadas, al impacto en las propiedades del FLUIDO BASE, y por ende en las condiciones o parámetros de perforación y operación. Además, se pretende valorar, si para las píldoras seleccionadas se observa una mejora aceptable en los filtrados a alta presión y temperatura, así como establecer una metodología de trabajo para futuras valoraciones de Píldoras existentes en la ingeniería de perforación, como son las Píldoras LCM, Píldoras Viscosas, Píldoras abrasivas y Píldoras dispersas.

Figura 53. Árbol de decisión- Píldoras LCM para pérdida de Fluido a formación.



Fuente: Derechos Reservados Baker Hughes

Las píldoras seleccionadas por la compañía para el estudio se describen a continuación en la Tabla 21.

Tabla 22. Propuesta de Diseño - Píldoras LCM

Píldora	Concentraciones (lb/bbl)
1	CaCO3 M325: 20 lb/bbl CaCO3 M 40 -100: 15 lb/bbl CaCO3 10 -40: 5 lb/bbl
	Total : 40 lb/bbl

2	CaCO ₃ M 200: 10 lb/bbl CaCO ₃ M 40 -100: 15 lb/bbl CaCO ₃ 10 -40: 5 lb/bbl Grafito 1: 10 lb/bbl Grafito 2: 10 lb/bbl Estabilizador: 3 lb/bbl Total : 80 lb/bbl
---	---

5.4.1 Resultados caracterización pruebas básicas –Fluido 2. Una vez que se seleccionaron las píldoras LCM, se procedió a separar dos muestras del FLUIDO 2. Las muestras fueron rotuladas como LCM 1 (Muestra 1) y LCM 2 (Muestra 2). A cada muestra, se le agrego por separado las concentraciones respectivas de Material LCM, 40 y 80 libas por barril (lb/bbl), de acuerdo a lo reportado en la tabla 16.

Cada muestra, se mezcló durante 20 minutos, para homogenizar el Fluido. Se procedió a realizar las pruebas básicas de laboratorio como fueron, pruebas de Reología, Pruebas químicas, pruebas de filtrado HTHP, Retorta para conocer el impacto de los materiales en las muestras de Fluido y su influencia en el desempeño de este y el contenido de Sólidos. En la Tabla 23 se resumen los resultados de las pruebas reológicas y de filtrado.

Tabla 23. Propuesta de Diseño - Píldoras LCM

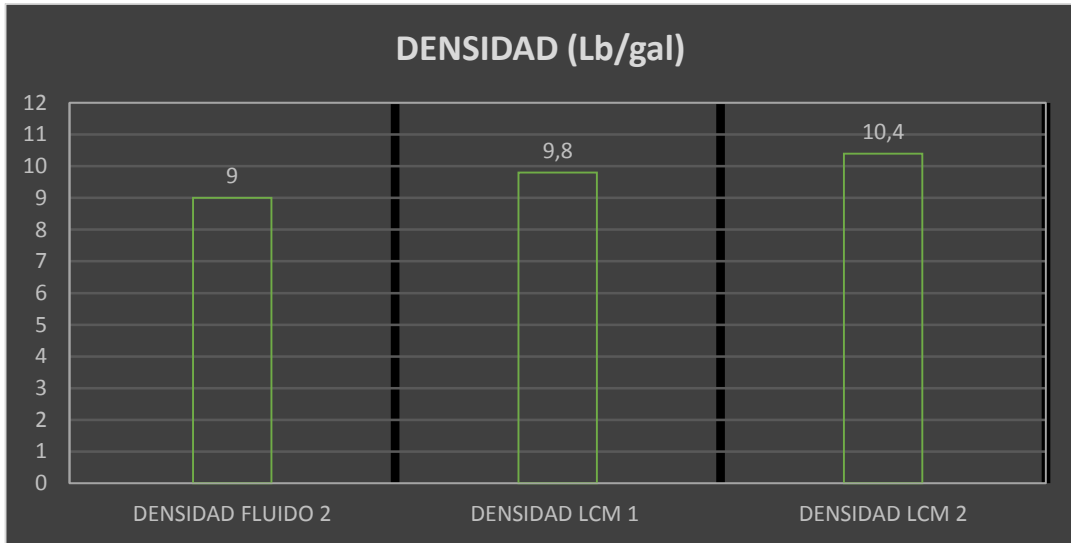
Pruebas	LCM 1	LCM 2
Densidad (ppg)	9.8	10.4
REOLGIA @ 150 °F		
Ø600	93	128
Ø300	60	83
Ø200	48	76
Ø100	32	62
Ø6	20	36
Ø3	17	28
PV (cP) @ 150 °F	33	45
YP (lb/100ft ²) @ 150 °F	27	38
Geles (lb/100ft ²) @ 150 °F: 10 seg/10 min/30 min	19/38/44	38/45/53
YS lb./100ft ²	20	31
PRUEBAS QUIMICAS		

Alcalinidad Pom (ml/ml mud)	2.15	2.3
Exceso de Cal (lb/bbl)	3.11	2.98
Cl (ml/ml mud)	0.7	0.45
Whole Mud Chlorides (mg/L)	7000	4500
FILTRADO		
HTHP @ 250 °F (ml)	3.0	2.5
HTHP @ 300 °F (ml)	3.3	2.8
CONTENIDO DE SOLIDOS		
% Agua	10	8
% Aceite	77	76
% Solidus	13	16
RELACIÓN ACEITE/AGUA (WOR)	88/12	90/10
Estabilidad Electrical (Volts)	1401	1356

5.4.1.1 Impacto de los productos LCM en las propiedades del fluido. A continuación se presenta el análisis del impacto de la preparación de cada píldora en las propiedades del Fluido 2. Fue seleccionado dicho Fluido, debido a que este presentó mayor estabilidad en las pruebas de reología HTHP. Y presentó valores aceptables en las pruebas de filtrado PPT.

Densidad (lb/gal): El impacto en la densidad del Fluido, fue de acuerdo a lo esperado debido al aumento de la concentración en los sólidos presentes en 40 y 80 lb/bbl, este dato permite establecer, que una píldora LCM, presentara un aumento en las caídas de presión en el sistema perforación, y aumentara el ECD, o densidad equivalente de formación ya que está estrictamente relacionada a la densidad del fluido. Es necesario tener en cuenta dicho parámetro para evitar inducir más pérdidas o fracturar más una formación, al momento de bombear una píldora LCM, con concentraciones de 80 lb/bbl. De acuerdo a la gráfica (Figura 53.), se observó un aumento del 20 % de la densidad, algo que es directamente proporcional a la presión de circulación, por lo cual se esperaría un aumento similar, pudiendo generar problemas operacionales.

