

**EVALUACIÓN A NIVEL LABORATORIO DEL COMPORTAMIENTO DE
CUATRO PÍLDORAS DE MATERIAL DE CONTROL DE PÉRDIDA DE
CIRCULACIÓN PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

**DANIEL HUMBERTO GARCÍA TOVAR
CÉSAR MAURICIO JIMÉNEZ AGUDELO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016**

**EVALUACIÓN A NIVEL LABORATORIO DEL COMPORTAMIENTO DE
CUATRO PÍLDORAS DE MATERIAL DE CONTROL DE PÉRDIDA DE
CIRCULACIÓN PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

**DANIEL HUMBERTO GARCÍA TOVAR
CÉSAR MAURICIO JIMÉNEZ AGUDELO**

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
ANDRES FELIPE RENDÓN RENDÓN
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector:
MARVIN ALONSO MARULANDA ORTIZ
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador:
ALEJANDRO CONTRERAS GARZÓN
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ingeniero Alejandro Contreras Garzón
Orientador

Ingeniero Julio Montenegro
Jurado 1

Ingeniero Jaime Amariz
Jurado 2

Bogotá D.C., 19 de Agosto de 2016

DIRECTIVA DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General:

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director programa de Ingeniería de Petróleos (E):

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARETO

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

“Este trabajo de grado lo dedico a DIOS por haberme dado el vigor para estudiar esta carrera tan bonita llamada Ingeniería de Petróleos, por haberme dado a mi familia, a mis amigos y aquellas personas que influyeron en mí.

Dedico este proyecto a mis papás, a mi papá Humberto, porque gracias a él estoy cumpliendo mi sueño, porque es mi modelo a seguir y porque es mi héroe, porque siempre vi su esfuerzo para que yo pudiera salir adelante, porque siempre me enseñó el amor al trabajo y a la dedicación, porque sin él este proyecto de vida nunca hubiera podido cumplirse, dedico también este momento a mi mamá Constanza, porque me enseñó el amor a DIOS y la fe, porque siempre me cuidó en momentos de enfermedad y de tristeza, porque tenía para mí palabras de aliento, porque cuando lanzaba un regaño siempre lo hacía para formar una persona íntegra, mi mamá es una mujer intachable y merece más que nadie esta dedicatoria. A mi hermanita Danna que siempre ha sido una niña que colma de alegría nuestro hogar, ella es ese motivo por el cual nunca me sentía derrotado, por el que mi esfuerzo valía la pena, ella formó en mí esa necesidad de querer superarme día a día, porque soy su ejemplo y quiero que sea una personita con un carácter y una integridad insuperable. A mi hermano Carlos, porque de él aprendí que todo esfuerzo siempre tiene una recompensa mayor, porque de su amor por el estudio entendí que siempre hay una manera de ser una persona mejor.

Hago una mención especial a mi tía Lyda por ser una mujer tan valiente, por ser una mujer tan trabajadora y porque es para mí como mi segunda mamá. A mi compañero y amigo César, por haber sido mi compadre durante estos 5 años y porque junto con él se está cumpliendo la meta de ser ingeniero.

“Considero más valiente al que conquista sus sueños que al que conquista a sus enemigos, ya que la victoria más dura es la victoria sobre uno mismo.” Aristóteles.”

Daniel Humberto García Tovar

“Principalmente debo dedicar este logro de mi vida a Dios, por darme la oportunidad de haber llegado a este momento trascendental de mi formación profesional y permitirme cumplir esta meta tan importante de mi vida, acompañándome en cada paso que doy, además de mostrarme el camino correcto que debo elegir en cada momento.

Quiero dedicar este triunfo a mi padre Mauricio Jiménez, mi modelo a seguir, por enseñarme el cariño y la dedicación por esta hermosa profesión; quiero llegar a ser un ingeniero de su nivel, al seguir sus pasos. De igual forma quiero agradecerle ya que gracias a su constante esfuerzo se ve realizado mi sueño de convertirme en un profesional.

A mi madre Aleida Agudelo, quiero dedicárselo por formar una persona íntegra con buenos valores y principios; por su gran labor como madre al estar pendiente cada día, buscando siempre mi bienestar por encima del suyo y por ser la persona que me anima cada día a día a seguir adelante por un mejor mañana, además de convertirse en mi amiga y ser mi apoyo incondicional, dando sus buenos consejos para triunfar en la vida.

Así mismo quiero dedicárselo a mi hermano menor Juan David Jiménez, por ser el orgullo de mi vida y un motivo para salir adelante, al convertirme en su ejemplo a seguir, por eso siempre quiero demostrarle lo mejor de mí cada día,

Finalmente quiero dedicarle este triunfo a mi novia Paula González, por brindarme su amor y amistad y estar a mi lado durante este largo camino desde aquel primer día de clase que inicio todo y durante estos últimos cinco años. Igualmente por ser una mujer única en el mundo; siendo ella una motivación para salir adelante y cumplir nuestros sueños juntos. Además de demostrarme que uno depende de sí mismo para cumplir las metas que uno se proponga.”

César Mauricio Jiménez Agudelo

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias especialmente a DIOS por haberme dado la oportunidad de haber estudiado esta maravillosa carrera, por haberme dado la fortaleza y el conocimiento necesario para afrontarla, además de haberme brindado la oportunidad de conocer personas excelentes a lo largo de este proceso.

Gracias a mi papás porque gracias a su esfuerzo y dedicación, hicieron que este camino fuera mucho más llevadero, porque entregaron su vida para que llegara este momento, toda esta investigación es fruto de ese sacrificio, a mi hermanita por ser la mujer que motivaba todo mi impulso y ser aquella persona que nunca perdió la fe en mí, a mi hermano porque en él vi que todo esfuerzo tiene una recompensa mayor.

Doy gracias a mi amigo y compañero César, ya que a pesar de los tropiezos siempre estuvimos hombro a hombro con el mismo ahínco sacando adelante este trabajo, además porque me dio la oportunidad de ser su compañero en este proceso, igualmente a su familia, en especial a su señor padre.

Agradezco a todas aquellas personas, que estuvieron frente a este proyecto aportando sus conocimientos y su tiempo, a los ingenieros Andrés Rendón y Marvin Marulanda, que confiaron en nosotros para poner en nuestras manos este proyecto y que tuvieron la prestancia de brindarnos su experiencia, también agradezco a los orientadores Carlos Espinoza y Alejandro Contreras, ya que el proceso metodológico y técnico, fue guiado siempre con la mejor disposición, en especial para ellos ya que de no haber sido parte de nuestro trabajo, no hubiera sido posible terminarlo de la manera correcta, al orientador financiero Luis González, por guiarnos durante la realización del capítulo.

Gracias a mi familia por estar siempre en mi vida, por ayudarme en éste crecimiento, a mis tíos y primos porque intervinieron en momentos de aprietos, gracias a ellos también soy una mejor persona.

Agradezco a mis amigos y compañeros por haber sido parte de este proceso y por haberme hecho crecer como persona y como profesional, por haberme dado su amistad y por haberme ayudado en momentos de dificultad a mis amigos Angélica, Dieguito, Camilo, Juan José, Tiba, Osquítar, David, Carlos, Calvo y demás personas que me acompañaron durante estos 5 años en la universidad.

A todos los profesores, que me enseñaron no solo conocimientos técnicos sino que compartieron conmigo experiencias de vida, que me han ayudado a comprender este maravilloso mundo del “oro negro”.

Daniel Humberto García Tovar

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios principalmente por darme la oportunidad de estudiar para ser un gran profesional en el mañana y por acompañarme durante este largo proceso, siendo el guía de mí camino.

Quiero agradecerle a mis papas, mi hermano y mi novia ya que por ellos hoy soy quien soy, por estar siempre a mi lado brindándome su amor y su cariño, siempre apoyándome para lograr cumplir mis metas y dando todo de cada uno para hacer feliz mi vida, le agradezco a cada uno, porque siempre tuvieron unas palabras de apoyo para mí, en los momentos difíciles y compartieron mi felicidad en los momentos de gozo; además les agradezco por la paciencia, el amor y la comprensión que cada uno me brindó durante este tiempo.

A la empresa Schlumberger Surencó S.A. quiero agradecerle por brindarnos su confianza para realizar este proyecto, al Ingeniero Andrés Rendón, director del proyecto y al Ingeniero Marvin Marulanda, codirector del proyecto, por guiar este proyecto de manera adecuada, transmitirnos su conocimiento y por prestar su tiempo para desarrollar nuestro trabajo de grado.

Al Ingeniero Carlos Espinosa y al Ingeniero Alejandro Contreras, quiero agradecerles, por orientar nuestro proyecto de la mejor manera, ya que gracias a su ayuda logramos presentar de manera correcta y en los plazos adecuados nuestro trabajo de grado. Por otra parte quiero agradecer a todos los profesores que hicieron parte de mi formación académica, ya que de alguna manera forman parte de lo que soy ahora a nivel profesional, quiero agradecerles por sus enseñanzas y su amistad, las cuales tienen hoy aquí a un profesional competente.

Quiero agradecer especialmente a mi compañero Daniel, por brindarme su amistad durante estos cinco años y por volverse como mi hermano, junto con el que viví muchos momentos que quedan en nuestras memorias.

De igual forma quiero agradecerle todos mis amigos, sin excluir a ninguno pero en especial a Carlos, Dieguito, Juanjo, Osquítar, Ronald, Kike, David y Tiba, por ahora amigos y muy pronto colegas, por compartir tantos momentos juntos durante estos años de amistad, en espera de que sea una amistad para toda la vida con cada uno de ellos.

Finalmente quiero agradecer a la Fundación Universidad de América, por convertirse en un hogar para mí, donde disfruté muchos momentos de alegrías y tristezas, donde conocí personas que marcaron mi vida, donde cree vínculos de amistad con excelentes personas, que durarán para toda la vida y finalmente fue el lugar donde conocí el amor de mi vida.

César Mauricio Jiménez Agudelo

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	30
OBJETIVOS	31
1. GENERALIDADES DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	32
1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	32
1.1.1 Funciones del fluido de perforación.	32
1.1.1.1 Remoción de los recortes de perforación.	34
1.1.1.2 Control de las presiones de formación.	34
1.1.1.3 Mantenimiento de la estabilidad del pozo.	35
1.1.1.4 Suspensión y descarga de los recortes.	35
1.1.1.5 Aislamiento de las zonas permeables.	36
1.1.1.6 Disminución del daño de formación.	36
1.1.1.7 Enfriamiento, lubricación y soporte de la tubería de perforación.	36
1.1.1.8 Transmitir energía hidráulica a las herramientas y a la broca.	37
1.1.1.9 Asegurar de manera adecuada la evaluación de formación.	37
1.1.1.10 Controlar la corrosión.	37
1.1.1.11 Facilitar las actividades posteriores de cementación y completamiento en el pozo.	38
1.1.1.12 Minimizar el impacto sobre el medio ambiente.	39
1.1.2 Tipos de fluidos de perforación.	39
1.1.2.1 Fluidos base agua.	39
1.1.2.2 Fluidos base aceite.	39
1.1.2.3 Fluidos en emulsiones.	40
1.1.2.4 Espumas o fluidos aireados.	40
1.2 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.	40
1.3 CAUSAS DE LAS PERDIDAS DE CIRCULACIÓN.	41
1.3.1 Pérdidas de circulación de origen natural.	41
1.3.1.1 Formaciones no consolidadas.	43
1.3.1.2 Formaciones naturalmente fracturadas.	43
1.3.1.3 Formaciones cavernosas.	43
1.3.1.4 Formaciones con alta permeabilidad.	43
1.3.1.5 Formaciones falladas.	44
1.3.2 Pérdidas de circulación inducidas.	44
1.3.2.1 Excesivas presiones en fondo.	45
1.3.2.2 Malas técnicas de perforación.	45
1.3.2.3 Densidad de lodo excesiva.	45
1.3.2.4 Exceso de viscosidad del fluido de perforación.	45
1.3.2.5 Aumento del ECD por carga anular.	45

1.3.2.6	Fracturas inducidas.	46
1.3.2.7	Perforación dentro de formaciones depletadas.	46
1.4	CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.	47
1.4.1	Según la severidad de las pérdidas.	47
1.4.2	Según las presiones dentro de la zona.	48
1.5	CONSECUENCIAS DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.	48
1.5.1	Daño de formación.	48
1.5.2	Influjo.	48
1.5.3	Incremento en los costos de operación.	48
1.5.4	Pega de tubería.	49
1.5.4.1	Geometría del pozo.	49
1.5.4.2	Empaquetamiento.	50
1.5.4.3	Pega diferencial.	51
2.	MECANISMOS DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	53
2.1	MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN (LCM).	54
2.2	TIPOS DE MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.	55
2.2.1	Materiales de pérdida de circulación escamados.	56
2.2.2	Materiales de pérdida de circulación granulares.	56
2.2.3	Materiales de pérdida de circulación fibrosos.	58
2.2.4	Materiales de pérdida circulación mezclados.	59
2.2.5	Tapones de refuerzo.	59
2.3	TAMAÑO DE PARTICULA DE MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.	60
2.3.1	Distribución del tamaño de partícula.	60
2.4	TÉCNICAS DE CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.	62
2.4.1	Tratamiento preventivo.	63
2.4.1.1	Adición continua de partículas mientras se perforan intervalos cortos.	64
2.4.1.2	Adición continua de partículas mientras se perforan intervalos extendidos.	64
2.4.1.3	Limitaciones.	64
2.4.2	Tratamiento remedial.	64
2.4.2.1	Pérdidas por filtración.	65
2.4.2.2	Pérdidas parciales.	65
2.4.2.3	Pérdidas severas o totales.	65
2.4.3	Control de pérdidas utilizando material de pérdida de circulación.	66
2.4.3.1	Uso de agentes obturantes o puenteantes.	66
3.	DESCRIPCIÓN DE LAS CUATRO PILDORAS SELECCIONADAS Y DE LA PILDORA CONVENCIONAL	68
3.1	DESCRIPCIÓN DE LAS CUATRO PILDORAS SELECCIONADAS.	68
3.1.1	Píldora de sello por alta filtración.	68
3.1.1.1	Ventajas.	69
3.1.1.2	Desventajas o limitaciones.	70

3.1.2	Píldora de fibra soluble en ácido.	70
3.1.2.1	Ventajas.	71
3.1.2.2	Desventajas o limitaciones.	71
3.1.3	Píldora de alta tixotropía.	71
3.1.3.1	Ventajas.	72
3.1.3.2	Desventajas o limitaciones.	72
3.1.4	Píldora de mezcla de material granular y fibroso.	72
3.1.4.1	Ventajas.	73
3.1.4.2	Desventajas o limitaciones.	73
3.2	DESCRIPCIÓN DE LA PILDORA DE MATERIAL DE CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN CONVENCIONAL.	73
4.	DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO IMPLEMENTADAS	75
4.1	PRUEBA PPT.	75
4.2	PRUEBA PSD.	79
4.2.1	Análisis CILAS.	79
4.2.2	Análisis SEM.	79
4.3	SOLUBILIDAD EN ÁCIDO.	80
5.	PLAN Y RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO DE LAS PILDORAS DE MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	82
5.1	PLAN DE PRUEBA PARA PILDORA DE SELLO POR ALTA FILTRACIÓN.	82
5.2	PLAN DE PRUEBA PARA PILDORA DE FIBRA SOLUBLE EN ÁCIDO.	83
5.3	PLAN DE PRUEBA PARA PILDORA DE ALTA TIXOTROPÍA.	83
5.4	PLAN DE PRUEBA PARA PILDORA DE MEZCLA DE MATERIAL GRANULAR Y FIBROSO.	83
5.5	RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO.	84
5.5.1	Prueba PSD (Material de sello por alta filtración).	84
5.5.2	Prueba PPT (Píldora de sello por alta filtración).	84
5.5.3	Prueba de solubilidad (Píldora de sello por alta filtración)	88
5.5.4	Prueba PSD (Material de fibra soluble en ácido).	89
5.5.5	Prueba PPT (Píldora de fibra soluble en ácido).	89
5.5.6	Prueba de solubilidad (Píldora de fibra soluble en ácido).	93
5.5.7	Prueba PSD (Material de alta tixotropía).	94
5.5.8	Prueba PPT (Píldora de alta tixotropía).	96
5.5.9	Prueba de solubilidad (Píldora de alta tixotropía).	99
5.5.10	Prueba PSD (Mezcla de material granular y fibroso).	100
5.5.11	Prueba PPT (Píldora de mezcla de material granular y fibroso).	101
5.5.12	Prueba de solubilidad (Píldora de mezcla de material granular y fibroso).	107
5.6	RESULTADOS PRUEBAS PÍLDORA DE MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN CONVENCIONAL.	108

5.6.1	Prueba PPT.	109
5.6.2	Prueba de solubilidad.	109
6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO	111
6.1	ANÁLISIS PRUEBA PPT.	111
6.1.1	Análisis de resultados píldora de sello por alta filtración.	114
6.1.2	Análisis de resultados píldora de fibra soluble en ácido.	118
6.1.3	Análisis de resultados píldora de alta tixotropía.	122
6.1.4	Análisis de resultados píldora de mezclas de material granular y fibroso.	126
6.1.5	Comparación de las píldoras seleccionadas con la píldora de material convencional.	130
6.2	ANÁLISIS PSD.	134
6.3	ANÁLISIS DE SOLUBILIDAD EN ÁCIDO.	135
6.4	RANGO OPERATIVO.	137
7.	COMPARACIÓN DE EGRESOS DE LAS PÍLDORAS DE MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	141
7.1	PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA APERTURA DE 2 mm.	142
7.2	PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA APERTURA DE 4 mm.	145
7.3	PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA APERTURA DE 6 mm.	148
7.4	PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA APERTURA DE 8 mm.	150
7.5	PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA APERTURA DE 10 Y 12 mm.	152
8.	CONCLUSIONES	154
9.	RECOMENDACIONES	156
	BIBLIOGRAFIA	157
	ANEXOS	161

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Sistema de circulación.	33
Figura 2. Presión hidrostática.	35
Figura 3. Capa de revoque.	36
Figura 4. Unidad de registros de lodo (<i>mudlogging</i>).	38
Figura 5. Tubería corroída.	38
Figura 6. Tipos de emulsiones.	40
Figura 7. Pérdidas de origen natural.	42
Figura 8. Ventana de perforación.	46
Figura 9. Pérdidas en formaciones depletadas.	47
Figura 10. Influjos de gas.	49
Figura 11. <i>Dogleg</i> .	50
Figura 12. <i>Keyseat</i> .	50
Figura 13. Empaquetamiento.	51
Figura 14. Pega diferencial.	52
Figura 15. Operación de perforación.	53
Figura 16. Típico árbol de decisión de pérdidas de circulación.	54
Figura 17. Fluido de perforación.	55
Figura 18. Mica.	57
Figura 19. Cascarilla de nuez.	57
Figura 20. Material de control de pérdida fibroso.	58
Figura 21. Cascarilla de arroz.	59
Figura 22. Efecto de la concentración y tipo de material de pérdida de circulación sobre el sello de las fracturas (según Howard y Scott).	61
Figura 23. Distribución de partícula.	61
Figura 24. Programa de manejo de pérdidas de circulación.	62
Figura 25. Material de sello por alta filtración.	69
Figura 26. Tapón generado por la píldora de sello por alta filtración.	70
Figura 27. Fibra soluble en ácido.	71
Figura 28. Mezcla de óxidos metálicos.	72
Figura 29. Mezcla de material granular y fibroso.	73
Figura 30. Equipo PPT.	76
Figura 31. Gráfica para determinar pérdidas repentinas (<i>Spurt Loss</i>).	78
Figura 32. Principio básico del analizador CILAS.	79
Figura 33. Microscopio electrónico de barrido.	80
Figura 34. Análisis SEM píldora de sello por alta filtración.	84
Figura 35. Análisis SEM para píldora de fibra soluble en ácido.	89
Figura 36. Revoque generado sobre los discos de aloxita.	94
Figura 37. Discos de aloxita sumergidos en HCl.	94
Figura 38. Análisis CILAS material de alta tixotropía.	95
Figura 39. Gráfica análisis CILAS material de alta tixotropía.	95

Figura 40. Análisis CILAS para material de mezcla granular y fibroso.	100
Figura 41. Gráfica análisis CILAS material de mezcla granular y fibroso.	101

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 2.	114
Gráfica 2. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 3.	115
Gráfica 3. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 4.	116
Gráfica 4. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 5.	117
Gráfica 5. Prueba errónea de píldora de sello por alta filtración preparación 6 para 6 mm	117
Gráfica 6. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 6.	118
Gráfica 7. Prueba errónea de píldora de fibra soluble en ácido preparación 1 para 2 mm.	119
Gráfica 8. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 1.	119
Gráfica 9. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 2.	120
Gráfica 10. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 3.	121
Gráfica 11. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 4.	121
Gráfica 12. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 5.	122
Gráfica 13. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 6.	123
Gráfica 14. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 2.	123
Gráfica 15. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 3.	124
Gráfica 16. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 4.	125
Gráfica 17. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 5.	125

Gráfica 18. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 6.	126
Gráfica 19. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 1.	127
Gráfica 20. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 2.	127
Gráfica 21. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 3.	128
Gráfica 22. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 4	129
Gráfica 23. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 5.	129
Gráfica 24. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 6.	130
Gráfica 25. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la Preparación 2 a 2 mm de diámetro de apertura.	131
Gráfica 26. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la preparación 3 a 2 mm de diámetro de apertura.	132
Gráfica 27. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la Preparación 2 a 4 mm de diámetro de apertura.	132
Gráfica 28. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la preparación 3 a 4 mm de diámetro de apertura.	133
Gráfica 29. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la preparación 3 a 6 mm de diámetro de apertura.	133
Gráfica 30. Porcentaje de remoción en presencia de ácido clorhídrico.	136
Gráfica 31. Comparación porcentaje de remoción entre píldoras, a 15% de concentración de HCl.	136
Gráfica 32. Rango operativo para píldora de sello por alta filtración.	138
Gráfica 33. Rango operativo para píldora de fibra soluble en ácido.	138
Gráfica 34. Rango operativo para píldora de alta tixotropía.	139
Gráfica 35. Rango operativo para píldora de material de mezcla granular y fibroso.	140
Gráfica 36. Comparación de costos entre las diferentes píldoras para un diámetro de fractura de 2 mm.	145

Gráfica 37. Comparación de costos entre las diferentes píldoras para un diámetro de fractura de 4 mm.	148
Gráfica 38. Comparación de costos entre las diferentes píldoras para un diámetro de fractura de 6 mm.	150
Gráfica 39. Comparación de costos entre las diferentes píldoras para un diámetro de fractura de 8 mm.	152

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clasificación de LCM según su tamaño.	60
Tabla 2. Contrapresiones Usadas para Algunas Temperaturas de Prueba.	77
Tabla 3. Preparaciones píldora de sello por alta filtración.	85
Tabla 4. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 1.	85
Tabla 5. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 2.	86
Tabla 6. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 3.	86
Tabla 7. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 4.	87
Tabla 8. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 5.	87
Tabla 9. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 6.	88
Tabla 10. Resultados prueba de solubilidad para píldora de sello por alta filtración a diferentes concentraciones de HCl.	89
Tabla 11. Preparaciones píldora de fibra soluble en ácido.	90
Tabla 12. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 1.	91
Tabla 13. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 2.	91
Tabla 14. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 3.	92
Tabla 15. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 4.	92
Tabla 16. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 5.	93
Tabla 17. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 6.	93
Tabla 18. Resultados prueba de solubilidad para píldora de fibra soluble en ácido a diferentes concentraciones de HCl.	94
Tabla 19. Preparaciones píldora de alta tixotropía.	96
Tabla 20. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 1.	97
Tabla 21. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 2.	97
Tabla 22. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 3.	98

Tabla 23. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 4.	98
Tabla 24. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 5.	99
Tabla 25. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 6.	99
Tabla 26. Resultados prueba de solubilidad para píldora de alta tixotropía a diferentes concentraciones de HCl.	100
Tabla 27. Preparaciones píldora de mezcla de material granular y fibroso.	102
Tabla 28. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 1.	103
Tabla 29. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 2.	104
Tabla 30. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 3.	105
Tabla 31. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 4.	106
Tabla 32. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 5.	107
Tabla 33. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 6.	107
Tabla 34. Resultados prueba de solubilidad para píldora de mezcla de material granular y fibroso a diferentes concentraciones de HCl.	108
Tabla 35. Preparación píldora de material de control de pérdida convencional.	108
Tabla 36. Resultados prueba PPT de píldora convencional para Preparación 1.	109
Tabla 37. Resultados prueba PPT de píldora convencional para Preparación 2.	109
Tabla 38. Resultados prueba PPT de píldora convencional para Preparación 3.	110
Tabla 39. Resultados prueba de solubilidad de la píldora convencional.	110
Tabla 40. Filtrado total para cada una de las píldoras.	112
Tabla 41. Eficiencias de las píldoras a diferentes condiciones de diámetro de fractura y concentraciones.	113
Tabla 42. Eficiencia de píldora convencional.	130
Tabla 43. Distribución de tamaño de partícula, análisis CILAS.	134
Tabla 44. Porcentaje de remoción para cada una de las píldoras.	135
Tabla 45. Concentración ideal de cada píldora (95% de eficiencia), para diferentes diámetros de fractura.	140
Tabla 46. Precios de cada material por saco para enero de 2016	142
Tabla 47. Precio píldora convencional para 2 mm.	143
Tabla 48. Precio píldora de sello por alta filtración a 55 lb/bbl para 2 mm.	143

Tabla 49. Precio píldora de fibra soluble en ácido a 22 lb/bbl para 2 mm.	143
Tabla 50. Precio píldora de alta tixotropía a 78 lb/bbl para 2 mm.	144
Tabla 51. Precio píldora de mezcla de material granular y fibroso a 10 lb/bbl para 2 mm.	144
Tabla 52. Precio de cada píldora recomendada para una fractura de 2mm.	145
Tabla 53. Precio píldora convencional para 4 mm.	146
Tabla 54. Precio píldora de sello por alta filtración a 90 lb/bbl para 4 mm.	146
Tabla 55. Precio píldora de fibra soluble en ácido a 48 lb/bbl para 4 mm.	146
Tabla 56. Precio píldora de alta tixotropía a 90 lb/bbl para 4 mm.	146
Tabla 57. Precio píldora de mezcla de material granular y fibroso a 19 lb/bbl para 4 mm.	147
Tabla 58. Precio de cada píldora recomendada para una fractura de 4mm.	148
Tabla 59. Precio píldora convencional para 6 mm.	149
Tabla 60. Precio píldora de sello por alta filtración a 98 lb/bbl para 6 mm.	149
Tabla 61. Precio píldora de fibra soluble en ácido a 81 lb/bbl para 6 mm.	149
Tabla 62. Precio píldora de material granular y fibroso a 41 lb/bbl para 6 mm.	149
Tabla 63. Precio de cada píldora recomendada para una fractura de 6 mm.	150
Tabla 64. Precio píldora de fibra soluble en ácido a 100 lb/bbl para 8 mm.	151
Tabla 65. Precio píldora de material granular y fibroso a 59 lb/bbl para 8 mm.	151
Tabla 66. Precio de cada píldora recomendada para una fractura de 8 mm.	151
Tabla 67. Precio píldora de material granular y fibroso a 83 lb/bbl para 10 mm.	152
Tabla 68. Precio píldora de material granular y fibroso a 98 lb/bbl para 12 mm.	153
Tabla 69. Comparación de precios entre las diferentes píldoras frente a los diámetros de fractura en US\$.	153

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Calculo de presión hidrostática.	34
Ecuación 2. Determinación del filtrado total.	78
Ecuación 3. Determinación del porcentaje de remoción del material.	81
Ecuación 4. Cálculo de eficiencia para cada píldora	114

LISTA DE ABREVIATURAS

%:	Porcentaje.
°F	Grados Fahrenheit.
Al₂O₃:	Oxido de Aluminio-Alúmina.
API:	Instituto Americano del Petróleo (<i>American Petroleum Institute</i>).
bbbl:	Barriles.
bbbl/hr	Barriles por hora.
BHA:	Ensamblaje de fondo (<i>Bottom Hole Assembly</i>).
CaO:	Oxido de Calcio.
cm:	Centímetro.
D:	Darcy.
ECD:	Densidad equivalente de circulación (<i>Equivalent Circulation Density</i>).
gr.:	Gramo.
H₂S:	Sulfuro de Hidrogeno.
HCl:	Ácido Clorhídrico.
HPHT:	Alta presión, alta temperatura.
K:	Permeabilidad.
lb:	Libras.
lb/bbl:	Libras por barril.
lb/plg²:	Libras por pulgada cuadrada.
LCM:	Material de pérdida de circulación (<i>Loss Circulation Material</i>).
LWD:	<i>Logging While Drilling</i> (Registro mientras se perfora).
MgO:	Oxido de Magnesio.
min:	Minutos.
ml:	Mililitros.
mm:	Milímetros.
MW:	Densidad de lodo (<i>Mud Weight</i>).
MWD:	Medición mientras se perfora (<i>Measure While Drilling</i>).
N₂:	Nitrógeno.
pH:	Potencial de Hidrogeno.
Ph:	Presión Hidrostática.
plg:	Pulgada.
PPT:	Prueba de tapón a presión (<i>Pressure Plug Test</i>).
PSD:	Distribución del tamaño de partícula (<i>Particle Size Distribution</i>).
ROP:	Tasa de perforación (<i>Rate of Penetration</i>).
SEM:	Microscopía electrónica de barrido.
SiO₂:	Oxido de Silicio.
TVD:	Profundidad Vertical Verdadera (<i>True Vertical Deep</i>).
US\$:	Dólares.
US\$/bbl:	Dólares por barril.

GLOSARIO

BOMBA HIDRAÚLICA: máquina que convierte la energía de los líquidos en energía mecánica.

BUZAMIENTO: inclinación o ángulo que forma un estrato de roca, con respecto a un eje horizontal.

CELDA: equipo en el cual, durante la prueba PPT, se vierte la píldora, junto con los empaques los discos y demás herramientas de armado, con el fin de hallar el filtrado.

CEMENTACIÓN: operación en la cual se inyecta una lechada de cemento, por el espacio anular de tal manera que se adhiera el revestimiento a la formación, con el fin de aislar las formaciones del pozo.

CHAQUETA DE CALENTAMIENTO: elemento en el cual se ubica la celda que contiene la píldora, además de soporte funciona como sistema de calentamiento para la celda.

COILED TUBING: en español “tubería flexible”, se refiere a una tubería metálica de longitud considerable, que se utiliza para el reacondicionamiento de pozos o en algunas ocasiones como tubería de producción (*tubing*) en pozos depletados de gas.

COMPLETAMIENTO: operación posterior a la perforación, para dejarlos en condiciones eficientes de producción, la cual incluye la selección de una tubería de producción o más, el tipo de levantamiento o si se debe implementar un *liner* o un empaque de grava.

CORROSIÓN: deterioro de un material metálico en su exterior, debido al ataque de agentes electroquímicos en el entorno.

DAÑO DE FORMACIÓN: alteración de la roca que se encuentra en contacto con el pozo, debido a las actividades de perforación, lo cual genera una reducción en la permeabilidad de la formación.

DIAGÉNESIS: proceso mediante el cual se forma una roca sedimentaria, a partir de sedimentos de otras roca, bajo procesos de cementación y compactación.

DOGLEG: en español conocido como “pata de perro”, es un problema presentado durante la perforación de pozos desviados, que se genera en el momento de realizar un cambio abrupto en la dirección, haciendo que la tubería roce con la pared del pozo, que no permite que la tubería pase fácilmente.

DRILL COLLAR: en español “Collares de perforación”, son aquellas tuberías de perforación, las cuales tienen un mayor peso y se ubican por encima de la broca, de tal manera que se estabiliza la dirección.

EMBOLADA: recorrido realizado por un pistón dentro de la camisa de la bomba, de tal manera que realiza una carga y una descarga de fluido, desde el puerto de succión hacia el puerto de escape.

EMPAQUE: elemento de caucho, que se ubica en la celda durante la prueba PPT, con el fin de formar un sello, que no permita que la presión se escape de la celda durante la prueba.

EMULSIÓN: mezcla de dos fluidos inmiscibles, en la cual uno de los dos fluidos se encuentra en mayor proporción, reteniendo al otro en su interior.

ENSAMBLAJE DE FONDO: en la tubería de perforación el ensamblaje de fondo (BHA), es un conjunto de herramientas que incluye la broca, los collares de perforación, los martillos, los motores de fondo y la tubería pesada de perforación.

ESPACIO ANULAR: es la distancia comprendida entre el diámetro externo de la tubería de perforación y el diámetro del hoyo abierto o el diámetro interno de la tubería de revestimiento (*casing*).

FLUIDO DE PERFORACIÓN: se le denomina fluido de perforación, al fluido bombeado en el pozo, que cumpla una serie de características con la cual se pueda garantizar una perforación segura.

FORMACIÓN DEPLETADA: formación de roca en la cual se ha agotado su energía, por lo tanto hace que su presión sea baja.

FORMACIÓN: es un cuerpo de roca, caracterizado por su litología y posición estratigráfica, además se conoce como la unidad fundamental de la clasificación litoestratigráfica.

FUERZAS DE GEL: esfuerzo que se ejerce sobre un fluido, una vez se ha dejado en reposo durante un tiempo.

GRADIENTE DE FRACTURA: presión que se ejerce en una longitud y que una vez superada, la formación cede y permite el ingreso de fluido, formando grietas dentro de la roca.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: relación existente entre la densidad de un fluido estudiado y uno tomado como universal.

HERRAMIENTA DIRECCIONAL: herramienta instalada en el BHA, que permite desviar la dirección de la perforación.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: propiedad de yacimiento utilizada en el área de producción, para determinar que tanto fluido es capaz de llegar desde el yacimiento hasta el pozo.

INFLUJO: problema que puede generarse durante la perforación, que consiste en permitir el aporte de fluidos de cualquier formación al pozo.

KEYSEAT: en español conocido como “ojo de llave”, es un problema generado durante la perforación, que se presenta una vez se tiene un *dogleg* en el pozo, ya que una vez la tubería roza la pared, ésta empieza a generar un hoyo adicional más pequeño en la pared del pozo, ocasionando una posible pega de tubería.

MALLA: medidor de tamaño de partícula, basado en las aperturas por pulgada cuadrada de una pantalla, cada malla es representada con un número que representa la cantidad de hoyos en una pulgada cuadrada.

MATERIAL DE PUENTE: aditamento añadido al fluido de perforación y perteneciente al grupo de materiales de pérdida de circulación (LCM), que permite sellar fracturas por filtración o como tratamiento preventivo.

MICROSCOPIO ELECTRÓNICO DE BARRIDO: equipo utilizado durante el análisis PSD, en el cual se obtienen resultados cualitativos visuales de los materiales.

MIGRACIÓN DE FLUIDOS: acción de los fluidos, que consiste en moverse desde una formación al pozo o viceversa.

MUDLOGGING: actividad que consiste en el análisis detallado de los recortes de roca y de las trazas de crudo que es llevado desde el fondo del pozo hasta superficie, con el fin de determinar la presencia de hidrocarburos y caracterizar las formaciones intervenidas.

PATADA DE POZO O REVENTÓN: aporte descontrolado de fluidos al pozo, lo que hace que los fluidos de la formación salgan a alta presión y puedan llegar a superficie, calificado como el mayor problema durante la perforación.

PERFORACIÓN SOBREALANCE: operación en la cual se perfora una formación, con una densidad de lodo equivalente superior a la presión de poro de la formación en cuestión.

PERFORACIÓN: aquella actividad en la cual se genera un canal de comunicación, que conecte la formación productora de hidrocarburos con la superficie.

PERMEABILIDAD: propiedad física de la roca, que permite el flujo de un fluido a través de ella.

PÍLDORA: volumen pequeño de fluido preparado para una actividad específica de remediación, cómo detener las pérdidas de circulación o liberar tubería atascada.

POLÍMERO: moléculas de gran tamaño que se forman a partir de moléculas orgánicas más pequeñas denominadas monómeros.

POROSIDAD: capacidad que tiene una roca de albergar fluidos dentro de ella, en algunas cavidades conocidas como poros.

POZO: agujero que se realiza desde superficie, a través del subsuelo hasta una profundidad específica con el fin de encontrar hidrocarburos y luego poder llevarlos a superficie.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: presión ejercida por una columna de fluido en estado estático, en todas las direcciones.

PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD): es la distancia en línea recta, medida verticalmente desde superficie hasta cualquier punto del pozo.

REOLOGÍA: es un conjunto de propiedades donde se encuentra la viscosidad, esfuerzos de gel y la plasticidad del fluido de perforación.

REVOQUE: capa de material, que se ubica en la formación porosa y permeable, que una vez se forma evita que los fluidos migren a la formación.

SALMUERA: fluido que se compone de una mezcla de agua y sales, principalmente Cloruro de Sodio.

SEDIMENTOS: granos no consolidados de minerales o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua o el viento, para luego ser depositados.

SHALE: roca sedimentaria clástica, compuesta de lodo y algunas escamas de minerales arcillosos, además puede ser una roca generadora.

SOLUBILIDAD: capacidad que posee un material de disolverse en un líquido.

SUABEO: salida excesivamente rápida de la tubería de perforación, lo que puede generar un desbalance en el fondo haciendo que la presión disminuya en gran proporción y se genere un influjo.

SURGENCIA: se conoce como surgencia a aquella maniobra en la cual se ingresa la tubería de perforación al pozo, de una manera excesivamente rápida y que puede generar una fractura, ya que aumenta la presión en el fondo.

TERMOSTATO: elemento instalado en la chaqueta, que funciona como regulador de temperatura.

TIXOTROPÍA: propiedad fisicoquímica que poseen algunos fluidos, que consiste en mantenerse gelificado cuando se encuentra en un estado estático y vuelve recupera sus propiedades de líquido una vez entre en un estado dinámico.

TORQUE: también conocida como fuerza de torsión, es la fuerza que se les aplica a las juntas de una tubería con el fin de evitar que se separen, para asegurar la conexión.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO: tubería metálica, que se ubica dentro del pozo, una vez se ha perforado una sección, para garantizar el aislamiento del pozo de las formaciones.

VALVULA DE ALIVIO: elemento de contingencia, instalado en la parte inferior del equipo PPT, que se activa una vez se excede una presión establecida.

VIAJE DE TUBERÍA: actividad durante la operación de perforación, en la que se debe sacar la tubería de perforación por completo y luego volverla a ingresar al pozo.

WORKOVER: las operaciones de *workover*, son denominadas como operaciones de reacondicionamiento de pozo, en ellas se realizan actividades una vez se perfora el pozo, que requiera un mantenimiento especial diferente a la perforación y la producción.

YACIMIENTO: unidad geológica definida, que cumple con propiedades de permeabilidad y porosidad, que permite almacenar hidrocarburos en su interior y que se pueden explotar comercialmente.

ZARANDAS: equipo de control de sólidos, utilizado para remover del fluido de perforación, recortes grandes de roca, lo cual dependerá de la malla instalada.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN A NIVEL LABORATORIO DEL COMPORTAMIENTO DE CUATRO PÍLDORAS DE MATERIAL DE CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

DESCRIPCIÓN

Dentro del trabajo de grado se ha propuesto llegar a evaluar a nivel de laboratorio el comportamiento de cuatro píldoras de material de pérdida de circulación para yacimientos naturalmente fracturados, este proyecto será validado mediante pruebas de laboratorio.

El trabajo de grado consta de una parte teórica donde se describen las generalidades de las pérdidas de circulación seguido de la descripción de los mecanismos de control para dichas pérdidas, inmediatamente se realizará una descripción de las cuatro píldoras seleccionadas y de la píldora convencional tomada de referencia para una posterior comparación.

Una vez descritos los materiales usados, se procede con una descripción de las pruebas de laboratorio realizadas; la prueba de tapón a presión (PPT), las pruebas para determinar el tamaño de partícula (PSD), como el análisis CILAS y el análisis SEM.

Igualmente, consta de una parte práctica donde se presentan los correspondientes resultados de las pruebas de laboratorio para cada una de las píldoras, luego es llevado a cabo un análisis detallado de los resultados, seguido de una comparación técnica con resultados previos de la píldora convencional, para finalmente realizar una comparación financiera entre los costos de cada píldora con los costos de la píldora convencional.

PALABRAS CLAVE

- Píldoras Material Pérdidas.
- Pérdidas Circulación.
- Yacimientos Fracturados.

INTRODUCCIÓN

El trabajo de investigación, tiene como objetivo evaluar a nivel laboratorio el comportamiento de cuatro píldoras de material de control de pérdida de circulación para yacimientos naturalmente fracturados, para llegar a resolver el objetivo, se comienza por describir algunos conceptos básicos relacionados con las actividades de perforación, que incluye el análisis de los fluidos utilizados durante dicha actividad, los tipos de fluidos utilizados, las funciones de estos fluidos, entre otros aspectos. A partir de ahí se empieza a introducir al lector en materia, ya que se describen las de pérdidas de circulación que se presentan durante una perforación, debido a diferentes motivos, el cual es el tema principal de estudio del proyecto. Una vez se describen los distintos métodos de control que incluye el uso de materiales de pérdida de circulación (LCM), se procede a llevar a la persona a lo largo de las descripciones del objeto principal de la investigación, el cual es preparar y delimitar el tipo de pruebas de laboratorio que serán practicadas.

Las pruebas realizadas, son procedimientos contemplados dentro de los parámetros del *American Petroleum Institute*, el cual es el organismo regulador de estándares para distintos procesos implementados en la industria petrolera, con las cuales se desea obtener una serie de resultados que permitan a los autores definir el rendimiento técnico entre cuatro materiales de pérdida de circulación, con las que se forma una píldora. Para comparar dichas píldoras se realizará un plan de prueba, que consiste en definir un proceso metodológico para las pruebas de laboratorio en el que se incluyen los diámetros de apertura a sellar, las concentraciones de los materiales y los resultados registrados que se obtienen, posteriormente se hará el análisis de los valores obtenidos, con el acompañamiento de una serie de tablas y gráficas que suministrará una forma más sencilla de detallar cada resultado de tales pruebas para cada píldora.

Con la obtención de los datos, se da una eficiencia de rendimiento de los materiales en cada píldora de tal manera que se determine desde el punto de vista técnico, pero que aun así debe estar ligado a un beneficio financiero y económico que sea un aporte positivo, para las compañías que implementen cada una de las píldoras.

De ser posible se dará un rango operativo para cada una de las píldoras, dentro de los parámetros de concentración < 100 lb/bbl, con una eficiencia definida, en el cual se pueden utilizar cada una de las píldoras con el fin de tener un excelente sello de las fracturas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar a nivel laboratorio el comportamiento de cuatro píldoras de material de control de pérdida de circulación para yacimientos naturalmente fracturados.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades de las pérdidas de circulación del fluido de perforación.
2. Describir los materiales de pérdidas de circulación utilizados actualmente en yacimientos naturalmente fracturados y su desempeño base.
3. Realizar un plan de pruebas de laboratorio para cuatro píldoras con material de control de pérdida de circulación para yacimientos naturalmente fracturados.
4. Realizar las pruebas de laboratorio PSD (Particle Size Distribution) y PPT (Pressure Plug Test), según el plan de pruebas de laboratorio.
5. Analizar los resultados de las pruebas de laboratorio de las cuatro píldoras de material de pérdida de circulación.
6. Comparar las opciones evaluadas con las píldoras usadas actualmente en yacimientos naturalmente fracturados.
7. Comparar financieramente los egresos generados por el control de las pérdidas de circulación con materiales usados actualmente en formaciones productoras, con los egresos de cada una de las opciones evaluadas.

1. GENERALIDADES DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

A lo largo del proceso de perforación de un pozo de petróleo, se presentan una serie de problemas asociados a la formación y al proceso de perforación, las pérdidas de circulación es uno de ellos donde el fluido de perforación se pierde a través de las formaciones por diferentes factores que serán explicados en este capítulo.

Se habla de pérdida de circulación al momento en el cual el fluido de perforación invade la formación, haciendo que la columna de fluido se reduzca, por ende la presión hidrostática ejercida por el fluido disminuye, esto puede ocasionar que se presente un influxo (de gas o fluido). Se debe tener en cuenta que generalmente las formaciones en donde hay pérdidas de circulación son diferentes a las que aportan los fluidos hacia el pozo, sin embargo hay ocasiones donde se presentan las pérdidas de fluido hacia las formaciones productoras.

1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación también conocido como lodo, es un elemento vital durante la perforación, debido a que del fluido depende el control que se tenga sobre el pozo durante esta etapa, siendo solo una de sus funciones. De este modo se deben garantizar las propiedades (densidad, reología, viscosidad) óptimas para el fluido de perforación a lo largo de todo el sistema de circulación **Figura 1**.

Inicialmente durante la perforación, el fluido utilizado para remover los recortes de roca es una mezcla sencilla de agua y arcilla y a medida que avanza la operación, se van adecuando las propiedades del fluido de perforación, para cumplir algunas funciones específicas como sacar los recortes de roca desde el fondo hasta superficie, lubricar la broca para evitar la fricción frente a las formaciones, mantener la estabilidad del pozo, entre otras.

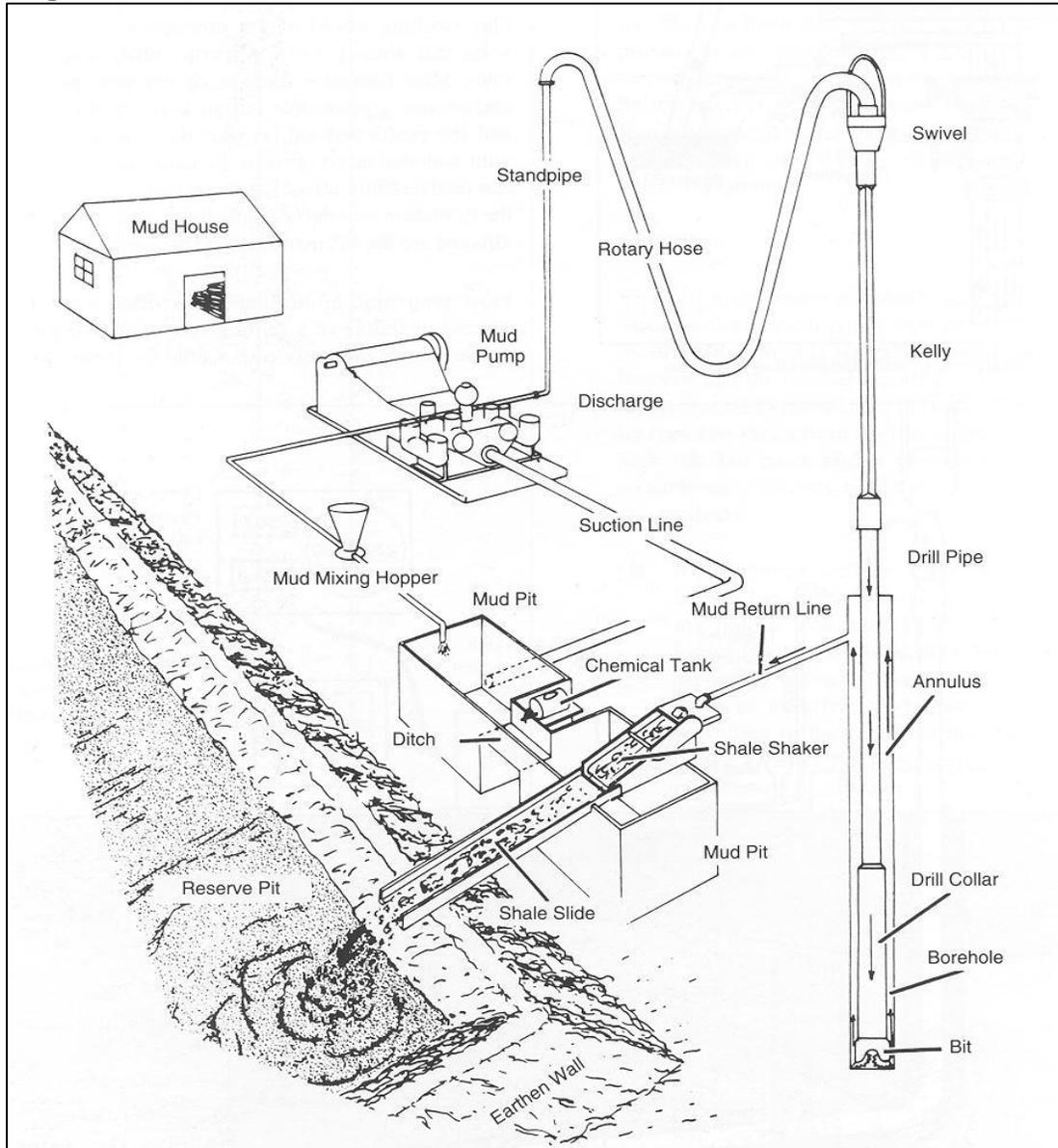
1.1.1 Funciones del fluido de perforación. Dentro de las funciones que cumple el fluido según el manual de fluidos de perforación de MI Swaco¹ en cada pozo se debe garantizar la remoción de los recortes hasta superficie y el control de las presiones en el fondo del pozo, las cuales son unas de las funciones más importantes, sin embargo, se debe garantizar que el fluido de perforación cumpla con las siguientes funciones:

- Remoción de los recortes de perforación.
- Control de presiones de formación.
- Mantenimiento de la estabilidad del pozo.
- Suspensión y descarga de recortes.
- Aislamiento de las zonas permeables.

¹ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 2.1.

- Disminución del daño de formación.
- Enfriamiento, lubricación y soporte de la tubería de perforación.
- Transmitir energía hidráulica a las herramientas y la broca.
- Asegurar de manera adecuada la evaluación de formación.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar las actividades posteriores de cementación y completamiento en el pozo.
- Minimizar el impacto sobre el medio ambiente.

Figura 1. Sistema de circulación.



Fuente: <http://goo.gl/hdJqH6> ; Consultado el 22 de Marzo de 2016

1.1.1.1 Remoción de los recortes de perforación. A medida que se perfora, se acumulan recortes, es así como el fluido de perforación tiene como función transportar estos recortes por el espacio anular hasta superficie asegurando una buena limpieza del pozo, con el fin de evitar empaquetamientos, esta función del fluido de perforación depende de propiedades del fluido como la reología y la densidad, además de las características propias de los recortes (tamaño, forma y densidad) y la tasa de penetración (ROP).

Un fluido de perforación con mayor viscosidad logra una mejor suspensión de los recortes, ya que estos tienden a sedimentarse más fácilmente en fluidos de baja viscosidad; además “la mayoría de los lodos de perforación son tixotrópicos, es decir que se gelifican bajo condiciones estáticas. Esta característica pueden suspender los recortes mientras que se efectúan las conexiones de tuberías y otras situaciones durante las cuales no se hace circular el lodo.”²

1.1.1.2 Control de las presiones de formación. Este aspecto es de gran importancia, debido a que garantiza la seguridad durante la operación de perforación, puesto que se debe controlar la presión de las formaciones (**Figura 2.**) para evitar que aporte fluidos hacia el pozo, esto se logra adicionando un material densificante al fluido de perforación, haciendo que dicho fluido aumente su densidad e iguale o supere la presión de formación (gracias a su presión hidrostática), lo cual hace que las formaciones no aporten fluidos.

Al hablar de la presión hidrostática, se debe tener en cuenta que es la presión ejercida por la columna de un fluido en estado estático y que depende de la densidad del fluido y de la profundidad vertical verdadera (TVD), lo cual se evidencia en la **Ecuación 1**. Es importante resaltar que se debe mantener el fluido dentro de la ventana de lodo, la cual no debe exceder la presión de fractura para no fracturar la formación e inducir pérdidas, ni tampoco ser menor a la presión de formación para evitar influjos.

Ecuación 1. Cálculo de presión hidrostática.

$$Ph = 0,052 * MW * TVD$$

Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. Pág. 9.17

Donde;

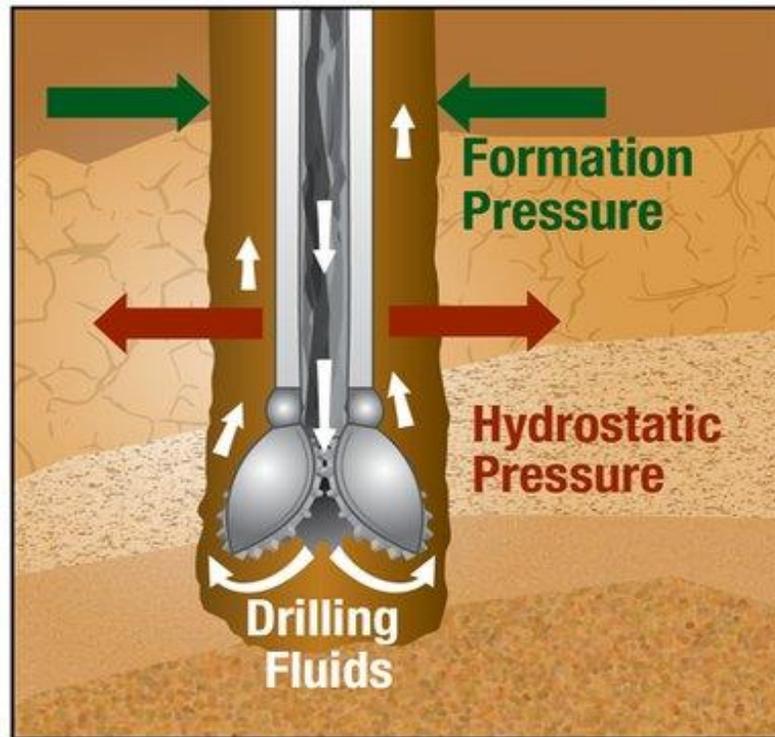
Ph=Presión hidrostática (lb/plg²)

MW= Peso del lodo (lb/g)

TVD= Profundidad vertical verdadera (pies)

² MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 2.2.

Figura 2. Presión Hidrostática.



Fuente: <http://goo.gl/GkRN8I> ; Consultado el 22 de Marzo de 2016.

1.1.1.3 Mantenimiento de la estabilidad del pozo. El fluido de perforación implementado, debe garantizar la estabilidad del pozo, esto implica el control que se tenga en el pozo. La inestabilidad del pozo está ligada a los derrumbes de las rocas, lo que genera condiciones de reducción del diámetro del pozo y en algunas zonas pueden generar cavidades o cavernas, lo cual puede dificultar la operación de cementación, también disminuye la velocidad anular del fluido.

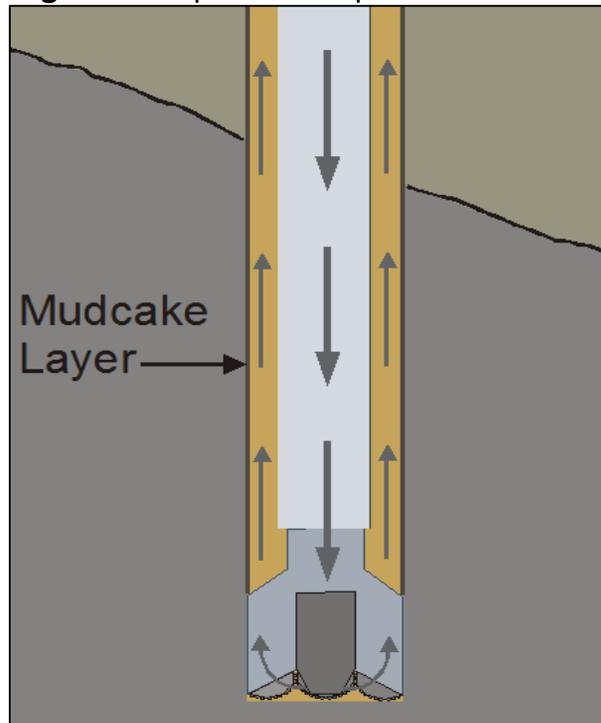
1.1.1.4 Suspensión y descarga de los recortes. El fluido de perforación debe tener la propiedad de suspender los recortes a lo largo del pozo en el momento en el que se detenga la circulación, de esta manera se garantiza la limpieza del pozo del modo adecuado, evitando el asentamiento de los recortes en el fondo del pozo, así mismo el fluido de perforación cuando retorna a superficie debe permitir la separación de los recortes y el fluido, por parte de los equipos de superficie, esto debe ser hecho de la manera correcta para evitar un aumento de las propiedades reológicas del lodo

- **Fluidos tixotrópicos.** La tixotropía es una propiedad de los fluidos los cuales tienden a gelificarse en estado estático y una vez pase a un estado dinámico retome sus propiedades de líquido, esta propiedad es útil para suspender los

recortes, especialmente cuando se detiene la circulación y se hace necesario suspender los recortes para evitar que caigan al fondo del pozo.

1.1.1.5 Aislamiento de las zonas permeables. El lodo de perforación debe tener la capacidad de generar sobre las formaciones porosas y permeables, una capa de revoque delgada (**Figura 3**), que permita el aislamiento de las zonas evitando un filtrado excesivo y además impedir el paso de fluidos entre la formación y el pozo, un revoque muy grueso puede generar problemas como mala calidad en las corridas de registros, mayor torque y arrastre, daños a la formación y las pegas diferenciales.

Figura 3. Capa de revoque.



Fuente: <http://goo.gl/ol3WCa> ; Consultado el 22 de Marzo de 2016.

1.1.1.6 Disminución del daño de formación. El daño de formación es un aspecto inherente a cualquier clase de actividad de perforación, depende de las buenas acciones que se realicen durante la operación para minimizarlo, la importancia que representa el daño de formación se ve fundamentado en el momento en que el pozo inicia producción, debido a que una reducción en la permeabilidad, afecta negativamente el índice de productividad del pozo.

1.1.1.7 Enfriamiento, lubricación y soporte de la tubería de perforación. Las fuerzas mecánicas provocadas por la broca durante la perforación de formaciones rocosas, generan en la broca un aumento de la temperatura debido a la fricción, al igual que en la zona perforada, por este motivo el lodo ayuda a enfriar la broca

además de lubricarla, de la misma manera que lo hace con el conjunto de la sarta de perforación. Es importante considerar que los lodos base aceite tienen una mayor capacidad de enfriamiento y lubricación que los lodos base agua, esto debido a que en sus componentes o aditivos, se encuentran presentes lubricantes, en cambio los lodos base agua tienen mejores propiedades que el aire o el gas.

1.1.1.8 Transmitir energía hidráulica a las herramientas y la broca. La energía hidráulica es de suma importancia, ya que mediante esta se puede llegar a incrementar la tasa de penetración (ROP) durante la perforación, también se pueden mover los motores de fondo los cuales son los encargados de hacer girar la broca, además activan o desactivan las herramientas de medición mientras se perfora (MWD) y de registros mientras se perfora (LWD), “Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo.”³

1.1.1.9 Asegurar de manera adecuada la evaluación de formación. La evaluación correcta de los recortes que provienen del fondo del pozo es importante principalmente para pozos exploratorios, ya que es allí es donde inicia la caracterización del yacimiento. Es importante tener en cuenta que las características que tienen las rocas pueden verse alteradas por el fluido de perforación. La unidad de *mudlogging* (**Figura 4**) es la encargada de verificar los recortes en busca de cualquier indicio de hidrocarburos, con esto se realiza un informe en el cual se encuentran descritas las litologías de las formaciones, junto con la ROP, la detección de gas y los recortes con trazas de petróleo.

Además de la unidad de “*mudlogging*”, es importante conocer las características del lodo, puesto que las herramientas de registro de pozo son calibradas con las propiedades del fluido de perforación, esto permite que la formación sea registrada de manera óptima, además de esto, el lodo debe permitir la conductividad para que las herramientas no alteren los resultados.

1.1.1.10 Controlar la corrosión. El fluido de perforación, está en constante contacto con la tubería, la cual tiende a corroerse, como se observa en la **Figura 5**. Además el contacto con gases disueltos como el dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂) y sulfuro de hidrógeno (H₂S), los cuales son altamente corrosivos, por este motivo el pH de un fluido de perforación es generalmente alcalino de tal manera que se garantice un mínimo la velocidad de corrosión de la tubería, revestimientos y equipos en el pozo.

³ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 2.8.

Figura 4. Unidad de registros de lodo (*mudlogging*).



Fuente: <http://goo.gl/ol3WCa> ; Consultado el 25 de Marzo 2016.

Figura 5. Tubería corroída.



Fuente: <http://goo.gl/j3f98V> ; Consultado el 28 de Marzo de 2016.

1.1.1.11 Facilitar las actividades posteriores de cementación y completamiento en el pozo. El fluido de perforación, debe garantizar que en las actividades posteriores de cementación y completamiento, sea desplazado y funcione en la manera requerida.

Durante las actividades de cementación y completamiento, se debe garantizar una buena cementación, ya que el fluido de perforación que queda detrás del revestimiento debe desplazarse por completo, y la lechada de cemento debe ocupar este espacio en su totalidad.

1.1.1.12 Minimizar el impacto sobre el medio ambiente. Al terminar la perforación de un pozo, el fluido de perforación se convierte en un desecho, el cual debe ser procesado como tal, por este motivo el tratamiento post-operativo que se le aplica al fluido de perforación requiere de una serie de procesos que puedan permitir el tratamiento en los mismos tanques de circulación y su posterior desecho.

Cada país tiene una serie de reglamentos de disposición para los fluidos de perforación, los cuales deben ser acatados por las compañías que realizan las perforaciones, el tratamiento dependerá del tipo de lodo o fluido y además de “las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo. La ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones”⁴.

1.1.2 Tipos de fluidos de perforación. Se pueden clasificar los tipos de fluidos de perforación en dos principales, fluidos base agua y fluidos base aceite, no obstante en ocasiones se pueden encontrar emulsiones, fluidos aireados y espumas, los cuales son utilizados en operaciones especiales y bajo condiciones muy específicas, todos los fluidos de perforación, deben cumplir unos requisitos de propiedades, mediante la adición de aditivos químicos que permiten cambiar las características de acuerdo a la características de la formación, de esta manera se garantiza la seguridad en la operación de perforación.

1.1.2.1 Fluidos base agua. Son el grupo más importante de fluidos de perforación, ya que los fluidos base agua son los más utilizados en las perforaciones convencionales, estos fluidos consisten en una fase continua de agua, en la cual se encuentran suspendidos algunos materiales sólidos, que le aportará la densidad, comúnmente se utiliza agua dulce ya que es más fácil de controlar y además sirve para evaluar la condición de las formaciones, en ocasiones se utiliza agua salada, para perforar domos salinos ya que se estabiliza rápidamente, también en perforaciones costa afuera, debido a su fácil acceso.

1.1.2.2 Fluidos base aceite. Los fluidos base aceite también son utilizados en una buena proporción, pero debido a su alto costo y tratamientos post-operativos, se encuentran en desventaja frente a los base agua, al igual que los fluidos descritos anteriormente se componen de una fase continua pero esta vez de aceite, se utilizan

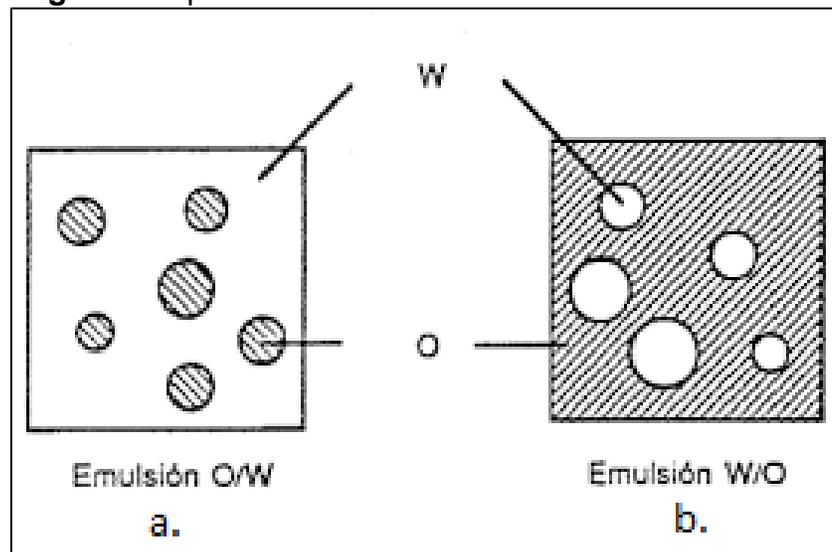
⁴ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 2.11.

en operaciones especiales como perforando zonas con altas temperaturas o en formaciones arcillosas que tienden a reaccionar (hinchamiento) con el agua.

1.1.2.3 Fluidos en emulsiones. Estos fluidos se pueden dividir en dos subgrupos, ya que en ocasiones se encuentra una fase continua de agua, con aceite suspendido, también llamadas emulsiones directas (**Figura 6.b**), al igual pueden encontrarse emulsiones inversas donde la fase continua es el aceite y las partículas suspendidas son el agua (**Figura 6.a**), en ocasiones se utilizan en lugar de los fluidos base netamente aceite, ya que son más económicos y poseen características muy cercanas.

1.1.2.4 Espuma o fluidos aireados. Las espumas se generan inyectando agua y agentes espumantes en el aire o gas a una alta presión, para generar una mezcla estable y que puedan reducir la presión hidrostática e incrementar la tasa de perforación.

Figura 6. Tipos de emulsiones



Fuente: Citlalli Blanco Salgado, Misael Maldonado Hernández. Comparación Del Rendimiento De Emulsificantes En La Elaboración De Un Fluido De Baja Densidad (FBD). Región Poza Rica - Tuxpan.: Universidad Veracruzana, 2011. Pág. 13.

1.2 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Las pérdidas de circulación, se dan cuando el fluido de perforación se pierde hacia la formación. Este problema ha sido la raíz de múltiples inconvenientes de control de pozo, lo cual origina altos costos y se pone en riesgo la integridad de los equipos y del personal involucrados en la operación del pozo, algunos de estos problemas

que se originan son el colapso del pozo, la pega de la tubería y la más peligrosa en algunos casos, el influjo de los fluidos del yacimiento, lo que puede generar un reventón (*Blowout*).

Las pérdidas de circulación ocurren en dos escenarios, uno de ellos son las pérdidas que se dan en formaciones con unas características geológicas específicas como son las cavernosas, no consolidadas y fracturadas, el otro escenario se conoce como pérdidas inducidas, ya sea porque el peso del lodo excede la presión de fractura, malas técnicas de perforación o agotamiento de la energía del yacimiento. Para evitar las pérdidas de circulación se debe formar un plan de perforación que involucre zonas de altas probabilidades de pérdidas, el cual permita la identificación de las zonas problemas, optimizar la perforación y planear el tipo de tratamiento a usar.

1.3 CAUSAS DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Las pérdidas de circulación se pueden presentar en cualquier momento de la perforación, es importante identificar la zona donde ocurren las pérdidas de circulación. Se pueden identificar las pérdidas de circulación, revisando los niveles en los tanques, mediante registros de pozo y pruebas de presión, así mismo se relaciona directamente el volumen de la pérdida con el tratamiento que se va a emplear, ya sea para pérdidas severas, se utilizarán aditivos y materiales en un volumen y concentración mayor al que se aplicarían a una pérdida parcial

Las causas de las pérdidas se pueden dividir en dos grandes grupos:

- Pérdidas de circulación de origen natural
- Pérdidas de circulación inducidas

1.3.1 Pérdidas de circulación de origen natural. Las pérdidas de circulación de origen natural, son pérdidas que se dan por propiedades y características netamente de las formaciones, donde el factor humano no influye. La mayoría de empresas de servicios categorizan estas pérdidas de circulación, pero en general son nombradas de manera estándar, según MI Swaco⁵, Baker Hughes⁶, entre otras, este grupo abarca las causas de pérdidas de circulación que se dan por problemas naturales de la formación como los expuestos en la **Figura 7**:

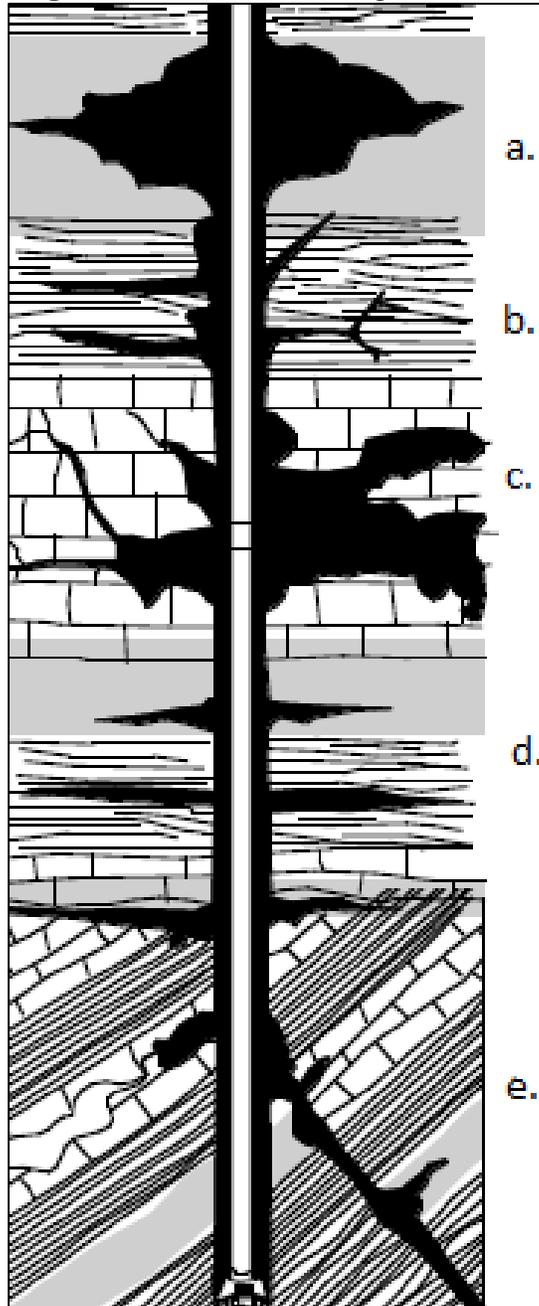
- Formaciones no consolidadas. (**Figura 7.a**)
- Formaciones fracturadas naturalmente. (**Figura 7.b**)
- Formaciones cavernosas. (**Figura 7.c**)

⁵ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. Pág. 14.10.

⁶ INTEQ, BAKER HUGHES. Manual De Ingeniería De Fluidos. 1998th ed. Houston, Texas, EE.UU: 1998. p. 2.122

- Formaciones con alta permeabilidad. (Figura 7.d)
- Formaciones falladas. (Figura 7.e)

Figura 7. Pérdidas de origen natural.



Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. Pág. 14.1.

1.3.1.1 Formaciones no consolidadas. Las formaciones no consolidadas suelen ser someras, donde la formación tiende a derrumbarse al no haber sufrido un proceso completo de diagénesis, al no haberse compactado debido a su reciente origen. Estos derrumbes dejan abiertos nuevos caminos por donde el fluido de perforación puede llegar a perderse.

1.3.1.2 Formaciones naturalmente fracturadas. Según el manual de fluidos de MI Swaco⁷, las pérdidas de lodo se pueden dar hacia cualquier tipo de formaciones, pero que presenten fracturas o una alta permeabilidad, estas fracturas pueden ser naturales, pero también se pueden generar o ampliar en función del peso del lodo, además en algunas ocasiones estas mismas fracturas pueden ser impermeables en condiciones de presión hidrostática balanceada.

Quando se observan pérdidas durante o inmediatamente después de una perforación brusca o un cambio repentino en la formación, esto significa que puede haber fracturas naturales presentes. Si ocurren pérdidas durante un viaje de la tubería, cuando se inicia o “rompe” la circulación o se aumenta la densidad de los fluidos, esto significa que puede haber fracturas inducidas presentes. Una de las causas es el exceder el gradiente de fractura con densidades de fluido excesivas o elevadas presiones de surgencia y densidades equivalentes de circulación (ECD).⁸

1.3.1.3 Formaciones cavernosas. Otra de las causas de pérdidas de circulación de origen natural, son las formaciones cavernosas las cuales:

Están generalmente relacionadas de carbonatos (caliza y dolomita) de baja presión. En la caliza, las fisuras son creadas por el flujo continuo anterior de agua que disolvió parte de la matriz de la roca (lixiviación), creando un espacio vacío que suele llenarse ulteriormente de aceite. Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía y se suele sufrir una pérdida rápida de lodo. El volumen y la persistencia de este tipo de pérdida dependen del grado de interconexión entre las fisuras. Las fisuras y cavernas similares pueden aparecer durante el enfriamiento del magma o ceniza volcánica. Las formaciones cavernosas y fisuradas son frecuentemente fáciles de localizar a partir de los pozos de referencia y predecir a partir de los registros de lodo y de la litología.⁹

1.3.1.4 Formaciones con alta permeabilidad. Una de las causas de las pérdidas de circulación de origen natural, pueden ser aquellas rocas que tienen una alta permeabilidad ya que:

⁷ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.10.

⁸ INTEQ, BAKER HUGHES. Manual De Ingeniería De Fluidos. 1998th ed. Houston, Texas, EE.UU: 1998. p. 2.122.

⁹ MI SWACO, op. cit, p. 14.10

Las formaciones de grano grueso no consolidadas pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el lodo invada la matriz de la formación, resultando en la pérdida de circulación. Esta alta permeabilidad está frecuentemente presente en las arenas y los lechos de grava poco profundos. Las formaciones que eran arrecifes y bancos de ostras también tienen tendencias similares. También es importante impedir la pérdida de lodo en los intervalos poco profundos, ya que esto puede producir el socavamiento de estas formaciones no consolidadas, formando una gran cavidad menos estable que podría derrumbarse fácilmente bajo la acción de la sobrecarga y del peso del equipo de perforación.¹⁰

1.3.1.5 Formaciones falladas. Las fallas pueden ser definidas como discontinuidades que se presentan a lo largo de una roca y que además generan un desplazamiento diferencial. Cabe resaltar, que éste tipo de discontinuidades cortan y desplazan las litologías en distintos sentidos, que son denominadas fallas normales o fallas inversas, esto dependerá de cómo se encuentra la falla con respecto a la línea de falla.

El buzamiento de la falla dictará la orientación del plano de falla, que será de suma importancia para la perforación del pozo, ya que dependiendo de cómo sea dicha falla, se realizará la perforación, intentando minimizar el impacto al perforarla. Debido a que la falla es el punto más frágil de la formación debe ser intervenida de la manera correcta.

La perforación exitosa dependerá de la buena sincronía de la geofísica, de los registros eléctricos, de los geólogos, de la unidad de *mudlogging*, del ingeniero de lodos y del perforador, el evitar los inconvenientes al perforar este tipo de formaciones. Al igual se debe tener en cuenta en grandes fallas activas no se perfora debido al riesgo de sismicidad.

1.3.2 Pérdidas de circulación inducidas Este grupo abarca las causas de pérdidas de circulación que se dan por problemas como:

- Excesivas presiones de fondo.
- Malas técnicas de perforación.
- Densidad de lodo excesiva.
- Exceso de viscosidad del fluido de perforación.
- Aumento del ECD por carga anular.
- Fracturas inducidas.
- Perforación dentro de formaciones depletadas.

¹⁰ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.10

Cuando ocurren las pérdidas de circulación, se deben revisar algunos parámetros de la perforación como son, el torque, ROP, las velocidades de viaje, análisis de recortes, su volumen, forma y tamaño, ya que esto podría alertar sobre una posible falla, aparte de esto se evalúa la limpieza del pozo y la estabilidad del mismo.

1.3.2.1 Excesivas presiones en fondo. La perforación en sobrebalance, es la técnica de perforación más utilizada en la industria del petróleo. Este tipo de perforación permite tener control sobre los fluidos del yacimiento, pero en algunas ocasiones, se recurre a prácticas inapropiadas, donde se excede la presión de fractura de la formación, aumentando el peso del lodo, o al aumentar significativamente la ROP, esto genera las fracturas inducidas, lo que provoca pérdidas de circulación.

1.3.2.2 Malas técnicas de perforación. Uno de los factores más influyentes en estos casos, es el factor humano; cuando no se emplean adecuadas técnicas de perforación se pueden llegar a generar pérdidas de circulación, un claro ejemplo es cuando se exceden las presiones de surgencia, se baja tubería a una alta velocidad lo que incrementa la presión y pueden llegar a fracturar la formación e inducir pérdidas del fluido de perforación.

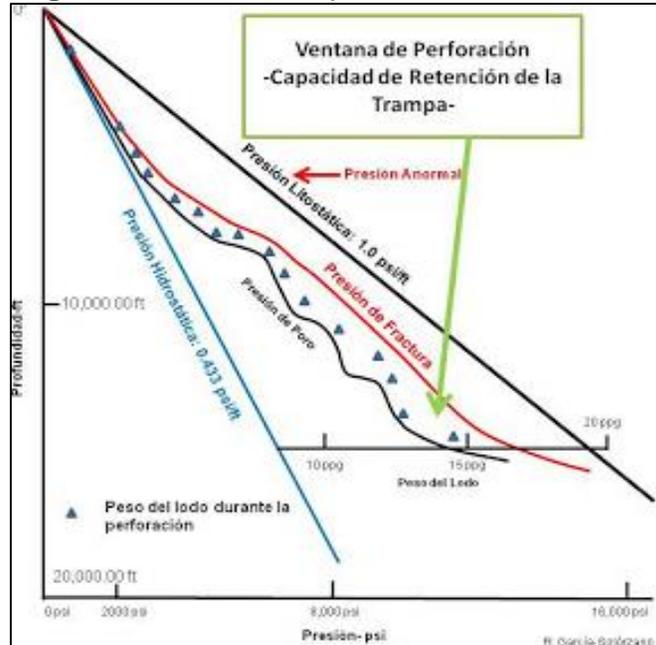
1.3.2.3 Densidad de lodo excesiva. El fluido de perforación, debe tener las propiedades adecuadas, especialmente su densidad. El fluido de perforación debe estar en un rango conocido como ventana de perforación (**Figura 8**); la ventana de perforación es un rango de densidad en función de la profundidad donde debe oscilar la densidad del lodo teniendo como mínimo la presión de formación y como máximo la presión de fractura, esto con el fin de evitar un influjo en caso de ser menor la presión hidrostática ejercida por el lodo y evitar fracturar la formación en caso de que sea mayor a la presión de fractura.

1.3.2.4 Exceso de viscosidad del fluido de perforación. La alta viscosidad en combinación con altos esfuerzos de gel, producen un aumento en las presiones de surgencia, al igual que un aumento en la ECD. Se deben optimizar estos valores durante la perforación para asegurar una buena limpieza del pozo para evitar el incremento de la ECD. En algunos casos es recomendado aumentar los caudales cuando hay una limpieza pobre del pozo, teniendo en cuenta el aumento de presión, para evitar fracturar la formación e inducir pérdidas.

1.3.2.5 Aumento del ECD por carga anular. Se debe tener controlada la ROP, puesto que al aumentar la ROP, la carga de recortes en el espacio anular aumenta, al tiempo que incrementa la ECD, esto implica que al incrementar la presión durante las conexiones se fracture la formación. De modo que se debe “mantener la

concentración de recortes en el espacio anular por debajo de 4% para minimizar el efecto de los recortes sobre la ECD¹¹.

Figura 8. Ventana de perforación.



Fuente: <http://goo.gl/9K5J3u> ; Consultado el 30 de Marzo de 2016

1.3.2.6 Fracturas inducidas. Para inducir fracturas según el manual de MI Swaco¹² es necesario alcanzar o exceder la presión crítica de fractura, esto es conocido como fracturación hidráulica, una vez que se genera una fractura debido a la presión, se dificulta volver a cerrarla y es muy posible que no se restablezca la formación a sus condiciones originales, por este motivo se debe conocer las formaciones que serán intervenidas y así poder impedir la pérdida, si ya se formó la fractura se debe intervenir utilizando materiales de control de pérdida (LCM).

1.3.2.7 Perforación dentro de formaciones depletadas. Al perforar formaciones depletadas se inducen pérdidas (**Figura 9**), las pérdidas se dan debido a que se perfora en sobrebalance con un fluido de perforación con una densidad superior a la presión de formación, y al llegar a zonas donde la presión es mucho menor, se produce un mayor sobrebalance, donde se inducen pérdidas.

¹¹ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.5

¹² *Ibíd.*, p. 14.10

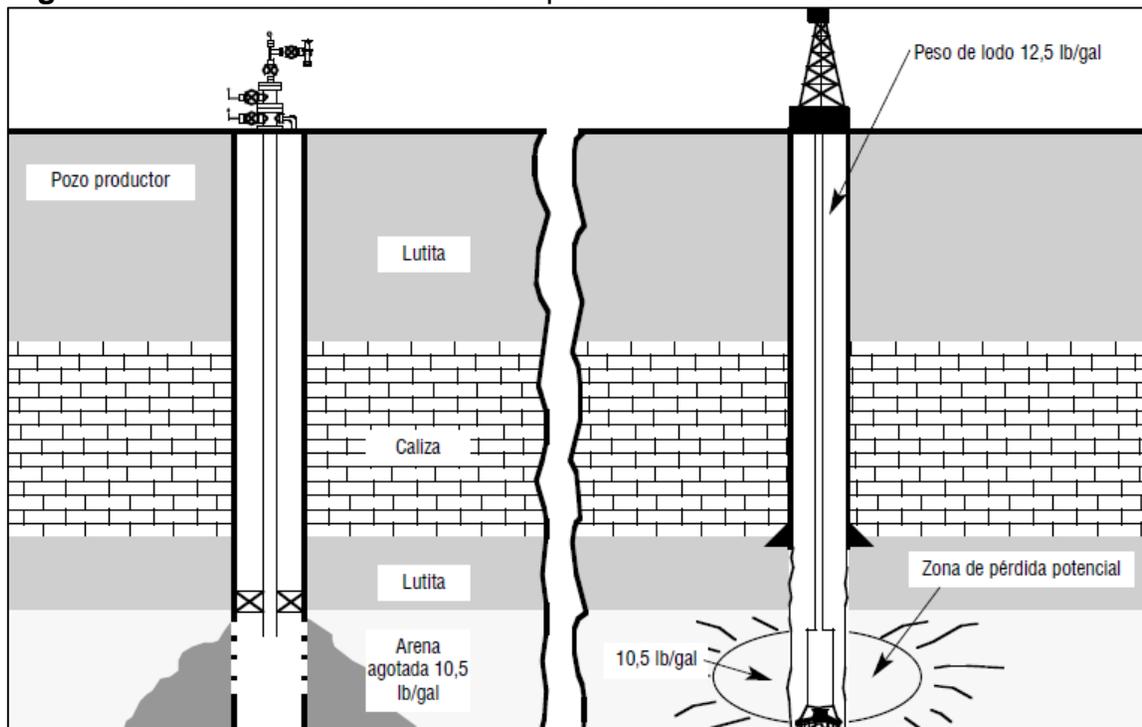
1.4 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Es importante distinguir que las pérdidas de circulación se pueden clasificar por el caudal de fluido perdido o, según la presión dentro de la zona.

1.4.1. Según la severidad de las pérdidas. En esta clasificación general se tienen tres categorías, las cuales son:

- **Pérdidas por filtración:** este tipo de pérdidas son las de menor caudal, ya que su rango oscila entre 1-19 bbl/hr, este rango en ocasiones hace que se crea que el volumen perdido es por retirar los sólidos al lodo.
- **Pérdidas parciales:** son un poco más grandes que las de filtrado, aquí se pueden perder caudales de fluido de alrededor de 20-60 bbl/hr, en muchas ocasiones se continúa la perforación y se controlan las pérdidas con una píldora especial para detener las pérdidas de fluido.
- **Pérdidas severas o totales:** este tipo de pérdida sucede cuando el caudal de fluido perdido es mayor a 60 bbl/hr incluso llegando a no haber retorno en caso de pérdidas totales, en presencia de este tipo de pérdidas se debe recuperar el control del pozo y luego buscar un tratamiento remedial.

Figura 9. Pérdidas en formaciones depletadas.



Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.2

1.4.2 Según las presiones dentro de la zona. La presión en la zona de pérdida de circulación puede ser determinada de acuerdo a la cantidad de fluido que se tiene desde el tope del pozo, se debe tener presente que el fluido de perforación debe estar estable entre los rangos de la presión de fractura y la presión de la formación, ya que al exceder la presión de fractura, se pueden inducir fracturas ocasionando pérdidas hacia la formación.

1.5 CONSECUENCIAS DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Las pérdidas de circulación, traen consigo una serie de problemas técnicos, que a su vez se traducen en algunos inconvenientes financieros para la empresa que ejecuta la operación de perforación, todo esto plantea retos para el ingeniero de fluidos de perforación, para evitar dañar la formación, que se genere una pega de la tubería, evitar que haya un influjo por parte de la formación y finalmente que se pueda llegar a perder un pozo.

Las consecuencias concebidas por las pérdidas de circulación pueden ser divididas en cuatro tipos principales:

1.5.1 Daño de formación. Una de las principales consecuencias que generan las pérdidas de circulación, son los daños ocasionados en la cara del pozo, debido a que el fluido de perforación ingresa a la formación y esto hace que se reduzca la permeabilidad, lo que produce que el índice de productividad del pozo disminuya, lo cual es un serio problema para el área de producción, a parte de este problema también se puede causar la precipitación de algunos componentes presentes en el fluido utilizado en la perforación, en las gargantas de los poros lo que haría que también se reduzca la permeabilidad, impidiendo que en una etapa posterior haya un mayor nivel de producción.