Figura 54. Densidad el FLUIDO 2 vs Material LCM



Análisis Reológico: El análisis permitió establecer, de acuerdo a la Figura 54. que las lecturas del reómetro presentaron un aumento de hasta un 70 %, lo que permite evidenciar un aumento peligroso de la reología, y por ende de la potencia del fluido.

Figura 55. Lecturas del REOMETRO fan 35 para el FLUIDO 2 vs Material LCM

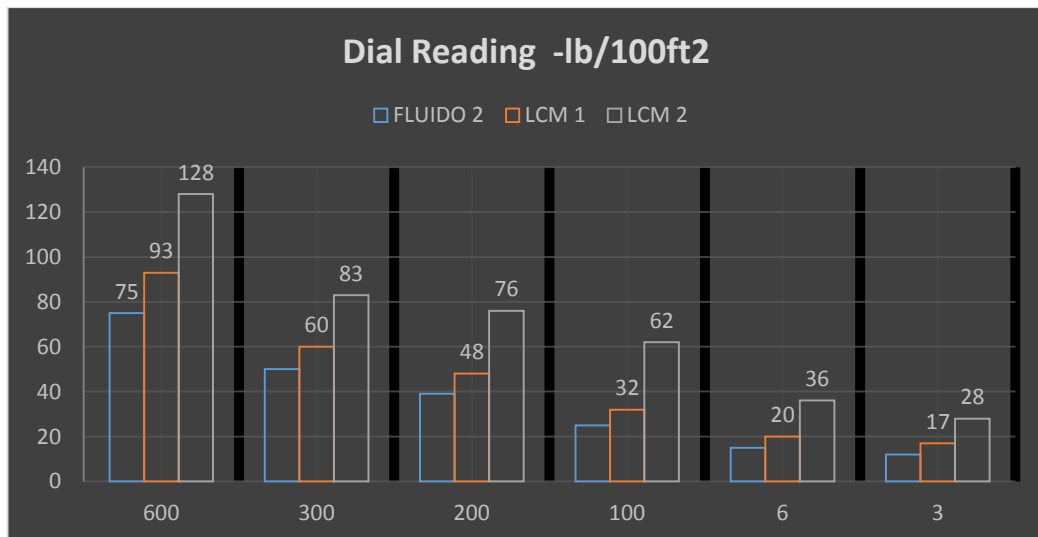
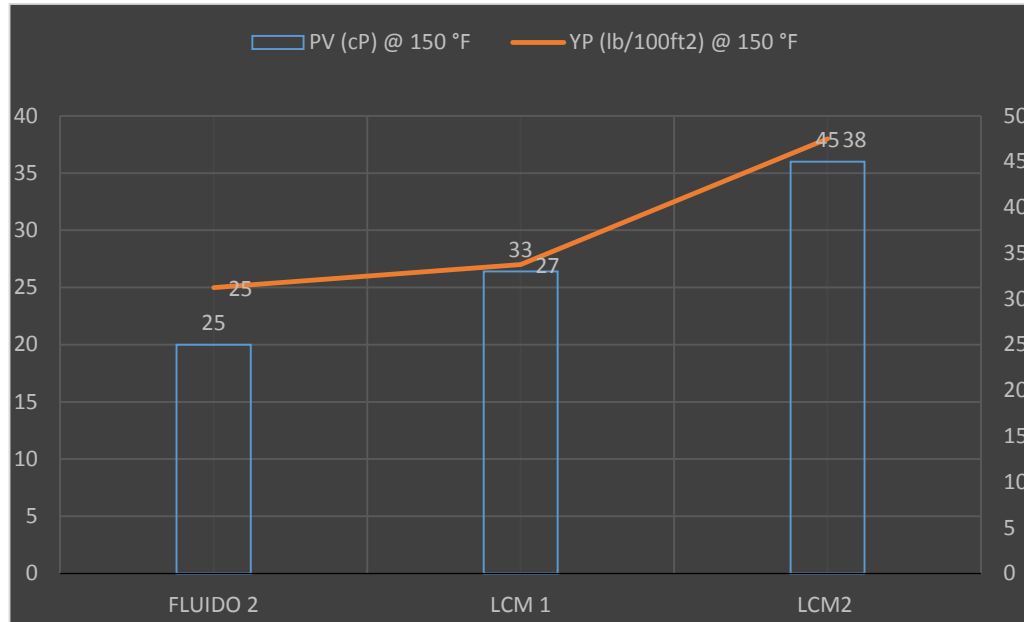


Figura56. Viscosidad Plásticas – Yield Point FLUIDO 2 vs Material LCM



El cambio en las propiedades reológicas como lo son la VISCOSIDAD PLASTICA y el YIELD POINT, permitió establecer que al aumentar 80 lb/bbl las concentración de sólidos, el aumento de estas propiedades logro llegar al 52%, esto se debe principalmente al aumento de sólidos en el FLUIDO 2, y que al estar más saturado, también presentara un mayor acarreo y cedencia, por lo que su afectación en las propiedades hidráulicas de una perforación es factible y se debe tener precaución en el momento de bombear la píldora a fondo.

Filtrado HTHP: El objetivo principal del material LCM, es disminuir el filtrado. Para este caso el FLUIDO 2, presento una Mejora Notable, respecto a su control del filtrado, reduciéndose en un 40%, para la LCM 2 y en un 24% para la LCM1. Los resultados son presentados en la figura 56.

Figura 57. Filtrado HTHP –FLUIDO 2 vs Material LCM

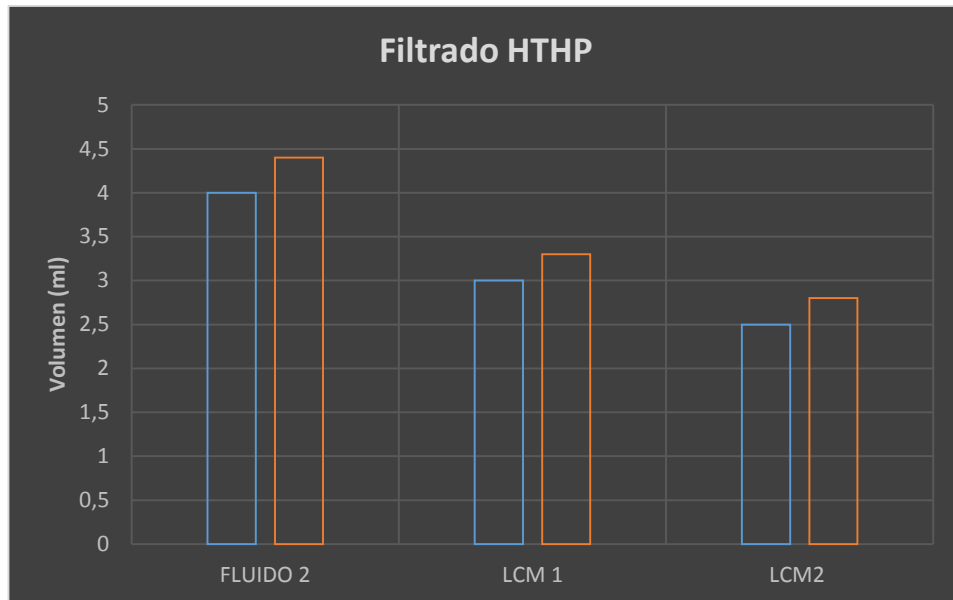
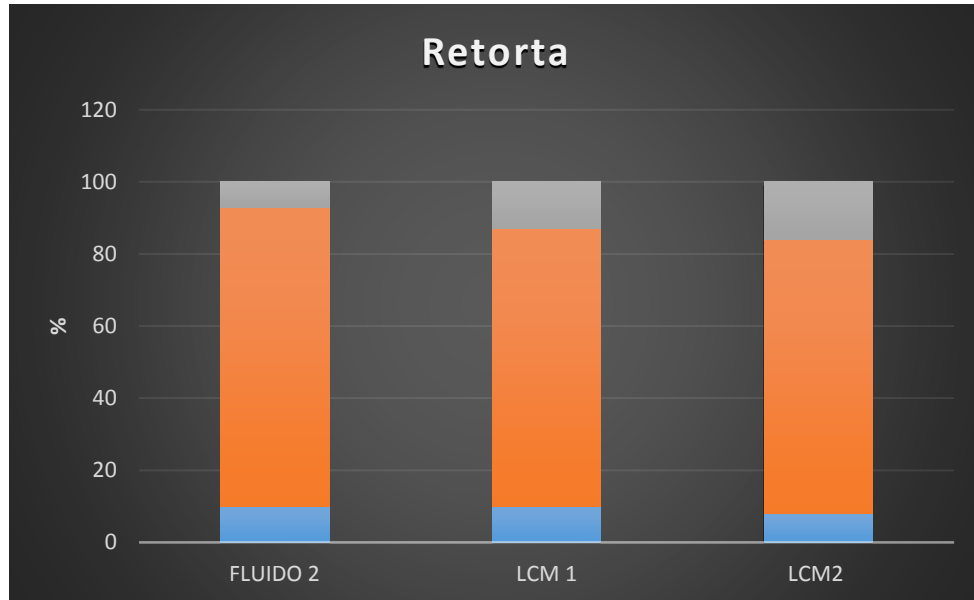


Figura 58. Filtrado HTHP –FLUIDO 2 vs Material LCM



Retorta: De acuerdo a los resultados presentados, y lo resumido en la gráfica se observa que el impacto en las fases, es de acuerdo al esperado, sin embargo, lo más importante de esta prueba, fue concluir que la relación de ACEITE/AGUA en

el FLUIDO 2, se vio afectada considerablemente de 80/20 inicialmente a 90/10, para la LCM 2. Esto afecta el desempeño del fluido y debe ser tenido en cuenta, para evitar que las propiedades reológicas se salgan de control, debido a que parte del agua emulsionada es quien aporta al fluido también su viscosidad Plástica

5.4.2 Análisis de distribución de partícula – PSD (Particule Size Distribution).

Una vez preparados y caracterizados los FLUIDOS 1 y 2, a través de las pruebas de reología, las pruebas químicas se procede a realizar un análisis de distribución de partícula, con el objetivo de establecer el diámetros de partículas presentes en el Fluido alto (D90), medio (D50) y bajo (Para dicho Análisis se utilizó un equipo de análisis por difracción laser, el Mastersizer 2000 y el analizador CILAS 920.

5.4.2.1 PSD (Particule Size Distribution) – Fluido 2. A continuación en la Figura 58 y 59 se presentan los gráficos de distribución de partícula para las píldoras LCM 1 y LCM 2. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Figura 59. Distribución de Partícula LCM 1