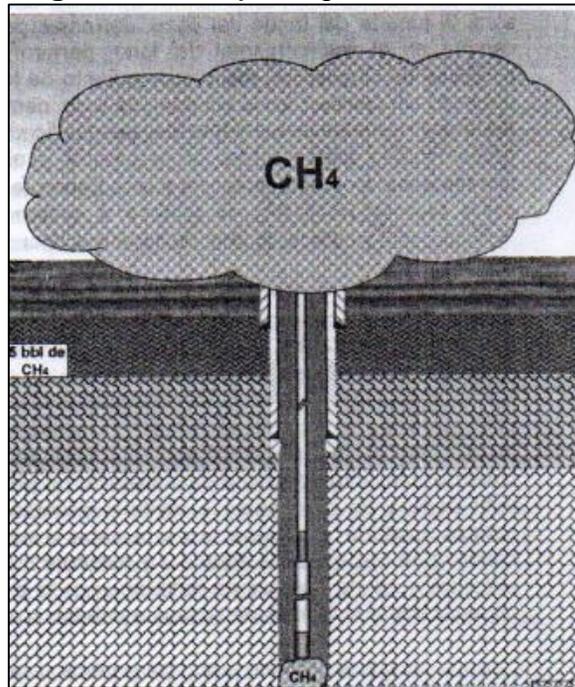
1.5.2 Inlujo. Se denomina inlujo, al aporte de fluidos hacia el pozo de la formación sea productora de hidrocarburos o no (**Figura 10**), este fenómeno puede generar una patada de pozo o reventón, se origina cuando el diferencial de presión que existe entre la presión hidrostática de la columna de lodo siendo esta menor y la presión de yacimiento es mayor, que permite la migración de los fluidos hacia el pozo.

El inlujo se genera de acuerdo, a si la densidad es capaz de mantener la presión mayor a la de la formación. Cuando se presentan las pérdidas de circulación, se puede generar un inlujo, ya que el fluido de perforación que se encuentra en el pozo empieza a desplazarse hacia la formación y hace que el nivel de fluido disminuya, esto genera una caída de la presión hidrostática que puede llegar al punto de ser menor que la presente en la formación.

1.5.3 Incremento en los costos de perforación. Este es el aspecto más importante para las compañías, fundamentalmente porque al momento que se

presentan las pérdidas se gasta más tiempo remediando la situación, lo que hace que se incrementen los costos, además del costo que genera la preparación de fluido de perforación para reponer el que se está perdiendo constantemente en el pozo, de modo que se deben implementar procedimientos adicionales que generan un impacto financiero en el costo de la perforación.

Figura 10. Influjo de gas

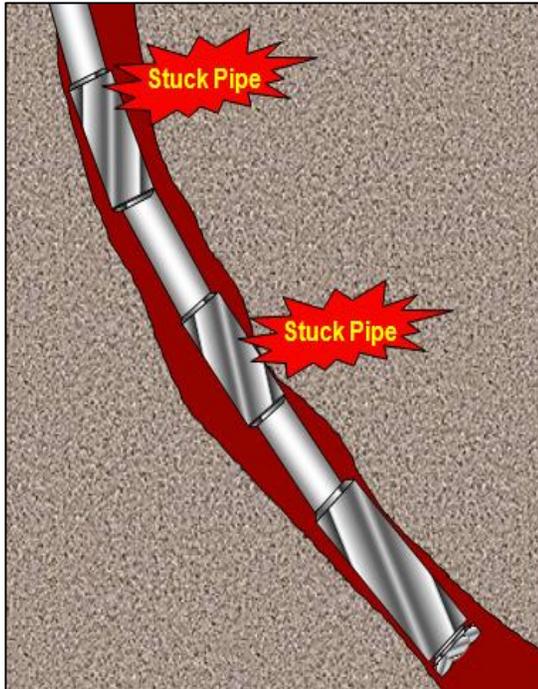


Fuente: Technical Formation Center.
Manual De Control De Pozo.
2015. p. 44

1.5.4 Pega de tubería. Este tipo de inconvenientes se pueden generar debido a problemas geométricos del pozo como son ensamblajes de fondo (BHA) muy rígidos, asimismo cuando hay derrumbes dentro del hoyo, además de estos aspectos geométricos se pueden generar pegas de tubería, debido al diferencial de presión entre la formación y la tubería lo que es conocido como pega diferencial.

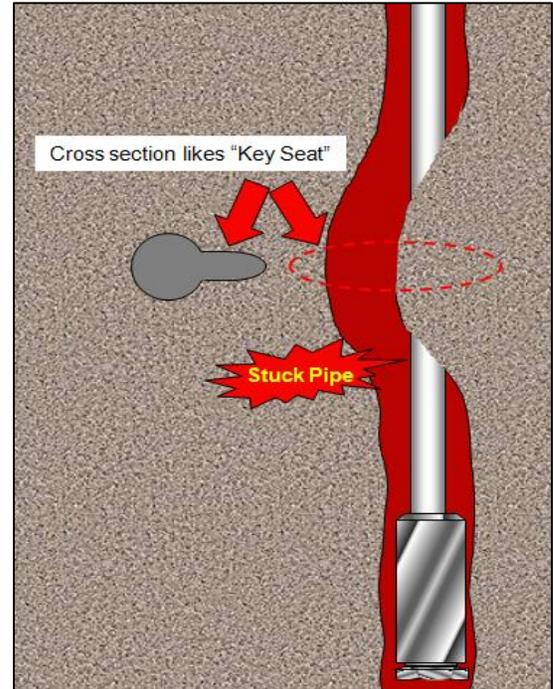
1.5.4.1 Geometría del pozo. La geometría del pozo es un aspecto fundamental, ya que puede generar una pega de tubería. Este tipo de problema se origina cuando se dan las conocidas *dogleg* (**Figura 11**), donde hay un cambio abrupto en la dirección del pozo ocasionado cuando la herramienta direccional hace un cambio rápido en la dirección y forma un ángulo muy cerrado para la tubería y demás herramientas, lo que posteriormente originará los *keyseat* (**Figura 12**) que se da por la fuerza lateral que genera la tubería.

Figura 11. Dogleg



Fuente: <http://goo.gl/9yufxr> ;
Consultado el 30 de Marzo de
2016

Figura 12. Keyseat



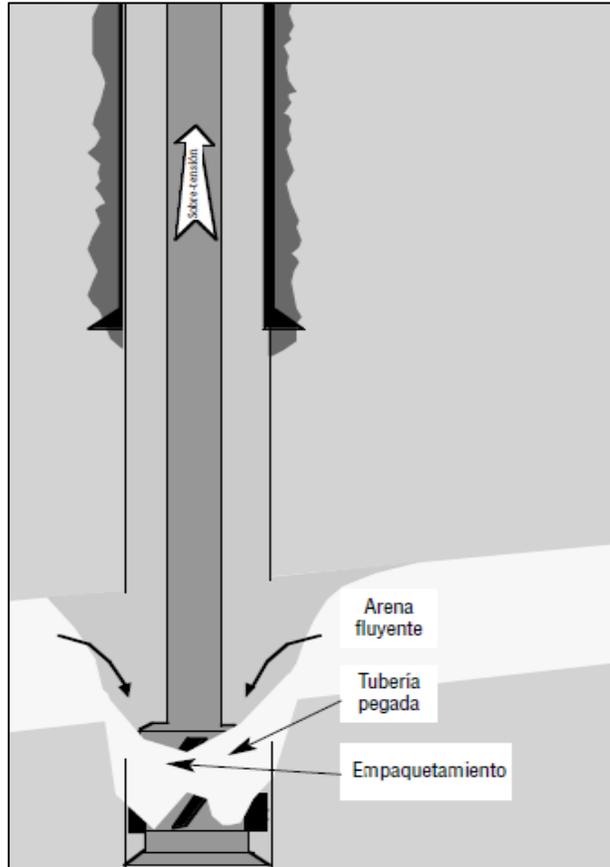
Fuente: <http://goo.gl/wqDRGc> ;
Consultado el 30 de Marzo
de 2016.

1.5.4.2 Empaquetamiento. Otro problema que causa las pegas de tubería, es conocido como empaquetamiento (**Figura 13**), el cual es en realidad el derrumbe de la pared del pozo en formaciones poco consolidadas, lo que forma sobre la broca una capa de sedimentos, mientras se continúa la perforación este inconveniente no es tan notorio, se hace evidente en el momento de sacar la tubería de perforación, ya que esta capa de sedimentos no permiten que la broca salga del fondo con facilidad debido al peso y a la compactación que se originó allí.

Existen varios tipos de pega de tubería debido al empaquetamiento:

- Derrumbe o hinchamiento de *shales* reactivos o sobre-presionados
- Formaciones fracturadas o poco consolidadas
- Asentamiento o acumulación de recortes
- Cemento o basura
- Depósitos salino móviles

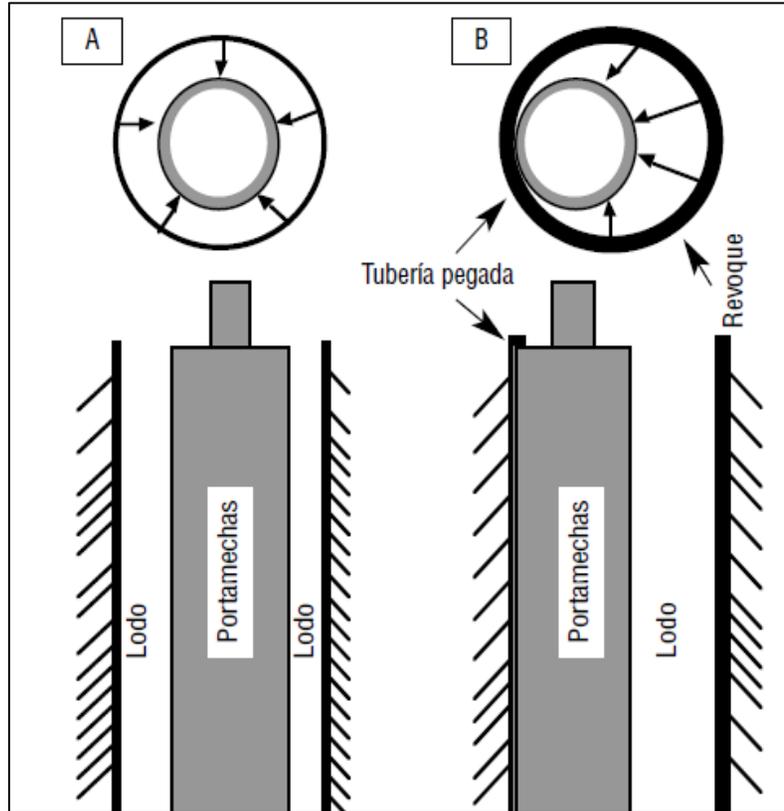
Figura 13. Empaquetamiento



Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 15.4

1.5.4.3. Pega diferencial. La pega diferencial (**Figura 14**), se origina cuando se está perforando una formación permeable y ésta tiene una presión de formación menor a la presión ejercida por columna hidrostática, cuando no se forma una buena capa de revoque del fluido de perforación sobre este tipo de formaciones y la tubería se acerca lo suficiente a la pared en una larga sección generando una alta área de contacto y en caso de no se tiene una buena distribución de estabilizadores, puede producir junto con una capa de revoque muy gruesa que hace que se forme una zona de baja presión y por consiguiente se gesta la pega de tubería.

Figura 14. Pega diferencial



Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 15.9

2. MECANISMOS DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Cuando se presentan pérdidas de circulación, se deben controlar en el menor tiempo posible, existen ciertos procedimientos y distintos mecanismos para su control. El ingeniero de lodos es el encargado de garantizar el control de las pérdidas de circulación en la operación de perforación (**Figura 15**).

Figura 15. Operación de perforación



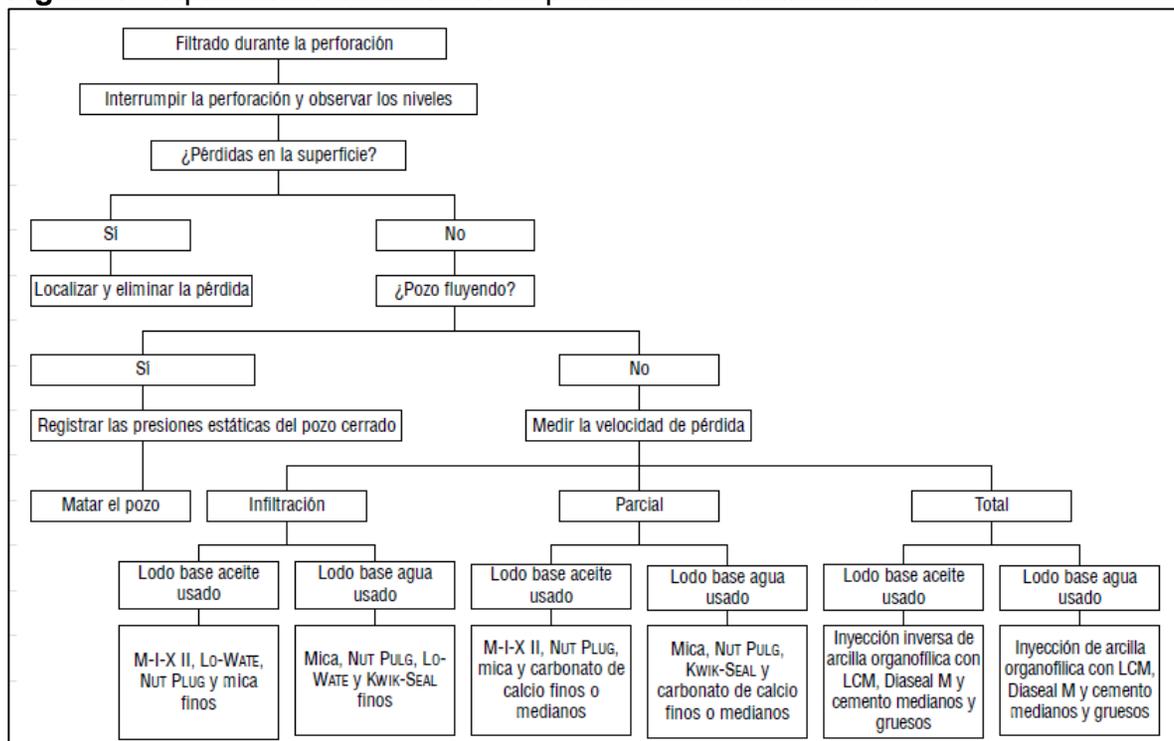
Fuente: <http://goo.gl/M65D3k> ; Consultado el 02 de Abril de 2016

Se debe recordar que las pérdidas de circulación son problemas operativos, en los cuales el fluido de perforación comienza a migrar del pozo hacia las formaciones, generalmente las pérdidas de circulación se generan en formaciones con alta permeabilidad ($K > 1D$), durante la perforación de formaciones depletadas, donde hay un gran diferencial de presión entre la presión hidrostática y la presión de dicha formación, el último caso donde se presentan las pérdidas, es en el que ocurre un influjo de bien sea una formación productora o de otra que tenga fluidos y estos migren hacia al pozo. En este caso, el fluido debe ser sacado del pozo por el espacio anular, de tal manera que en superficie se puedan controlar las presiones, porque de lo contrario, y al ascender el influjo, podría llegar a fracturar alguna formación débil, que se encuentre en el camino hasta la superficie, siendo la formación debajo del zapato del revestimiento la más vulnerable; este fenómeno es más notorio en el gas, de allí se puede inducir a que haya pérdidas de circulación.

Es importante resaltar que las pérdidas de circulación no solamente se ocasionan en las operaciones de perforación sino que además se pueden generar durante las operaciones de cementación, completamiento y *workover*, sin embargo las causas suelen ser las mismas y su tratamiento puede llegar a ser muy similar, cabe resaltar que no todos los tratamientos utilizados para las diferentes operaciones de pozo, son efectivos, ya que esto dependerá de las características de la roca, su permeabilidad, porosidad, daño de formación, entre otros.

Para cada tratamiento, se utiliza un plan de contingencia distinto, cada compañía de servicios tiene su propia manera de mitigar las pérdidas, pero en general suelen manejar un árbol de decisión en el cual se explica qué materiales utilizar y además bajo qué condiciones (**Figura 16**).

Figura 16 Típico árbol de decisión de pérdidas de circulación.



Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.27

2.1 MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN (LCM)

Los materiales de pérdida de circulación o LCM (por sus siglas en inglés *Loss Circulation Material*), son componentes sólidos, con los cuales se preparan las píldoras para control de pérdidas, usualmente las píldoras se acondicionan utilizando el fluido de perforación de la operación (**Figura 17**), posteriormente se añade el material de control de pérdida que se considere conveniente, teniendo en cuenta el volumen de fluido que se está perdiendo. La formación en la cual se

presenta la pérdida y el tipo de material de puenteo que desea realizarse, la cantidad de material añadido se relaciona directamente con la severidad de la pérdida de circulación.

No obstante, el material de pérdida de circulación añadido a la pílora genera un daño de formación, en comparación con el daño ocasionado si se permite que el fluido siga migrando a la formación, el daño será mucho menor. Controlar las pérdidas de manera eficiente dependerá de las acciones que realice el ingeniero de lodos y de los materiales que tenga disponible en el sitio.

En caso de que la pérdida de circulación ocurra en la formación productora, los materiales de pérdida de circulación deben tener la propiedad de ser retirados de la formación una vez la pérdida es controlada, es allí donde al controlar un problema se genera uno nuevo, ya que estos materiales se adhieren a la pared del pozo y se hace difícil su remoción.

Figura 17. Fluido de perforación



Fuente: <http://goo.gl/LCgBhx> ; Consultado el 02 de Abril 2016

2.2 TIPOS DE MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Los materiales de pérdida de circulación, suelen ser materiales utilizados en actividades agrícolas, y pueden ser materias primas que frecuentemente son clasificadas como desecho por otras industrias, un ejemplo es la cascarilla de arroz que se utiliza como material de control de pérdidas, siendo uno de los más

utilizados, que además se utiliza para abonar la tierra en cultivos para mejorar la retención de humedad en el suelo.

Aunque las diferentes compañías los nombran de manera diferente, existe una clasificación general de los materiales de pérdidas de circulación:

- **Escamados** (corteza de cedro, tallos de caña triturados, fibra mineral y cabello)
- **Granulares** (carbonato y láminas de plástico o celofán)
- **Fibrosos** (caliza o mármol triturados y dimensionados, madera, cáscaras de nuez, fórmica, mazorcas de maíz y cáscaras de algodón)
- **Mezclado.**
- **Tapones de refuerzo.**

2.2.1 Materiales de pérdida de circulación escamados. Estos tipos de material de pérdida, son conocidos por ser planos y en forma de escamas, además su rigidez puede variar. La clasificación en este grupo es un poco más compleja que en los demás materiales de pérdida, puesto que algunos materiales escamados, suelen tener composición granular o fibrosa, pero debido a que predominan pequeñas escamas, ingresan dentro de este grupo (cáscaras de semillas y algodón).

Los materiales escamados usados usualmente en el control de pérdidas son:

- Escamas de celofán
- Corcho
- Mica (**Figura 18**)
- Cáscaras de semillas de algodón

2.2.2 Materiales de pérdida de circulación granulares. Este tipo de materiales poseen una gran variedad de rigidez, tamaño de partícula y rugosidad. Este tipo de materiales tienen excelentes propiedades para formar el puenteo. Algunas de las recomendaciones que hacen las compañías acerca de los materiales de pérdida granulares son:

- Controlar la cantidad de material grueso para evitar taponamiento de equipos.
- Altas rugosidades de las partículas deben ser evitadas.
- La concentración del material debe ser aumentada a medida que aumenta el caudal de fluido perdido.
- Evitar que se formen grumos en la mezcla.

Los materiales de pérdida granulares utilizados comúnmente durante el control de pérdidas de circulación son:

- Bentonita.
- Cáscara de nuez (**Figura 19**).
- Carbonato de calcio.

- Grafito grueso.
- Asfalto.
- Fragmentos granulares de plástico.
- Caucho.

Figura 18. Mica



Fuente: <http://goo.gl/vZS7Oi> ; Consultado el 02 de Abril 2016

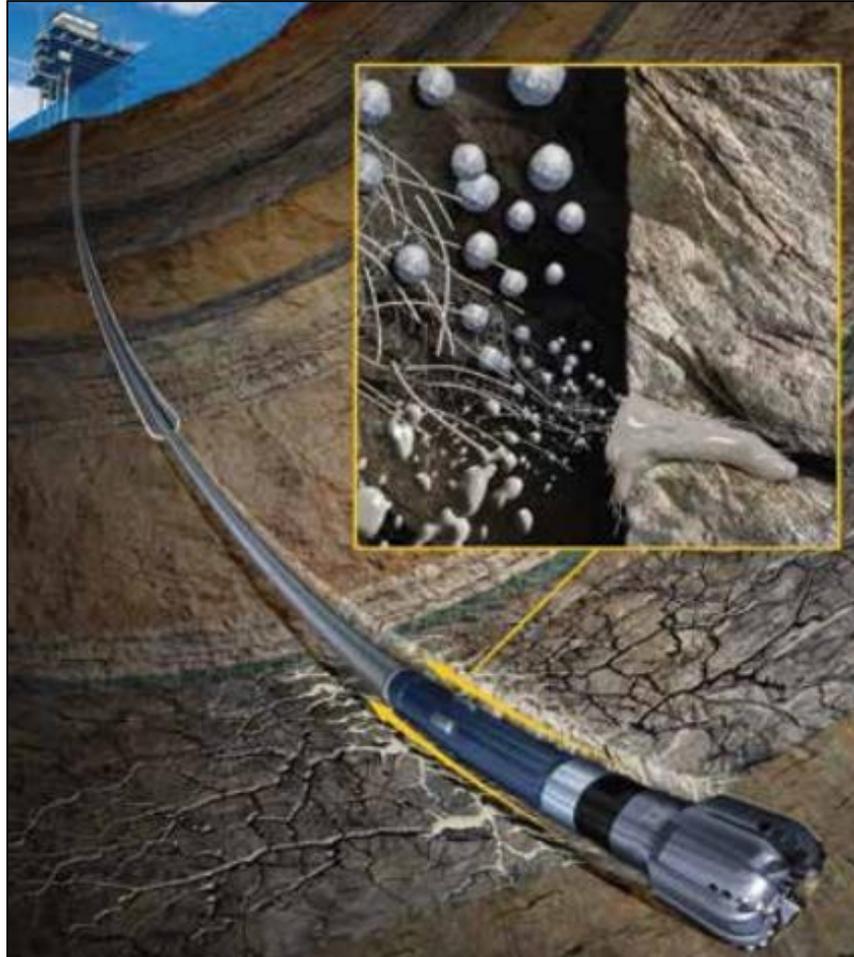
Figura 19. Cascarilla de nuez.



Fuente: <http://goo.gl/R6nwgZ> ; Consultado el 02 de Abril 2016.

2.2.3 Materiales de pérdida de circulación fibrosos. Este tipo de materiales tienen una menor rigidez, y forman una estructura enmarañada en la apertura de la formación (**Figura 20.**) lo que hace que sean materiales muy utilizados, debido a su rápida acción y su estructura.

Figura 20. Material de control de pérdida Fibroso



Fuente: Santiago Pablo Baggini Almagro, Cliff Frates, Jeremy Garand, Arnoud Meyer. Sellado de fracturas: Avance en el control de las pérdidas de circulación. En: OILFIELD REVIEW.

Suelen provenir de fibras de algunas plantas y minerales, no obstante el material que lo compone es de suma importancia, en este tipo de material de pérdida de circulación se evalúa en mayor proporción cómo impacta el tamaño de partícula y, para el sellado de la abertura en la roca. Es el grupo más grande de material de pérdida de circulación, debido a sus características de cierre de fracturas por su tamaño y distribución de partícula, algunos de los materiales más utilizados son:

- Algodón.
- Cuero.
- Fibra mineral.
- Fibra de vidrio.
- Bagazo.
- Fibra de madera.
- Cascarilla de arroz (**Figura 21**).

Figura 21. Cascarilla de arroz



Fuente: <http://goo.gl/89A0j9> ; Consultado el 03 de Abril 2016.

2.2.4 Materiales de pérdida de circulación mezclados. Estos materiales de control de pérdida están conformados por una mezcla de materiales fibrosos, granulares y escamados, en distintas proporciones, este tipo de materiales son supremamente importantes debido a la variedad de tamaños de partícula, lo que hace que la distribución del tamaño sea una ventaja al tener un rango amplio.

2.2.5 Tapones de refuerzo. Este tipo de materiales se clasifican como tapones suaves o fuertes. Los tapones suaves tienen una masa sólida, pero tienen poca o nula fuerza de compresión y forman una consistencia elástica. Los tapones fuertes a diferencia de los suaves tienen una alta fuerza de compresión, su desventaja frente a los tapones suaves es la remoción de ese material una vez se controla el pozo. Algunos de los tapones utilizados en fluidos base agua son:

- Inyección de presión de alta pérdida de filtrado.
- Aceite diésel / bentonita.
- Polímero entrecruzado.
- Aceite diésel / bentonita / cemento
- Tapón de cemento

2.3 TAMAÑO DE PARTÍCULA DE MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Usualmente los tratamientos con material de control de pérdida, son formulados con base en los tamaños de partículas, estos tamaños son clasificados como fino, medio, grueso y extra grueso; existe un estándar donde se le otorga un rango dependiendo del tamaño de partícula (**Tabla 1**).

Tabla 1. Clasificación de los materiales de pérdida según su tamaño.

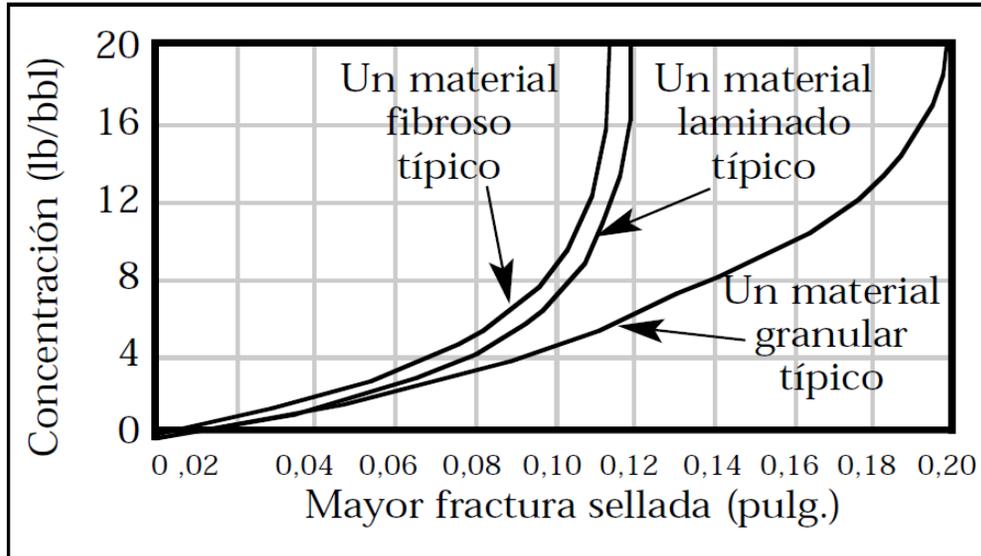
Tamaño del material	Tamaño de partícula	Tamaño de malla
Fino	$D_{90} < 75$	Al menos el 90% pasa la malla 200
Medio	$75 < D_{90} < 250$	El 90% pasa entre las mallas 60 - 200
Grueso	$250 < D_{90} < 1000$	El 90% pasa las mallas 18 – 60
Extra-grueso	$D_{90} > 1000$	Como mínimo el 90% pasa una malla 18

Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 5.14

2.3.1 Distribución del tamaño de partícula. Se debe tener en cuenta que una píldora material de control efectiva, generalmente surge de la combinación de dos o más materiales, ya que la mezcla de los distintos materiales anteriormente nombrados, hace que la píldora se enriquezca y mejore sus propiedades de puenteo, sellado y óptimo desempeño, es recomendable utilizar materiales de origen natural como son las micas, el grafito, el celofán y las fibras celulosa.

Un método utilizado para determinar la concentración de material de pérdida es emplear gráficas de concentración (lb/bbl) vs mayor fractura sellada (plg) (**Figura 22**), donde la gráfica muestra que tipo de material es mejor para esas condiciones, dependiendo del tamaño de apertura de la fractura, sin embargo este procedimiento no tiene en cuenta las variables adicionales presentes.

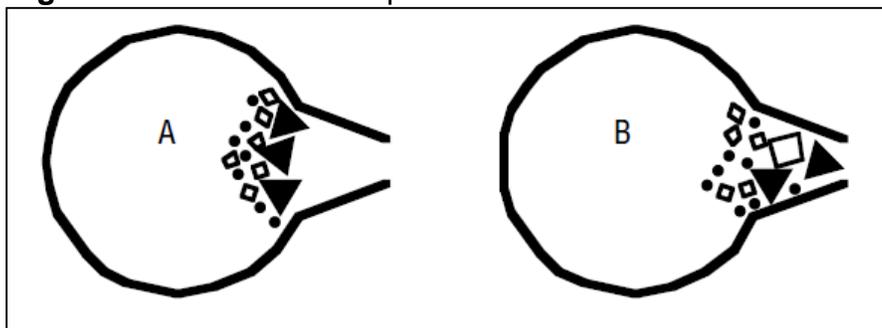
Figura 22. Efecto de la concentración y tipo de material de pérdida de circulación sobre el sello de las fracturas (según Howard y Scott).



Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.14

Para determinar el tamaño de partículas adecuado para las píldoras, se recurre a utilizar un software donde se ingresan las condiciones que afectan (Ancho de fractura, permeabilidad), además de tener en cuenta las propiedades del fluido de perforación, una vez se tienen en cuenta estos elementos, el software arroja la distribución de partículas adecuada para esas condiciones. Esto con el fin de lograr una óptima distribución de los distintos tamaños de grano para lograr sellar efectivamente la zona de pérdida (**Figura 23b**) y evitar que el material de pérdida no se quede a la entrada de la zona de pérdida sin controlar la migración de fluidos (**Figura 23a**).

Figura 23. Distribución de partícula



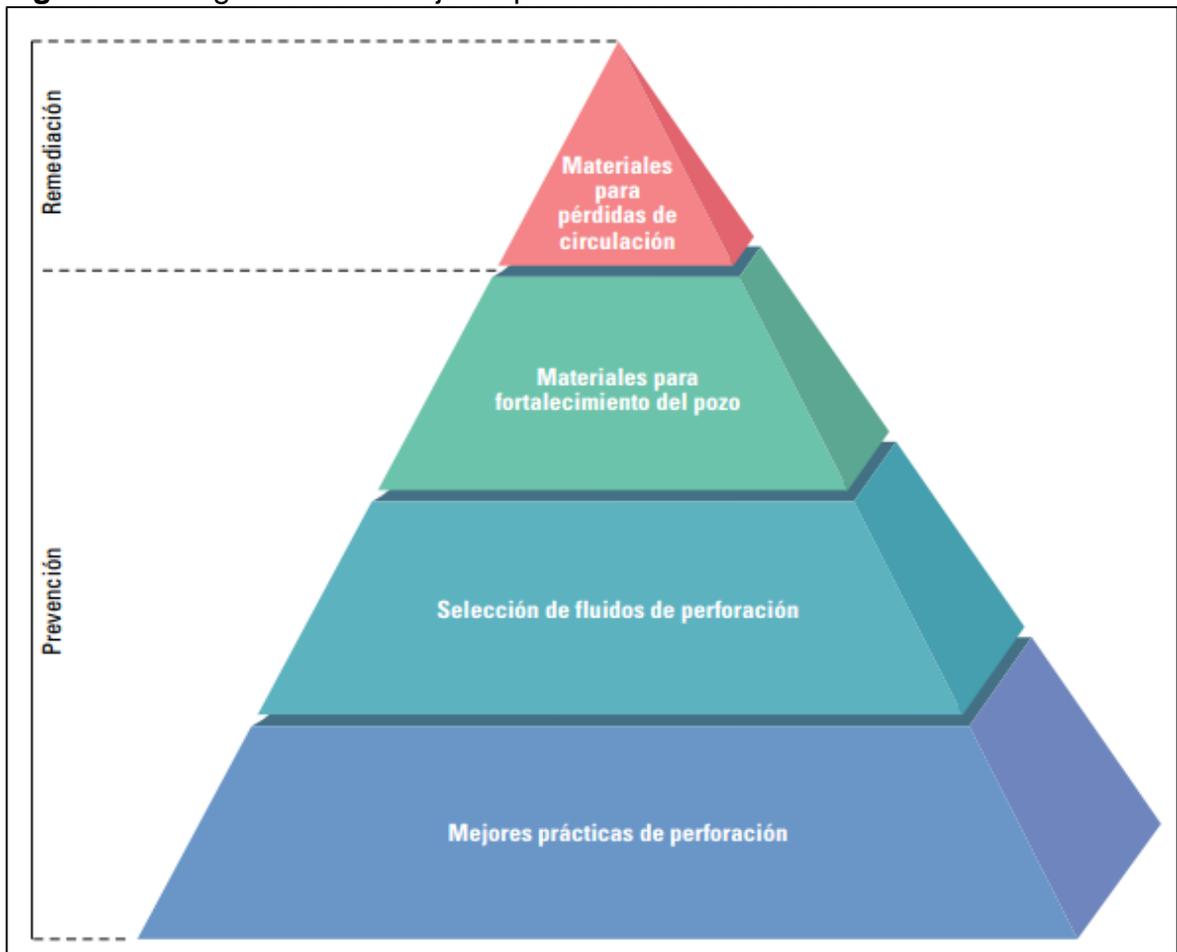
Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.14

Un factor importante a tener en cuenta en el momento de determinar la distribución de partículas es la presencia de herramientas MWD o direccionales, las cuales son propensas a taponarse con tamaños de partícula grueso y esto puede provocar el daño de estas herramientas, de este modo se recomienda dependiendo de la profundidad de las herramientas, desmontarlas de la tubería y posteriormente enviar la píldora.

2.4 TÉCNICAS DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Existen técnicas de tratamiento de control de pérdidas de circulación tanto preventivas como remediales (**Figura 24**), las primeras con el fin de evitar la presencia de algún tipo de pérdida y las segundas como medida correctiva una vez presentes.

Figura 24. Programa de manejo de pérdidas de circulación.



Fuente: Santiago Pablo Baggini Almagro, Cliff Frates, Jeremy Garand, Arnoud Meyer. Sellado de fracturas: Avance en el control de las pérdidas de circulación. En: OILFIELD REVIEW.

De acuerdo a la tasa de pérdida del fluido y su respectivo análisis, se diseña la píldora y el método adecuado para ser bombeado. El tipo de material escogido dependerá del fluido de perforación que se está utilizando.

La primera píldora de material de pérdida, que se bombea en el pozo usualmente no es efectiva en consecuencia se debe bombear las necesarias a medida que se observe que disminuye el caudal perdido.

2.4.1 Tratamiento preventivo. Algunas empresas como MI Swaco¹³ utilizan este tipo de tratamientos para evitar alguna eventualidad durante la perforación, este tratamiento es desarrollado por medio de la mejora de las prácticas de perforación, selección adecuada del fluido de perforación y adición continua de materiales al sistema de circulación del fluido de perforación para el fortalecimiento del pozo (**Figura 24**), generalmente las concentraciones de materiales añadidos al fluido para la prevención de pérdidas suele rondar entre 10 y 20 lb/bbl.

La buena planificación y el correcto desarrollo de la perforación, son los elementos esenciales para evitar las pérdidas de circulación, reduciendo las presiones excesivas que se están generando en el fondo. Según la empresa Schlumberger Surencó S.A.¹⁴, se pueden implementar una serie de actividades para reducir o minimizar la pérdida de circulación, tales como:

1. Ubicar la tubería de revestimiento, de tal manera que el gradiente de fractura en el zapato sea suficiente, para soportar la presión hidrostática, de los lodos más pesados que sean inyectados posteriormente, para intervenir capas de roca subyacentes.
2. Minimizar las presiones en fondo, evitando el movimiento de la tubería a velocidades críticas durante los viajes, ya sean acciones de suabeo y en especial de surgencia. La surgencia genera un exceso de presión en el momento de realizar el descenso de tubería y si la velocidad supera la crítica se puede llegar a inducir una pérdida.
3. La ROP es muy alta, lo que origina un aumento de recortes y una mayor carga de sólidos en el espacio anular, lo cual genera un aumento en la ECD. Por este motivo si se tiene una ECD muy cercana al gradiente de fractura, se debería reducir la tasa de penetración.
4. El arranque o detención abrupta en las bombas de lodo, podría generar un aumento o disminución brusca de las presiones en fondo. Al iniciar de manera muy rápida las bombas de lodo, se podría ocasionar un aumento de presión que

¹³ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.4

¹⁴ Ibíd., p. 14.4

a su vez forma una fractura inducida. El error más común que se presenta, es que para vencer la fuerza de gel del lodo, las bombas se programan a una tasa alta de emboladas, lo que produce presiones de fondo excesivas.

5. Controlar las propiedades del lodo, ya que altas viscosidades y fuerzas de gel altas, generan un aumento en la presión de surgencia, cada vez que se interrumpe y restablece la circulación.

2.4.1.1 Adición continua de partículas mientras se perforan intervalos cortos.

En intervalos cortos los materiales de pérdida son bombeados directamente al pozo o se realizan adiciones horarias al fluido y posteriormente se bombea, la ventaja que tiene este tratamiento es que una vez retorna el material de pérdida a superficie puede ser fácilmente removido, pero la desventaja es que permite que los recortes permanezcan en el fluido aumentando significativamente su reología.

2.4.1.2 Adición continua de partículas mientras se perforan intervalos extendidos. Cuando se perforan intervalos largos, debe instalarse las zarandas, combinadas con el sistema de remoción de sólidos, para así asegurar que los materiales de pérdida permanezcan en el fluido y aumenten su cantidad de sólidos y la viscosidad de embudo, ya que para mayores intervalos se debe aumentar la concentración, esto es una desventaja debido a que se debe incurrir en un mayor gasto al utilizar más química.

2.4.1.3 Limitaciones. Su principal limitación se precisa en la necesidad de mantener las propiedades del fluido (reología y control de pérdida) dentro de los rangos permisibles.

2.4.2 Tratamiento remedial. En los tratamientos remediales, se debe diseñar una píldora para controlar las pérdidas, con este tipo de tratamiento se controlan todo tipo de pérdidas de circulación conocidas, una vez conocido el tratamiento que se va a emplear, se diseña la píldora.

Se estudian y analizan las condiciones a las cuales ocurrió la pérdida de circulación, viajes de tubería, tipo de pérdida, severidad de la pérdida, entre otros, éste análisis genera un indicador de por qué se originó la pérdida, ubicar la zona de pérdida de fluidos y el posible tratamiento que se le puede dar a la situación.

Para realizar un correcto control de pérdidas se forma una correlación entre la técnica y la severidad, junto con el tipo de material se analizará su composición y función.

2.4.2.1 Pérdidas por filtración. Para controlar las pérdidas por filtración, una vez ha ocurrido, el procedimiento según la empresa Schlumberger Surencó S.A.¹⁵, para controlarla es:

1. Se saca la tubería y esperar, para determinar el volumen de fluido perdido y la cantidad de retornos en superficie, si se establece que es una pérdida por filtración se continúa al paso 2.
2. Si el pozo no permanece lleno durante el tiempo de espera, se procede a mezclar un volumen de lodo de aproximadamente 50 barriles, con material de pérdida, que contiene agentes de puenteo u obturación finos, en caso de no inyectarlos se le añade al lodo un agente de retención de filtración.
3. Reducir el peso de lodo, de ser posible, en caso de que la pérdida se halla originado por fracturas inducidas.

2.4.2.2 Pérdidas parciales. Para controlar las pérdidas parciales, que generalmente ocurren en grava, pequeñas fracturas naturales o inducidas, se implementa prácticamente el mismo procedimiento de las pérdidas por filtración.

1. Se saca la tubería y esperar, para determinar el volumen de fluido perdido y la cantidad de retornos en superficie, si se establece que es una pérdida por filtración se continúa al paso 2.
2. Si el pozo no permanece lleno durante el tiempo de espera, se procede a mezclar un volumen de lodo de aproximadamente 50 barriles, con material de pérdida, que contiene agentes de puenteo u obturación finos, en caso de no inyectarlos se le añade al lodo un agente de retención de filtración.
3. Reducir el peso de lodo, de ser posible, en caso de que la pérdida se halla originado por fracturas inducidas.

2.4.2.3 Pérdidas severas o totales. Por último la empresa Schlumberger Surencó S.A.¹⁶, recomienda que para reducir o sellar las pérdidas severas o totales, que ocurren en secciones de grava abiertas y largas profundidades, intervalos largos de pequeñas fracturas naturales, grandes fracturas naturales o fracturas inducidas abiertas

1. Se saca la tubería y esperar, para determinar el volumen de fluido perdido y la cantidad de retornos en superficie, si se establece que es una pérdida por filtración se continúa al paso 2.

¹⁵ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.11

¹⁶ *Ibíd.*, p. 14.11

2. Utilizar la técnica de inyección de lodo a alta presión con un agente reductor de filtración alto.
3. Si no se logra restablecer retornos en superficie, el manual de fluidos de MI Swaco¹⁷ recomienda utilizar un tapón duro, aunque actualmente no es necesario utilizar cemento.
4. Reducir el peso de lodo, de ser posible, en caso de que la pérdida se halla originado por fracturas inducidas.

2.4.3 Control de pérdidas utilizando material de pérdida de circulación.

Anteriormente, ya se ha hablado del uso de LCM, para el control de pérdidas, en esta sección se describe con mayor detenimiento el uso de las diferentes técnicas de control como el uso de agentes obturantes, inyección de presión de alta pérdida de filtrado, tapones suaves y tapones duros, todos ellos pertenecientes al grupo de LCM y que dependen de la severidad de la pérdida.

2.4.3.1 Uso de agentes obturantes o puenteantes. Ésta técnica debe ser utilizada en pérdidas de circulación por filtración y parciales, aunque también se pueden utilizar en pérdidas totales menos graves, el procedimiento recomendado por MI Swaco¹⁸ es el siguiente:

1. Establecer el punto aproximado de la pérdida, el tipo de formación que está tomando el lodo, la altura del lodo dentro del pozo y la velocidad de pérdida. Lo más probable es que el punto de pérdida esté ubicado justo por debajo de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento, cuando se anticipa una fractura de la formación causada por un aumento brusco de la presión.
2. Usar la tubería de perforación abierta para colocar el tapón, si es práctico. Si no, usar barrenas de conducto abierto o barrenas con chorro, después de haber quitado las toberas. Si los materiales deben ser colocados a través de una barrena con chorro o herramientas de MWD/LWD, usar agentes puenteantes de tamaño mediano a fino para evitar de taponar la barrena.
3. Mezclar una lechada de material de pérdida. Las mezclas de agentes puenteantes granulares, fibrosos y en escamas de tamaño grueso, mediano y fino están comercialmente disponibles y podrían sustituir las mezclas que son agregadas separadamente. Usar lodo del sistema de circulación o mezclar LCM en una lechada de bentonita viscosa recién preparada.

¹⁷ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.11

¹⁸ *Ibíd.*, p. 14.13

4. Bombear la lechada de material de pérdida a través de la tubería de perforación abierta frente a la zona de pérdida. Bombear a una velocidad lenta hasta que los materiales logren poner fin a la pérdida. Repetir otra vez si el pozo no se llena, y luego usar una técnica de inyección de presión de lechada de alta pérdida de filtrado si aún no se ha obtenido ninguna señal de éxito. Si el pozo se llena, cerrar las preventoras de reventones (arietes) e inyectar en el espacio anular con una presión de 50 lb/plg², durante 30 minutos. Medir la presión en el espacio anular con un manómetro de 0 a 300 lb/plg².

Las mezclas de materiales de pérdida hacen que la actividad de control de pérdidas sea más eficiente, la mezcla más eficiente es aquella de materiales fibrosos y granulares, debido a sus características.

El exceso de material de pérdida en las píldoras, genera problemas en las bombas de lodo, ya que los LCM son materiales sólidos que deben ser arrastrados hacia el interior del pozo, el exceso podría ocasionar un taponamiento de las bombas, también podría reducir la calidad del lodo aumentando su reología.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS CUATRO PÍLDORAS SELECCIONADAS Y DE LA PÍLDORA CONVENCIONAL

“Una píldora es un volumen pequeño de fluido preparado para una actividad específica de remediación, cómo detener las pérdidas de circulación o liberar tubería atascada.”¹⁹ Una píldora con material de control de pérdida genera un tapón en las zonas donde se pierde el fluido de perforación.

A continuación, se describen las cuatro píldoras de interés para el proyecto, adicionalmente se describe una píldora de uso común en operaciones remediales de control de pérdidas de circulación en zonas productoras, denominada como convencional, la píldora será referenciada como aquella utilizada actualmente y de cuyo comportamiento base, se hará la comparación de rendimientos, respecto a las cuatro píldoras seleccionadas, se espera que dichas píldoras tengan un comportamiento de sello mayor que la píldora convencional.

Se selecciona la píldora convencional, ya que el material que la compone es utilizado frecuentemente en operaciones de control de pérdidas de circulación en zonas productoras por parte de la empresa Schlumberger Surencó S.A., pero se conoce que su rendimiento es bajo, por este motivo la investigación busca encontrar algunos materiales con los cuales se pueda reemplazar, para mitigar las pérdidas significativamente.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CUATRO PÍLDORAS SELECCIONADAS

El objetivo principal de esta investigación es, evaluar a nivel laboratorio el comportamiento de cuatro píldoras de material de control de pérdida de circulación para yacimientos naturalmente fracturados y a continuación serán descritas las cuatro píldoras:

- Píldora de sello por alta filtración.
- Píldora de fibra soluble en ácido.
- Píldora de alta tixotropía.
- Píldora de mezcla de material granular y fibroso.

3.1.1 Píldora de sello por alta filtración. La píldora de sello por alta filtración (**Figura 25.**), es una mezcla de tres componentes o materiales los cuales son:

- Fibra sintética
- Fibra celulosa
- Minerales en partículas

¹⁹ SCHLUMBERGER, The Oilfield Glossary - Schlumberger Oilfield Glossary [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pill.aspx>

Figura 25. Material de sello por alta filtración.



El objetivo de la píldora de sello por alta filtración, es el de debe formar una capa sintética o tapón sintético de alta resistencia, que se asemeja bastante a varias capas de tela (**Figura 26**), sobre la formación donde se encuentra la pérdida de circulación. Este material no es soluble 100% en ácido clorhídrico (HCl), ya que la fibra celulosa no es soluble en ácido y no es posible su remoción. Sus principales propiedades físicas son:

- **Apariencia física:** polvo de color gris
- **Olor:** sin olor característico
- **Gravedad específica:** 1,98

La píldora de sello por alta filtración es una mezcla suministrada como producto de un solo saco para aplicaciones de fortalecimiento del pozo y una amplia gama de escenarios de pérdida de circulación, incluyendo pero sin limitarse a fracturas y permeabilidad de la zona productora. Este producto se aplica en forma de píldora que se deshidrata rápidamente y forma un tapón de forma preventiva o curativa para la pérdida de circulación.

3.1.1.1 Ventajas. Las principales ventajas, que presenta la píldora de sello por alta filtración son:

- Puede ser fácilmente mezclado en fluidos base agua, aceite o en salmueras de completamiento, inclusive es posible que sea mezclado directamente con agua.
- Puede ser densificado con barita y/o salmuera, sin afectar sus propiedades de sellado de fractura.
- Una vez la píldora se estabiliza en la fractura y se desfluidiza, forma un entramado fibroso.
- Térmicamente estable hasta los 350 °F.

- No requiere un retardador o un activador.
- Su desempeño es independiente de la temperatura y el tiempo de operación

Figura 26. Tapón generado por la píldora de sello por alta filtración.



Fuente: Santiago Pablo Baggini Almagro, Cliff Frates, Jeremy Garand, Arnoud Meyer. Sellado de fracturas: Avance en el control de las pérdidas de circulación. En: OILFIELD REVIEW.

3.1.1.2 Desventajas o limitaciones. Su principal desventaja es:

- Soporta esfuerzos de compresión de hasta 1700 lb/plg², relativamente bajo en relación a los demás materiales.

3.1.2 Píldora de fibra soluble en ácido. La píldora de fibra soluble en ácido (**Figura 27**) es un material de control de pérdida de tipo fibra. Está compuesta por fibras minerales (SiO₂, CaO, MgO, Al₂O₃) recubiertas por surfactante, que al momento de estabilizarse y secarse, forma un entramado de fibra en la fractura, lo que dificulta la entrada de fluido en las formaciones. El material es inerte, no iónico y no genera daños por precipitación antes de ser ubicada. Sus principales propiedades físicas son:

- **Apariencia física:** fibra de color blanco grisáceo
- **pH en agua:** 7,0 - 8,0
- **Gravedad específica:** 2,6

Figura 27. Fibra soluble en ácido.



3.1.2.1 Ventajas. Las principales ventajas que posee la píldora fibrosa soluble en ácido son:

- Más del 95% soluble en ácido clorhídrico (HCl).
- Puede ser fácilmente mezclado en fluidos base agua, aceite o en salmueras de completamiento.
- Puede ser mezclado en lodos base agua dulce y salada, base aceite, emulsiones y fluidos de completamiento y trabajos especiales.
- Reduce el torque y el arrastre.
- Disminuye el riesgo de una pega diferencial en zonas extremadamente depletadas, donde el diferencial de presión es muy alto.
- Es independiente de la temperatura de operación.
- No se fermenta y no es corrosivo.

3.1.2.2 Desventajas o limitaciones. La principal desventaja de la píldora de fibra soluble en ácido es:

- Cuando se trabaja en ambientes con un pH básico, ésta píldora reduce su eficiencia.

3.1.3 Píldora de alta tixotropía. Este material de pérdida de circulación, es una mezcla de óxidos metálicos (**Figura 28**), es considerado como versátil, ya que este material es usado frecuentemente en el lodo de perforación como tratamiento preventivo, ya que al ser altamente tixotrópico este tiende a gelificarse en estado estático, pero al entrar en estado dinámico, el retoma sus propiedades de fluido. Este material puede ser utilizado en zonas con pérdidas de circulación (Principal

función), operaciones de *coiled tubing*, estabilizar formaciones sin consolidar, perforando en aguas profundas, pozos horizontales o con alto ángulo de desviación. Sus principales propiedades son:

- **Apariencia física:** polvo granular blanco
- **Olor:** sin olor
- **Gravedad específica:** 2,6 - 2,9
- **pH en Agua:** 9,5 - 10,0

3.1.3.1 Ventajas. Las ventajas de la píldora de alta tixotropía son:

- En volúmenes grandes, puede ayudar a mejorar la tasa de penetración (ROP).
- Alta tixotropía.
- Buena suspensión de recortes.
- Puede ser utilizado en operaciones de *coiled tubing*.
- Independiente de la temperatura.

3.1.3.2 Desventajas o limitaciones. Este material es únicamente compatible con sistemas de fluido base agua.

Figura 28. Mezcla de óxidos metálicos.



3.1.4 Píldora de mezcla de material granular y fibroso. La mezcla de material granular y fibroso (**Figura 29.**), es una mezcla especializada de cuatro tipos de carbonato de calcio y fibra, solubles en ácido, que se utiliza especialmente para las pérdidas de circulación, puede ser bombeada en mezcla con el fluido de perforación o como una píldora de control, si es bombeada como píldora garantiza un mejor desempeño. Sus principales propiedades físicas son:

- **Apariencia física:** fibras de color blanco
- **Olor:** sin olor
- **Gravedad específica:** 2,4 - 2,6

Figura 29. Mezcla de material granular y fibroso



3.1.4.1 Ventajas. Las ventajas de la píldora de mezcla de materiales granular y fibroso son:

- Es compatible en cualquier tipo de fluido, base aceite o base agua.
- Puede ser utilizado en sistemas de fluidos no acuosos como sellante de formaciones porosas y fracturadas, donde se requiera dilución en ácido.
- En fluidos acuosos reduce considerablemente la probabilidad de generar una pega diferencial.
- Al ser un material inerte no afecta la reología.
- Genera un revoque externo, creando un sello hacia la formación.

3.1.4.2 Desventajas o limitaciones. Pueden generar taponamiento en herramientas de fondo, es necesario retirar estas herramientas antes de ser bombeada.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA PÍLDORA DE MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN CONVENCIONAL

La píldora de material de control de pérdida, tomada de referencia es una píldora de material convencional usada actualmente, por la empresa prestadora de servicio (Schlumberger Surencó S.A.) en zonas productoras, es una píldora que está

conformada por una mezcla de carbonatos, cascarilla de nuez, fibra de madera, mica y cascarilla de arroz.

Dependiendo la severidad de la pérdida se tienen tres Preparaciones donde varían las concentraciones de cada material, donde en su mayoría los materiales son solubles en ácido y por tal motivo son usados en las zonas productoras, estos materiales son formulados sobre agua, como base de la píldora.

4. DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO IMPLEMENTADAS

El objetivo principal del proyecto como ya se había descrito, es sellar las fracturas y controlar las pérdidas de circulación a nivel laboratorio, junto con esto también se debe reconocer que cualquier píldora inyectada debe ser posicionada y estabilizada en el menor tiempo posible. Además, una vez se desea completar el pozo, el material debe ser retirado con el fin de evitar disminuciones en los índices de productividad, que afectaría la operación de producción.

A las píldoras de material de control de pérdidas, se les debe realizar una serie de pruebas de laboratorio donde se determinan las propiedades físicas y químicas, que son importantes para caracterizarlas, la prueba de tapón a presión (PPT) y la prueba para determinar la determinación de la distribución del tamaño de partícula (PSD), estandarizadas por las normas 13A²⁰, 13B-1²¹ y 13B-2²² reglamentadas por el Instituto Americano de Petróleo (API).

4.1 PRUEBA PPT

La prueba de tapón a presión (PPT por sus siglas en inglés *Pressure Plug Test*) (**Figura 30**), es una prueba que utiliza discos de aloxita o metal, de diferentes tamaños de fracturas, se busca simular las condiciones de fondo de presión para determinar el material que mejor selle la fractura realizada en el disco de aloxita esperando que no arroje filtrado.

El procedimiento utilizado para la prueba PPT, con el fin de evaluar los materiales de pérdida, a partir de un fluido base (lodo de perforación), las presiones diferenciales típicas para este ensayo son mucho más altas que aquellas que se utilizan en prueba HPHT (alta presión y alta temperatura) y la celda de presión es operada en una forma invertida, con el medio filtrante y el receptor de contrapresión en la parte superior del ensamble. Algunos pasos varían según el equipo utilizado, en términos generales la metodología es la siguiente:

1. Conectar la chaqueta de calentamiento a una fuente de energía, según lo especifique la placa indicativa del instrumento y colocar el termómetro metálico en el orificio para termómetro.
2. La luz piloto se encenderá cuando la chaqueta de calentamiento esté a la temperatura indicada en el termostato, la temperatura debe ajustarse a 10 °F

²⁰ API SPEC 13A - ISO 13500: Especificación para Materiales de Fluidos de Perforación. 2012

²¹ API RP 13B-1 – ISO 10414-1: Práctica Recomendadas para Pruebas de Campo de Fluidos de Perforación Base-Agua. 2012

²² API 13B-2 – ISO 10414-2: Práctica Recomendadas para Pruebas de Campo de Fluidos de Perforación Base-Aceite. 2012

3. Anterior a la prueba, el disco de cerámica o aloxita se debe sumergir por 10 minutos en la base del fluido en que va a hacer el ensayo (agua dulce, salmuera, diésel y/o aceite). Los discos nunca deben ser reutilizados.

Figura 30. Equipo PPT



Fuente: <http://goo.gl/vGq6Hq> ; Consultado el 05 de Mayo 2016.

4. Aplicar un recubrimiento delgado de grasa de silicona alrededor de los empaques usados en el pistón, válvulas de vástago y tapas de celda.
5. Colocar la celda hacia arriba (con la válvula de entrada de aceite mirando hacia abajo).
6. Llenar la celda con aproximadamente 275 ml de lodo. Esta cantidad no debe excederse para permitir la expansión del fluido mientras se calienta.
7. Colocar el disco de aloxita sobre el empaque de la celda.
8. Instalar la tapa en el extremo superior de la celda y empuje cuidadosamente la tapa para sentarla dentro de la celda.
9. Llevar la celda a la chaqueta de calentamiento, verificando que la celda quede correctamente ensamblada dentro de la chaqueta.
10. Al momento de colocar la celda en la chaqueta de calentamiento, conectar la bomba manual mediante la cual se va a suministrar la presión, ya que la presión empieza a aumentar rápidamente debido a la expansión térmica de la muestra y el fluido hidráulico.

11. Aplicar la contrapresión, verificando que el tornillo en “T” del regulador esté suelto. De acuerdo a las condiciones de presión y temperatura de la prueba (**Tabla 2**).
12. Mantener la presión en el fluido hasta que se haya estabilizado la temperatura deseada, indicada por el termómetro. Usar la válvula de descarga de la bomba hidráulica para regular y mantener la presión.

Tabla 2. Contrapresiones usadas para algunas temperaturas de prueba.

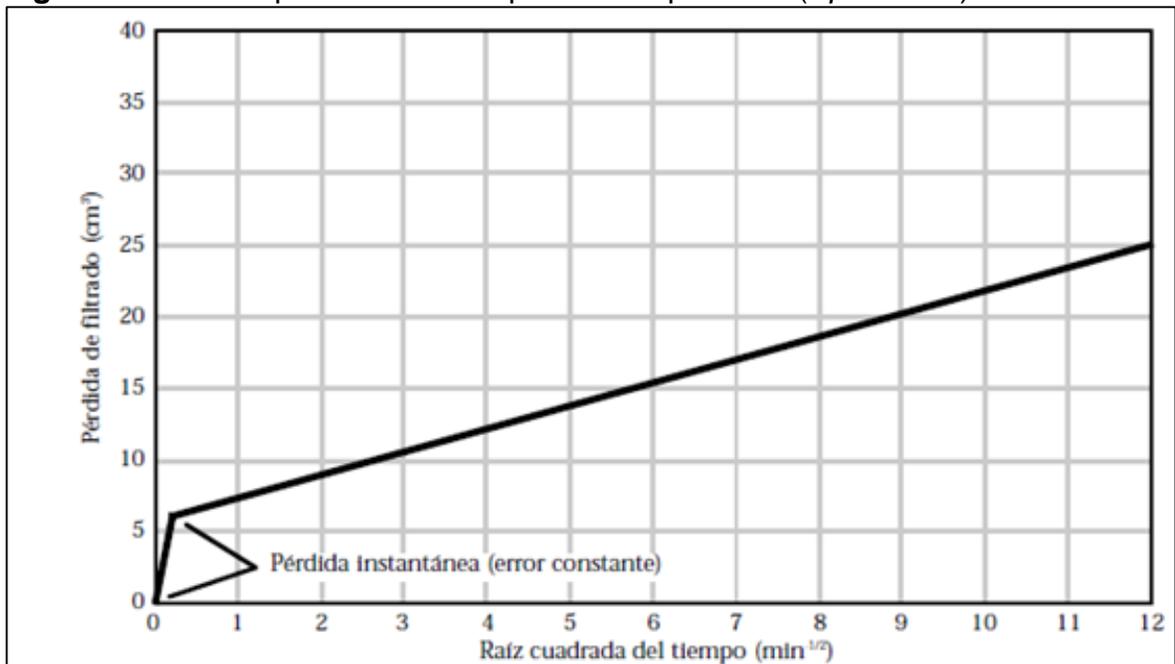
Rango de temperatura (°F)	Contrapresión (lb/plg²)
< 200	0
200 – 300	100
301 -350	150
351 – 375	200
376 – 400	250
401 – 425	350
426 – 450	450
451 – 500	700
476 – 500	700

Fuente: API RP 13B-1 – ISO 10414-1: Práctica Recomendadas para Pruebas de Campo de Fluidos de Perforación Base-Agua. p. 34

13. Una vez alcanzada la temperatura requerida en la celda, se debe cerrar la válvula de la bomba hidráulica. Incrementando la presión en la celda, hasta la presión de la prueba para iniciar la filtración.
14. El filtrado debe recolectarse a 7.5 y 30 minutos, como mínimo. Para mayor exactitud se deben tomar muestras con mayor frecuencia.
15. Abrir la válvula en el extremo superior de la celda y mantener la presión diferencial usando la bomba.
16. Luego de transcurridos los 30 minutos, cerrar la válvula de vástago de salida,
17. Abrir la válvula de drenaje del recibidor, permitiendo que fluya el gas para remover cualquier cantidad de filtrado del recibidor.
18. Liberar la contrapresión usando la llave en “T” del regulador hasta que gire libremente.
19. Liberar la presión de la bomba hidráulica girando la válvula de alivio.
20. Desconectar la chaqueta de calentamiento.
21. Desarmar el equipo retirando el regulador y el recibidor de la celda.
22. Retirar el disco de filtrado cuidadosamente con una espátula para evitar el daño de revoque.
23. Medir el espesor del revoque.

El *spurt loss* es “el volumen instantáneo (chorro repentino) de líquido que pasa a través de un medio filtrante antes de la deposición de un revoque de filtración competente y controlante”²³. Y se determina graficando en el eje Y la raíz cuadrada del tiempo vs. El volumen de filtrado en el eje X, realizando una línea de tendencia y obteniendo el *spurt loss* en el corte de la línea con el eje Y, como se muestra en la **Figura 31**.

Figura 31. Grafica para determinar pérdidas repentinas (*Spurt Loss*).



Fuente: MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. p. 14.4

El filtrado total se determina según la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Determinación del filtrado total

$$\text{Filtrado Total} = 2 * F_{30}$$

Fuente: American Petroleum Institute. Norma API RP 13B1 ISO 10414-1. Washington D.C.: 2012. p. 37

Donde:

F_{30} = Filtrado a los 30 minutos (ml)

²³ SCHLUMBERGER, The Oilfield Glossary - Schlumberger Oilfield Glossary [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/spurt_loss.aspx

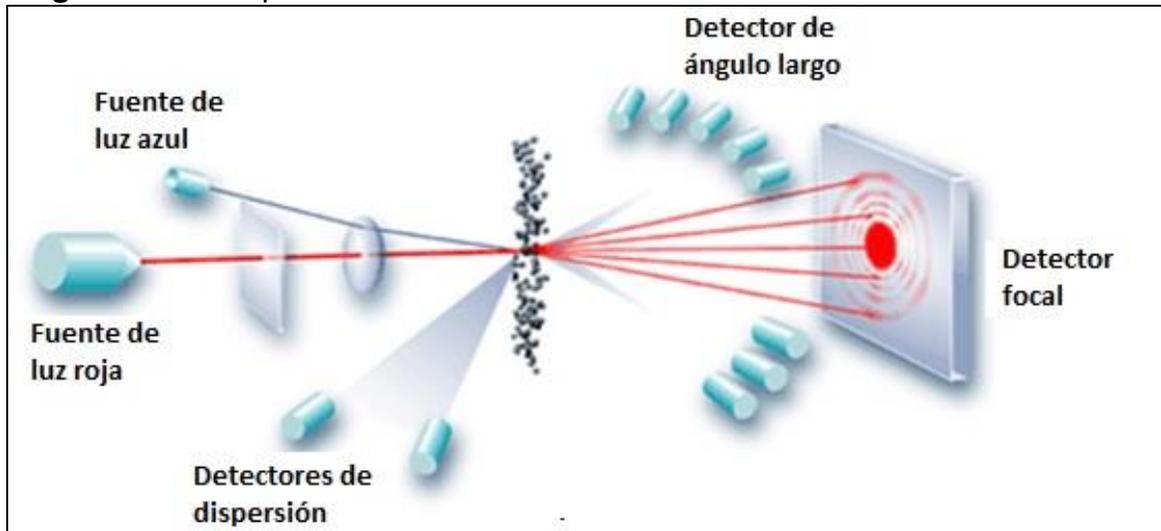
4.2 PRUEBA PSD

La distribución del tamaño de partícula (PSD, por sus siglas en inglés *Particle Size Distribution*), se determina mediante dos tipos de pruebas que se encargan de hacer la medición y posteriormente, arrojan resultados con el cual se realizan los análisis pertinentes, para determinar la distribución de los diferentes materiales de pérdidas de circulación (LCM). Son dos las pruebas que se realizarán a las muestras:

- Análisis CILAS
- Análisis SEM

4.2.1 Análisis CILAS. Este tipo de prueba realiza un análisis de distribución de tamaño de partícula electrónicamente, midiendo la dispersión de un láser que incide sobre la muestra (**Figura 32**), el ángulo de dispersión del haz de luz es inversamente proporcional al tamaño de partícula. La intensidad angular de la luz dispersa es capturada por una serie de detectores fotosensibles, luego el analizador, que se encuentra conectado a un computador, descarga los datos y un software especializado se encarga de mostrar una gráfica, que describe el tamaño y distribución de los diferentes elementos en la píldora.

Figura 32. Principio básico del analizador CILAS



Fuente: HALLIBURTON. Particle Size Distribución. 2013.

4.2.2 Análisis SEM. El análisis por microscopía electrónica de barrido (SEM), tiene un funcionamiento similar, al análisis CILAS, pero la diferencia radica en que, con el análisis hecho mediante la microscopía, se obtiene una distribución cualitativa de partículas, a diferencia del anterior que arroja unos datos numéricos. El mecanismo que utiliza el microscopio (**Figura 33**)

La prueba consiste en hacer incidir un haz de electrones sobre la muestra, debido a que la muestra no es conductora se le pone una capa muy fina de oro o carbón, de tal manera que se vuelva conductora, la técnica de preparación de la muestra se denomina “*sputtering*” o pulverización catódica, el microscopio cuenta con una serie de detectores que reciben la energía y posteriormente la traducen y son interpretadas en un software especial.

4.3 SOLUBILIDAD EN ÁCIDO

Esta prueba es bastante sencilla y se enfoca en determinar la cantidad de revoque removido del disco de aloxita de la prueba PPT por ácido clorhídrico (HCl). El procedimiento consiste en:

1. Se pesa el disco de aloxita antes de realizar la prueba PPT.
2. Una vez se tiene el disco de aloxita con el revoque formado durante la prueba PPT, se pesa el disco de aloxita en la balanza.
3. Se prepara un *Beaker* con 175 ml de HCl de la concentración deseada.
4. Se introduce el disco de aloxita en el ácido.
5. Dejar reposar el disco durante un periodo de 2 horas.
6. Retirar el disco del ácido y dejar secar el disco durante 5 minutos.
7. Pesar nuevamente el disco en la balanza.
8. Determinar el % de revoque removido mediante la **Ecuación 3**.

Figura 33. Microscopio electrónico de barrido.



Fuente: <http://goo.gl/Axx10D>;
Consultado el 16 de Abril
/2016

Ecuación 3. Determinación del porcentaje de remoción del material.

$$\% \textit{Remoción} = \frac{\textit{Peso Disco R} - \textit{Peso Disco HCl}}{\textit{Peso Disco R} - \textit{Peso Disco}} * 100$$

Donde:

Peso Disco R= Peso del disco con revoque. (gr.)

Peso Disco HCl= Peso del disco luego de ser sumergido en el HCl. (gr.)

Peso Disco= Peso del disco de aloxita. (gr.)

5. PLAN Y RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO DE LAS PÍLDORAS DE MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Se describe el plan de prueba para cada píldora, con el fin de explicar el procedimiento que será aplicado a cada material, a qué condiciones se realizan las pruebas, entre otros aspectos. Las preparaciones de los cuatro materiales serán desarrolladas en un lodo base agua, para comparar su desempeño en condiciones similares.

Los materiales evaluados en el proyecto han sido adquiridos recientemente por la empresa soporte, por lo cual se encuentran en periodo de prueba, es por esto que se realizan pruebas a diferentes y altas concentraciones, donde se pueda observar el comportamiento de los materiales en un amplio rango de concentraciones, a la hora de sellar grandes fracturas, es por esta razón que se eligen dichas concentraciones. Las pruebas de tapón a presión (PPT por sus siglas en inglés *Pressure Plug Test*) que se realizarán a cada píldora, serán efectuadas a 2000 lb/plg² y 180°F, con discos de aloxita de 20 micrones y una longitud de fractura de 3 cm, además se realizaran según la siguiente descripción:

Tamaño de Fractura (milímetros, mm): 2, 4, 6, 8, 10, 12 y 15.

Concentraciones de LCM (libras por barril, lb/bbl): 10, 30, 50, 70, 80 y 100.

Las pruebas se realizaran desde la concentración más baja y el diámetro de fractura más bajo hasta lograr sellar la fractura por completo, es allí donde se asume que para ese diámetro de fractura a concentraciones más altas se obtendrá el mismo resultado.

Es importante resaltar que a los materiales que contenían un alto porcentaje de materiales de tipo fibra, al intentar realizar el análisis CILAS, no fue posible por su composición, ocasiona taponamiento en el equipo y pueden generar un daño, de modo que no arroja un resultado; así que se corrió una prueba análoga, el análisis SEM (cualitativo), ambos han sido descritos anteriormente, a los materiales que se les realizó el análisis SEM, son la fibra soluble en ácido y al de mezcla de material granular y fibroso.

5.1 PLAN DE PRUEBA PARA PÍLDORA DE SELLO POR ALTA FILTRACIÓN

Inicialmente por ser un material fibroso, se realiza el análisis SEM al material de sello por alta filtración, para determinar el tamaño de partícula, posteriormente se realizan las preparaciones de cada uno de los materiales que son añadidos a un lodo base, para formar la píldora de sello por alta filtración, una vez se tenga cada píldora se realizan las pruebas PPT, en la que se determina la eficiencia de la píldora. Se logra midiendo el volumen de filtrado, el cual indicará en qué medida la píldora sella o reduce el tamaño de la fractura, la última prueba realizada es la prueba de solubilidad en ácido a 3 discos aleatoriamente a una misma

concentración, con la prueba de solubilidad se espera determinar el grado de remoción del material una vez se controla la pérdida o se sella la fractura, el último paso es analizar la información recolectada en las pruebas.

5.2 PLAN DE PRUEBA PARA PÍLDORA DE FIBRA SOLUBLE EN ÁCIDO

Para la píldora soluble en ácido, por ser un material fibroso, se realiza el análisis SEM a la fibra, para determinar el tamaño de partícula, después se realizan las preparaciones de cada uno de los materiales que son añadidos a un lodo base, para formar la píldora soluble en ácido, una vez se tenga cada píldora se realizan las pruebas PPT, en la que se determinará la eficiencia de la píldora para cada uno de los diámetros de fractura. Igualmente se realiza midiendo el volumen de filtrado, el cual indicará en qué medida la píldora sella o reduce el tamaño de la fractura, la última prueba realizada es la prueba de solubilidad en ácido a 3 discos aleatoriamente a una misma concentración, con la prueba de solubilidad se espera determinar el grado de remoción del material una vez se controla la pérdida o se sella la fractura, el último paso es analizar la información recolectada en las pruebas.

5.3 PLAN DE PRUEBA PARA PÍLDORA DE ALTA TIXOTROPÍA

El plan de prueba para el análisis de la píldora de alta tixotropía, inicia con el análisis CILAS, para determinar la distribución del tamaño de partícula del material. Una vez realizada la prueba, se procede con la preparación para cada una de las concentraciones y formar la píldora de alta tixotropía, sobre un fluido base agua, el siguiente paso es realizar las pruebas PPT, para determinar el filtrado y con éste determinar la eficiencia del sello que debe hacerse sobre la fractura, posteriormente se realiza una prueba de solubilidad a 3 discos aleatoriamente a una misma concentración, para determinar el grado de remoción de la píldora, y por último se realiza el análisis de los datos obtenidos a lo largo de las pruebas.

5.4 PLAN DE PRUEBA PARA PÍLDORA DE MEZCLA DE MATERIAL GRANULAR Y FIBROSO

Para la píldora de mezcla de material granular y fibroso, se inicia con el análisis CILAS, para determinar la distribución del tamaño de partícula, después se realizan las preparaciones de cada uno de los materiales que son añadidos a un lodo base para formar la píldora de mezcla de material granular y fibroso, una vez se tenga cada píldora se realizan las pruebas PPT, en la que se determinará la eficiencia de la píldora para cada uno de los diámetros de fractura. Igualmente se realiza midiendo el volumen de filtrado, el cual indicará en qué medida la píldora sella o reduce el tamaño de la fractura, la última prueba realizada es la prueba de solubilidad en ácido a 3 discos aleatoriamente a una misma concentración, con la prueba de solubilidad se espera determinar el grado de remoción del material una

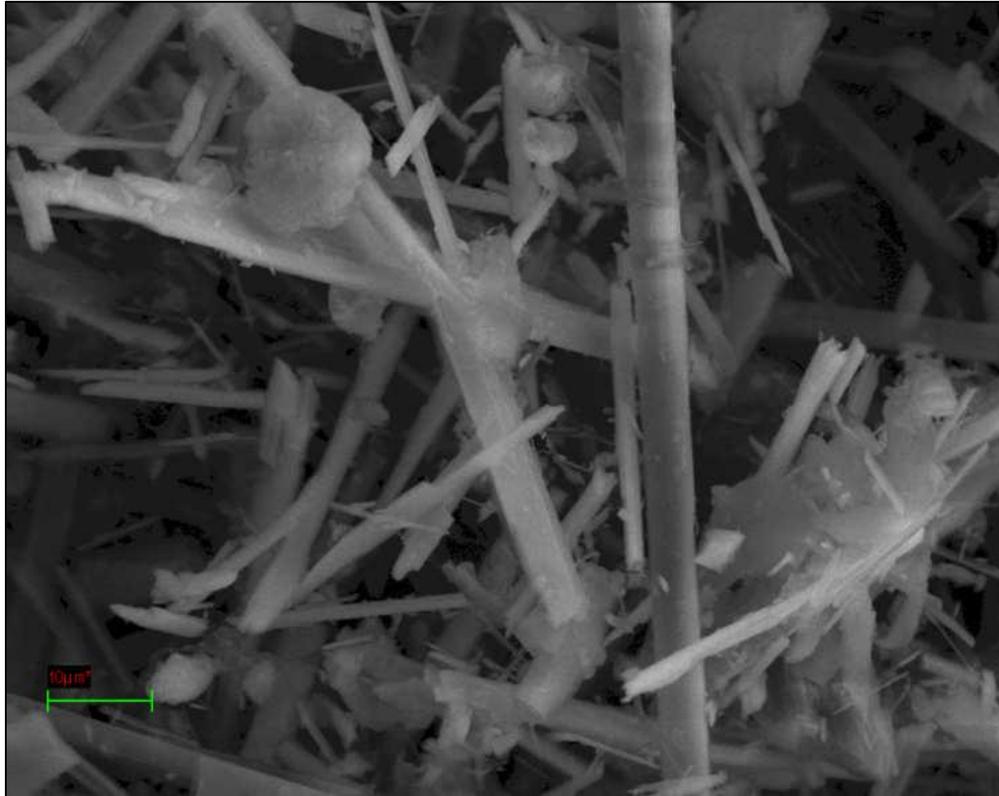
vez se controla la pérdida o se sella la fractura, y por último paso se analiza la información recolectada en las pruebas.

5.5 RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO

Una vez se realiza el análisis CILAS, el análisis SEM, la prueba PPT y la prueba de solubilidad en ácido, se registran los datos de forma tabulada, los cuales serán mostrados a continuación.

5.5.1 Prueba PSD (Material de sello por alta filtración). Debido a que el material de sello por alta filtración es de tipo fibra, se procede a realizar una evaluación cualitativa mediante el análisis SEM (**Figura 34**), con un microscopio electrónico de barrido, donde se puede apreciar el tamaño de las fibras a una escala microscópica (micrómetros).

Figura 34. Análisis SEM píldora de sello por alta filtración



5.5.2 Prueba PPT (Píldora de sello por alta filtración). A la píldora de sello por alta filtración, se le realizó la prueba PPT, a una presión de 2000 lb/plg² y una temperatura de 180 °F, con una duración de 30 minutos utilizando discos de aloxita de 20 micras, de 2mm, 4 mm, 6 mm, 8 mm y 10 mm de diámetro de apertura de fractura con un largo de 3 cm, además de utilizar una serie de concentraciones

(**Tabla 3**), buscando simular una fractura natural, en la prueba se evalúa el filtrado generado por el material de control de pérdida (**Tablas 4, 5, 6, 7, 8 y 9**).

Tabla 3. Preparaciones píldora de sello por alta filtración.

Producto	Preparación 1	Preparación 2	Preparación 3
Material de sello por alta filtración	10 lb/bbl	30lb/bbl	50 lb/bbl

Tabla 3 (Cont.).

Producto	Preparación 4	Preparación 5	Preparación 6
Material de sello por alta filtración	70 lb/bbl	80 lb/bbl	100 lb/bbl

Tabla 4. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 1.

Propiedad	Preparación 1	Preparación 1	Preparación 1
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)			
Filtrado a 5 min (ml)			
Filtrado a 7.5 min (ml)	Se cancela la prueba por alto filtrado a	Se cancela la prueba por alto filtrado a	Se cancela la prueba por alto filtrado a
Filtrado a 15 min (ml)	1 min = 90	1 min = 116	1 min = 128
Filtrado a 25 min (ml)	ml	ml	ml
Filtrado a 30 min (ml)			
<i>Spurt Loss</i> (ml)			
Total Filtrado (ml)			
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 5. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 2.

Propiedad	Preparación 2	Preparación 2	Preparación 2
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)	13.0	28.0	
Filtrado a 5 min (ml)	19.0	35.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	25.0	47.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 86 ml
Filtrado a 15 min (ml)	38.0	59.0	
Filtrado a 25 min (ml)	44.0	70.0	
Filtrado a 30 min (ml)	51.0	83.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	2.3	12.6	
Total Filtrado (ml)	102.0	166.0	
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 6. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 3.

Propiedad	Preparación 3	Preparación 3	Preparación 3	Preparación 3
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6	8
Filtrado a 1 min (ml)	3.0	18.0	26.0	
Filtrado a 5 min (ml)	4.0	25.0	35.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	6.0	33.0	44.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 184 ml
Filtrado a 15 min (ml)	7.0	42.0	57.0	
Filtrado a 25 min (ml)	9.0	48.0	63.0	
Filtrado a 30 min (ml)	12.0	54.0	75.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.5	9.5	14.1	
Total Filtrado (ml)	24.0	108.0	150.0	
Revoque (1/32")	1.0	1.0	1.0	1.0

Tabla 7. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 4.

Propiedad	Preparación 4	Preparación 4	Preparación 4	Preparación 4
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6	8
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	7.0	18.0	
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	10.0	24.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	16.0	31.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 136 ml
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	20.0	39.0	
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	23.0	45.0	
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	24.0	50.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	3.1	10.1	
Total Filtrado (ml)	0.0	48.0	100.0	
Revoque (1/32")	1.0	1.0	1.0	1.0

Tabla 8. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 5

Propiedad	Preparación 5	Preparación 5	Preparación 5	Preparación 5
Diámetro de fractura (mm)	4	6	8	10
Filtrado a 1 min (ml)	3.0	8.0	25.0	
Filtrado a 5 min (ml)	5.0	12.0	34.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	8.0	16.0	41.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 150 ml
Filtrado a 15 min (ml)	11.0	19.0	53.0	
Filtrado a 25 min (ml)	13.0	23.0	63.0	
Filtrado a 30 min (ml)	14.0	26.0	67.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.3	4.0	14.3	
Total Filtrado (ml)	28.0	52.0	134.0	
Revoque (1/32")	1.0	1.0	1.0	1.0

Tabla 9. Resultados prueba PPT para píldora sello por alta filtración para preparación 6

Propiedad	Preparación 6	Preparación 6	Preparación 6
Diámetro de fractura (mm)	4	6	6 (Repetición)
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	1.5	1.8
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	3.0	2.5
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	4.5	3.1
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	6.7	4.6
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	7.6	5.0
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	8.4	5.2
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	-0.1	0.9
Total Filtrado (ml)	0.0	16.8	10.4
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 9. Cont.

Propiedad	Preparación 6	Preparación 6
Diámetro de fractura (mm)	8	10
Filtrado a 1 min (ml)	10.0	
Filtrado a 5 min (ml)	14.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	18.0	
Filtrado a 15 min (ml)	21.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 138 ml
Filtrado a 25 min (ml)	24.0	
Filtrado a 30 min (ml)	26.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	6.9	
Total Filtrado (ml)	52.0	
Revoque (1/32")	1	1

5.5.3 Prueba de solubilidad (Píldora de sello por alta filtración). Se realiza la prueba de solubilidad al revoque generado por la píldora de sello por alta filtración, luego de la prueba PPT, a tres discos de diámetro aleatorio a una concentración de 50 lb/bbl, con el fin de evaluar la capacidad de remoción de la píldora, mediante su disolución en ácido clorhídrico (HCl) a diferentes concentraciones, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 10. Resultados prueba de solubilidad para píldora de sello por alta filtración a diferentes concentraciones de HCl.

Diámetro de apertura (mm)	Concentración HCl (%)	Peso del disco (gr)	Peso disco con revoque (gr)	Peso disco después del HCl (gr)	% Remoción
2	5	29.951	32.878	30.910	67.24
4	10	28.654	31.679	29.445	73.85
6	15	28.105	31.093	28.668	81.16

5.5.4 Prueba PSD (Material de fibra soluble en ácido). Debido a que el material de fibra soluble en ácido es de tipo fibra, se procede a realizar una evaluación cualitativa mediante el análisis SEM (**Figura 35.**), con un microscopio electrónico de barrido, donde se puede apreciar el tamaño de las fibras a una escala microscópica (micrómetros).

5.5.5 Prueba PPT (Píldora de fibra soluble en ácido). A la píldora de fibra soluble en ácido, se le realizó la prueba PPT, a una presión de 2000 lb/plg² y una temperatura de 180 °F, con una duración de 30 minutos utilizando discos de Aloxita de 20 micras, de 2mm, 4 mm, 6 mm, 8 mm y 10 mm y 12 mm de diámetro de apertura de fractura con un largo de 3 cm, utilizando diferentes concentraciones (**Tabla 11**), buscando simular una fractura natural, en la prueba se evalúa el filtrado generado por el material de control de pérdida (**Tablas 12, 13, 14, 15, 16 y 17**).

Figura 35. Análisis SEM para píldora de fibra soluble en ácido

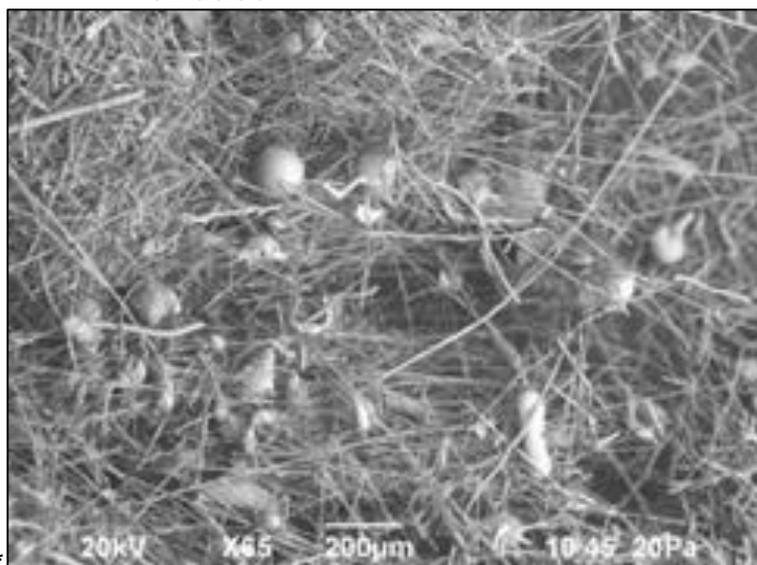


Figura 35. Cont.

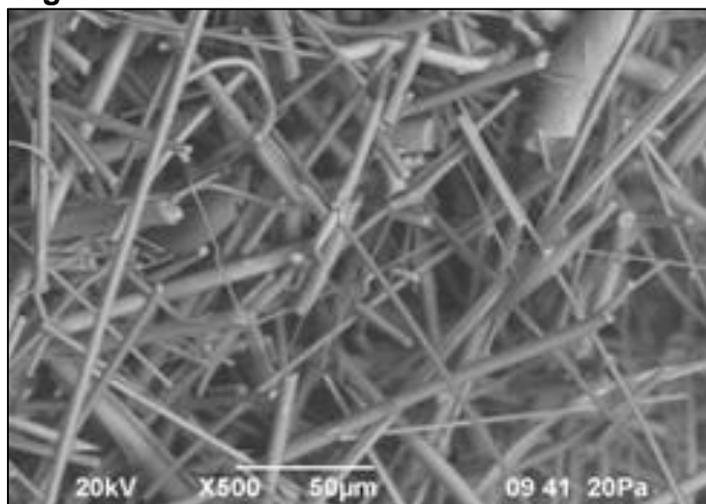


Tabla 11. Preparaciones píldora de fibra soluble en ácido.

Productos	Preparación 1	Preparación 2	Preparación 3
Bentonita no tratada	10 lb/bbl	10 lb/bbl	10 lb/bbl
Controlador de filtrado	3 lb/bbl	3 lb/bbl	3 lb/bbl
Carbonato M 1200/600/325	9.0 lb/bbl	9.0 lb/bbl	9.0 lb/bbl
Carbonato M 600	0 lb/bbl	0 lb/bbl	0 lb/bbl
Carbonato M 10-40	0 lb/bbl	0 lb/bbl	0 lb/bbl
Fibra soluble en ácido	10 lb/bbl	30 lb/bbl	50 lb/bbl

Tabla. 11 cont.

Productos	Preparación 4	Preparación 5	Preparación 6
Bentonita no tratada	10 lb/bbl	10 lb/bbl	10 lb/bbl
Controlador de filtrado	3 lb/bbl	3 lb/bbl	3 lb/bbl
Carbonato M 1200/600/325	0 lb/bbl	0 lb/bbl	0 lb/bbl
Carbonato M 600	19.0 lb/bbl	19.0 lb/bbl	19.0 lb/bbl
Carbonato M 10-40	15.0 lb/bbl	15.0 lb/bbl	15.0 lb/bbl
Fibra soluble en ácido	70 lb/bbl	80 lb/bbl	100 lb/bbl

Tabla 12. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 1.