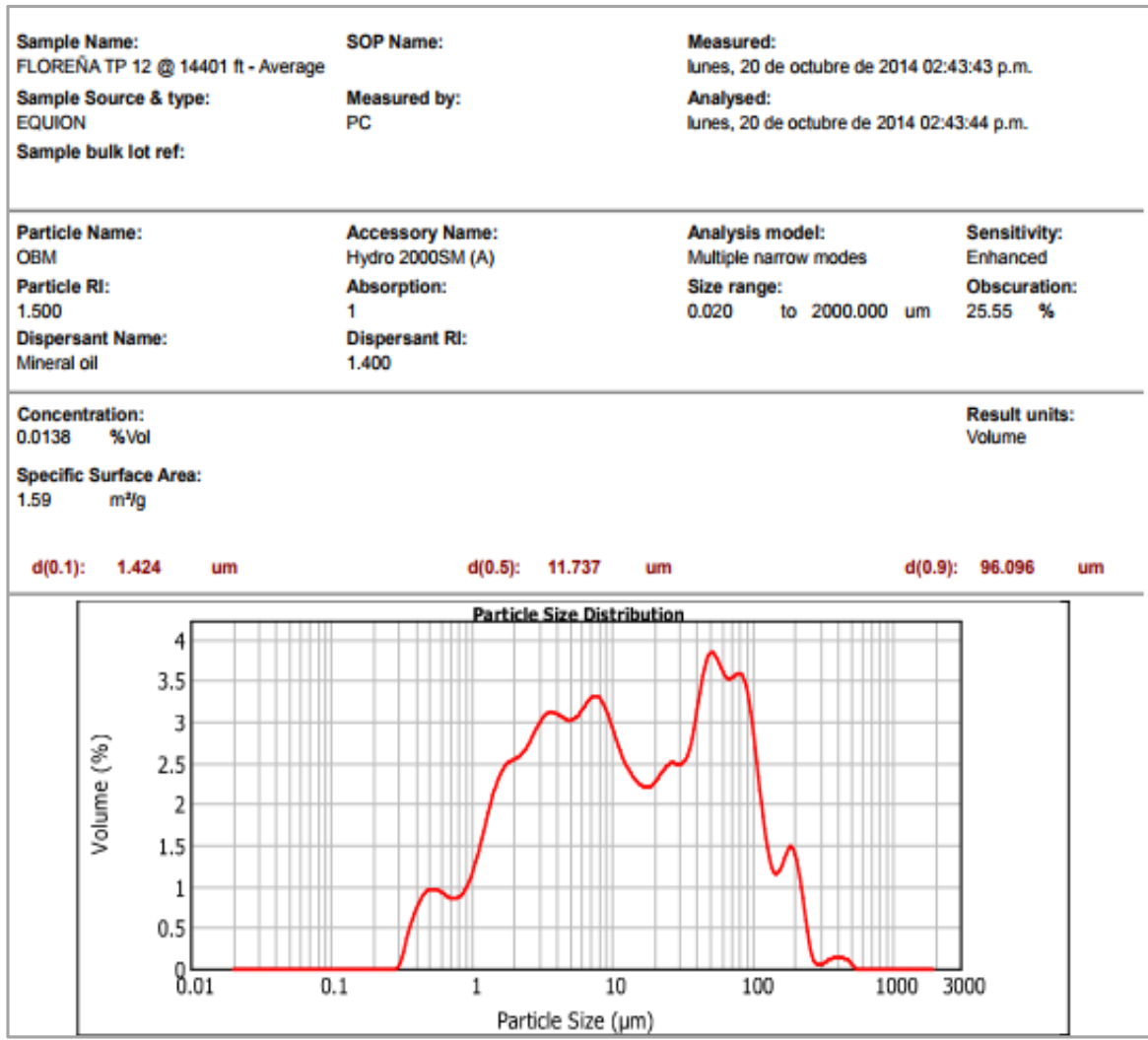
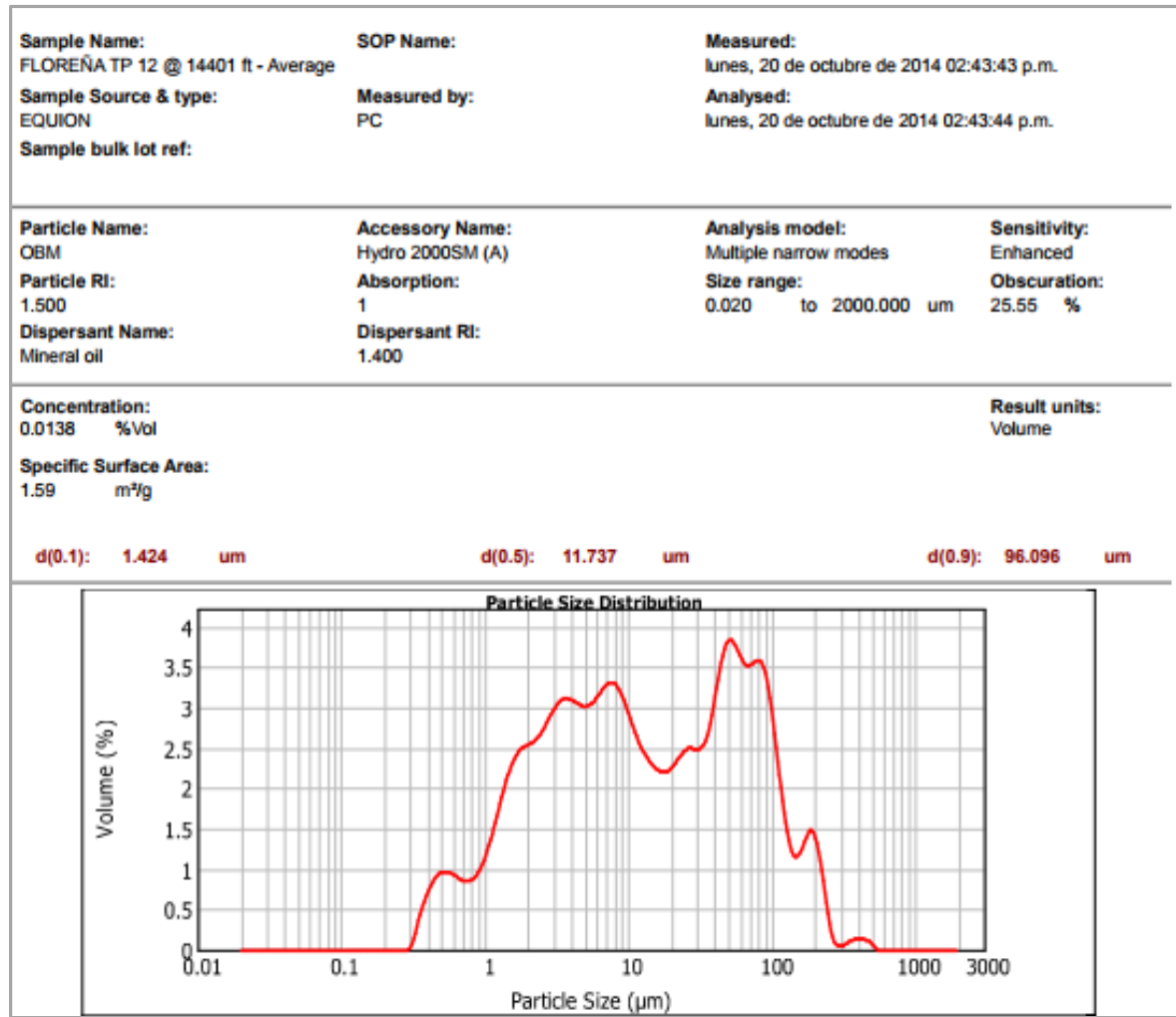


Figura 60. Distribución de Partícula LCM 2



5.4.2.2 PSD (Particule Size Distribution) – Productos LCM. Para comprender más acerca de la distribución de partícula en cada sistema se realizó un análisis del diámetro de partícula de cada Carbonato de Calcio usado por la compañía, como se expuso anteriormente y de cada producto LCM, con el objetivo de conocer las posibles tendencias a obtener de acuerdo a las concentraciones presentes en cada FLUIDO. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 23.