Propiedad	Preparación 1	Preparación 1	Preparación 1	Preparación 1
Diámetro de fractura (mm)	2	4	4 (Repetición)	6
Filtrado a 1 min (ml)	2.3	7.0	9.0	
Filtrado a 5 min (ml)	4.1	13.0	15.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	5.2	21.0	18.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 130 ml
Filtrado a 15 min (ml)	6.0	30.0	26.0	
Filtrado a 25 min (ml)	8.3	36.0	33.0	
Filtrado a 30 min (ml)	10.0	44.0	38.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.5	-2.4	1.2	
Total Filtrado (ml)	20.0	88.0	76.0	
Revoque (1/32")	1	1	1	1

Tabla 13. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 2.

Propiedad	Preparación 2	Preparación 2	Preparación 2
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)	1.2	5.0	
Filtrado a 5 min (ml)	2.5	6.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	3.4	8.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 80 ml
Filtrado a 15 min (ml)	4.3	11.0	
Filtrado a 25 min (ml)	5.7	15.0	
Filtrado a 30 min (ml)	6.2	16.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.1	1.1	
Total Filtrado (ml)	12.4	32.0	
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 14. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 3.

Propiedad	Preparación 3	Preparación 3	Preparación 3	Preparación 3
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6	8
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	1.8	9.0	
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	2.3	21.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	3.0	34.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 90 ml
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	5.0	45.0	
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	6.2	49.0	
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	6.8	52.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	0.1	2.2	
Total Filtrado (ml)	0.0	13.6	104.0	
Revoque (1/32")	1	1	1	1

Tabla 15. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 4.

Propiedad	Preparación 4	Preparación 4	Preparación 4	Preparación 4
Diámetro de fractura (mm)	4	6	8	10
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	4.0	16.0	
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	8.0	24.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	11.0	31.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 74 ml
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	14.0	36.0	
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	17.0	41.0	
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	19.0	45.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	1.1	10.9	
Total Filtrado (ml)	0.0	38.0	90.0	
Revoque (1/32")	1	1	1	1

Tabla 16. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 5.

Propiedad	Preparación 5	Preparación 5	Preparación 5	Preparación 5
Diámetro de fractura (mm)	6	8	10	12
Filtrado a 1 min (ml)	1.4	5.0	25.0	
Filtrado a 5 min (ml)	2.6	10.0	34.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	3.7	14.0	44.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 108 ml
Filtrado a 15 min (ml)	4.9	21.0	52.0	
Filtrado a 25 min (ml)	5.5	23.0	60.0	
Filtrado a 30 min (ml)	5.9	24.0	66.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.6	1.2	16.2	
Total Filtrado (ml)	11.8	48.0	132.0	
Revoque (1/32")	1	1	1	1

Tabla 17. Resultados prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 6.

Propiedad	Preparación 6	Preparación 6	Preparación 6	Preparación 6
Diámetro de fractura (mm)	6	8	10	12
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	3.4	15.0	
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	4.1	24.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	4.9	30.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 62 ml
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	5.3	35.0	
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	6.1	38.0	
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	6.6	40.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	2.7	12.1	
Total Filtrado (ml)	0.0	13.2	80.0	
Revoque (1/32")	1	1	1	1

5.5.6 Prueba de solubilidad (Píldora de fibra soluble en ácido). Se realiza la prueba de solubilidad al revoque generado por la píldora de fibra soluble en ácido, luego de la prueba PPT (**Figura 36**), a tres discos de diámetro aleatorio a una concentración de 50 lb/bbl, con el fin de evaluar la capacidad de remoción de la píldora, mediante su disolución en ácido clorhídrico (HCl) (**Figura 37**) a diferentes concentraciones, obteniendo los siguientes resultados:

Figura 36. Revoque generado sobre los discos de aloxita



Figura 37. Discos de aloxita sumergidos en HCL

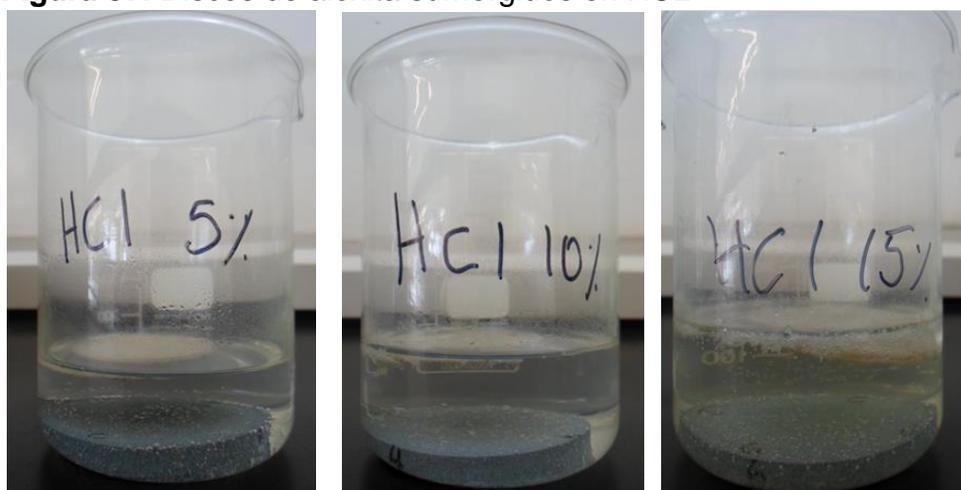


Tabla 18. Resultados prueba de solubilidad para píldora de fibra soluble en ácido a diferentes concentraciones de HCL

Diámetro de apertura (mm)	Concentración HCl (%)	Peso del disco (gr)	Peso disco con revoque (gr)	Peso disco después del HCl (gr)	% Remoción
4	5	28.731	32.821	29.015	93.06
6	10	28.075	32.369	28.253	95.85
2	15	29.312	33.345	29.401	97.79

5.5.7 Prueba PSD (Material de alta tixotropía). Al material de alta tixotropía, se le realiza un análisis CILAS (**Figura 38** y **Figura 39**), para determinar su distribución de tamaño de partícula, a diferencia de los anteriores materiales este es un material

granular por lo cual se realiza el análisis CILAS, obteniendo los siguientes resultados:

Figura 38. Análisis CILAS material de alta tixotropía

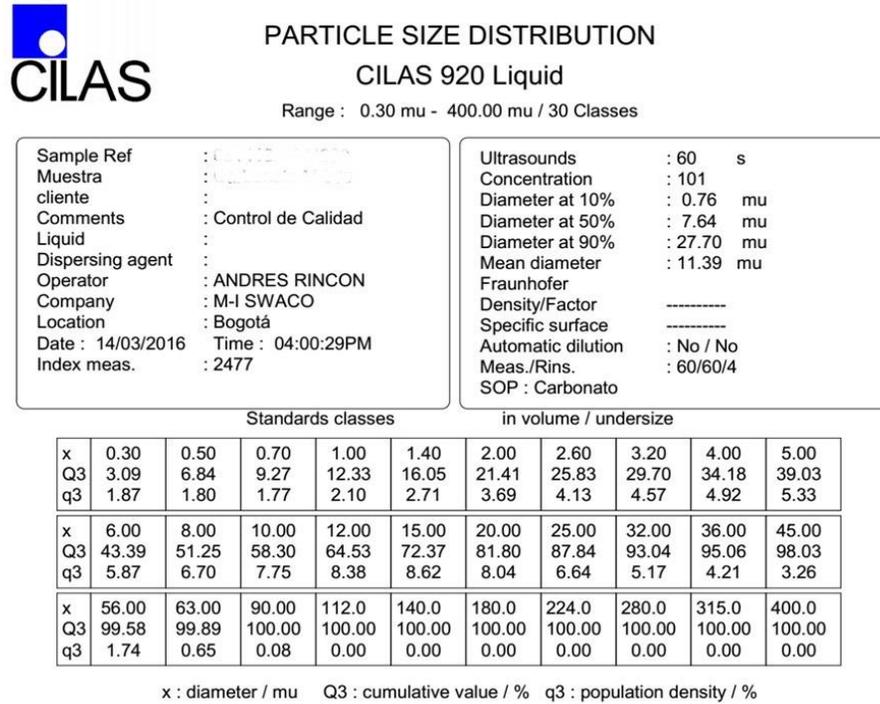
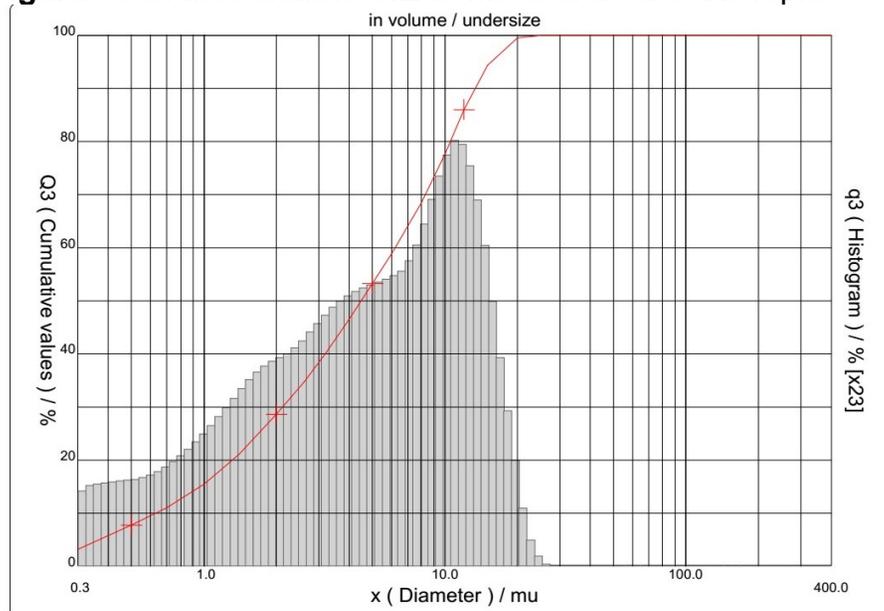


Figura 39 Gráfica análisis CILAS material de alta tixotropía



Serial nb : 326 Ref : 1.r113.m0.45A0909/3.30/2474/m26.12.5.10.1Fh.20.5.10.BhVQ-0.0.0.0/70.0.15.g60.2.9.10.1.10.P1900.1.10.N.0/V 5.12/830

5.5.8 Prueba PPT (Píldora de alta tixotropía). A la píldora de alta tixotropía, se le realizó la prueba PPT, a una presión de 2000 lb/plg² y una temperatura de 180 °F, con una duración de 30 minutos utilizando discos de Aloxitá de 20 micras, de 2mm, 4 mm, 6 mm y 8 mm de diámetro de apertura de fractura con un largo de 3 cm, además de utilizar diferentes concentraciones del material (**Tabla 19**), buscando simular una fractura natural, en la prueba se evalúa el filtrado generado por el material de control de pérdida (**Tablas 20, 21, 22, 23, 24 y 25**).

Tabla 19. Preparaciones píldora de alta tixotropía.

Productos	Preparación 1	Preparación 2	Preparación 3
Bentonita no tratada	10 lb/bbl	10 lb/bbl	10 lb/bbl
Controlador de filtrado	3 lb/bbl	3 lb/bbl	3 lb/bbl
Carbonato M 1200/600/325	9.0 lb/bbl	9.0 lb/bbl	9.0 lb/bbl
Carbonato M 600	0 lb/bbl	0 lb/bbl	0 lb/bbl
Carbonato M 10-40	0 lb/bbl	0 lb/bbl	0 lb/bbl
Material de alta tixotropía	10 lb/bbl	30 lb/bbl	50 lb/bbl

Tabla. 19. cont.

Productos	Preparación 4	Preparación 5	Preparación 6
Bentonita no tratada	10 lb/bbl	10 lb/bbl	10 lb/bbl
Controlador de filtrado	3 lb/bbl	3 lb/bbl	3 lb/bbl
Carbonato M 1200/600/325	0 lb/bbl	0 lb/bbl	0 lb/bbl
Carbonato M 600	19.0 lb/bbl	19.0 lb/bbl	19.0 lb/bbl
Carbonato M 10-40	15.0 lb/bbl	15.0 lb/bbl	15.0 lb/bbl
Material de alta tixotropía	70 lb/bbl	80 lb/bbl	100 lb/bbl

Tabla 20. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 1.

Propiedad	Preparación 1	Preparación 1
Diámetro de fractura (mm)	2	4
Filtrado a 1 min (ml)		
Filtrado a 5 min (ml)		
Filtrado a 7.5 min (ml)	Se cancela la	Se cancela la
Filtrado a 15 min (ml)	prueba por alto	prueba por alto
Filtrado a 25 min (ml)	filtrado a 1 min	filtrado a 1 min
Filtrado a 30 min (ml)	= 104 ml	= 136 ml
<i>Spurt Loss</i> (ml)		
Total Filtrado (ml)		
Revoque (1/32")	1	1

Tabla 21. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 2.

Propiedad	Preparación 2	Preparación 2
Diámetro de fractura (mm)	2	4
Filtrado a 1 min (ml)	26.0	
Filtrado a 5 min (ml)	38.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	49.0	Se cancela la
Filtrado a 15 min (ml)	60.0	prueba por alto
Filtrado a 25 min (ml)	65.0	filtrado a 1 min
Filtrado a 30 min (ml)	69.0	= 92 ml
<i>Spurt Loss</i> (ml)	18.7	
Total Filtrado (ml)	138.0	
Revoque (1/32")	1	1

Tabla 22. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 3.

Propiedad	Preparación 3	Preparación 3	Preparación 3
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)	13.0	31.0	
Filtrado a 5 min (ml)	17.0	48.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	23.0	62.0	
Filtrado a 15 min (ml)	30.0	73.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min =
Filtrado a 25 min (ml)	33.0	79.0	146 ml
Filtrado a 30 min (ml)	35.0	83.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	7.7	24.1	
Total Filtrado (ml)	70.0	166.0	
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 23. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 4.

Propiedad	Preparación 4	Preparación 4	Preparación 4
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)	4.0	11.0	
Filtrado a 5 min (ml)	6.0	14.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	8.0	20.0	
Filtrado a 15 min (ml)	11.0	25.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min =
Filtrado a 25 min (ml)	12.0	29.0	88 ml
Filtrado a 30 min (ml)	13.0	31.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	2.0	5.9	
Total Filtrado (ml)	26.0	62.0	
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 24. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 5.

Propiedad	Preparación 5	Preparación 5	Preparación 5	Preparación 5
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6	8
Filtrado a 1 min (ml)	1.3	5.0	24.0	
Filtrado a 5 min (ml)	1.6	7.0	32.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	2.0	10.0	39.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min =124 ml
Filtrado a 15 min (ml)	2.4	12.0	44.0	
Filtrado a 25 min (ml)	2.7	15.0	49.0	
Filtrado a 30 min (ml)	2.8	17.0	52.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.9	2.0	19.2	
Total Filtrado (ml)	5.6	34.0	104.0	
Revoque (1/32")	1	1	1	1

Tabla 25. Resultados prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 6.

Propiedad	Preparación 6	Preparación 6	Preparación 6	Preparación 6
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6	8
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	1.4	11.0	
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	1.9	16.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	2.6	21.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 76 ml
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	3.0	26.0	
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	3.4	29.0	
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	3.7	31.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	0.9	7.1	
Total Filtrado (ml)	0.0	7.4	62.0	
Revoque (1/32")	1	1	1	1

3.5.9 Prueba de solubilidad (Píldora de alta tixotropía). Se realiza la prueba de solubilidad al revoque generado por la píldora de alta tixotropía, luego de la prueba PPT, a tres discos de diámetro aleatorio a una concentración de 50 lb/bbl, con el fin de evaluar la capacidad de remoción de la píldora, mediante su disolución en ácido clorhídrico (HCl) a diferentes concentraciones, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 26. Resultados prueba de solubilidad para píldora de alta tixotropía a diferentes concentraciones de HCL

Diámetro de apertura (mm)	Concentración HCl (%)	Peso del disco (gr)	Peso disco con revoque (gr)	Peso disco después del HCl (gr)	% Remoción
4	5	28.602	31.158	30.309	33.22
2	10	29.221	31.754	30.791	38.02
6	15	27.534	30.113	29.027	42.11

5.5.10 Prueba PSD (Mezcla de material granular y fibroso). A la mezcla de material granular y fibroso, se le realiza un análisis CILAS (**Figura 40** y **Figura 41**), para determinar su distribución de tamaño de partícula, debido a que en su mayoría es material granular no genera ningún problema en el equipo, obteniendo los siguientes resultados:

Figura 40. Análisis CILAS para material de mezcla granular y fibroso

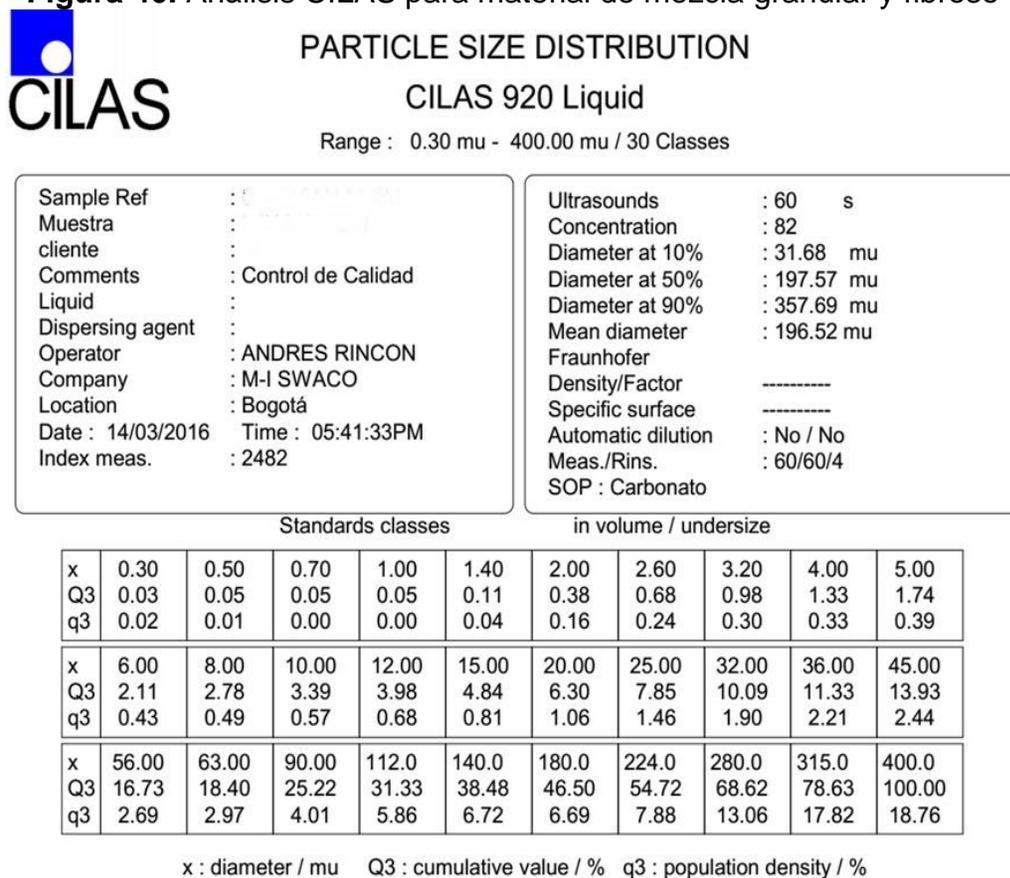
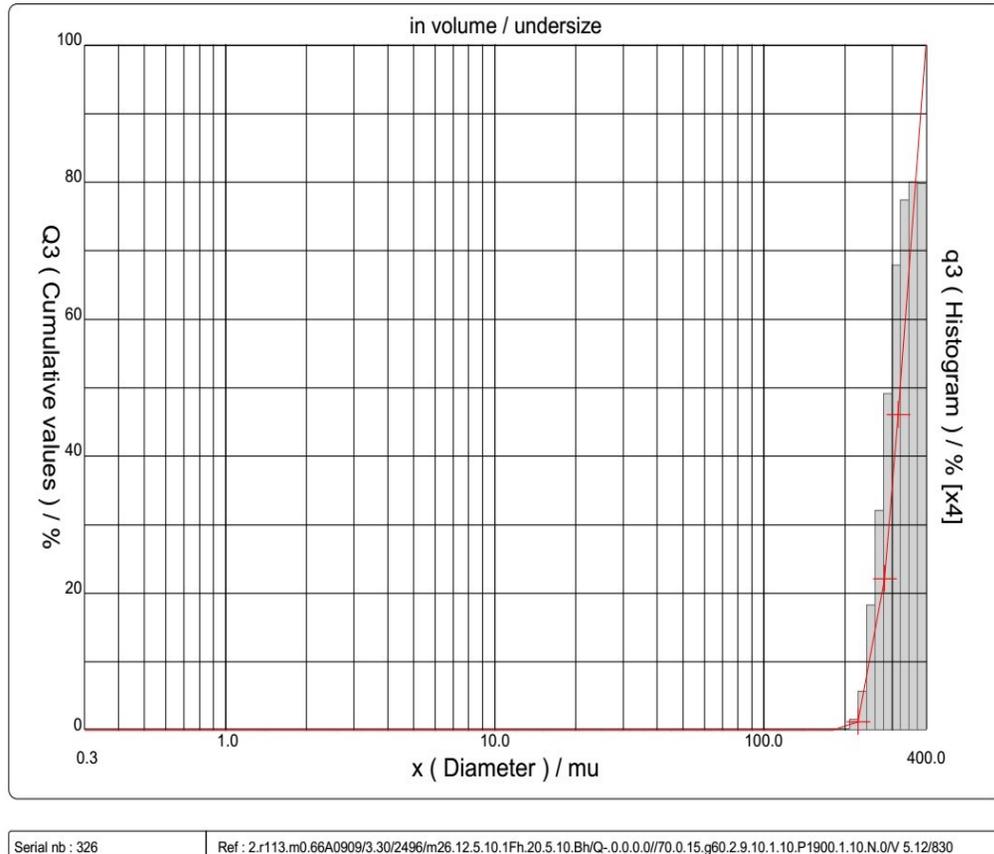


Figura 41. Gráfica análisis CILAS material de mezcla granular y fibroso



5.5.11 Prueba PPT (Píldora de mezcla de material granular y fibroso). A la píldora de mezcla de material granular y fibroso, se le realizó la prueba PPT, a una presión de 2000 lb/plg² y una temperatura de 180 °F, con una duración de 30 minutos utilizando discos de aloxita de 20 micras, de 2mm, 4 mm, 6 mm, 8 mm, 10 mm, 12 mm y 15 mm de diámetro de apertura de fractura con un largo de 3 cm, además de utilizar diferentes concentraciones del material (**Tabla 27**), buscando simular una fractura natural, en la prueba se evalúa el filtrado generado por el material de control de pérdida (**Tablas 28, 29, 30, 31, 32 y 33**).

Tabla 27. Preparaciones píldora de mezcla de material granular y fibroso.

Productos	Preparación 1	Preparación 2	Preparación 3
Bentonita no tratada	10 lb/bbl	10 lb/bbl	10 lb/bbl
Controlador de filtrado	3 lb/bbl	3 lb/bbl	3 lb/bbl
Carbonato M 1200/600/325	9.0 lb/bbl	9.0 lb/bbl	9.0 lb/bbl
Carbonato M 600	0 lb/bbl	0 lb/bbl	0 lb/bbl
Carbonato M 10-40	0 lb/bbl	0 lb/bbl	0 lb/bbl
Mezcla de material granular y fibroso	10 lb/bbl	30 lb/bbl	50 lb/bbl

Tabla 27 cont.

Productos	Preparación 4	Preparación 5	Preparación 6
Bentonita no tratada	10 lb/bbl	10 lb/bbl	10 lb/bbl
Controlador de filtrado	3 lb/bbl	3 lb/bbl	3 lb/bbl
Carbonato M 1200/600/325	0 lb/bbl	0 lb/bbl	0 lb/bbl
Carbonato M 600	19.0 lb/bbl	19.0 lb/bbl	10.0 lb/bbl
Carbonato M 10-40	15.0 lb/bbl	15.0 lb/bbl	25.0 lb/bbl
Mezcla de material granular y fibroso	70 lb/bbl	80 lb/bbl	100 lb/bbl

Tabla 28. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 1.

Propiedad	Preparación 1	Preparación 1	Preparación 1
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)	1.0	3.0	10.0
Filtrado a 5 min (ml)	1.4	4.0	14.0
Filtrado a 7.5 min (ml)	1.8	6.0	19.0
Filtrado a 15 min (ml)	2.2	9.0	24.0
Filtrado a 25 min (ml)	2.8	10.0	26.0
Filtrado a 30 min (ml)	3.1	11.0	27.0
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.5	0.7	6.3
Total Filtrado (ml)	6.2	22.0	54.0
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 28 cont.

Propiedad	Preparación 1	Preparación 1
Diámetro de fractura (mm)	8	10
Filtrado a 1 min (ml)	18.0	
Filtrado a 5 min (ml)	25.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	31.0	
Filtrado a 15 min (ml)	37.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 72 ml
Filtrado a 25 min (ml)	40.0	
Filtrado a 30 min (ml)	42.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	14.0	
Total Filtrado (ml)	84.0	
Revoque (1/32")	1	1

Tabla 29. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 2.

Propiedad	Preparación 2	Preparación 2	Preparación 2
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	0.7	3.0
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	1.2	5.0
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	1.6	8.0
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	1.8	11.0
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	2.1	12.0
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	2.2	13.0
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	0.5	0.9
Total Filtrado (ml)	0.0	4.4	26.0
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 29. Cont.

Propiedad	Preparación 2	Preparación 2	Preparación 2
Diámetro de fractura (mm)	8	10	12
Filtrado a 1 min (ml)	9.0	17.0	
Filtrado a 5 min (ml)	14.0	25.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	19.0	31.0	
Filtrado a 15 min (ml)	24.0	34.0	
Filtrado a 25 min (ml)	27.0	38.0	
Filtrado a 30 min (ml)	29.0	41.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	5.1	13.9	
Total Filtrado (ml)	58.0	82.0	
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 30. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 3.

Propiedad	Preparación 3	Preparación 3	Preparación 3
Diámetro de fractura (mm)	4	6	8
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	1.0	3.8
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	1.6	5.0
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	1.9	6.7
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	2.4	8.3
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	2.7	9.5
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	2.8	9.9
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	0.7	2.4
Total Filtrado (ml)	0.0	5.6	19.8
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 30 cont.

Propiedad	Preparación 3	Preparación 3
Diámetro de fractura (mm)	10	12
Filtrado a 1 min (ml)	8.0	
Filtrado a 5 min (ml)	15.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	21.0	
Filtrado a 15 min (ml)	25.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 52ml
Filtrado a 25 min (ml)	30.0	
Filtrado a 30 min (ml)	33.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	3.6	
Total Filtrado (ml)	66.0	
Revoque (1/32")	1	1

Tabla 31. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 4.

Propiedad	Preparación 4	Preparación 4	Preparación 4
Diámetro de fractura (mm)	6	8	10
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	0.8	4.0
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	1.6	7.0
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	2.2	9.0
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	2.6	13.0
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	2.9	15.0
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	3.1	16.0
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	0.5	1.3
Total Filtrado (ml)	0.0	6.2	32.0
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 31. Cont.

Propiedad	Preparación 4	Preparación 4
Diámetro de fractura (mm)	12	15
Filtrado a 1 min (ml)	20.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 64ml
Filtrado a 5 min (ml)	28.0	
Filtrado a 7.5 min (ml)	35.0	
Filtrado a 15 min (ml)	41.0	
Filtrado a 25 min (ml)	46.0	
Filtrado a 30 min (ml)	49.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	14.8	
Total Filtrado (ml)	98.0	
Revoque (1/32")	1	1

Tabla 32. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 5.

Propiedad	Preparación 5	Preparación 5	Preparación 5	Preparación 5
Diámetro de fractura (mm)	8	10	12	15
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	1.2	9.0	22.0
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	2.9	16.0	29.0
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	3.5	23.0	41.0
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	4.1	30.0	53.0
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	5.0	34.0	61.0
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	5.3	37.0	66.0
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	0.7	3.6	10.8
Total Filtrado (ml)	0.0	10.6	74.0	132.0
Revoque (1/32")	1	1	1	1

Tabla 33. Resultados prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 6.

Propiedad	Preparación 6	Preparación 6	Preparación 6
Diámetro de fractura (mm)	10	12	15
Filtrado a 1 min (ml)	0.0	2.0	10.0
Filtrado a 5 min (ml)	0.0	3.1	17.0
Filtrado a 7.5 min (ml)	0.0	3.8	21.0
Filtrado a 15 min (ml)	0.0	4.4	26.0
Filtrado a 25 min (ml)	0.0	5.0	31.0
Filtrado a 30 min (ml)	0.0	5.3	33.0
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.0	1.5	5.8
Total Filtrado (ml)	0.0	10.6	66.0
Revoque (1/32")	1	1	1

5.5.12 Prueba de solubilidad (Píldora de mezcla de material granular y fibroso).

Se realiza la prueba de solubilidad al revoque generado por la píldora de mezcla de material granular y fibroso, luego de la prueba PPT, a tres discos de diámetro aleatorio a una concentración de 50 lb/bbl, con el fin de evaluar la capacidad de remoción de la píldora, mediante su disolución en ácido clorhídrico (HCl) a diferentes concentraciones, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 34. Resultados prueba de solubilidad para píldora de mezcla de material granular y fibroso a diferentes concentraciones de HCL

Diámetro de apertura (mm)	Concentración HCl (%)	Peso del disco (gr)	Peso disco con revoque (gr)	Peso disco después del HCl (gr)	% Remoción
4	5	27.518	33.050	28.432	83.48
6	10	28.666	32.985	29.152	88.75
2	15	28.092	33.274	28.420	93.67

5.6 RESULTADOS PRUEBAS PÍLDORA DE MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN CONVENCIONAL

La preparación de la píldora de material convencional (**Tabla 35**), son tomadas con base en las directrices de la compañía prestadora de servicios para este tipo de casos, la cual dicta que para pérdidas por filtración se recomienda la preparación 1, para perdidas parciales se recomienda la preparación 2 y para pérdidas totales se recomienda la preparación 3.

Tabla 35. Preparación píldora de material de control de pérdida convencional.

Preparación	Preparación 1	Preparación 2	Preparación 3
Carbonato M 10-40	11 lb/bbl	11 lb/bbl	5 lb/bbl
Cascarilla de nuez fina	5 lb/bbl	-	-
Cascarilla de nuez media	5 lb/bbl	11 lb/bbl	-
Cascarilla de nuez gruesa	-	-	11 lb/bbl
Fibra de madera fina	5 lb/bbl	-	-
Fibra de madera media	5 lb/bbl	11 lb/bbl	-
Fibra de madera gruesa	-	-	11 lb/bbl
Mica fina	5 lb/bbl	-	-
Mica media	-	5 lb/bbl	-
Mica gruesa	-	-	11 lb/bbl
Cascarilla de arroz	5 lb/bbl	5 lb/bbl	5 lb/bbl

5.6.1 Prueba PPT. La prueba PPT para la píldora fue realizada a 180 °F y 2000 lb/plg², para esta prueba se llena la celda con 275 ml de la píldora, usando un disco ranurado de 2 mm, 4mm y 6 mm de diámetro de apertura, obteniendo los resultados mostrados en la **Tabla 36, 37 y 38.**

5.6.2 Prueba de solubilidad. Con base en los resultados de la prueba de solubilidad de la píldora de material de pérdida de control de pérdida de circulación convencional (**Tabla 39**) donde el peso inicial del disco es de 29.543 gr, se determinó el porcentaje de remoción basado en el peso de los discos antes y después de ser sumergidos en ácido clorhídrico al 15%.

Tabla 36. Resultados prueba PPT de píldora convencional para Preparación 1.

Propiedad	Preparación 1	Preparación 1	Preparación 1
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 98 ml	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 120 ml	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 168 ml
Filtrado a 7.5 min (ml)			
Filtrado a 30 min (ml)			
<i>Spurt Loss</i> (ml)			
Total Filtrado (ml)			
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 37. Resultados prueba PPT de píldora convencional para Preparación 2.

Propiedad	Preparación 2	Preparación 2	Preparación 2
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)	17.0	37.0	Se cancela la prueba por alto filtrado a 1 min = 106 ml
Filtrado a 7.5 min (ml)	35.0	59.0	
Filtrado a 30 min (ml)	62.0	80.0	
<i>Spurt Loss</i> (ml)	6.4	30.4	
Total Filtrado (ml)	124.0	160.0	
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 38. Resultados prueba PPT de píldora convencional para Preparación 3.

Propiedad	Preparación 3	Preparación 3	Preparación 3
Diámetro de fractura (mm)	2	4	6
Filtrado a 1 min (ml)	6.0	23.0	33.0
Filtrado a 7.5 min (ml)	13.0	35.0	50.0
Filtrado a 30 min (ml)	25.0	47.0	69.0
<i>Spurt Loss</i> (ml)	0.6	17.7	25.2
Total Filtrado (ml)	50.0	94.0	138.0
Revoque (1/32")	1	1	1

Tabla 39. Resultados prueba de solubilidad de la píldora convencional.

Tiempo de contacto	Peso disco con revoque (gr)	Peso disco después del HCl (gr)	% Remoción
1	32.532	30.765	59.097
2	32.532	30.545	66.455
3	32.532	30.264	75.853

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO

Una vez se describieron las píldoras, y se presentaron los resultados de las pruebas de laboratorio para cada píldora de material de control de pérdida de circulación, se procede con el análisis de dichas pruebas, donde se muestra detalladamente el comportamiento de cada píldora.

A continuación se describen individualmente los resultados de cada una de las pruebas, para posteriormente realizar una comparación entre las eficiencias de las píldoras, con aquella definida como píldora base.

6.1 ANÁLISIS PRUEBA PPT

Mediante una serie de gráficas, se explica el comportamiento que presentaron las píldoras, su capacidad de sellar las fracturas de distinto diámetro, el *spurt loss* (chorro repentino), cuyo fin es el de calcular el volumen de filtrado que alcanza a perder hacia la formación antes de empezar a formar el revoque en la cara del pozo, se puede observar que gran parte de las gráficas presentadas tienen un comportamiento similar en su pendiente, pero que cambian de acuerdo a las preparaciones realizadas.

Las gráficas de las pruebas de tapón a presión (PPT), presentadas en el capítulo, serán organizadas de la siguiente manera, en el eje de las abscisas se ubican los valores de la raíz cuadrada del tiempo y en el eje de las ordenadas se tendrán valores del filtrado acumulado, además en la **Tabla 40**, se obtienen los valores de filtrado total de cada preparación junto con el diámetro de fractura, cada gráfica corresponde a cada preparación propuesta, cada recta corresponde a la línea tendencia de comportamiento de la píldora, el valor de *spurt loss* fue calculado con la intersección de la recta en el eje y (Cuando $x=0$). La línea recta de la tendencia generada por cada tiempo al que se tomó filtrado, para cada diámetro de apertura; cada diámetro se encuentra identificado con un color específico de la siguiente manera: 2 mm (azul), 4 mm (naranja), 6 mm (gris), 8 mm (verde), 10 mm (violeta), 12 mm (amarillo) y 15 mm (rojo).

El rendimiento de cada píldora es directamente proporcional a la concentración de material de pérdida de circulación e inversamente proporcional al tamaño de fractura, por tal motivo se probaron un gran número de concentraciones desde 10 lb/bbl hasta 100 lb/bbl, de tal manera que se garantizara sellar las fracturas en mayor proporción. Se considera que las pérdidas se controlan eficientemente, una vez que el filtrado total se encuentra por debajo de los 14 ml, ya que para este caso la eficiencia de la píldora es del orden del 95%, aunque se hicieron pruebas a alcanzar un filtrado de 0 ml, eficiencia 100%, los resultados son mostrados en la **Tabla 41**, los cuales son determinados según la **Ecuación 4**.

Tabla 40. Filtrado total para cada una de las píldoras.

Material	Diámetro	2 mm	4 mm	6 mm	8 mm	10 mm	12 mm	15 mm
	Concentraciones							
Sello por alta filtración	10 lb/bbl	-	-	-	-	-	-	-
	30 lb/bbl	102 ml	166 ml	-	-	-	-	-
	50 lb/bbl	24 ml	108 ml	150 ml	-	-	-	-
	70 lb/bbl	0 ml	48 ml	100 ml	-	-	-	-
	80 lb/bbl	0 ml	28 ml	52 ml	134 ml	-	-	-
	100 lb/bbl	0 ml	0 ml	10.4 ml	52 ml	-	-	-
Fibra soluble en ácido	10 lb/bbl	20 ml	76 ml	-	-	-	-	-
	30 lb/bbl	12.4 ml	32 ml	-	-	-	-	-
	50 lb/bbl	0 ml	13.6 ml	104 ml	-	-	-	-
	70 lb/bbl	0 ml	0 ml	38 ml	90 ml	-	-	-
	80 lb/bbl	0 ml	0 ml	11.8 ml	48 ml	132 ml	-	-
	100 lb/bbl	0 ml	0 ml	0 ml	13.2 ml	80 ml	-	-
Alta tixotropía	10 lb/bbl	-	-	-	-	-	-	-
	30 lb/bbl	138 ml	-	-	-	-	-	-
	50 lb/bbl	72 ml	166 ml	-	-	-	-	-
	70 lb/bbl	26 ml	62 ml	-	-	-	-	-
	80 lb/bbl	5.6 ml	34 ml	104 ml	-	-	-	-
	100 lb/bbl	0 ml	7.4 ml	62 ml	-	-	-	-
Mezcla de material granular y fibroso	10 lb/bbl	6.2 ml	22 ml	54 ml	84 ml	-	-	-
	30 lb/bbl	0 ml	4.4 ml	26 ml	58 ml	82 ml	-	-
	50 lb/bbl	0 ml	0 ml	5.6 ml	19.8 ml	66 ml	-	-
	70 lb/bbl	0 ml	0 ml	0 ml	6.2 ml	32 ml	98 ml	-
	80 lb/bbl	0 ml	0 ml	0 ml	0 ml	10.6 ml	74 ml	132 ml
	100 lb/bbl	0 ml	10.6 ml	66 ml				

Tabla 41. Eficiencias de las píldoras a diferentes condiciones de diámetro de fractura y concentraciones

Material	Diámetro	2 mm	4 mm	6 mm	8 mm	10 mm	12 mm	15 mm
	Concentraciones							
Sello por alta filtración	10 lb/bbl	-	-	-	-	-	-	-
	30 lb/bbl	62.90%	39.60%	-	-	-	-	-
	50 lb/bbl	91.30%	60.70%	45.50%	-	-	-	-
	70 lb/bbl	100.00%	82.50%	63.60%	-	-	-	-
	80 lb/bbl	100.00%	89.80%	81.10%	51.30%	-	-	-
	100 lb/bbl	100.00%	100.00%	96.20%	81.10%	-	-	-
Fibra soluble en ácido	10 lb/bbl	92.70%	72.40%	-	-	-	-	-
	30 lb/bbl	95.50%	88.40%	-	-	-	-	-
	50 lb/bbl	100.00%	95.10%	62.20%	-	-	-	-
	70 lb/bbl	100.00%	100.00%	86.20%	67.30%	-	-	-
	80 lb/bbl	100.00%	100.00%	95.70%	82.50%	52.00%	-	-
	100 lb/bbl	100.00%	100.00%	100.00%	95.20%	70.90%	-	-
Alta tixotropía	10 lb/bbl	-	-	-	-	-	-	-
	30 lb/bbl	49.80%	-	-	-	-	-	-
	50 lb/bbl	73.80%	39.60%	-	-	-	-	-
	70 lb/bbl	90.50%	77.50%	-	-	-	-	-
	80 lb/bbl	98.00%	87.60%	62.20%	-	-	-	-
	100 lb/bbl	100.00%	97.30%	77.50%	-	-	-	-
Mezcla de material granular y fibroso	10 lb/bbl	97.70%	92.00%	80.40%	69.50%	-	-	-
	30 lb/bbl	100.00%	98.40%	90.50%	78.90%	70.20%	-	-
	50 lb/bbl	100.00%	100.00%	98.00%	92.80%	76.00%	-	-
	70 lb/bbl	100.00%	100.00%	100.00%	97.70%	88.40%	64.40%	-
	80 lb/bbl	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	96.10%	73.10%	52.00%
	100 lb/bbl	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	96.10%	76.00%

OBSERVACIONES: para el análisis de pruebas PPT, las eficiencias son tomadas de esta tabla

Ecuación 4. Cálculo de eficiencia para cada píldora

$$Eff = \left(1 - \frac{Vol.T}{Vol.Celda} \right) * 100$$

Donde,

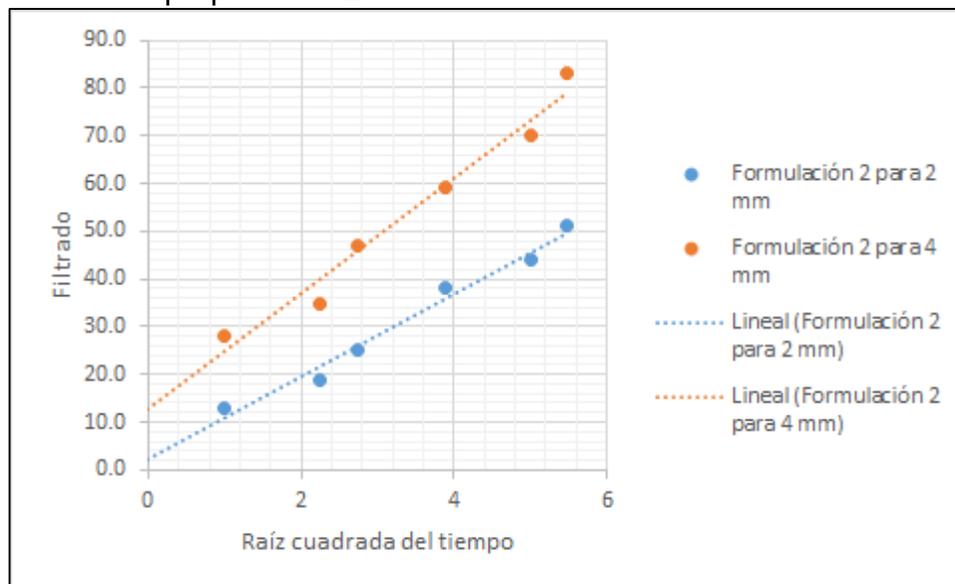
Eff = Eficiencia (%)

Vol. T = Volumen total de filtrado

Vol. Celda = Volumen de la celda (275 ml)

6.1.1 Análisis de resultados píldora de sello por alta filtración. Para formar la píldora de sello por alta filtración se observa que solamente se mezclaba el material directamente con agua, por tal razón la eficiencia pudo haber sido baja, ya que el material puede ser mezclado con el mismo fluido de perforación. Para una concentración de 10 lb/bbl la prueba se canceló, debido a que el filtrado en un minuto fue excesivo y la celda queda vacía en más del 50%, por lo que la prueba es cancelada y se debe aumentar la concentración a 30 lb/bbl, en donde a un diámetro de apertura de 6 mm se cancela nuevamente, pero en este caso para los diámetros de 2 mm y 4 mm, se obtiene una serie de datos que se ilustran en la Grafica 1

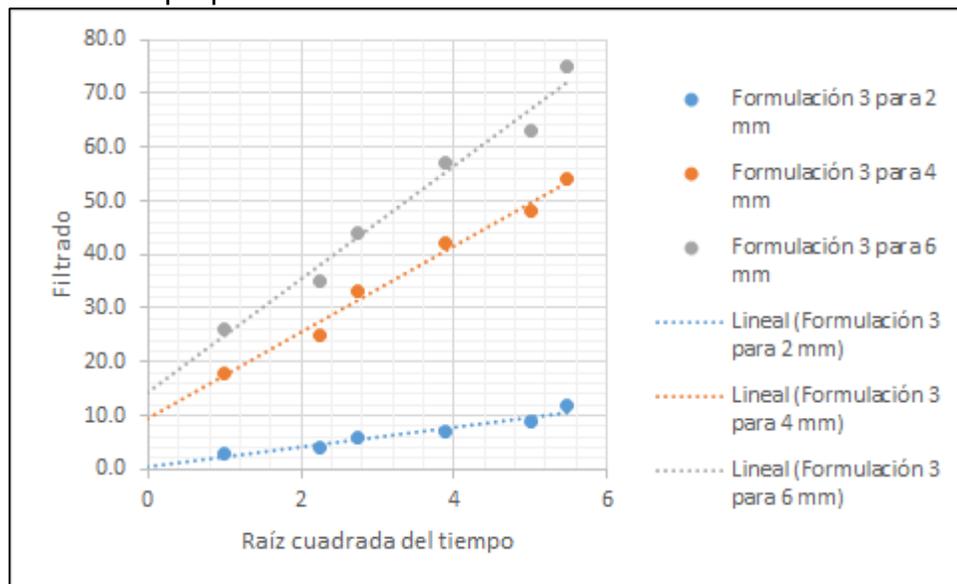
Gráfica 1. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 2.



En la gráfica se observa cómo se comporta la píldora de sello por alta filtración a 30lb/bbl, donde se determina que tiene una leve capacidad para contener las pérdidas con la preparación propuesta, ya que permite un filtrado total de 102 ml y 166 ml, para diámetros de 2 mm y 4 mm respectivamente, lo que muestra una

eficiencia de 62.9% para el diámetro de 2 mm y de 39.6% para el diámetro de 4 mm, un comportamiento poco efectivo de la píldora a una concentración de 30 lb/bbl, por éste motivo se continúa con la siguiente preparación a una concentración de 50 lb/bbl, como se ilustra en la **Gráfica 2**.

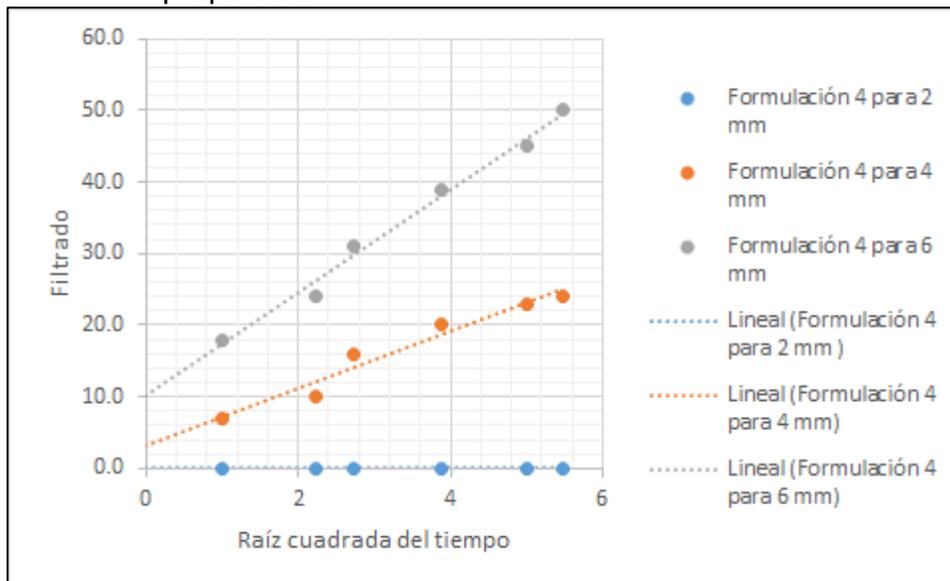
Gráfica 2. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 3.



Al aumentar la concentración se mejora la eficiencia de la píldora, disminuyendo el filtrado, arrojando datos para un diámetro de apertura de 6 mm. Para los diámetros de 4 mm y 6 mm se puede determinar que sus volúmenes filtrados son bastante altos y que tienen bajas eficiencias de 60.7% y 45.5% respectivamente, pero que en relación a la preparación anterior, en el caso del diámetro de 4 mm la eficiencia aumentó, igualmente sucede con el diámetro de 2 mm en donde se muestra una eficiencia del 91.3%, un aumento del 28.4%. Aun así no se consideran que realicen un control eficiente de las pérdidas, al tener un rendimiento menor del 95 %.

Se debe continuar evaluando a una concentración mayor (70 lb/bbl) (**Gráfica 3**), para llegar a una eficiencia del 100%, como se muestra en la gráfica, en donde se determina que a la píldora de sello por alta filtración a una concentración de 70 lb/bbl logra sellar por completo la fractura y evitar el filtrado. Una vez se logra sellar la fractura de 2 mm, pero a diámetros de 4 mm y 6 mm, su comportamiento sigue siendo insuficiente, aún con aumentos significativos de sello, con eficiencias de 82.5% y 63.6%, respectivamente, aún muy por debajo del límite necesario.

Gráfica 3. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 4.

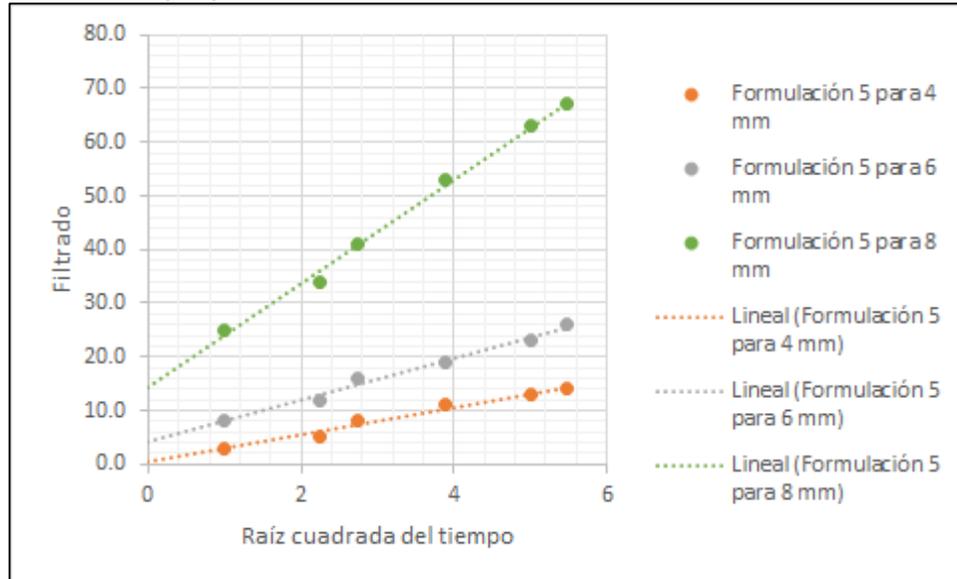


Una vez se sella por completo la fractura en el disco, se asume que el comportamiento será el mismo al incrementar la concentración, de modo que para una concentración de 80 lb/bbl se evalúa a diámetros de 4 mm, 6 mm y 8 mm (**Gráfica 4**), donde se logra aumentar eficiencias de la píldora en 4 mm y 6 mm, 89.8% y 81.1% respectivamente, mucho más cercanas al límite operativo de 95%, pero sin lograr superarlo. Se comienzan a obtener resultados de 8 mm, pero con una eficiencia muy baja (51.3%), una forma cualitativa de evaluar la eficiencia es, observar en la gráfica que tan cerca se encuentran todos los valores de 0 ml de filtrado, además de que su pendiente sea menor a 1, con un valor cercano a 0.

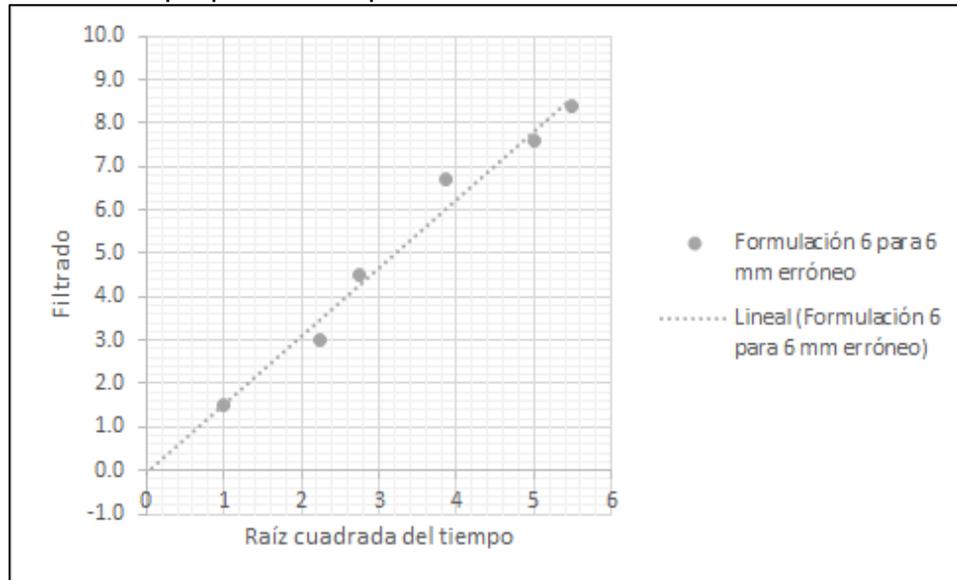
Al realizar la prueba de laboratorio para la preparación 6 a 6 mm se obtuvo un valor negativo de *spurt loss*, como se muestra en la **Gráfica 5** (el intercepto de la línea tendencia con el eje y es negativo), esto se debe “a que una parte del filtrado debe llenar la trayectoria de flujo vacío y drenar la línea antes de que se pueda captar la primera gota, de manera que no se recoge el volumen verdadero del filtrado”²⁴, es decir que se tomó mal la medición, o hubo una falla en el equipo al momento de realizar la prueba, por tal motivo se repite la prueba para la preparación 6 a un diámetro de 6 mm.

²⁴ MI SWACO. Manual De Ingeniería De Fluidos De Perforación. 2006th ed. Houston, Texas, EE.UU: 2006. Pág. 7.5.

Gráfica 4. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 5.



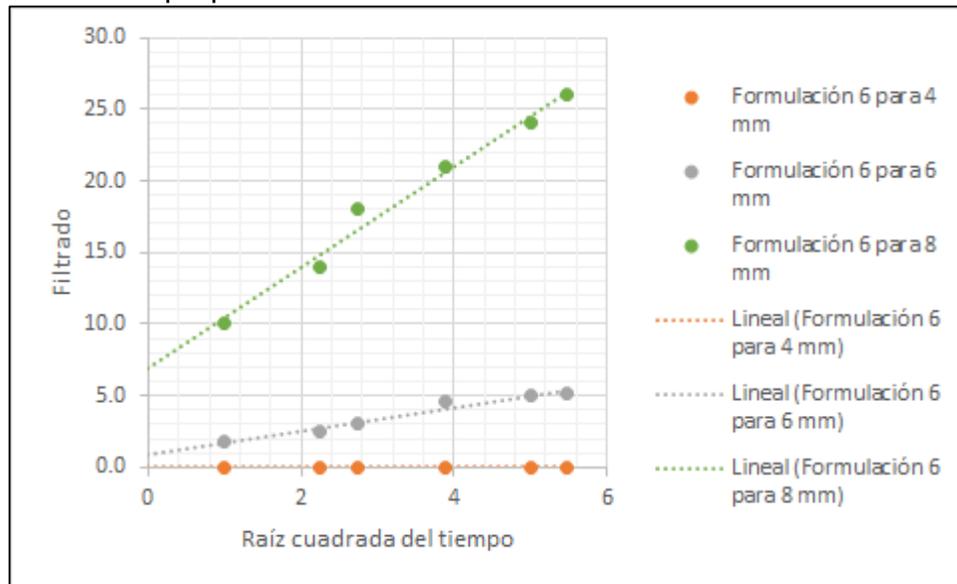
Gráfica 5. Prueba errónea de píldora de sello por alta filtración preparación 6 para 6 mm



Una vez se corrige la prueba a 6 mm, se registra la prueba correcta y como se encuentra ilustrado en la **Gráfica 6**, a una concentración de 100 lb/bbl, se sella la abertura de 4 mm y el diámetro de 6 mm queda por encima del límite operativo (96.2%), para un diámetro de 8 mm, la eficiencia es de 81.1%.

Se concluye que la píldora de sello por alta filtración sella fracturas de 2 mm a una concentración de 70 lb/bbl, igualmente llega a sellar fracturas de 4 mm a una concentración de 100 lb/bbl, además de mitigar en gran proporción (96.2%) pérdidas en formaciones con fracturas de 6 mm de diámetro.

Gráfica 6. Prueba PPT para píldora de sello por alta filtración para preparación 6.



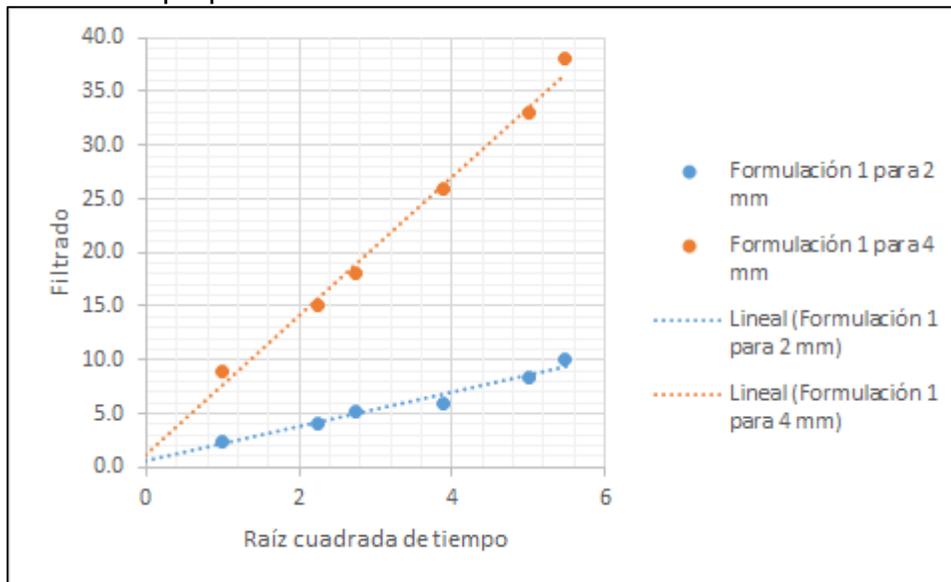
6.1.2 Análisis de resultados píldora de fibra soluble en ácido. Al realizar la prueba PPT para la píldora de fibra soluble en ácido a un concentración de 10 lb/bbl (preparación 1) y un diámetro de 4 mm, la gráfica muestra un comportamiento anormal, debido a que la intersección de la línea tendencia con el eje Y, arroja un valor negativo como se muestra en la **Gráfica 7**, como se había descrito anteriormente, esta conducta puede deberse a distintos errores tanto en la medición del filtrado, o una falla en el equipo PPT, por lo tanto se procede a repetir la prueba para ese diámetro de fractura.

En la **Gráfica 8** se determina que para la preparación 1 (10 lb/bbl), sella en un 92.7% de las pérdidas de circulación en el caso de una abertura de 2 mm, para un diámetro de 4 mm la eficiencia es aproximadamente 72%, aunque el valor referido a un diámetro de 2 mm está cercano al valor mínimo aceptado, aún no es suficiente para contemplarla como efectiva a esos valores. Para 6 mm de diámetro se cancela la prueba debido a un alto filtrado al iniciar la prueba, 130 ml en el primer minuto.

Gráfica 7. Prueba errónea de píldora de fibra soluble en ácido preparación 1 para 2 mm

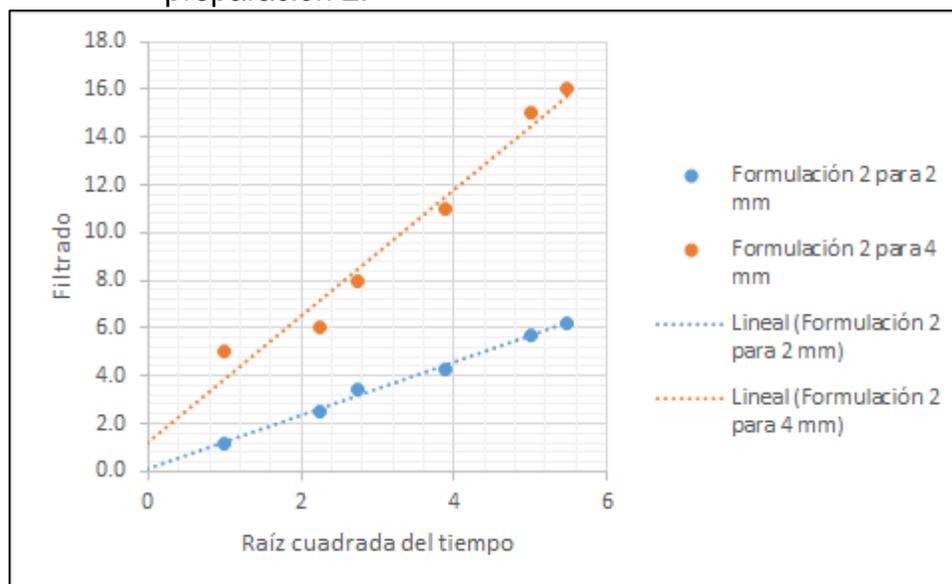


Gráfica 8. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 1.



Se aumenta la concentración a 30 lb/bbl según la preparación 2, (**Gráfica 9.**), en el momento de realizar la prueba se determina que a dicha concentración, la eficiencia es de 95.5% para un diámetro de 2 mm, lo que da a entender que se puede contener la pérdida en gran medida, pero sin sellar completamente la fractura, en el caso de un diámetro de 4 mm, la eficiencia es del 88.4%, por lo que se debe aumentar la concentración para buscar controlar la pérdida completamente.

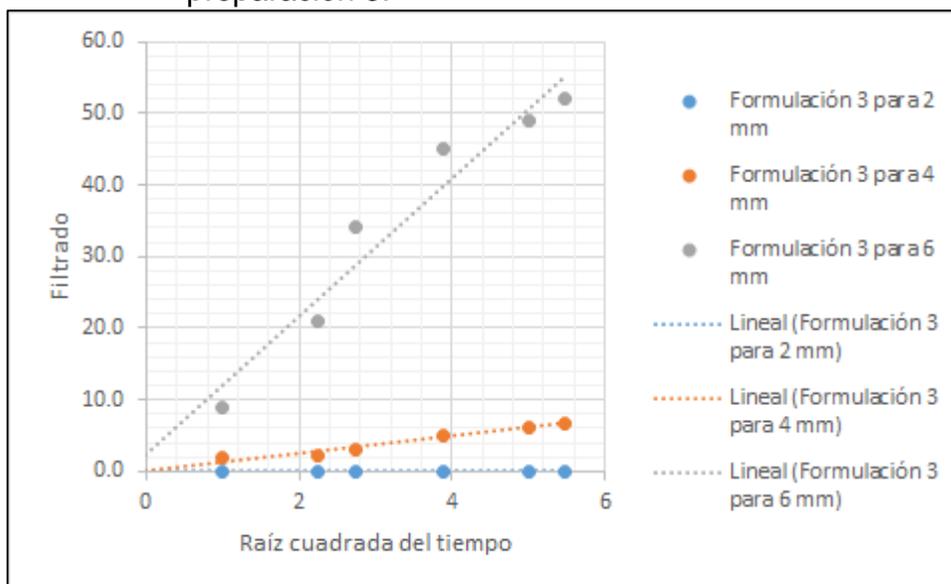
Gráfica 9. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 2.



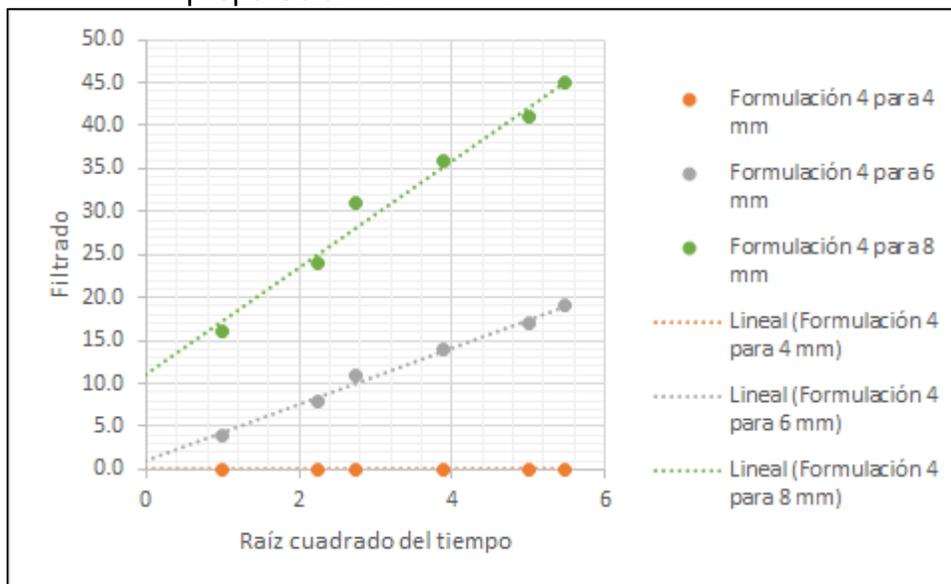
En la preparación 3 de la píldora de fibra soluble en ácido, en la **Gráfica 10** se determina que para aberturas de 2 mm y 4 mm, el rendimiento del material superior al rango operativo del 95%, al revisar la tabla de eficiencias (**Tabla 1.**), se observa que a 2 mm se encuentra un valor de 100% y a 4 mm el valor es de 95.1%, por lo tanto se concluye que para fracturas de 2 mm desde 50 lb/bbl son selladas, además el material controla las pérdidas en fracturas de 4 mm a esta misma concentración. Por otra parte para el diámetro de 6 mm la eficiencia es de aproximadamente un 60%, por lo que debe aumentarse la concentración hasta lograr una eficiencia mayor al 95 %.

Para una concentración de 70 lb/bbl, se asume que la abertura de 2 mm es sella, por lo tanto se inician las pruebas desde 4 mm, y ya se obtienen valores para 8 mm de diámetro. En la **Gráfica 11**, se puede ver que el disco de 4 mm sella completamente la fractura (eficiencia del 100%), Aunque la eficiencia a 6 mm (86.2%) sigue estando lejos del requerido y un rendimiento aún más bajo para el disco de 8 mm (63.7%), y para el disco de 10 ml se cancela la prueba por un alto volumen (74 ml) de filtrado a 1 minuto.

Gráfica 10. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 3.

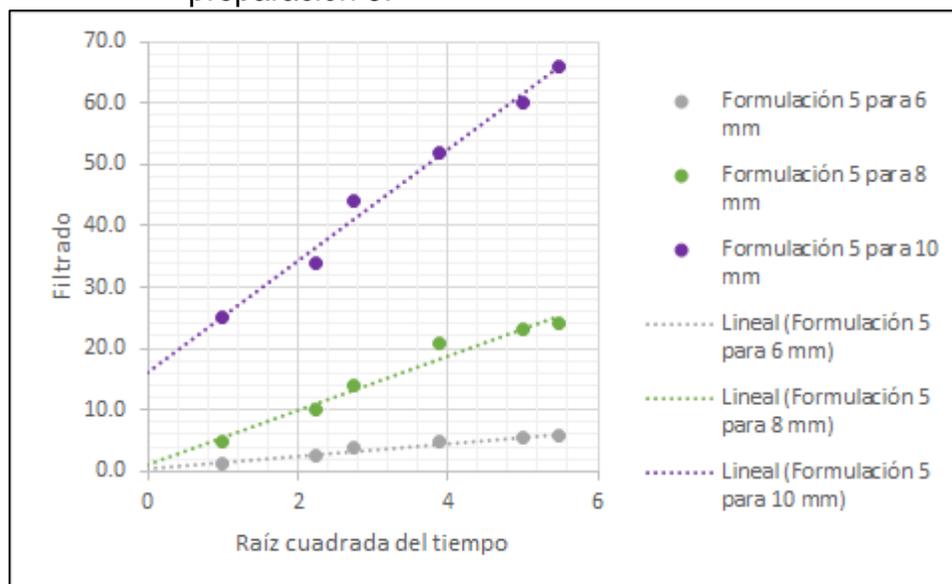


Gráfica 11. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 4.



En la **Gráfica 12** que se presenta una concentración de 80 lb/bbl, se observa que a un diámetro de 6 mm, la eficiencia 95.71% es superior al 95% necesario, aun así no mitiga las pérdidas en su totalidad, por lo que podría tenerse en cuenta para contener las pérdidas, para diámetros de 8 mm y 10 mm, la eficiencia es de 82.5% y 52% respectivamente, por lo tanto se debe evaluar a una concentración mayor (100 lb/bbl).

Gráfica 12. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 5.



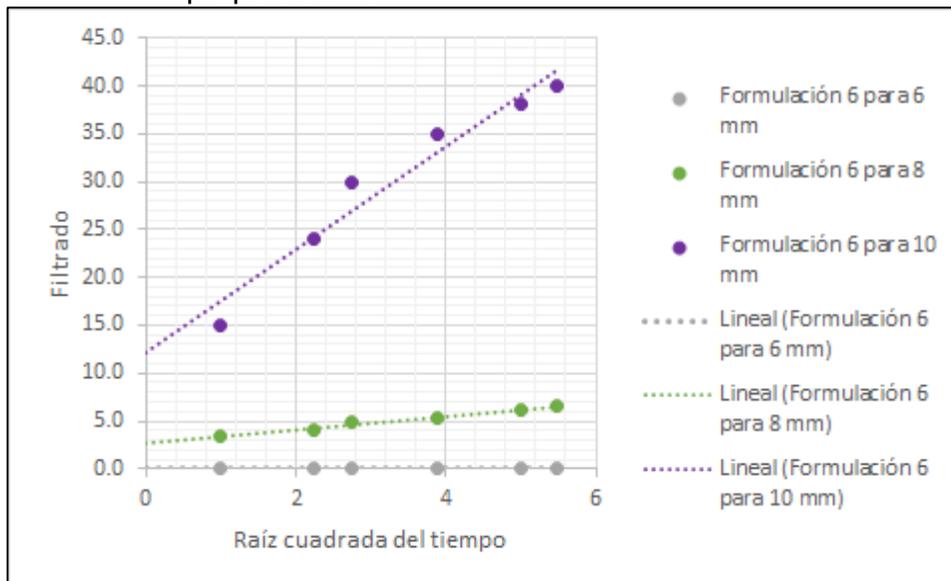
Al llegar a la mayor concentración a evaluar (100 lb/bbl) (**Gráfica 13**), se observa que la fractura de 6 mm es sellada completamente, mientras que para el disco de 8 mm de diámetro tiene una eficiencia de 95.2%, por parte del disco que tiene la abertura de 10 mm, se obtiene una eficiencia del 71% y para diámetros mayores se cancelan las pruebas por un alto filtrado inicial.

Se concluye que según las pruebas realizadas a la píldora de fibra soluble en ácido, se determina que a 50 lb/bbl sella fracturas de 2 mm, a 70 lb/bbl sella fracturas hasta 4 mm, para sellar fracturas de 6 mm es necesaria una concentración de 100 lb/bbl, y a esta misma concentración logra controlar las pérdidas eficientemente (95.2% de eficiencia).

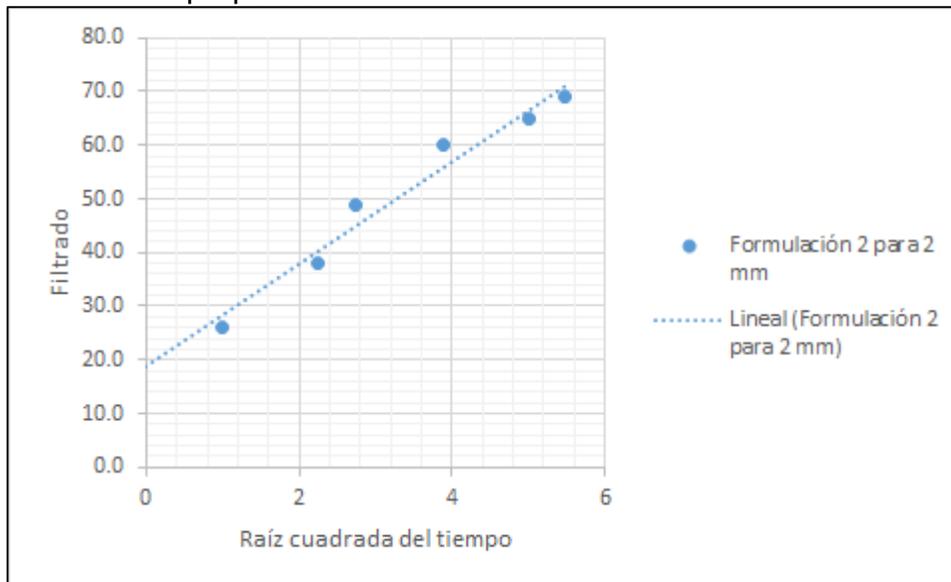
6.1.3 Análisis de resultados píldora de alta tixotropía. Para la píldora de alta tixotropía, a una concentración de 10 lb/bbl, se debe cancelar la prueba en los diámetros probados (2 mm y 4 mm), debido a que los filtrados en un minutos alcanzaron volúmenes tales como (90 ml y 136 ml respectivamente), por lo cual se omiten los resultados y se debe aumentar la concentración para obtener resultados.

En la preparación 2 (Concentración de 30 lb/bbl), se debe cancelar la prueba en el disco con apertura de 4 mm, ya que el filtrado alcanza los 92 ml en el primer minuto, para el caso en donde el diámetro de apertura es 2 mm, el filtrado es bastante excesivo, y se tiene una eficiencia muy baja de 50% (**Gráfica 14.**).

Gráfica 13. Prueba PPT para píldora de fibra soluble en ácido para preparación 6.



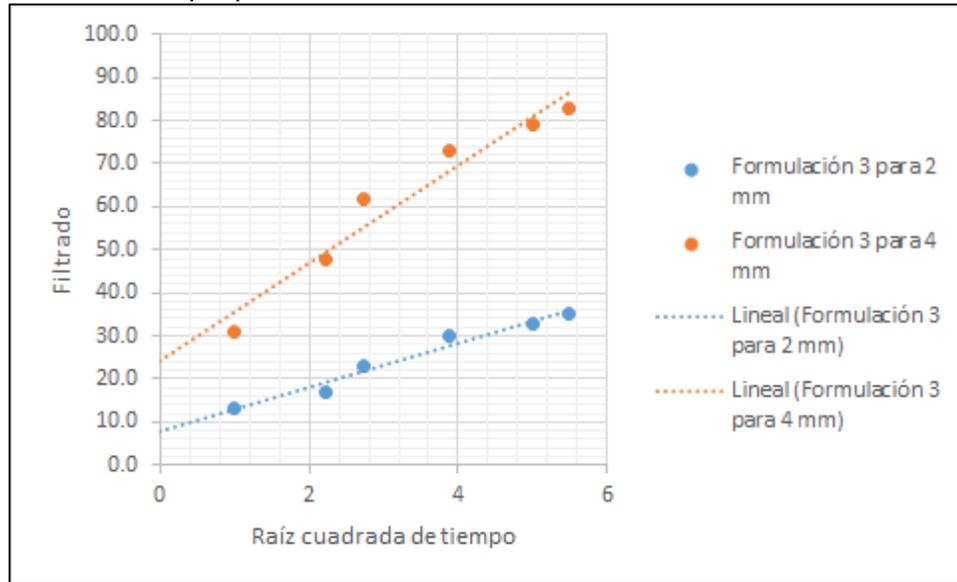
Gráfica 14. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 2.



Aún con una concentración de 50 lb/bbl correspondiente a la preparación 3 (**Gráfica 15.**), se observa que la píldora de alta tixotropía no llega a contener las pérdidas, porque su pendiente es bastante pronunciada (>1) en ambas líneas de tendencia, lo que da a entender que la eficiencia es bastante baja, al revisar la tabla de eficiencias, se comprueba que para los diámetros de 2 mm y 4 mm, las eficiencias

registradas son 73.8% y 39.6% respectivamente, valores mucho menores que comparado con las demás píldoras a esta misma concentración.

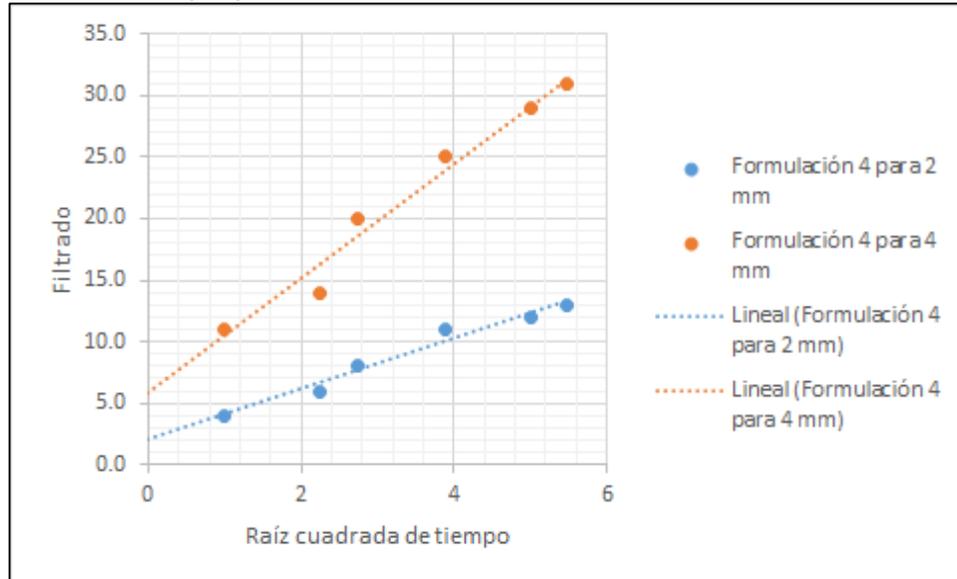
Gráfica 15. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 3.



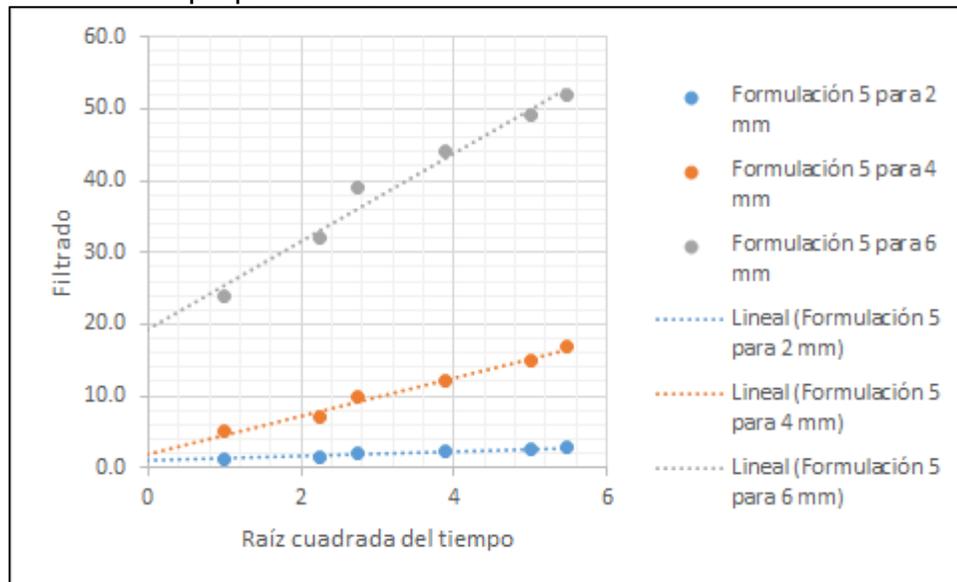
Se aumenta la concentración del material a 70 lb/bbl, y en la **Gráfica 16** se observa que las eficiencias aumentaron, pero aún la línea de tendencia para 4 mm se encuentran lejos de tener una alta eficiencia, las eficiencias que se tienen en éste caso son para una abertura de 2 mm de 90.5% y para un diámetro de 4 mm de 77.5%, las cuales aún no superan el mínimo necesario de 95 %.

Para una concentración de 80 lb/bbl (**Gráfica 17.**), el comportamiento de la línea correspondiente a 2 mm, es de una pendiente suave cercana a valores de 0, lo que demuestra que la eficiencia a dicha concentración se encuentra por encima del 95% estipulado, al revisar en la tabla de eficiencias, se corrobora que la eficiencia es del orden del 98%, para los diámetros de 4 mm y de 6 mm, donde sus eficiencias son de 87.6% y 62.2%, respectivamente, se debe aumentar la concentración para aumentar su eficiencia.

Gráfica 16. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 4.



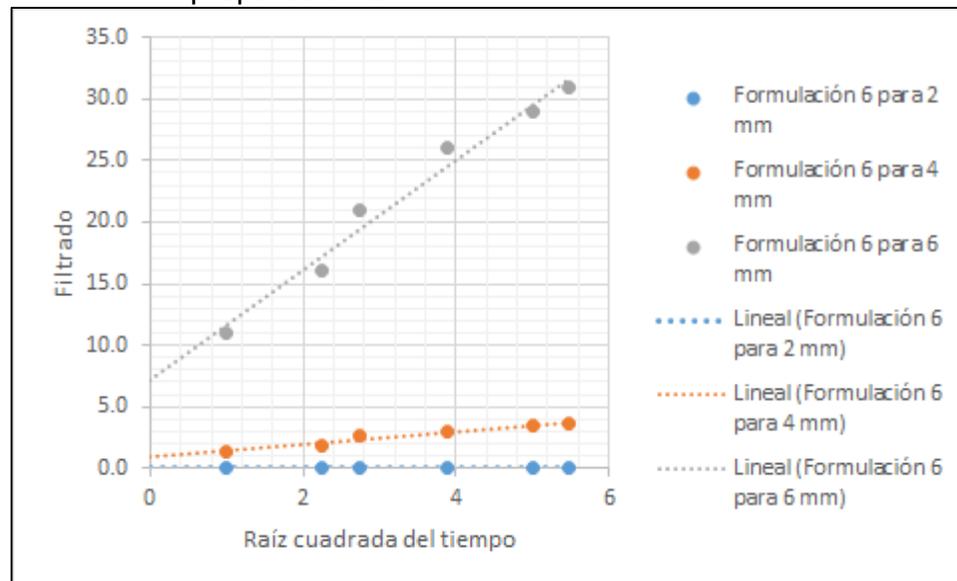
Gráfica 17. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 5.



En la última preparación para la píldora de alta tixotropía, para una concentración de 100 lb/bbl (**Gráfica 18.**), se sella finalmente la fractura de 2 mm, para la abertura de 4 mm la eficiencia que es del 97.3%, mientras que para el diámetro de apertura de 6 mm la eficiencia alcanza un 77.5%.

Se concluye que la píldora de alta tixotropía es de muy baja eficiencia con respecto a los demás sistemas de píldoras evaluados, debido a que necesita altas concentraciones para sellar fracturas pequeñas, su rendimiento pueden ser aumentado mezclándolo en conjunto con algún otro material de control de pérdida evaluado debido a su compatibilidad. Para sellar fracturas de 2 mm necesita de al menos 100 lb/bbl, una concentración muy alta para tan bajo rendimiento.

Gráfica 18. Prueba PPT para píldora de alta tixotropía para preparación 6.

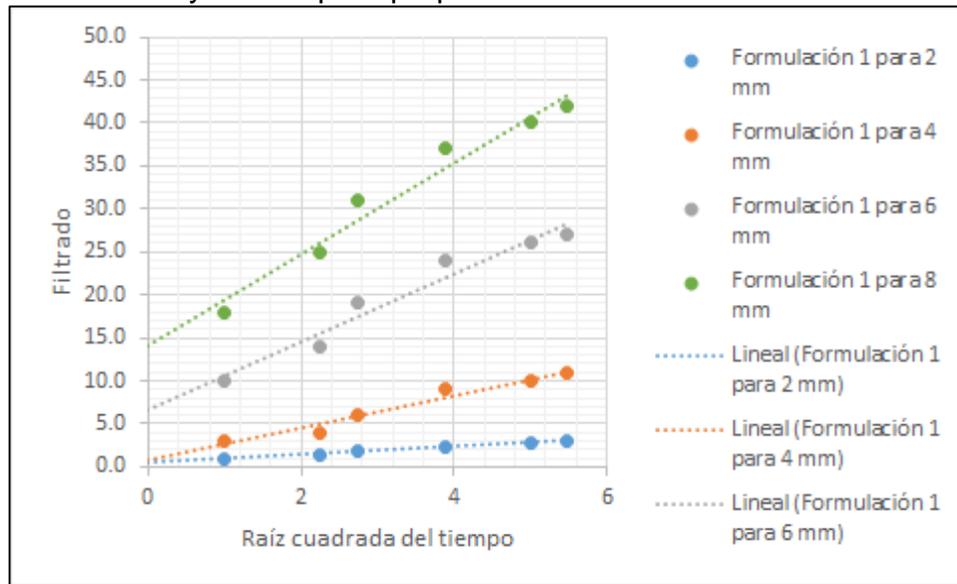


6.1.4 Análisis de resultados de píldora de mezcla de material granular y fibroso. En la **Gráfica 19** se observa que a una concentración de 10 lb/bbl correspondiente a la preparación 1, la fractura de 2 mm se sella en un 97.7%, lo que habla de un rendimiento bastante alto de la píldora a bajas concentraciones con respecto a los demás píldoras a la misma concentración, también se observa que para un diámetro de 4 mm su eficiencia es bastante alta, ya que se determina con un valor de 92%, los diámetros de 6 mm (eficiencia de 80.4%) y 8 mm (69.5%), demuestran que la píldora es muy buena, ya que es la primera vez que en las pruebas se obtienen muy buenos resultados para los primeros diámetros evaluados, con relación a una baja concentración.