Figura 61. Optimización de la Distribución de Partícula Productos LCM.

Particule Size Distribution - Products					
No.	Product	Unit	D10 (Micron)	D50 (Micron)	D90 (Micron)
1	Producto 1	SX/40 Lbs	170	900	2000
2	Producto 2	SX/40 Lbs	165	325	1200
3	Producto 3	SX/40 Lbs	130	376	787
4	Producto 4	SX/40 Lbs	337	731	1348
5	Producto 5	SX/40 Lbs	525	939	1530
6	Producto 6	SX/50 Lbs	647	1112	2548
7	Producto 7 (Fibra)	SX/25 Lbs	23	83	232
8	CaCO3 M- 10 -40	SX/110 Lbs	39,4	425,3	1106
9	CaCO3 M- 40-100	SX/110 Lbs	13,3	130,2	409
10	CaCO3 M- 200	SX/110 Lbs	3	27,6	73,2
11	CaCO3 M- 325	SX/110 Lbs	2,1	18,2	45,7
12	Ojuelas Producto 7	SX/50 Lbs	130	200	400
13	Ojuelas Producto 8	SX/50 Lbs	200	900	1280
14	Ojuelas Producto 9	SX/50 Lbs	1100	2050	2950
15	Ojuelas Producto 10	SX/50 Lbs	94	408	892
16	Ojuelas Producto 11	SX/50 Lbs	424	864	1136
17	SOLU-SQUEEZ	SX/50 Lbs	25	240	763
18	Grafito 1	SX/50 Lbs	252	440	742
19	Grafito 2	5X/50 Lbs	19	103	271
20	Polimero	55 gal	2	4	13
21	Gilsonita	SX/50 Lbs	6	29	93
22	Asfalto 1	SX/50 Lbs	14	43	135

Fuente: Derechos reservados

Finalmente se presentan los productos, las respectivas concentraciones y el resultado de distribución de partícula de los productos presentes en cada píldora LCM, con el objetivo de valorar los resultados PSD en cada uno de ellas. Así mismo realizar un análisis Cualitativo de los resultados y se presentan en la Tablas 23, 24, 25 respectivamente.

Tabla24. Concentración de Material particulado LCM 1- PSD

PSD - PRODUCTOS LCM 1				
	Concentración lb/bbl	D10	D50	D90
CaCO3 M 325	20	2,1	18,2	45,7
CaCO3 M 40-100	15	95	165	420
CaCO3 M 10 -40	5	39.4	425.3	1106

Tabla 25. Concentración de Material particulado LCM 2- PSD

PSD - PRODUCTOS LCM 2				
	Concentración lb/bbl	D10	D50	D90
CaCO3 M 200	10	3	27,6	73,2
CaCO3 M 40-100	15	13,3	130,2	409
CaCO3 M 10 - 40	5	39.4	425.3	1106
Grafito 1	10	252	440	742
Grafito 2	10	19	103	271
Estabilizador	3	0,01	0,05	0,2

Tabla 26. Distribución de Partícula Píldoras LCM 1 y 2- PSD

FLUIDO	D10	D50	D90
FLUIDO 1+LCM 1	6,6596	63,964	176,21
FLUIDO 1+LCM 2	8,71224	71,9452	191,9908
FLUIDO 2+LCM 1	6,5896	67,584	195,52
FLUIDO 2+LCM 2	13,11184	115,2892	318,7508

PSD- FLUIDO 1: De acuerdo a los resultados obtenidos se pudo observar que el aporte de material LCM, permite que se presente en el **FLUIDO 1 y 2**, una distribución de partícula diferente y con un mayor rango de diámetros, es decir partículas Medias y gruesas mayores. Se evidencia, el aporte de un mayor D90. Se puede apreciar que para la píldora **LCM 1 y LCM2**, respecto del **FLUIDO 1**, presentaron tendencias más Unimodales, y los diámetros D50, estuvieron muy cerca, a los del lodo, lo cual permite concluir que el aporte del material LCM, en este caso el CaCO3 Malla 325, 40-100 y 10-40 estuvo más notorio en las partículas gruesas y muy poco en las partículas medias y finas.

PSD- FLUIDO 2: En la distribución de partícula del FLUIDO 2+ LCM 1, mostro una tendencia similar a la, obtenida en el FLUIDO 1, de acuerdo a los datos, se debe porque el aporte de partículas es muy similar, debido a que solo viene de Carbonatos. Mientras que la píldora Dos, aportaba GRAFITOS Y ASFALTOS, que aportan una distribución de partícula más amplia, se puede evidenciar que a diferencia de los resultados de las dos píldoras LCM en FLUIDO 1, el FLUIDO 2, registro un aumento notorio en el d50 y d90, esto principalmente se debe a que

este fluido posee mayor variedad de carbonatos y en mayores proporciones a los del FLUIDO 1, además del aporte que presentaron los grafitos a la distribución. Tomando como referencia la regla de Abraham y si dividimos por 3 los diámetros d50, REGISTRADOS EN LAS PRUEBAS, obtendremos la siguiente distribución, de diámetro óptimo como se muestra en la Tabla 26.

Tabla. 27. Distribución Óptimo de Partícula Píldoras LCM 1 y 2- PSD

FLUIDO	D50	D50/3
FLUIDO 1+LCM 1	63,964	21.32
FLUIDO 1+LCM 2	71,9452	23.98
FLUIDO 2+LCM 1	67,584	22.528
FLUIDO 2+LCM 2	115,2892	38.42

Estos resultados permiten inferir que es posible que dicho fluido tenga un rendimiento superlativo, en formaciones con un porcentaje alto de diámetros porales cercanos al $d_{50}/3$, en ese orden de ideas y tomando de referencias los discos de aloxita y su diámetro promedio, donde mejor obturaría cada formulación sería:

Tabla 28. Mejor garganta Poral para usar una formulación LCM 1 o LCM 2- PSD

FLUIDO	D50/3	DISCO –Diámetro Poral
FLUIDO 1+LCM 1	21.32	60, 90 Micras
FLUIDO 1+LCM 2	23.98	60, 90, 120 Micras
FLUIDO 2+LCM 1	22.528	60, 90 micras
FLUIDO 2+LCM 2	38.42	90, 120, 150 Micras