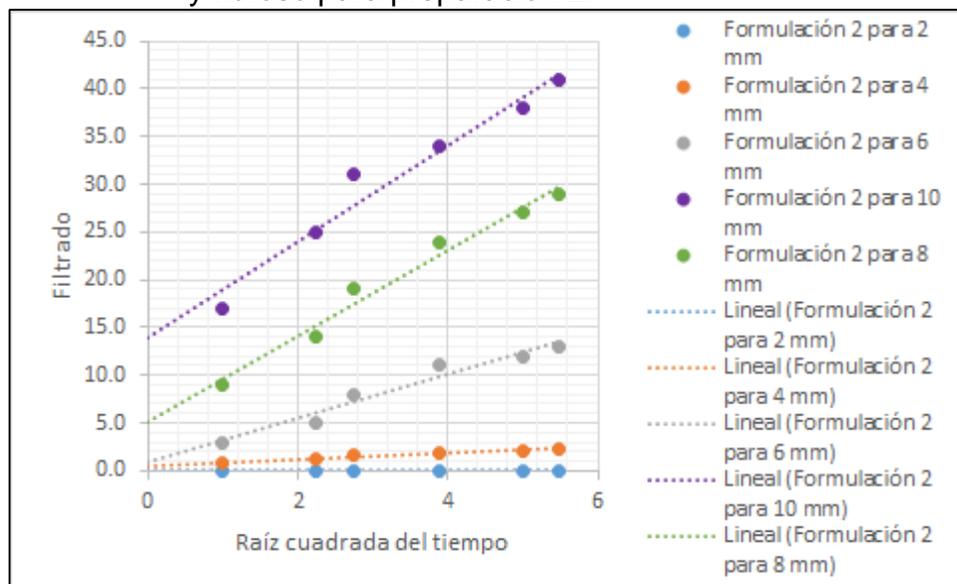
Al continuar con la preparación 2, (Concentración de 30 lb/bbl), en la **Gráfica 20** se muestra el comportamiento de las cinco pruebas PPT realizadas, ya que en éste caso se pudo realizar igualmente la prueba a 10 mm, al igual se analiza cómo las líneas de tendencia de la preparación para diámetro de 2 mm sella por completo la pérdida y para abertura de 4 mm su eficiencia es de 98.4%, lo que sigue corroborando la capacidad que tiene la píldora, además la eficiencia para un

diámetro de 6 mm alcanza un 90%, para un diámetro de 8 mm el valor es de 78.9% y por último para el diámetro de 10 mm la eficiencia alcanza un 70%.

Gráfica 19. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 1.



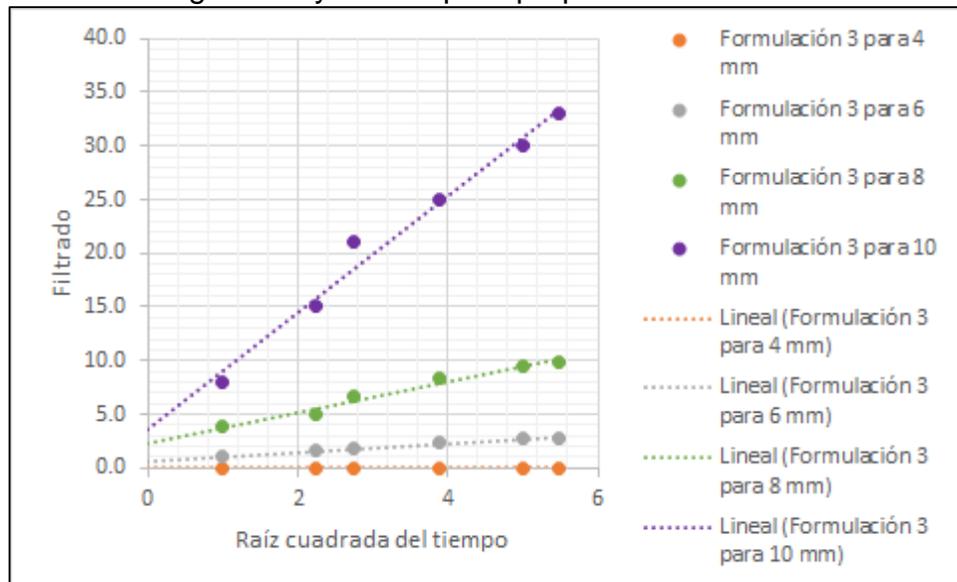
Gráfica 20. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 2.



Para la tercera preparación a 50 lb/bbl (**Gráfica. 21**), se siguen obteniendo muy buenos resultados, puesto que controla en un 100% las pérdidas para un diámetro de 4 mm, igualmente es eficiente en el control de pérdidas para 6 mm de diámetro

de apertura, reteniendo un 98% del filtrado. Por otra parte para un diámetro de 8 mm, aumenta su rendimiento un 13.9% con respecto a la concentración anterior al mismo diámetro, y para un diámetro de 10 mm, esta píldora logra una eficiencia del 76%, y por último se cancela la prueba a un diámetro de 10 mm por un alto filtrado inicial, por lo que se debe aumentar la concentración para mejorar los resultados.

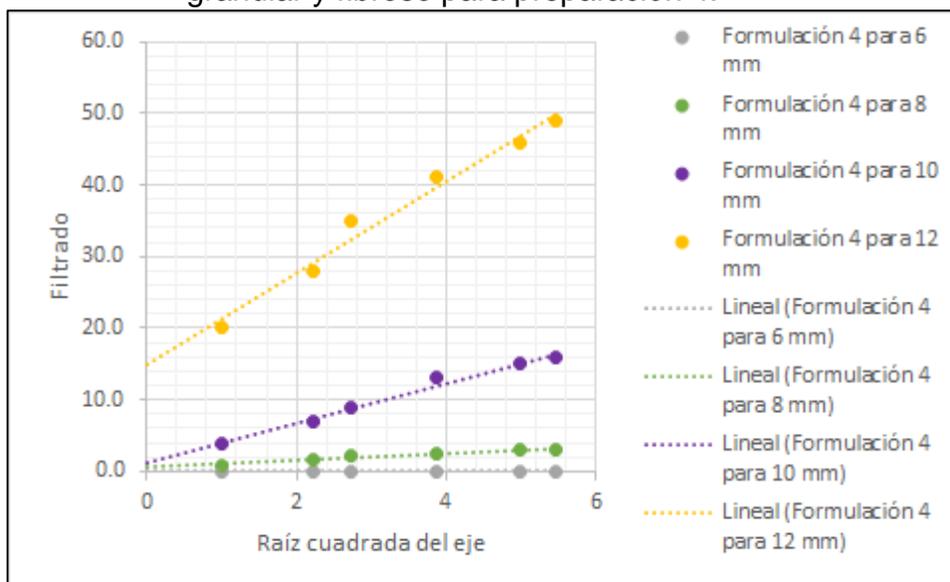
Gráfica 21. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 3.



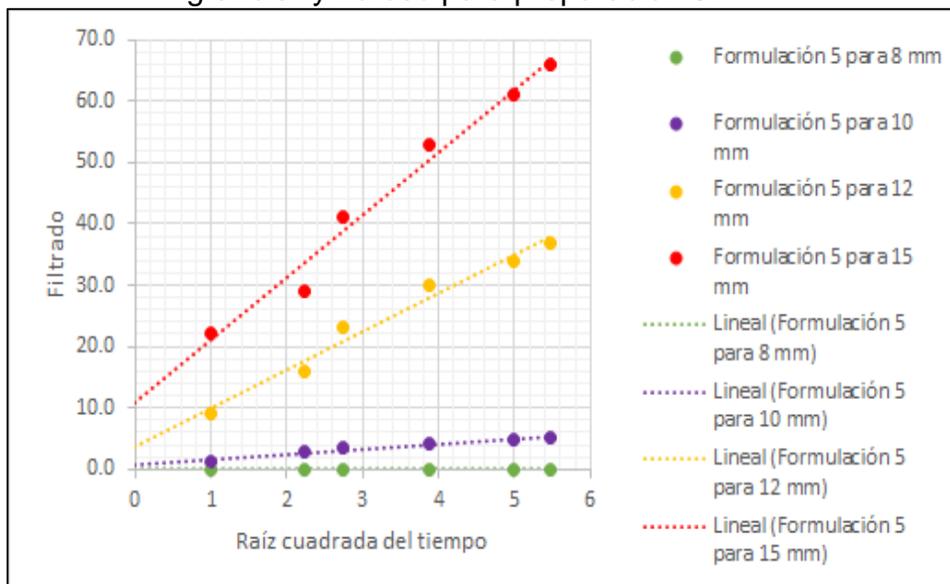
Para la píldora de mezcla de material granular y fibroso a una concentración de 70 lb/bbl (**Gráfica 22.**), se inician pruebas en 6 mm, y se obtiene un 100% de eficiencia para este diámetro de apertura de fractura, y para 8 mm se obtiene una eficiencia de 97.7%, la cual supera el mínimo requerido de 95%, y resulta ser efectiva para esta concentración, para un diámetro de 10 mm y 12 mm se obtienen eficiencias de 88.36% y 64.36% respectivamente, las cuales no superan el mínimo requerido, y deben ser probadas a una mayor concentración.

Según la **Gráfica 23.**, se inician pruebas en 8 mm donde se obtiene un 100% de eficiencia, al no generar filtrado, asumiendo un sello de este diámetro a partir de 80 lb/bbl. Adicionalmente se obtiene una eficiencia aceptable para 10 mm con un valor de 96.1%, sin embargo no es eficiente para diámetros de 12 mm y 15 mm, donde las eficiencias son mucho menor al 95%.

Gráfica 22. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 4.

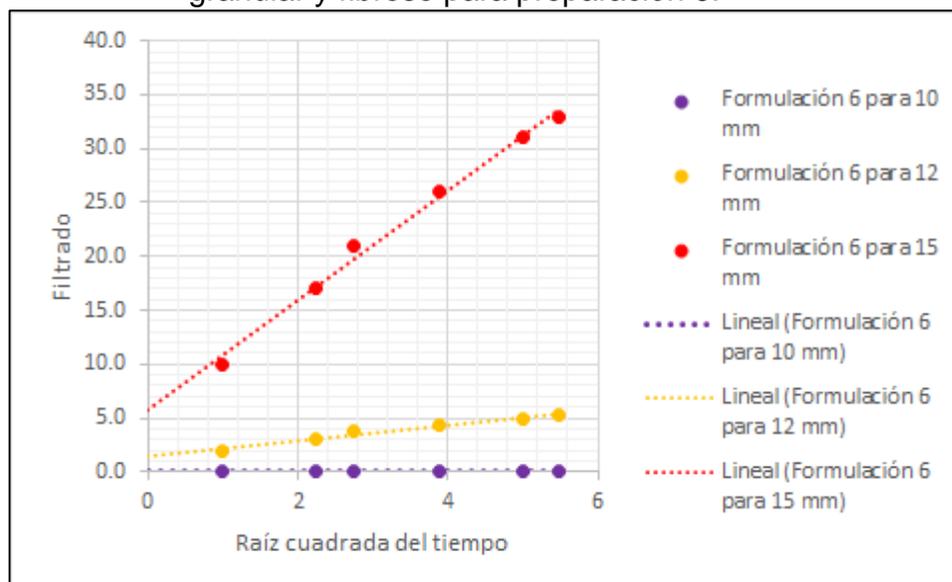


Gráfica 23. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 5.



Para la última concentración (100 lb/bbl), se observa en la **Gráfica 24** un control completo sobre el filtrado para 10 mm de diámetro de apertura, y un control aceptable para el diámetro de 12 mm, el cual posee una eficiencia del 96.1%. De otro modo, para el disco de 15 mm de diámetro se obtiene una eficiencia del 76% la cual no se considera eficiente, sin embargo, es un mejor resultado que las otras píldoras para este diámetro.

Gráfica 24. Prueba PPT para píldora de mezcla de material granular y fibroso para preparación 6.



Se concluye que la píldora de mezcla de material granular y fibroso controla por completo las pérdidas en diámetros de 2 mm desde una concentración de 30 lb/bbl, en diámetros de 4 mm a partir de 50 lb/bbl, para diámetros de 6 mm controla por completo desde 50 lb/bbl, para diámetros de 8 mm a partir de una concentración de 80 lb/bbl, y a una concentración de 100 lb/bbl controla por completo pérdidas en diámetros de fractura hasta 10 mm, y controla eficientemente las pérdidas en diámetros de 12 mm (96.1% de eficiencia). Obteniendo los mejores resultados de las cuatro píldoras, demuestra que a bajas concentraciones controla pérdidas en fracturas pequeñas, y su eficiencia es alta con relación a las demás píldoras.

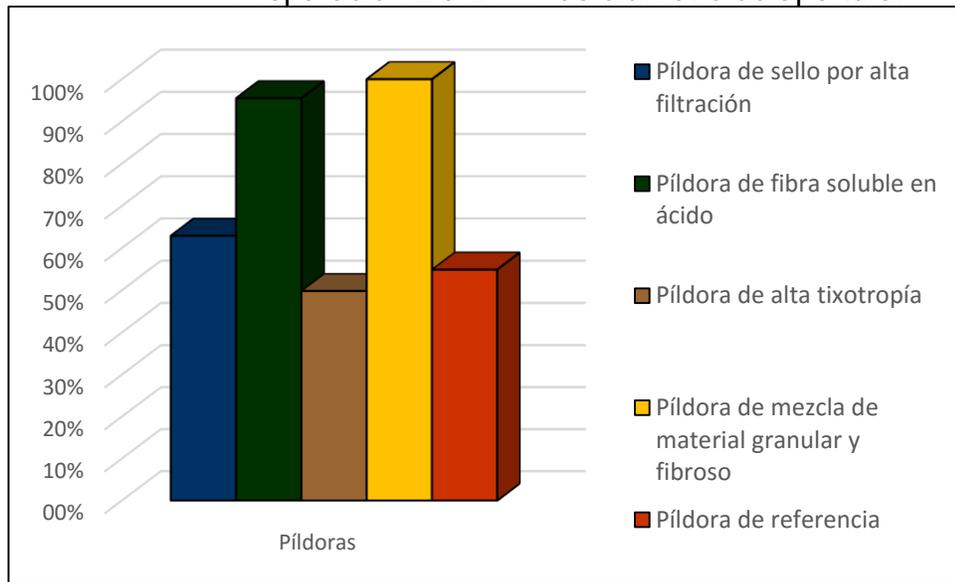
6.1.5 Comparación de las píldoras seleccionadas con la píldora de material convencional. Al comparar los resultados de las diferentes píldoras a las mismas condiciones de presión y temperatura, la eficiencia de la píldora de material de control de pérdida de circulación convencional (**Tabla 42**), inicialmente para la preparación inicial de la píldora convencional no es eficiente y se debe cancelar la prueba por alto filtrado inicial para todos los diámetros probados.

Tabla 42. Eficiencia de píldora convencional.

Diámetro	2 mm	4 mm	6 mm
Preparación 1	-	-	-
Preparación 2	54.9%	41.8%	-
Preparación 3	81.8%	65.8%	49.8%

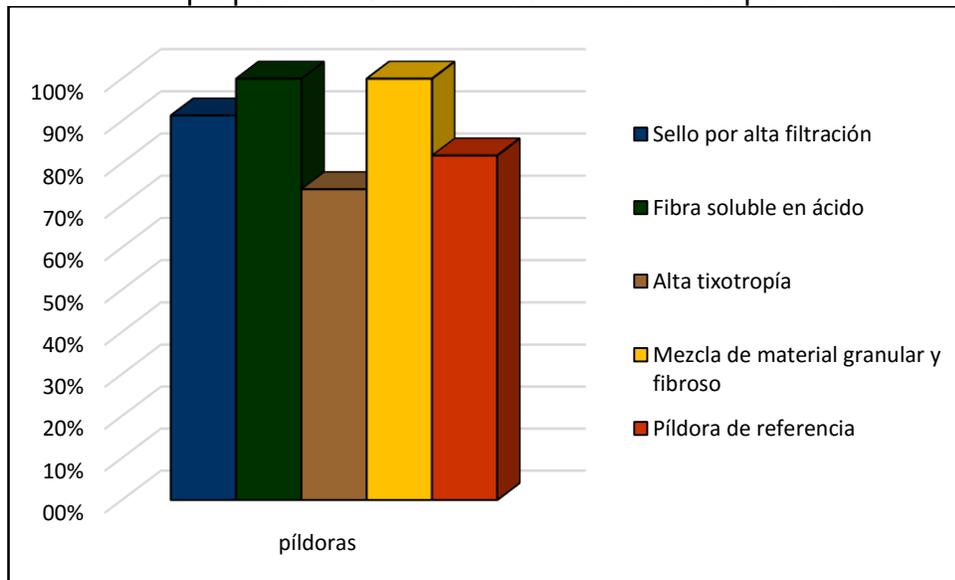
Por otra parte para un diámetro de 2 mm esta entre 54.9% y 81.8% para la preparación 2 (**Grafica 25**) y 3 (**Grafica 26.**) respectivamente, esta eficiencia resulta ser mejor que la píldora de alta tixotropía, asemejando sus valores a la eficiencia demostrada por la píldora de sello por alta filtración, aun así teniendo malos resultados en comparación con la píldora de mezcla de material granular y fibroso y la píldora de fibra soluble en ácido.

Grafica 25. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la Preparación 2 a 2 mm de diámetro de apertura.

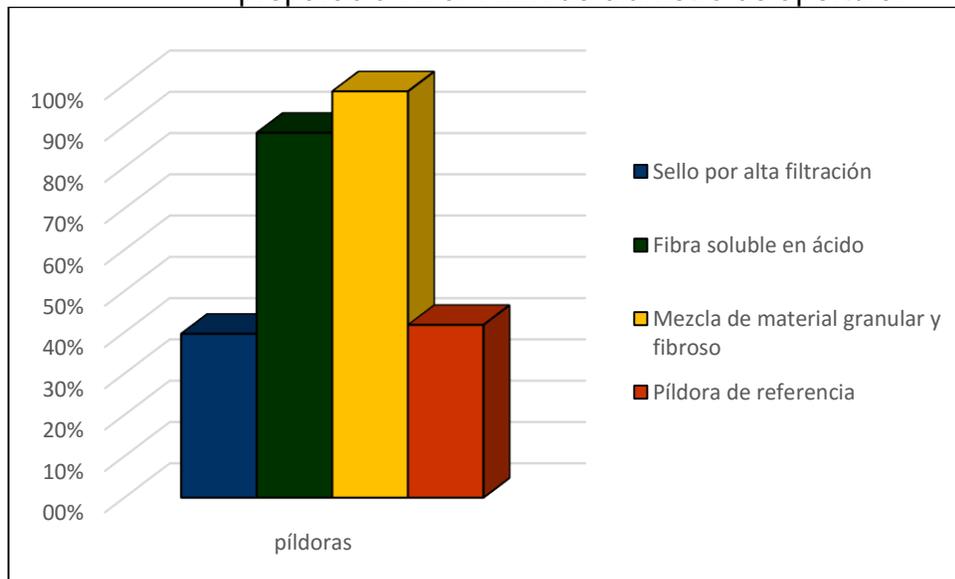


Al aumentar el diámetro de fractura a 4 mm la píldora de material convencional disminuye su eficiencia a valores entre 41.8% y 65.8% para la preparación 2 (**Grafica 27**) y 3 (**Grafica 28**), donde se muestra una mayor eficiencia que la píldora de alta tixotropía y la píldora de sello por alta filtración, pero sin superar la eficiencia generada por las otras dos píldoras.

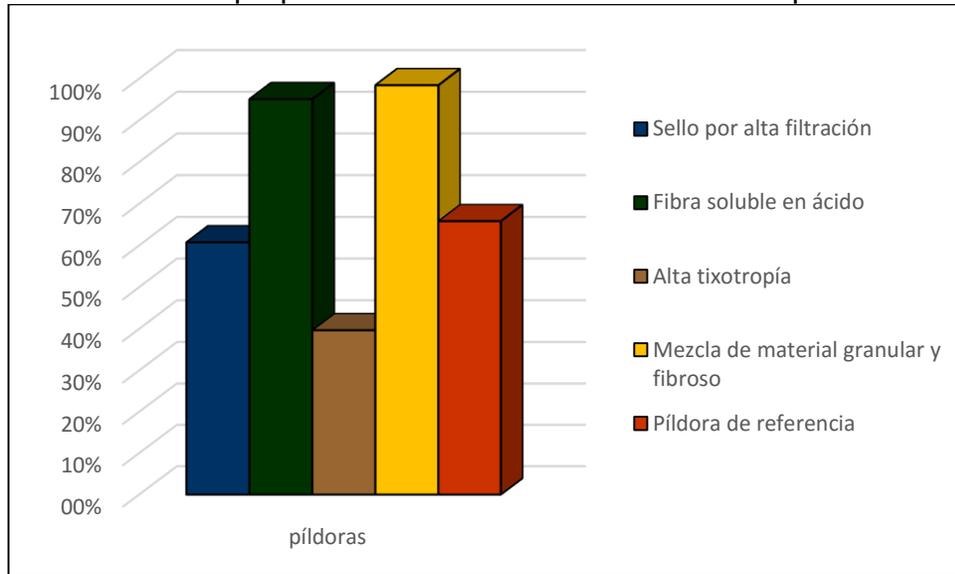
Grafica 26. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la preparación 3 a 2 mm de diámetro de apertura.



Grafica 27. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la preparación 2 a 4 mm de diámetro de apertura.

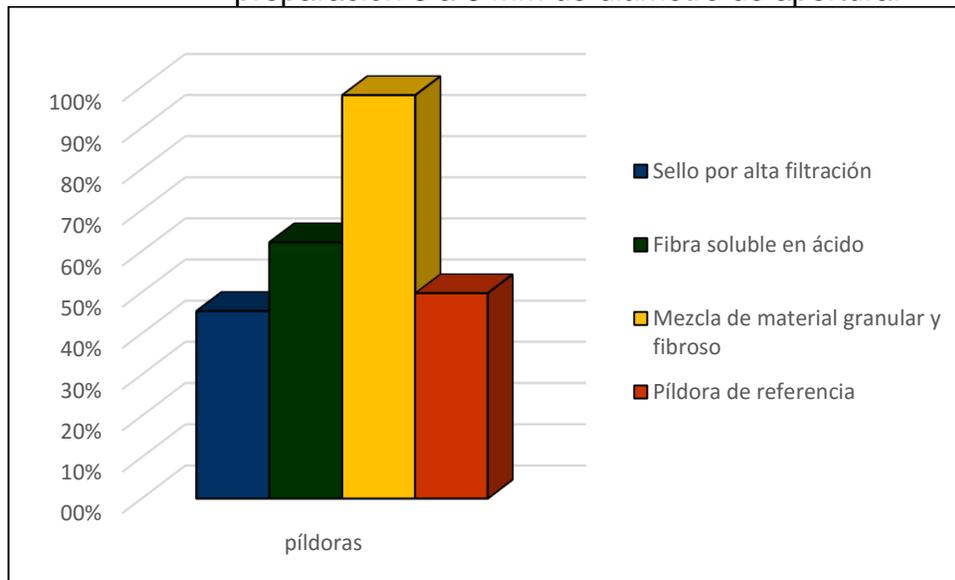


Grafica 28. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la preparación 3 a 4 mm de diámetro de apertura.



Al continuar aumentando el diámetro de fractura a 6 mm se nota que la misma tendencia de la eficiencia donde para la preparación 3 continúa disminuyendo su valor (**Grafica 29**).

Grafica 29. Comparación de eficiencias entre la píldora convencional y las píldoras seleccionadas para la preparación 3 a 6 mm de diámetro de apertura.



En conclusión, la píldora de mezcla de material granular y fibroso, y la píldora de fibra soluble en ácido, presentan un mejor rendimiento para el control de pérdidas de circulación en comparación con la píldora convencional, además que la píldora de sello por alta filtración se encuentra en un nivel semejante al de la píldora convencional, a diferencia de la píldora de alta tixotropía la cual es la de más bajo rendimiento en comparación con las demás píldoras.

6.2 ANÁLISIS PSD

El análisis que se hace a la distribución del tamaño de partícula (PSD), va relacionado con los resultados obtenidos en la prueba PPT, debido la relación del tamaño de partícula es directamente proporcional a la eficiencia de sello para cada diámetro, es difícil realizar una comparación entre los resultados del análisis CILAS y el análisis SEM, debido a que el primero es cuantitativo, y el segundo es un análisis cualitativo.

En este orden de ideas se realiza una comparación del análisis CILAS entre el material de alta tixotropía y el material de mezcla granular y fibroso y una comparación del análisis SEM entre el material de fibra soluble en ácido y el material de sello por alta filtración.

Inicialmente en el análisis CILAS (**Tabla 43**), junto con el análisis de resultados de la prueba PPT de cada píldora, se determina que la eficiencia del material es depende en gran parte del tamaño de partícula, donde a mayor tamaño de partícula, hay una mayor eficiencia, esto se debe a que la buena distribución y un tamaño adecuado (Para este caso, un tamaño de partícula grueso por tratarse de diámetros de fractura grandes) asegura una buena distribución a lo largo de la fractura, así mismo garantiza un sello eficiente de la fractura, evitando la pérdida de fluido hacia la formación.

Tabla 43. Distribución de tamaño de partícula, análisis CILAS

Distribución de partícula	Material de alta tixotropía (micrones)	Mezcla de material granular y fibroso (micrones)
D10	0.76	31.68
D50	7.64	197.57
D90	11.39	357.69

Por otra parte en el análisis SEM, al ser un análisis cualitativo, el análisis es general, donde se observa que para material de sello por alta filtración se tiene un tamaño de partícula promedio aproximadamente de 30 micrones, con tamaños de fibras mayores y menores; y para el material de fibra soluble en ácido, se tiene un tamaño

promedio aproximado de 400 micrones, igualmente representado en su rendimiento donde la píldora de fibra soluble en ácido tuvo mejor rendimiento, controlando más eficientemente el filtrado en la prueba PPT.

De este modo se determina que la eficiencia de cada píldora es directamente proporcional al tamaño de partícula del material base de la píldora.

6.3 ANÁLISIS DE SOLUBILIDAD EN ÁCIDO

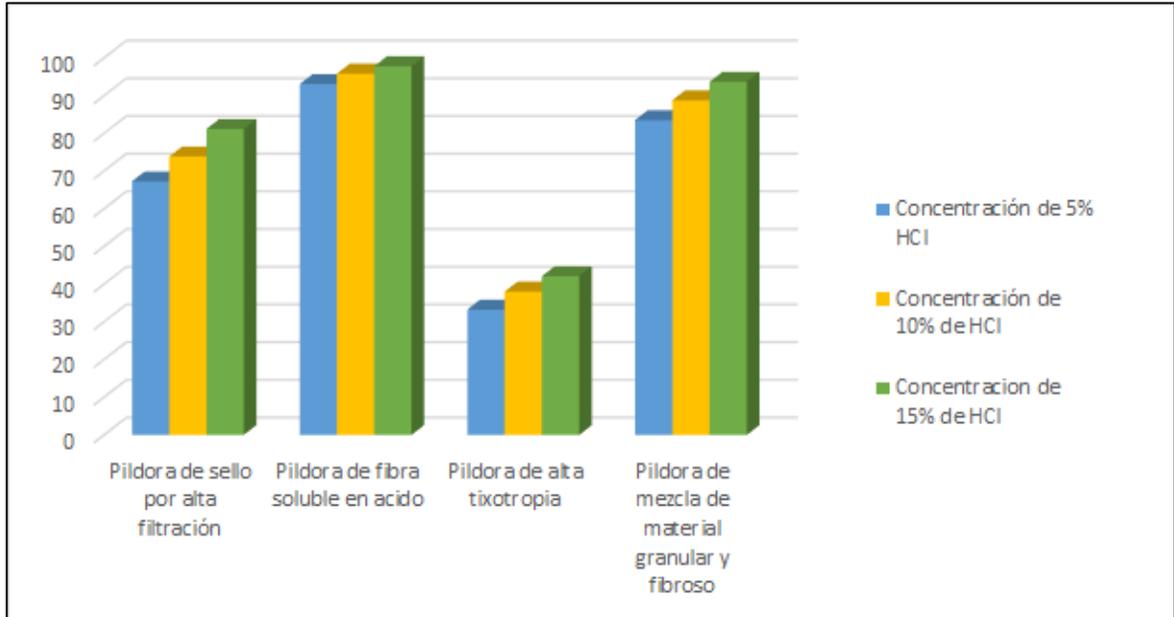
Para la prueba de solubilidad en ácido, se busca determinar la capacidad de remoción que posee cada píldora, ya que se habla de su aplicación en la zona productora, de este modo disminuyendo el daño de formación causado al ser usadas, para un posterior completamiento más eficiente. Mediante esta prueba se determina en qué proporción es removida la píldora a condiciones ambiente. Según la **Tabla 44** se determinó que la píldora con mayor porcentaje de remoción es la píldora de fibra soluble en ácido, la cual se diluye un 93.06% en HCl al 5% aumentando hasta un 97.79% al aumentar la concentración de ácido a 15%, por lo tanto es de muy fácil remoción. Ahora bien, la píldora de mezcla de material granular y fibroso se diluye un 83.48% en HCl, que al aumentar la concentración de HCl en 10% se incrementa a 93.67%, siendo igualmente muy buenos valores de remoción ya que es posible diluir la píldora en una muy alta proporción.

Tabla 44. Porcentaje de remoción para cada una de las píldoras

Concentración	% Remoción			
	Píldora de sello por alta filtración	Píldora de fibra soluble en ácido	Píldora de alta tixotropía	Píldora de mezcla de material granular y fibroso
5	67.24	93.06	33.22	83.48
10	73.85	95.85	38.02	88.75
15	81.16	97.79	42.11	93.67

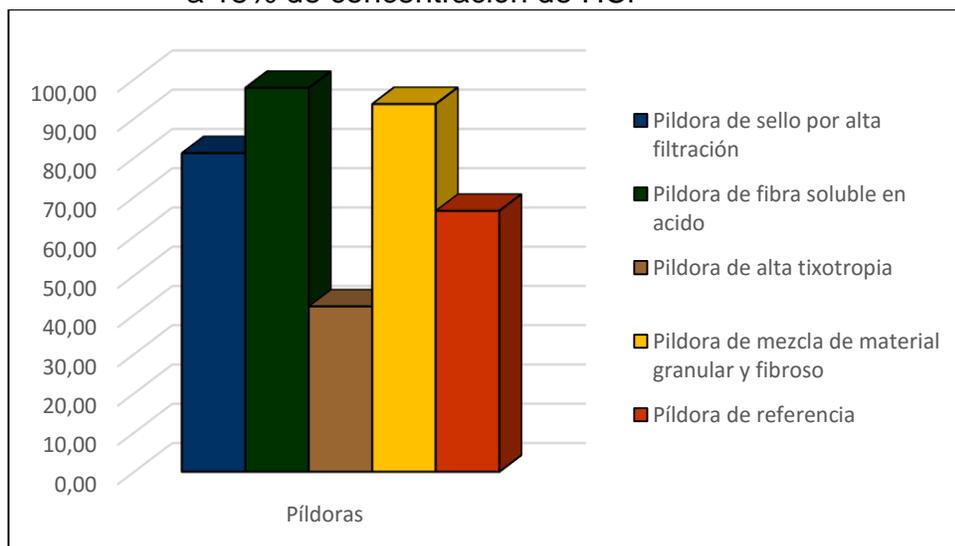
Por otra parte, la píldora de píldora de sello por alta filtración muestra bajos valores de remoción, como se puede observar en la **Gráfica 30**, teniendo un máximo de remoción del 81.16 % en ácido clorhídrico al 15%, disminuyendo esta proporción a medida que se disminuye la concentración de HCl, y por último la píldora que mostró menor capacidad de remoción es la píldora de alta tixotropía, en la cual el porcentaje de remoción no supera el 50 % a una concentración de HCl de 15%, esto puede deberse a que al poseer un material de alta tixotropía, dicho material se dificulta su remoción.

Gráfica 30. Porcentaje de remoción en presencia de ácido clorhídrico



En comparación con la píldora convencional, tomada como píldora de referencia, se observa en la **Gráfica 31**, a una concentración de HCl de 15%, después de un tiempo de 2 horas, la única píldora que tiene un menor porcentaje de remoción es la píldora de sello por alta tixotropía, con un porcentaje de remoción de 42.11% menor al 66.45% obtenido por la píldora convencional. Sin embargo las demás píldoras demuestran que tienen un nivel de remoción superior al de la píldora convencional a una misma concentración de ácido, por lo cual se muestra como ventaja sobre esta píldora usada en yacimientos naturalmente fracturado.

Gráfica 31. Comparación porcentaje de remoción entre píldoras, a 15% de concentración de HCl



Con esto se concluye que la píldora de sello por alta filtración, la píldora de fibra soluble en ácido y la píldora de mezcla de material granular y fibroso tienen un grado de remoción superior a las píldoras usadas actualmente en yacimientos naturalmente fracturados, lo cual es una gran ventaja que se tiene, una vez se desee realizar el completamiento, se ocasiona un menor daño de formación a la cara del pozo, por su buen nivel de remoción.

6.4 RANGO OPERATIVO

Para cada una de las píldoras evaluadas, con los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio y con la interpretación realizada a lo largo del capítulo, los autores han decidido abordar rangos operativos de cada una de las píldoras, en donde se realiza una gráfica de las concentraciones propuestas (10 lb/bbl, 30 lb/bbl, 50 lb/bbl, 70 lb/bbl, 80 lb/bbl y 100 lb/bbl), en función de los filtrados totales de cada prueba, a un diámetro de fractura constante.

De cada píldora se escogió las concentraciones, las cuales cumplieron con el margen operativo de 95% de eficiencia de sello (**Tabla 44**), los demás resultados fueron descartados, debido a que pueden arrojar una serie de errores en el momento de implementar la concentración de cualquiera de los materiales, las líneas que muestra cada una de las gráficas son líneas de tendencia dentro de la dispersión de los puntos.

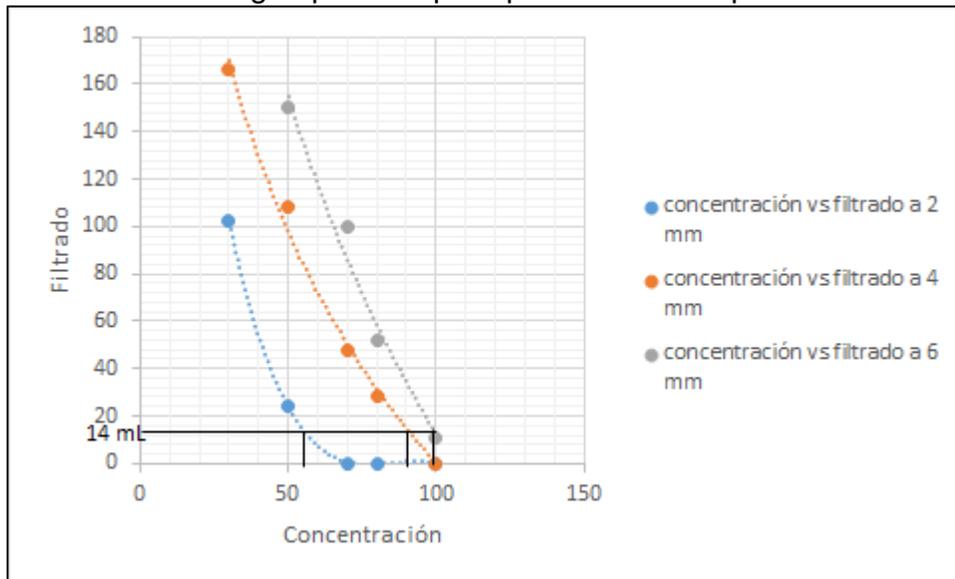
El margen operativo de 95%, se toma asumiendo que del total de fluido almacenado en la celda del equipo PPT (275 ml), se permite el filtrado total de 14 ml, lo que en momento de ser aplicado en campo, dependerá de la situación presentada, pero que para el caso de la investigación se asume como una pérdida parcial.

Cada línea en las gráficas presenta una desviación estándar, la cual relaciona la calidad de la regresión, con el valor de desviación se puede determinar el rango de incertidumbre para la toma de decisiones. En cada gráfica se trazó una recta paralela al eje de la concentración a un valor de 14 ml de filtrado, una vez se encuentra con las tendencias, se traza paralelamente al eje donde se encuentra el filtrado, a partir del valor leído, se concluye que a partir de esa concentración en adelante, la píldora será efectiva para contener las pérdidas en más de un 95%.

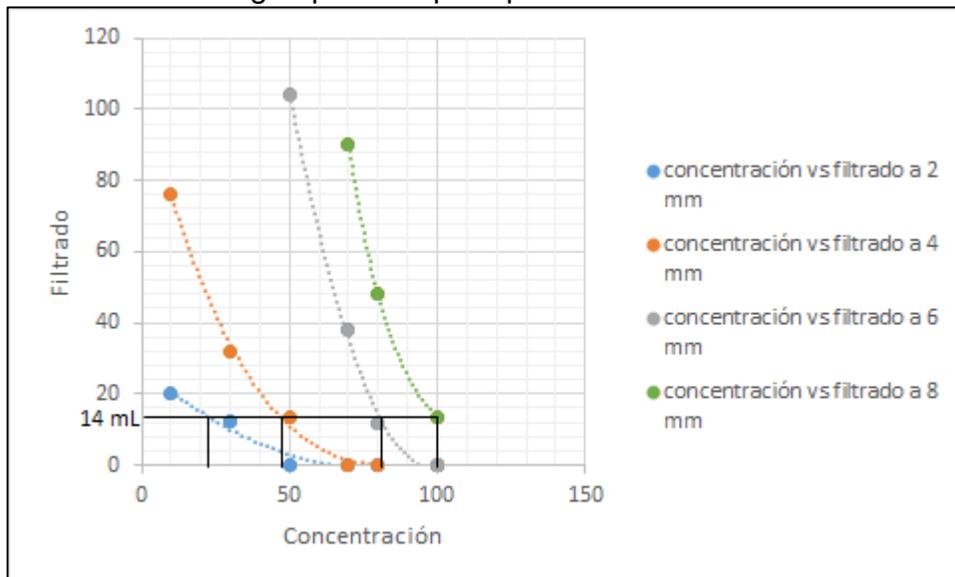
Así por ejemplo en la **Gráfica 32**, que es la gráfica de rango operativo para el material de sello por alta filtración, se observa que al trazar la recta en 14 ml, al encontrarse con la tendencia para sellar una fractura con un diámetro de 2 mm, a las distintas concentraciones, se puede determinar que a partir de una concentración de 55 lb/bbl, se puede sellar la fractura. Igualmente al revisar el corte en la gráfica de 4 mm de diámetro se cubre la fractura a partir de una concentración de 90 lb/bbl, por último con una concentración mayor a 98 lb/bbl aproximadamente, cierra la fractura de 6 mm.

En la **Gráfica 33**, para la píldora de fibra soluble en ácido, se obtuvieron los resultados de cuatro diámetros (2 mm, 4 mm, 6 mm y 8 mm), de ésta manera se puede concluir que para fracturas de 2 mm, la concentración requerida para sellar en un 95% es de aproximadamente 22 lb/bbl, para sellar a un diámetro de 4 mm la concentración debe ser de 48 lb/bbl o más, para las fracturas de 6 mm de diámetro una concentración de 81 lb/bbl y en la línea de tendencia para aberturas de 8 mm, se denota que la concentración debe ser 100 lb/bbl, ya que a esa concentración el filtrado total llega a ser de 14 ml.

Gráfica 32. Rango operativo para píldora de sello por alta filtración

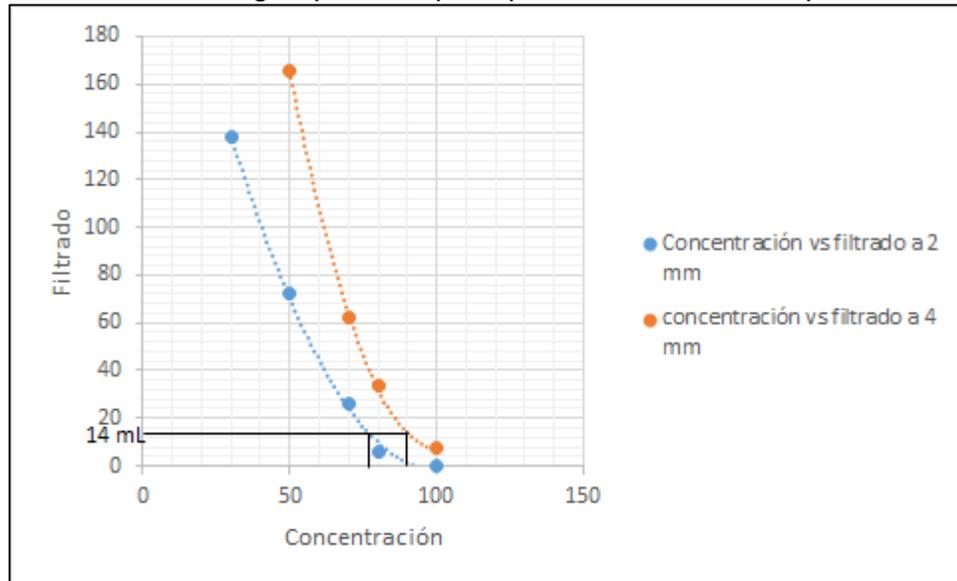


Gráfica 33. Rango operativo para píldora de fibra soluble en ácido



En la **Gráfica 34**, donde se evalúa el rango operativo de la píldora de alta tixotropía, debido a su bajo rendimiento, se obtuvo valores que muestran sello en fracturas únicamente de 2 mm y 4 mm, en donde se muestran concentraciones de 78 lb/bbl y 90 lb/bbl, respectivamente.

Gráfica 34. Rango operativo para píldora de alta tixotropía.



Para la píldora de material de mezcla granular y fibra, en donde el rendimiento fue superior al de las demás píldoras, se obtuvo rangos operativos de cinco diámetros de fractura, en la **Gráfica 35** se puede notar que para un diámetro de 2 mm, aún en concentraciones muy bajas sella la fractura en más de un 95%, lo que muestra su alta efectividad, para una concentración de 19 lb/bbl aproximadamente, la píldora sella la fractura de 4 mm, para una abertura de 6 mm, se requiere una concentración de 41 lb/bbl, se requiere una concentración de 59 lb/bbl para contener las pérdidas en una fractura de 8 mm, para un diámetro de 10 mm se contiene la pérdida con 83 lb/bbl de concentración, por último se puede utilizar una concentración de 98 lb/bbl para mitigar las pérdidas en las fracturas de 12 mm.