5.4.3 Resultados pruebas PPT. Una vez finalizadas las pruebas básicas y los Análisis de distribución de Partícula, para cada píldora LCM, se procede al igual que para los FLUIDOS 1 Y 2; a realizar pruebas de Filtración Especiales o Pruebas PPT (Permeability Plug Test), de los fluidos 1 y 2. Para dichas pruebas se seleccionaron diferentes discos de Aloxita con el objetivo de valorar la capacidad de obturación, para diferentes diámetros porales. Esto permite valorar el desempeño

de cada PÍLDORA a alta presión y temperatura. Los parámetros tenidos en cuenta para la realización de esta prueba fueron los siguientes:

- a. Volumen de Lodo: 300 ml
- b. Diferencial de Presión: 1100 psi
- c. Temperatura: 300 °F
- d. Duración: 30 minutos.

Los discos de cerámica o aloxita utilizados para la elaboración de las pruebas fueron seleccionados para cubrir un rango amplio de permeabilidades, es decir; para simular condiciones de baja permeabilidad ($k \leq 1$ Darcy) y alta permeabilidad ($k \geq 100$ D). Las propiedades de los Discos fueron las siguientes de permeabilidad conocida fueron las siguientes:

Resultados Obtenidos

Tabla 29. Resultados PPT @ 300 °F y 1000 psi **LCM 1**

Tiempo (min)	5 μm	20 μm	60 μm	90 μm
1	0,4	0,4	0,6	0,8
5	0,5	0,5	0,7	1,1
7,5	0,6	0,6	0,8	1,3
10	0,7	0,8	1,2	1,4
15	0,9	1	1,4	1,6
20	1,1	1,2	1,7	1,8
25	1,2	1,4	1,9	1,9
30	1,4	1,6	2,3	2,2
PPT (cc)	2,8	3,2	4,6	4,4
Spurt Loss (cc)	0,3	0,4	0,4	0,5

Figura 62. Volumen vs Raíz cuadrada del Tiempo – LCM 1

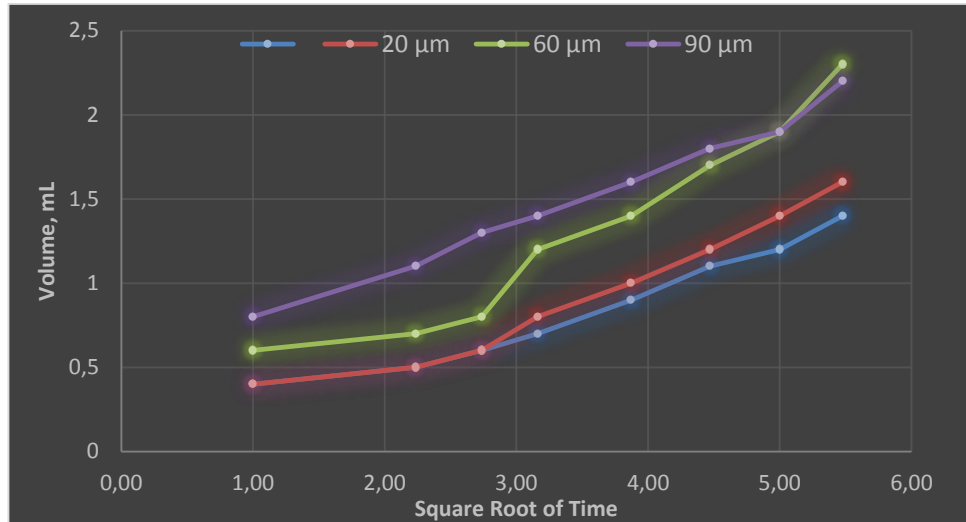


Tabla 30. Resultados PPT @ 300 °F y 1000 psi – LCM 2

Tiempo (min)	5 μm	20 μm	60 μm	90 μm
1	0,5	0,7	0,9	0,8
5	0,5	0,8	0,9	1,1
7,5	0,6	0,8	1,1	1,3
10	0,7	0,8	1,3	1,4
15	0,9	1,1	1,4	1,6
20	1,1	1,3	1,9	1,8
25	1,3	1,6	1,9	1,9
30	1,4	1,8	2,4	2,2
PPT (cc)	2,8	3,6	4,8	4,4
Spurt Loss (cc)	0,5	0,7	0,8	0,6