Gráfica 35. Rango operativo para píldora de material de mezcla granular y fibroso

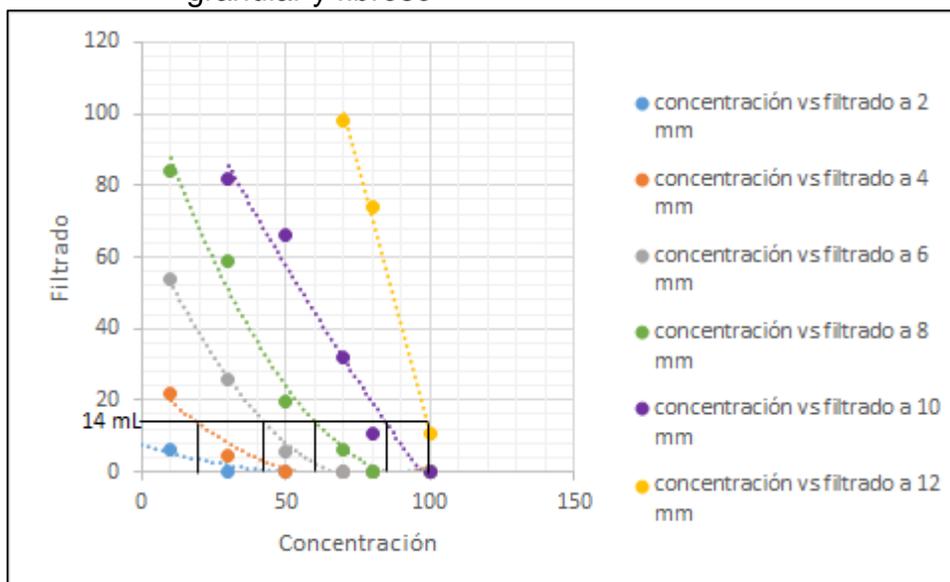


Tabla 45. Concentración ideal de cada píldora (95% de eficiencia), para diferentes diámetros de fractura

Diámetro	Píldora de sello por alta filtración	Píldora de fibra soluble en ácido	Píldora de alta tixotropía	Píldora de mezcla de material granular y fibroso
2	55 lb/bbl	22 lb/bbl	78 lb/bbl	1 lb/bbl
4	90 lb/bbl	48 lb/bbl	90 lb/bbl	19 lb/bbl
6	98 lb/bbl	81 lb/bbl	-	41 lb/bbl
8	-	100 lb/bbl	-	59 lb/bbl
10	-	-	-	83 lb/bbl
12	-	-	-	98 lb/bbl

7. COMPARACIÓN DE EGRESOS DE LAS PÍLDORAS DE MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

A continuación se realiza la evaluación financiera del proyecto, la cual tiene como objetivo comparar financieramente los egresos generados por el control de las pérdidas de circulación con materiales usados actualmente en formaciones productoras, con los egresos de cada una de las opciones evaluadas.

Las pérdidas de circulación es uno de los problemas más frecuentes al momento de perforar pozos; dichas pérdidas de fluido suceden cuando el fluido de perforación se va a través de las formaciones. Para este caso se evalúan las pérdidas de circulación en la formación productora, debido a factores como la ineficiente densidad del lodo, fracturas naturales en la formación, excesiva densidad del lodo la cual fracture la formación, entre otros.

El proyecto de investigación consiste en encontrar de qué manera se pueden controlar efectivamente las pérdidas de circulación; con este objetivo se desarrolla un plan de pruebas, que busca formar un procedimiento que permita medir el rendimiento de una serie de píldoras (Una unidad de volumen pequeño comparado con el volumen total de fluido de perforación, la cual sirve para operaciones remediales de pérdidas de circulación o pegas de tubería). Dicho rendimiento se determina mediante tres pruebas de laboratorio como son: primero, la prueba de permeabilidad de tapón o prueba de tapón a presión, la cual permite determinar qué volumen de fluido de perforación entra en la formación y pueda generar un daño, una vez se implementan las píldoras. La segunda prueba realizada es la prueba de distribución de tamaño de partícula, que consiste en determinar el tamaño de las partículas en el material de control de pérdidas de circulación, lo que ayuda a predecir el comportamiento de la píldora una vez se ubica en la fractura y como se ubican las partículas en ella. La última prueba es la solubilidad del material en ácido, en donde se evalúa el grado de remoción de la píldora en presencia de ácido clorhídrico, que permite eliminar la píldora de la cara de la formación; es de suma importancia remover el exceso una vez se controla la pérdida, ya que en actividades posteriores de completamiento y/o *workover*, se pueden tener problemas de canalizaciones de fluido, mala cementación, daño a la formación, entre otros, que derivan en situaciones de riesgo para la integridad del pozo.

Una vez se realizan las pruebas de laboratorio, se procede a analizar los resultados de las mismas, a partir de allí se plantea una serie de análisis, que permitirá deducir el comportamiento de las píldoras y con ello, plantear unos rangos operativos que ayuden a identificar los rendimientos a distintas condiciones de operación. Los rangos operativos permiten predecir a que concentración se pueden sellar una fractura a un diámetro determinado. Se debe tener en cuenta que los precios y valores del presente capítulo están determinados en dólares de los Estados Unidos de América.

Inicialmente se evalúa el costo de preparación para un barril de cada una de las píldoras, donde se tendrá una forma de comparar financieramente las mismas, planteando cinco escenarios donde:

1. Se formula una píldora convencional.
2. Se formula una píldora de sello por alta filtración.
3. Se formula una píldora de fibra soluble en ácido.
4. Se formula una píldora d
5. Se alta tixotropía.
6. Se formula una píldora de mezcla de material granular y fibroso.

A continuación, en la **Tabla 46**, se muestran los costos por saco de cada producto y su peso correspondiente, donde los precios tomados son de enero 2016.

Tabla 46. Precios de cada material por saco para enero de 2016

Producto	Tamaño por unidad (lb)	Precio unidad (US\$)
Carbonato M 40 -100	110	10.68
Carbonato M 10 – 40	110	10.68
Controlador de filtrado	50	163.53
Bentonita no tratada	100	26.54
Carbonato M 1200	110	12.99
Carbonato M 600	110	15.32
Carbonato M 325	110	10.68
Material de sello por alta filtración	20	128.62
Material de fibra soluble en ácido	25	134.39
Material de alta tixotropía	25	181.52
Material de mezcla granular y fibroso	25	205.64
Fibra de madera fina, media y gruesa	40	30.58
Mica fina, media y gruesa	50	25.00
Cascara de nuez fino, medio y grueso	50	25.21
Cascara de arroz	40	5.31

7.1 PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA FRACTURA DE 2 mm

Según los precios sugeridos de cada producto, se determina el precio para preparar un barril de cada píldora (**Tabla 47, 48, 49, 50 y 51**) con base en la concentración recomendada (**Tabla 45**), debido que a partir de dichas concentraciones no es necesario aumentar la concentración del material base, ya que esto generaría un

aumento en los costos de preparación, reduciendo en una pequeña proporción las pérdidas de circulación, sin embargo a pesar de que la píldora de material de control de pérdida convencional no cumple con el 95% de límite de eficiencia, se comparará el precio de esta píldora a la mayor concentración, es decir con la preparación 3 (Tabla 35) , con las demás píldoras.

Tabla 47. Precio píldora convencional para 2 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Carbonato M 10-40	5	1.07
Cascarilla de nuez gruesa	11	5.55
Fibra de madera gruesa	11	8.41
Mica gruesa	11	5.50
Cascarilla de arroz	5	0.66
Total (US\$)		21.19

Tabla 48. Precio píldora de sello por alta filtración a 55 lb/bbl para 2 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de sello por alta filtración	55	353.71
Total (US\$)		353.71

Tabla 49. Precio píldora de fibra soluble en ácido a 22 lb/bbl para 2 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de fibra soluble en ácido	22	118.26
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato 1200	3	0.35
Carbonato 600	3	0.42
Carbonato 325	3	0.29
Total (US\$)		131.79

Tabla 50. Precio píldora de alta tixotropía a 78 lb/bbl para 2 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de alta tixotropía	78	419.30
Bentonita no tratada	10	16.35
Controlador de filtrado	3	0.64
Carbonato 600	19	2.24
Carbonato 10 - 40	15	1.46
Total (US\$)		439.99

Tabla 51. Precio píldora de mezcla de material granular y fibroso a 10 lb/bbl para 2 mm.

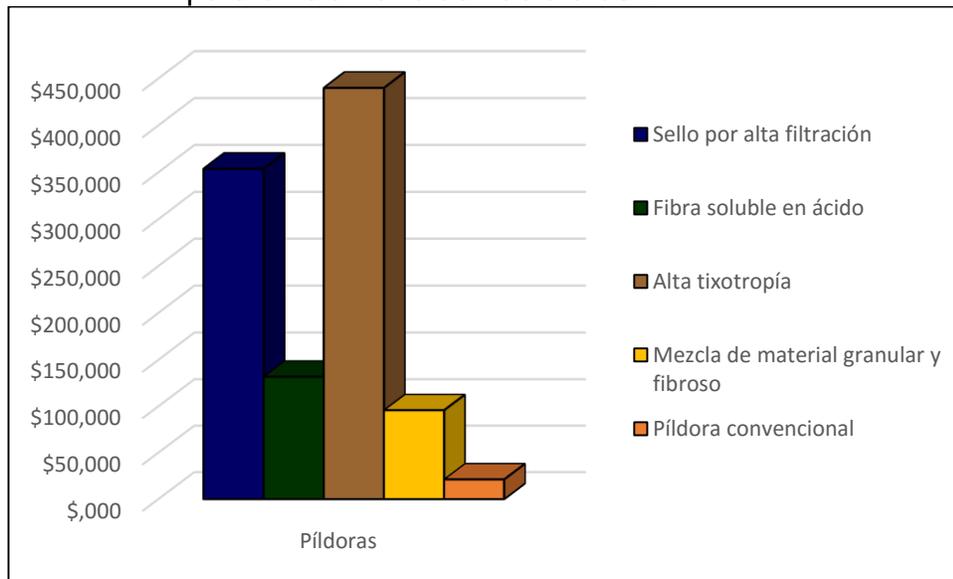
Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de mezcla granular y fibroso	10	82.26
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato 1200	3	0.35
Carbonato 600	3	0.42
Carbonato 325	3	0.29
Total (US\$)		95.79

Como se muestra en la **Tabla 52**, se determina que para una diámetro de fractura de 2 mm, la mejor opción económicamente es la píldora convencional con un costo de 21.19 US\$/bbl, seguido de la píldora de material granular y fibroso, con un precio de 95.79 US\$/bbl, como se muestra en el **Gráfico 36**, el precio de la píldora convencional es más económico en grandes proporciones, esto es debido a que la píldora convencional está conformada por materiales bastante económicos en comparación con las demás píldoras, a pesar de que la píldora convencional tiene una eficiencia de 81.8% en comparación al 95% de eficiencia de la píldora de mezcla de material granular y fibroso, esta diferencia no amerita incrementar los costos por barril en aproximadamente 5 veces su valor, ya que operativamente es un valor aceptado, ya que el beneficio recibido en comparación con el costo es admisible.

Tabla 52. Precio de cada píldora recomendada para una fractura de 2mm.

Píldora	Concentración de material base (lb/bbl)	Precio por barril (US\$/bbl)
Píldora de material de control de perdida convencional	-	21.19
Píldora de sello por alta filtración	55	353.71
Píldora de fibra soluble en ácido	22	131.79
Píldora de alta tixotropía	78	439.99
Píldora de mezcla de material granular y fibroso	10	95.79

Gráfica 36. Comparación de costos entre las diferentes píldoras para un diámetro de fractura de 2 mm.



7.2 PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA FRACTURA DE 4 mm

Con base en los precios de la **Tabla 45**, y la concentración recomendada (**Tabla 44**), se evalúan las cinco píldoras, obteniendo los precios por barril mostrados en las **Tablas 53, 54, 55, 56 y 57**.

Tabla 53. Precio píldora convencional para 4 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Carbonato M 10 - 40	5	1.07
Cascarilla de nuez gruesa	11	5.55
Fibra de madera gruesa	11	8.41
Mica gruesa	11	5.50
Cascarilla de arroz	5	0.66
Total (US\$)		21.19

Tabla 54. Precio píldora de sello por alta filtración a 90 lb/bbl para 4 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de sello por alta filtración	90	578.79
Total (US\$)		578.79

Tabla 55. Precio píldora de fibra soluble en ácido a 48 lb/bbl para 4 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de fibra soluble en ácido	48	258.03
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato 1200	3	0.35
Carbonato 600	3	0.42
Carbonato 325	3	0.29
Total (US\$)		271.56

Tabla 56. Precio píldora de alta tixotropía a 90 lb/bbl para 4 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de alta tixotropía	90	483.80
Bentonita no tratada	10	16.35
Controlador de filtrado	3	0.64
Carbonato 600	19	2.24
Carbonato 10 – 40	15	1.46
Total (US\$)		504.50

Tabla 57. Precio píldora de mezcla de material granular y fibroso a 19 lb/bbl para 4 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de mezcla granular y fibroso	19	156.29
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato 1200	3	0.35
Carbonato 600	3	0.42
Carbonato 325	3	0.29
Total (US\$)		169.82

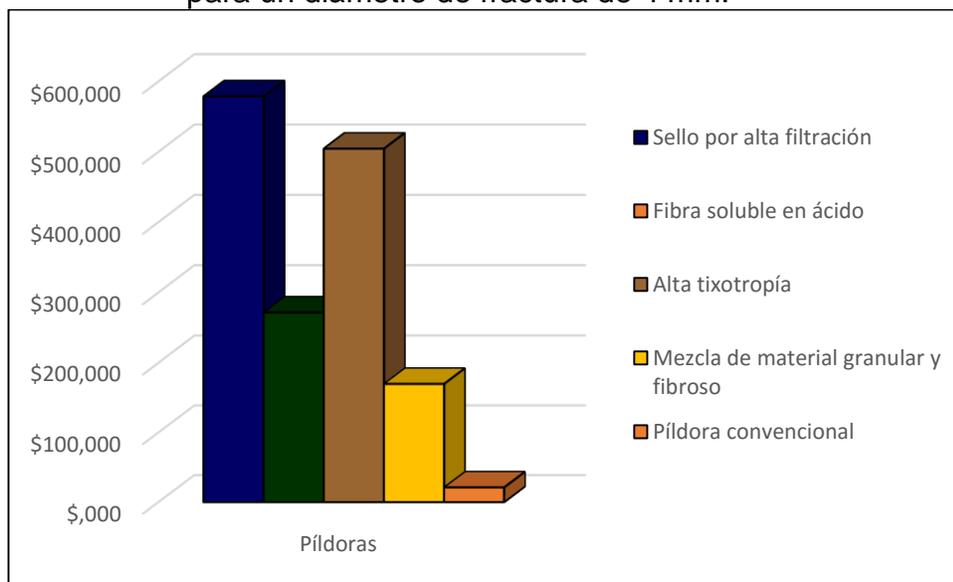
Para el diámetro de fractura de 4 mm, se evalúan los costos generados por las cinco píldoras (**Tabla 46**), obteniendo como resultado, que entre las píldoras seleccionadas, la píldora de mezcla de material granular y fibroso sigue siendo la opción más económica a la hora de sellar fracturas, en este caso de 4 mm de diámetro de apertura, con un precio de 169.82 US\$/bbl, siendo cerca de 100 US\$/bbl más económico que la píldora de fibra soluble en ácido, esto puede ser explicado por la baja concentración de material base usado en comparación con las demás píldoras.

En la **Tabla 58** y **Grafica 37**, comparando los precios de la píldora de material granular y fibroso con la píldora convencional, resulta más económico la píldora de convencional con un precio de 21.19US\$/bbl; sin embargo, comparando la eficiencia entre estas dos píldoras, el beneficio obtenido por la píldora de mezcla de material granular y fibroso, es una eficiencia superior al 95%, frente a una eficiencia de 65.8%. Para este caso si es recomendado usar la píldora de mezcla de material granular y fibroso, debido a que genera un beneficio superior a la píldora convencional (por su baja eficiencia).

Tabla 58. Precio de cada píldora recomendada para una fractura de 4mm.

Píldora	Concentración de material base (lb/bbl)	Precio por barril (US\$/bbl)
Píldora de material de control de perdida convencional	-	21.19
Píldora de sello por alta filtración	90	578.79
Píldora de fibra soluble en acido	48	271.56
Píldora de alta tixotropía	90	504.50
Píldora de mezcla de material granular y fibroso	19	169.82

Gráfica 37. Comparación de costos entre las diferentes píldoras para un diámetro de fractura de 4 mm.



7.3 PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA FRACTURA DE 6 mm

Para el caso de un diámetro de apertura de 6 mm, la píldora de alta tixotropía deja de tenerse en cuenta, debido a que la concentración recomendada se sale de los parámetros propuestos >100 lb/bbl, de modo que se muestran los costos en las **Tablas 59, 60, 61 y 62.**

Tabla 59. Precio píldora convencional para 6 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Carbonato M 10-40	5	1.07
Cascarilla de nuez gruesa	11	5.55
Fibra de madera gruesa	11	8.41
Mica gruesa	11	5.50
Cascarilla de arroz	5	0.66
Total (US\$)		21.19

Tabla 60. Precio píldora de sello por alta filtración a 98 lb/bbl para 6 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de sello por alta filtración	98	630.24
Total (US\$)		630.24

Tabla 61. Precio píldora de fibra soluble en ácido a 81 lb/bbl para 6 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de fibra soluble en ácido	81	435.42
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato M 10 – 40	15	1.46
Carbonato M 600	19	2.65
Total (US\$)		451.99

Tabla 62. Precio píldora de material granular y fibroso a 41 lb/bbl para 6 mm.

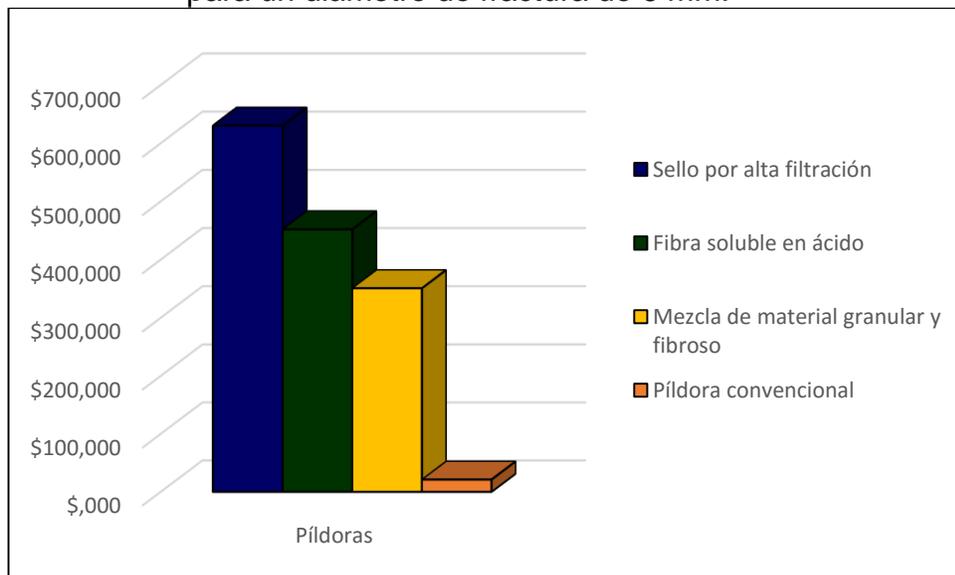
Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de mezcla granular y fibroso	41	337.25
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato 1200	3	0.35
Carbonato 600	3	0.42
Carbonato 325	3	0.29
Total (US\$)		350.78

En este caso (**Tabla 63**), a pesar del bajo costo de la píldora convencional tomada de referencia deja de ser viable para el proyecto ya que su eficiencia al momento de controlar las perdidas es deficiente, por lo tanto la píldora de mezcla de material granular y fibroso, sigue siendo la opción más viable tanto económica como técnicamente, puesto que para preparar un barril de esta píldora cuesta 350.78US\$, un precio mucho más económico que las demás píldoras de material de control de pérdida de circulación. Un efecto más notorio se muestra en la **Gráfica 38**.

Tabla 63. Precio de cada píldora recomendada para una fractura de 6 mm.

Píldora	Concentración de material base (lb/bbl)	Precio por barril (US\$/bbl)
Píldora de sello por alta filtración	98	630.24
Píldora de fibra soluble en ácido	81	451.99
Píldora de mezcla de material granular y fibroso	41	350.78

Gráfica 38. Comparación de costos entre las diferentes píldoras para un diámetro de fractura de 6 mm.



7.4 PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA FRACTURA DE 8 mm

Cuando se evalúa el costo de las píldoras para un diámetro de 8 mm (**Tabla 64 y 65**), donde la píldora de sello por alta filtración tampoco es tenida en cuenta, debido

que, la concentración necesaria para sellar un diámetro de fractura de 8 mm es superior al rango establecido. La píldora de uso convencional se retira de la investigación a partir de este diámetro de apertura, ya que no se tienen resultados.

Tabla 64. Precio píldora de fibra soluble en ácido a 100 lb/bbl para 8 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de fibra soluble en ácido	100	671.95
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato M 10 – 40	15	1.46
Carbonato M 600	19	2.65
Total (US\$)		688.52

Tabla 65. Precio píldora de material granular y fibroso a 59 lb/bbl para 8 mm.

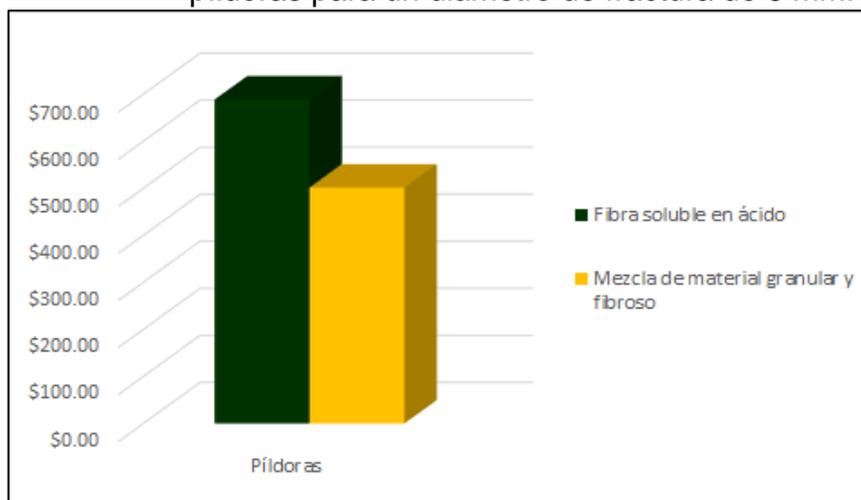
Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de mezcla granular y fibroso	59	485.31
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato M 600	19	2.24
Carbonato M 10 – 40	15	1.46
Total (US\$)		501.48

Para este diámetro (**Tabla 66**) de fractura la píldora más económica es la píldora de mezcla de material granular y fibroso (501.48 US\$/bbl). Como en los casos anteriores esto se debe a la diferencia de concentración con la píldora de fibra soluble en ácido, la cual tiene un costo de 688.52 US\$/bbl. Ver **Gráfica 39**.

Tabla 66. Precio de cada píldora recomendada para una fractura de 8 mm.

Píldora	Concentración de material base (lb/bbl)	Precio por barril (US\$/bbl)
Píldora de fibra soluble en ácido	100	688.52
Píldora de mezcla de material granular y fibroso	59	501.48

Gráfica 39. Comparación de costos entre las diferentes píldoras para un diámetro de fractura de 8 mm.



7.5 PRECIOS DE PILDORAS PARA SELLAR UNA FRACTURA DE 10 mm Y 12 mm

Para los diámetros de 10 mm (**Tabla 67**) y 12 mm (**Tabla 68**), solo es posible determinar los costos de la píldora de mezcla de material granular y fibroso, puesto que por medio de pruebas de laboratorio fue la única píldora que generó un sello, evitando que se filtre el fluido.

Donde no es posible realizar una comparación por solo tener una opción, sin embargo técnicamente es la opción más viable, puesto que es la única que controló las pérdidas de manera efectiva (Efectividad > 95%).

Tabla 67. Precio píldora de material granular y fibroso a 83 lb/bbl para 10 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de mezcla granular y fibroso	83	682.72
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato 600	19	2.24
Carbonato 10 - 40	15	1.46
Total (US\$)		698.89

Tabla 68. Precio píldora de material granular y fibroso a 98 lb/bbl para 12 mm.

Producto	Cantidad (lb)	Costo (US\$)
Material de mezcla granular y fibroso	98	806.11
Bentonita no tratada	10	2.65
Controlador de filtrado	3	9.81
Carbonato 600	10	1.18
Carbonato 10 -40	25	2.43
Total (US\$)		822.18

En conclusión, para controlar las pérdidas de circulación, en presencia de apertura de fractura de 2 mm, la opción más viable económicamente, teniendo un rendimiento aceptable técnicamente, es la píldora de material de control de pérdida de circulación convencional. Esto se debe a que los materiales estudiados en este proyecto son de costos elevados con relación a los materiales convencionales.

A pesar de que la mezcla de material granular y fibroso es de los más costosos por unidad (205.64 US\$/saco), la píldora de mezcla de material granular y fibroso es la opción que más económica, para diámetro de fractura superiores o iguales a 4 mm, gracias a sus bajas concentraciones de material base, con relación a los demás píldoras.

A continuación en la **Tabla 69**, se presenta la comparación entre los precios para formar cada barril de píldora frente al sello que originan en la fractura, para un rendimiento mayor al 95%, exceptuando la píldora convencional de la cual solamente se tiene unos resultados para rendimientos menores.

Tabla 69. Comparación de precios entre las diferentes píldoras frente a los diámetros de fractura en US\$.

Píldora Diámetro	Material convencional	Material de sello por alta filtración	Material de fibra soluble en ácido	Material de alta tixotropía	Material de mezcla granular y fibroso
2 mm	21.19	353.71	131.79	439.99	95.79
4 mm	21.19	578.79	271.56	504.50	169.82
6 mm	21.19	630.24	451.99	-	350.78
8 mm	-	-	688.52	-	501.48
10 mm	-	-	-	-	698.89
12 mm	-	-	-	-	822.18
15 mm	-	-	-	-	-

8. CONCLUSIONES

- Se describieron las generalidades de las pérdidas de circulación, donde se determinó que, el origen de las pérdidas de circulación puede ser causado por propiedades de la roca, al igual que por malas técnicas durante la operación de perforación y que además genera una serie de problemas que derivan en altos costos para la operación; puesto que, afecta las operaciones posteriores de completamiento y *workover* principalmente.
- Al analizar los materiales de pérdida de circulación, tanto los utilizados actualmente como los propuestos en el proyecto, se define la clasificación de los materiales en cuatro grupos: fibrosos, granulares, escamados y mezclados. Donde se establece que los materiales fibrosos son los de mayor rendimiento al momento de sellar fracturas, no obstante, la mezcla de este material con los demás, aumenta su eficiencia por la variedad de tamaño y distribución de partícula.
- 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, a partir de esta premisa, se resuelve el inconveniente con la implementación del análisis SEM, la cual a diferencia del anterior si admite este tipo de materiales.
- 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. Además, la prueba de solubilidad permite conocer el grado de remoción de la píldora en ácido clorhídrico (HCl), suministrando una idea del comportamiento de la píldora una vez se desee completar el pozo.
- 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.
- Se concluye que la píldora de mezcla de material granular y fibroso controla eficientemente (Eficiencia > 95%) las pérdidas de circulación en presencia de diámetros de fractura menores a 12 mm, donde controla por completo las pérdidas hasta diámetros de fractura de 10 mm, a una presión de 2000 lb/plg² y una temperatura de 180°F, obteniendo los mejores resultados de las cuatro píldoras evaluadas.

- Se determina que la eficiencia de cada píldora es directamente proporcional al tamaño de partícula del material base de la misma, por lo tanto entre mayor sea el tamaño de partícula del material se controlaran las pérdidas en mayor proporción.
- Al tratarse de altas concentraciones de material de control de pérdida (Superiores a 40 lb/bbl) se debe tener en cuenta que puede llegar a presentarse un taponamiento en herramientas de fondo *LWD* y *MWD*, lo cual hace necesario evaluar el uso del *Well Commander*, el cual permite el paso del fluido por los costados de la tubería y obstruyendo el flujo a través de la tubería, de igual forma es posible reemplazar dichas herramientas por una sarta convencional.
- Se establece un alto grado de remoción para las píldoras de fibra soluble en ácido, la de mezcla de material granular y fibroso y la de sello por alta filtración superior al 80% en HCl al 15%, donde se demuestra su afinidad a ser removida una vez es ubicada en la zona productora.
- Al comparar las píldoras evaluadas con la píldora convencional, se determina que, la píldora de mezcla de material granular y fibroso y la píldora de fibra soluble en ácido, presentan 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.
- Al comparar financieramente los egresos generados por el control de las pérdidas de circulación con materiales utilizados actualmente en formaciones productoras con los egresos de cada una de las opciones evaluadas, se establece que para controlar las pérdidas de circulación, la opción más económica es la píldora convencional con un precio de 21.19 US\$. No obstante, su rendimiento técnico no es el deseado. Por el contrario, la opción más económica entre las opciones evaluadas es la de mezcla de material granular y fibroso y genera un aumento del 352% en comparación con la píldora convencional, lo cual puede ser compensado con el beneficio técnico obtenido.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar las pruebas de laboratorio para píldoras creadas a partir de la mezcla entre los materiales propuestos en la investigación, de modo que se aumente el rendimiento entre las mismas, debido a que se dedujo que una combinación entre los distintos materiales puede aumentar el rendimiento de las píldoras, puesto que durante la investigación los mejores rendimientos se alcanzan con combinación de los distintos tipos de materiales de pérdida de circulación (Escamados, granulares y fibras) y los materiales propuestos tienen variedad de tamaños y son de distintos tipos.
- Realizar las pruebas de laboratorio que soporten los rangos operativos propuestos para cada píldora de material de pérdida estudiada, este punto es de suma importancia ya que se aclara que los rangos operativos dados por los autores son asunciones, basadas en los resultados obtenidos durante las pruebas. Por consiguiente, si se comprobara dicha teoría, es posible plantear a las diferentes compañías del sector petrolero, una serie de parámetros para optimizar el uso de estos los materiales.
- Realizar la prueba PPT a diferentes condiciones de presión y temperatura donde se evalúe el comportamiento de cada una de las píldoras evaluadas, con lo cual se tendría una idea del comportamiento de las mismas a otras condiciones.
- Realizar la prueba de solubilidad para las píldoras, utilizando diferentes compuestos ácidos, de manera que se compruebe la solubilidad en distintos escenarios, ya que los materiales evaluados, pueden funcionar mejor en presencia de otra clase de compuestos que aumenten su remoción.

BIBLIOGRAFÍA

ABBAS, Raafat, et al. A safety net for controlling lost circulation. En: OILFIELD REVIEW. Vol. 15, no. 04, p. 20-27.

American Petroleum Institute. Norma API RP 13B1. Washington D.C.: 2012. 156 p.

BRATTON, Tom, et al. The nature of naturally fractured reservoirs. En: OILFIELD REVIEW. Vol. 18, no. 2, p. 4-23

[Anónimo] Cascarilla De Arroz Briess (250g) - Haz Chela - Malta, Lupulo, Levadura, Insumos e Ingredientes Para Cerveza [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://hazchela.com/esp/item/166/30/cascarilla-de-arroz-briess-250g>

Citlalli Blanco Salgado, Misael Maldonado Hernández. Comparación Del Rendimiento De Emulsificantes En La Elaboración De Un Fluido De Baja Densidad (FBD). Región Poza Rica - Tuxpan.: Universidad Veracruzana, 2011. p. 2-62.

COOK, John, et al. Stabilizing the wellbore to prevent lost circulation. En: OILFIELD REVIEW. Vol. 2012, no. 23, p. 4

DARLEY, Henry CH y GRAY, George Robert. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Professional Publishing, 1988.

EL HORIZONTE, Autorizan a Pemex La Perforación De Dos Pozos Exploratorios [Electrónico]. [Consultado el 5/20/2016, 2016]. Disponible en: <http://elhorizonte.mx/finanzas/economia/618748/autorizan-a-pemex-la-perforacion-de-dos-pozos-exploratorios>

[Anónimo] Fluidos De Perforación: Perforación De Petróleo y Gas: Petróleo y Gas De 3M [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: http://solutions.3m.com.mx/wps/portal/3M/es_MX/Oil-Gas_LA/3M-Oil-and-Gas/oil-and-gas-Solutions/upstream-oil-and-gas-exploration/upstream-oil-and-gas-drilling/upstream-drilling-fluids/

[Anónimo] Gas Release from the Formation [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://www.icdp-online.org/support/service/online-gas-analysis/gas-release-from-the-formation/>

HAWKER, David; VOGT, K. y ROBINSON, A. Procedimientos y Operaciones En El Pozo. 2002nd ed. Calgary, Alberta, Canadá: 2002. 275 p.

HOFF, T.; O'CONNOR, R. y GROWCOCK, F. Drilling fluid selection to minimize formation invasion—a new test method. En: AADE PAPER NO. p. 5-7

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.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Normas Técnicas de INCONTEC NTC 4490. Documentación. Referencias documentales para fuentes de información electrónica, 1998.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Normas Técnicas de INCONTEC NTC 5613. Documentación. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. 2008.

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

[Anónimo] Key Seat Causes Stuck Pipe. [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://www.drillingformulas.com/key-seat-causes-stuck-pipe/>

LIETARD, Olivier, et al. Fracture Width Logging While Drilling and Drilling Mud/Loss-Circulation-Material Selection Guidelines in Naturally Fractured Reservoirs (includes associated papers 75283, 75284, 81590 and 81591). /9/1/.

LUZARDO, J., et al. Alternative Lost Circulation Material for Depleted Reservoirs. [Electrónico]: Offshore Technology Conference, 2015. ISBN 978-1-61399-414-6.

[Anónimo] Maderas Agreste [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://www.agreste.cl/productos.php>

MARTÍNEZ MARTÍNEZ, Andrea Paola y PLATA RUÍZ, Elizabeth. Desarrollo De Una Píldora Sellante Removible Que Disminuya Las Perdidas De Circulación En La Zona Productora Del Campo Castilla. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2014.

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

[Anónimo]PAG Offshore & Marine [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://pagoffshore.com/show.php?id=154&tid=124>

PDVSA, CIED. Manual De Fluidos De Perforación. 2002nd ed. Caracas, Venezuela: 2002. 285 p.

[Anónimo] Petroleosinriesgos: Los Fluidos y Presiones En El Subsuelo-Gradientes De Presión-Conceptos Básicos I [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://www.nejasayoil.com/2010/11/los-fluidos-y-presiones-en-el-subsuelo.html>

[Anónimo] Products | Global Drilling Products [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://www.globaldrilling-s.com/en/products/drilling-fluids/drilling-fluids.html>

PROLINE. Vida Útil De Las Tuberías. [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://www.prolinesl.es/Preguntas.aspx>

RIGBOOK, Mud Circulating System [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://rigbook.blogspot.com.co/2012/08/mud-circulating-system.html>

RIGCHINA - Permeability Plugging Apparatus | Model PPT-18984 | - RIGCHINA GROUP COMPANY - PDF Catalogue | Technical Documentation | Brochure [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://pdf.directindustry.com/pdf/rigchina-group-company/rigchina-permeability-plugging-apparatus-model-ppt-18984/39431-523649.html>

SANDERS, Mark W.; SCORSONE, Jason Thomas y FRIEDHEIM, James E. High-Fluid-Loss, High-Strength Lost Circulation Treatments. [Electrónico]: Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-309-7.

SCHLUMBERGER. The Oilfield Glossary - Schlumberger Oilfield Glossary [Electrónico]. [Consultado el 5/20/2016, 2016]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

BAGGINI ALMAGRO, Santiago Pablo, FRATES, Cliff, GARAND Jeremy, MEYER, Arnoud. Sellado de fracturas: Avance en el control de las pérdidas de circulación. En: OILFIELD REVIEW.

[Anónimo]Shah Industrial Mining Company (SIMCO) Peshawar - Pakistan [Electrónico]. [Consultado el 5/20/2016, 2016]. Disponible en: <http://www.simcopeshawar.com/products.html>

SILENT, Roy A. Circulation Losses. [Electrónico]: American Petroleum Institute, 1936.

[Anónimo] Stiff BHA Causes Stuck Pipe. [Electrónico]. [Consultado el 5/20/20162016]. Disponible en: <http://www.drillingformulas.com/stiff-bha-causes-stuck-pipe/>

TECHNICAL FORMATION CENTER. Manual De Control De Pozo. 2015. 224 p.

WHITE, Robert J. Lost-Circulation Materials and their Evaluation. [Electrónico]: American Petroleum Institute, 1956.

ZHANG, Ke, et al. Particle-Size-Distribution Measurement Techniques and Their Relevance or Irrelevance to Wire-Wrap-Standalone-Screen Selection for Gradual-Formation-Failure Conditions. /6/1/.

ANEXOS

ANEXO A. WELL COMMANDER

When risks are around the corner, the WELL COMMANDER valve is a driller's best friend

The WELL COMMANDER drilling valve is field-proven as the ideal tool for mitigating the host of hazards in operations prone to lost circulation, wellbore instability, or in wellbores with inherent hole-cleaning challenges. The WELL COMMANDER tool assists in removing cuttings beds in high-angle/horizontal wells by boosting annular velocities.

The extremely versatile and reliable tool also permits easy spotting of LCM during drilling or WSM during an M-I SWACO I-BOSS[†] wellbore strengthening operation. The WELL COMMANDER tool enhances hole cleaning during hole-opening/under reaming applications; this is only possible due to the unique design of the bypass ball catcher, which allows the placement of other ball drop operated tool below the WELL COMMANDER tool. The WELL COMMANDER drilling valve combined with an under reamer is powerful because the operator no longer has to choose between a circulating valve or an under reamer.

In ERDs and wells affected by low fracture pressure gradients, the WELL COMMANDER tool can help spot WSM

pills in problematic zones without having to route treatments through the BHA and bit. To simplify underbalanced and managed-pressure drilling (UBD/MPD) operations, the WELL COMMANDER tool can be opened to permit the spotting and removal of kill-weight fluid in the vertical section prior to tripping and drilling ahead. It can remain open while tripping out of the hole to avoid swabbing and permit tripping dry.

As an added bonus, the WELL COMMANDER drilling valve is effective for use in conditioning wellbore fluids at high flow rates in any drilling or displacement string. The tool is also used to help drain the drillstring during trips, effectively minimizing swab pressures, while maximizing fluid discharge through the tool to enhance tripping efficiency.

Another example of the extreme versatility of the WELL COMMANDER tool is the design and positioning of the ports, which allow for jetting BOP cavities at high flow rates when tripping out of the hole, saving a dedicated BOP clean out trip.

How the WELL COMMANDER tool works

The WELL COMMANDER drilling valve is typically positioned above the BHA, where it is run in the hole with the ports locked closed. The tool is activated by dropping a ball; the ball lands in a seat creating a seal and the pressure increases inside the drillstring driving the activation sleeve down, which shifts the tool to the open position. The tool uses the same size operating ball to open and close the ports, with the capacity of the ball catcher (18 balls/9 cycles) being the only limitation. A smaller BHA shut-off ball can be dropped to prevent fluid flow or solids deposition at the top of the BHA. This ball is expelled with the subsequent operating ball.

The operating balls and BHA shut-off balls are collected in the ball-catcher assembly located below the tool. This bypass ball catcher captures the balls to one side of the inside diameter to facilitate the positioning of other ball-drop tools below it, as smaller activation balls can pass through the WELL COMMANDER tool and ball catcher.

The valve is run in the hole in the closed position and remains inactive during normal drilling operations. When circulating ports need to be opened, an operating ball is dropped and pumped down to the WELL COMMANDER tool. When the operating ball lands on the seat, pressure is applied and the tool is primed open. Increased pressure drives the ball through the ball seat and advances the tool to the locked-open position. A pressure drop is observed as the operating ball is expelled into the ball catcher.

After the circulating ports open, the pump rate can be increased to circulate at higher annular velocities through the open ports. A small fluid volume circulates to the BHA to keep it lubricated.

To head off the risks of particles damaging or plugging the BHA components, flow to the bit can be isolated by dropping a smaller, different colored BHA shut-off ball. Once in this position, the tool can be used to spot more aggressive LCM or WSM.

To close the WELL COMMANDER tool and restore all the flow through the BHA, another operating ball is dropped and pumped down to the tool ball seat. When the ball lands on the seat and pressure is applied, an indexing system primes it closed.

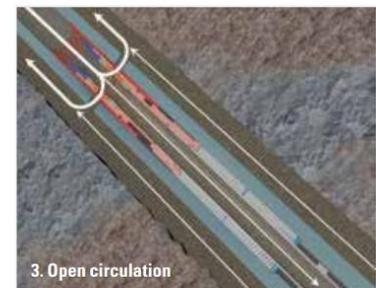
Increasing pressure drives the ball through the ball seat, where a pressure drop is observed. The operating ball and the BHA shut-off ball are both expelled into the ball catcher and the valve returns to its original, closed position. The open and closed cycling can be repeated on a single trip until the maximum capacity of the ball catcher is reached. The ball catcher can be emptied at surface during each trip. The WELL COMMANDER drilling valve can be run on multiple trips without requiring redress, up to the recommended maximum circulating hours.



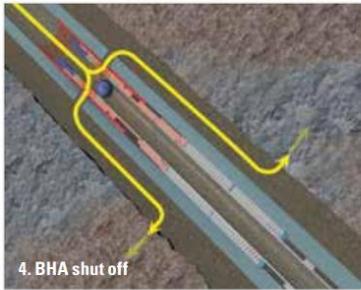
1. Ball landing
Drop ball on connection and pump down to tool. Ball lands on seat. Pressure is applied.



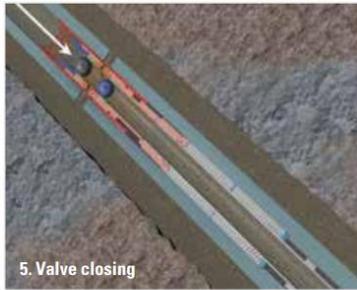
2. Valve activation
When pressure exceeds activation pressure, ports open and ball proceeds to ball catcher below tool.



3. Open circulation
Majority of flow passes through the ports with lower pressure to allow increased pump rates, while some flow is maintained through the bit for lubrication.



4. BHA shut off
Optional shut-off ball can be landed on lower ball seat to prevent LCM or WSM from entering the BHA while treating the formation.



5. Valve closing
The BHA shut-off ball is removed when subsequent activation ball closes the ports.



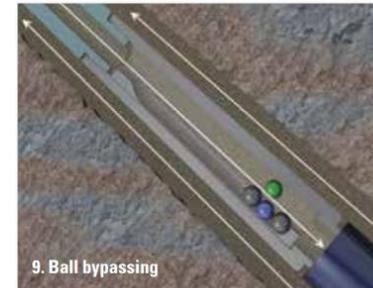
6. BHA shut off removal
After pressuring up on the activation ball, the BHA shut-off and activation balls move to the ball catcher.



7. Bypass ball catcher
Bypass ball catcher captures activation and BHA shut-off balls to the side permitting high flow rate with minimal pressure loss and allowing smaller balls to pass through it.



8. Other activation balls
Other ball activation tools that use smaller diameter balls can be positioned below the WELL COMMANDER tool as the ball will not activate it.



9. Ball bypassing
The activation balls for these other tools will pass through the bypass ball catcher.