Figura63. Volumen vs Raíz cuadrada del Tiempo – LCM 2

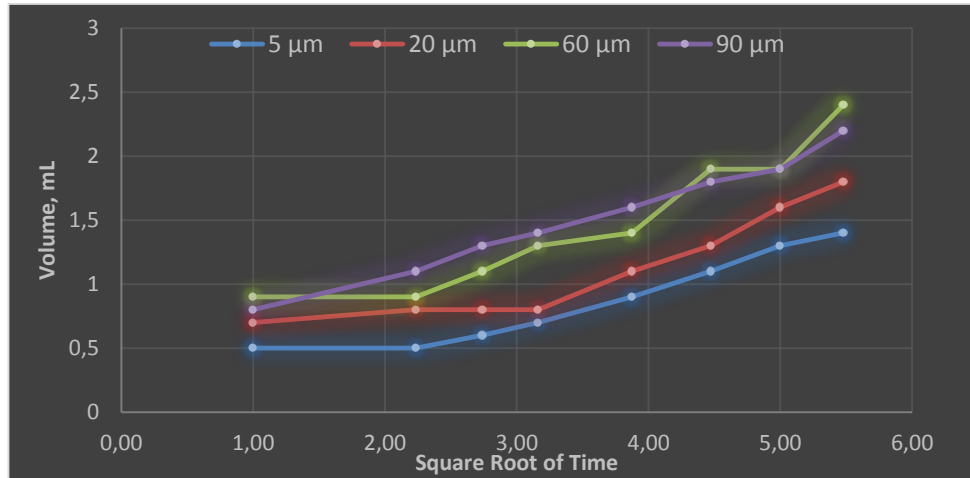
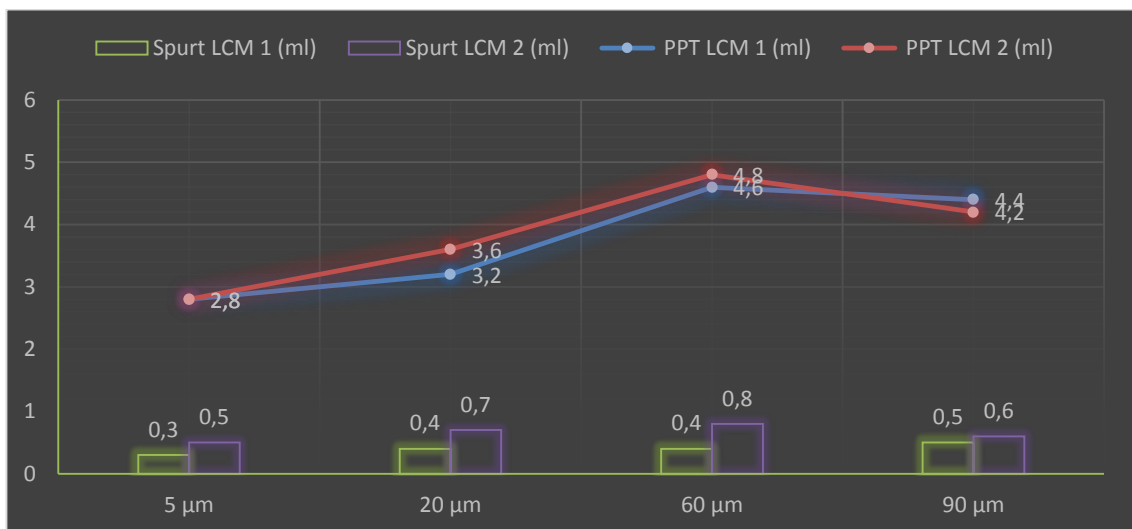


Tabla 31 LCM 1 vs. LCM 2. Filtrado PPT - Spurt Loss

Tiempo (min)	5	20	60	90
PPT LCM 1 (ml)	2,8	3,2	4,6	4,4
PPT LCM 2 (ml)	2,8	3,6	4,8	4,2
Spurt LCM 1 (ml)	0,3	0,4	0,4	0,5
Spurt LCM 2 (ml)	0,5	0,7	0,8	0,6

Figura 64. LCM 1 vs. LCM 2. Filtrado PPT - Spurt Loss



5.4.3.1 Análisis resultados pruebas PPT.

LCM 1: De acuerdo a los resultados PPT, la píldora LCM 1, presento **bajos** filtrados para los discos de permeabilidad INTERMEDIA de 20 y 60 micrones con una permeabilidad entre 10 y 20 Darcys. Sin embargo, para los discos de mayor permeabilidad con diámetros porales superiores a 90 micrones, no presento la misma tendencia, sin embargo, en comparación a los filtrados recogidos en los FLUIDOS antes de agregar el material LCM se evidencia una mejoría notable en los spurt loss y en el filtrado total a 30 minutos. Esto se debe en gran medida, de acuerdo a los gráficos PSD y PPT, a la mayor concentración de partículas medias y gruesas, aportadas por el Carbonato Malla 10 -40 y 40 -100. El aporte de esta píldora, fue de granos más gruesos y poco variados por lo que sus tendencias fueron más UNIMODALES, y no BIMODALES.

LCM 2: De acuerdo a los resultados PPT, LA PÍLDORA LCM 2 presento **bajos** filtrados para los discos de alta permeabilidad de 60 micrones con una permeabilidad menor a 20 Darcy y 90 Micrones con una Permeabilidad de 100 Darcys. Esto se debió principalmente a su distribución de partícula más rica, en comparación a LA PÍLDORA LCM 1. Dado que sus concentraciones de CaCO_3 , fueron distribuidas equitativamente, esto permitió obtener como se observa en los gráficos PSD, y su concentración de grafitos y estabilizadores ayudaron a dar una mayor varianza de los diámetros y por ende una mejor obturación en los discos de mayor permeabilidad y menor K. Su diámetro D90 fue de 199.9, lo que permitió un aporte de partículas más gruesas a la distribución, y por tanto mejorar la obturación en los discos con diámetros de poro mayores.

6. CONCLUSIONES

En primer lugar, este documento ofrece un resumen actualizado de los estudios sobre la pérdida de circulación, pruebas básicas, pruebas especiales de laboratorio y principalmente se estudia el comportamiento de un lodo de emulsión inversa cuando son agregados aditivos para el control de pérdidas; de acuerdo a los objetivos planteados en este libro se llegaron a las siguientes conclusiones:

La selección de PSD para los tratamientos LCM basados en el tipo de lodo a estudiar, es un paso crucial para asegurar un sellado eficaz de la formación.

Con base en los resultados, el aumento de la concentración total de LCM mejora considerablemente la filtración y la eficiencia de sellado de los tratamientos.

De acuerdo a los resultados de la adición de las píldoras LCM al fluido base y a la comparación de los mismos; se pudo concluir que se presentó un incremento considerable en la densidad, un resultado esperado debido a la alta concentración de los sólidos, un aumento de cerca del 70% en la reología, en cuanto al filtrado se notó una mejora considerable del 40% para la píldora LCM2 y del 24% para la píldora LCM1; el PSD también mostró resultados diferentes debido al aumento de partículas con un mayor rango de diámetros.

Se puede concluir que el FLUIDO 1 presenta mayor concentración de partículas finas, debido a su alta concentración de CaCO_3 M 325 quien aportó la mayor parte en la distribución de partícula, a diferencia de los asfaltos que su concentración fue demasiado baja.

De acuerdo a los resultados PPT, se pudo concluir que el FLUIDO 1 presenta mejor obturación en discos de baja permeabilidad - 5 micrones, con una permeabilidad menor a 1 Darcy. Sin embargo, para los discos de mayor permeabilidad con diámetros porales superiores a 10 micrones, presentó deficiencia en la obturación. Esto se debe en gran medida, de acuerdo a los gráficos PSD y PPT, a la mayor concentración de partículas Finas, aportadas por el Carbonato Malla 325 micrones, como parte de su diseño inicial.

Para la presión de 3000 psi, el FLUIDO 1, presento un mayor rendimiento y estabilidad frente a su Yield Point, esto es debido a su mayor cantidad de productos como los asfaltos y los grafitos, así como a su mayor concentración de arcilla organofílica o viscosificante. El FLUIDO 2 presentó una menor tixotropía, unas lecturas más bajas, en 6 rpm, lo que permite inferir que el fluido 2, presenta una mayor capacidad a suspender los cortes de perforación y los materiales densificantes. Sus lecturas de 6 rpm, descendieron por debajo de 10 lb/100 ft², lo que es un valor no muy bueno para eventos operativos.

Para ambos fluidos se analizó, un fenómeno poco estudiado y es la distribución BIMODAL, en la distribución de diámetro de partícula (PSD).

El Fluido 2, presentó un comportamiento BIMODAL, mucho más marcado que el primero, debido a la riqueza de partículas que contenía, por el aporte de carbonatos de distintas granulometrías y con una concentración igual en todo el lodo.

Al realizar el plan de pruebas, se determinó que el análisis CILAS usado para cuantificar el tamaño de distribución de partícula, no se realiza para los materiales con alto contenido de fibra, debido a que, se corre el riesgo de taponar el equipo.

Por medio de la prueba de tapón a presión (PPT), es posible establecer el comportamiento de la píldora en condiciones de fondo, puesto que dicha prueba

simula propiedades de presión y temperatura, e incluso de tamaño de fractura según el disco de aloxita empleado, similares a las de las formaciones productoras.

Se determinó que no todos los materiales de control de pérdida de circulación son compatibles con la totalidad de los sistemas de fluidos, como la píldora de alta tixotropía que a diferencia de las demás es compatible únicamente con un sistema de fluido base agua.

Al comparar las píldoras evaluadas con la píldora convencional, se determinó que, la píldora de mezcla de material granular y asfáltico presenta un mejor rendimiento para el control de pérdidas de circulación en comparación con la píldora convencional, algo que no sucede con las píldoras de sello por alta filtración y con la píldora de alta tixotropía que mostraron rendimientos muy bajos a bajas concentraciones.

7. RECOMENDACIONES

Es aconsejable extender los estudios fundamentales de la circulación y las pruebas especiales para que de esta manera las píldoras LCM se preparen de forma adecuada y se evite tanto, daño a la formación como pérdidas excesivas del filtrado.

Las condiciones del pozo, como fracturas preexistentes, pueden influir mucho en la pérdida de circulación. Se recomienda considerar las fracturas para optimizar el plan contra control de pérdidas.

Se sugiere hacer uso de modelos numéricos avanzados, tales como dinámica computacional de fluidos (CFD) y elementos discretos (DE) que tienen capacidades de simulación de transporte y deposición de LCMs en la cara de la formación y serán muy útiles para modelar la dinámica de puenteo / taponamiento y procesos de reducción de la pérdida del filtrado en el pozo.

Es recomendable realizar estudios para la optimización de PSD ya que son útiles para mejorar las capacidades de puenteo de los fluidos de perforación al momento de realizar las pruebas especiales.

BIBLIOGRAFIA

Abrams. A., "Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion," J. Petrol. Technol. (May, 1977). pp. 586-592.

AGUILA, Cynthia María. Proyecto "Optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas Hidrocarburíferas", Ecuador, 2008.

BURDEN, P, TULLOW K.D, CLEMENT K, NGUYEN C, STAPLES T, THOMAS S, "Drilling fluid selection Methodology for Environmentally Sensitive Areas", Artículo SPE/IADC 1635508, M-I SWACO

CARMONA, Ana Marcela y Gómez Astrid Juliana. Proyecto "Herramienta Software para la selección de material particulado en la técnica de puenteo en formaciones Productoras". Bucaramanga, Santander 2015

Cunningham, R.A. and Eenik, J.E., "Laboratory Study of Effect of Overburden, Formation, and Mud Column Pressures on Drilling Rate of Permeable Formations," J. Petrol. Technol. (Jan, 1959). pp. 9-17: Trans, AIME. Vol. 216.

Gates, G.L., and Bowie, C.P., "Correlation of Certain Properties of Oil-Well Drilling Fluids with Particle Size Distribution," U.S., Bureau of Mines Report of Investigations, No. 3645 (May, 1942).

Horner, V., White, M.M., Cochran, C.D., and Deily, F.H., "Microbit Dynamic Filtration Studies," J. Petrol. Technol. (June, 1957). pp. 183-189; Trans. AIME vol. 210.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Normas Técnicas de INCONTEC NTC 1486. Documentación. Presentación de

tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación: Trabajos escritos: presentación de referencias bibliográficas, Sexta Actualización. 2008.

INTEQ, BAKER HUGHES. Manual De Ingeniería De Fluidos. 1998th ed. Houston, Texas, EE.UU: 1998. 569 p

JACOME, Jeferson Arley y CRUZ Jhon Fredy. Proyecto "Determinación del daño a la formación por sistemas "Drill-In" base agua y por sistemas" Drill-In" base aceite con lodos emulsionados directos con y sin carbonato de calcio para zonas de arenas depletadas o presiones subnormales.

Krumbien, W.C., and Monk, G.D., "Permeability as a Function of the Size Parameters of Unconsolidated Sand," Trans AIME, vol. 151 (1943). pp. 153-163

MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. 791 p

OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

Outmans, H.D., "Mechanics of Static and Dynamic Filtration in the borehole," Soc. Petrol. Eng. J., vol. 3 (Sep., 1963). pp. 236-244; Trans AIME, VOL. 228.

PAPPER "optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarburíferas.

RUIZ, Luis Fernando y Santana Paúl, proyecto "Determinación del diámetro de las gargantas porales y presiones capilares usando el equipo de presión capilar con picnómetro de Mercurio para la caracterización de un reservorio arenisca u del campo auca, mediante pruebas de laboratorio. Quito, mayo 2012.

Simpson, J.P., "Drilling Fluid Filtration Under Simulated Downhole Conditions," SPE Paper 4779, Symp. On Formation Damage, New Orleans, Feb. 7-8, 1974.

TECHNICAL SERVICES NEWS LETTER”, september 2, 1997.

Williams, M., and Cannon, G.E., “Filtration Properties of Drilling Muds,” API Drill. Prod. Prac. (1938). pp. 20-28.

Young, F.S. Jr. and Gray, K.E., “Dynamic Filtration During Microbit Drilling,” J. Petrol. Technol. (Sept., 1967). pp. 1209-1224; Trans AIME, vol. 240.