

EVALUACIÓN DE MATERIALES PARA CONTROL DE PÉRDIDAS EN FRACTURAS NATURALES DEL CAMPO CASTILLA



ZULLY TATIANA ARDILA SANTOS
CARLOS ALIRIO GAMAS OCHOA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2018

**EVALUACIÓN DE MATERIALES PARA CONTROL DE PÉRDIDAS EN
FRACTURAS NATURALES DEL CAMPO CASTILLA**

**ZULLY TATIANA ARDILA SANTOS
CARLOS ALIRIO GAMAS OCHOA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero
de petróleos**

Director:

**Emiliano Ariza León
PhD. Ingeniería Química**

Codirectores:

**Jaime Loza
Ing. De Petróleos**

**Diego Vargas
Msc. En Geofísica**

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

2018

DEDICATORIA

Dedico este proyecto primeramente a Dios, mi roca, mi castillo, quien me dio fortaleza y paciencia en los momentos más difíciles, con su infinita sabiduría me ha bendecido a lo largo de mi vida y ha puesto a las personas indicadas a mi lado.

A la Santísima Virgen María; todo por la Inmaculada...

A mis padres, José Alfredo y Mercedes, por su gran ejemplo, guía y motivación; por su amor, su paciencia, sus desvelos y por enseñarme de perseverancia y sacrificios. Este logro es para ustedes, los mejores padres que Dios me pudo regalar. Porque se merecen todo y un poquito más. Los amo con todito mi corazón.

A mi hermano José David y a mi prima Carolina quienes fueron pieza fundamental para cumplir este logro.

A Yully Maritza, mi amiga, hermana. Gracias por tenerme tanta paciencia, por ayudarme a mejorar cada día, por hacerme ver las cosas de una mejor manera, por cumplir siempre mis antojos (alitas), por cantar siempre conmigo “el cóndor herido” y por estar ahí siempre cuando la necesite.

A Iván luna, al más sincero y bueno, al que siempre ha estado y estará a mi lado. ¡Que la vida no nos separe nunca!

A José Grass, por todos los momentos que pasamos juntos, por aguantarme, por confiar en mí siempre, por soportar mis ratos de histeria, por ser un excelente amigo.

A todos mis amigos, con los que estudié, reí, y compartí momentos inolvidables y en quienes encontré consuelo en los momentos difíciles.

Y a todos aquellos que de una u otra manera hicieron esto realidad.

ZULLY TATIANA ARDILA SANTOS

DEDICATORIA

A Dios, por toda su bondad y amor. Indudablemente todo esto se debe a su propósito para mi vida.

A mi mamita Monica Ochoa, por toda su lucha, trabajo, esfuerzo y dedicación, gracias por toda tu entrega incondicional para mi educación. Te Amo.

A mi abuelita Rosalba Ramos porque con su amor me ha llenado de fuerza en todo momento para sacar esta carrera adelante.

A mi hermanito Camilo por ser fuente de inspiración para darle un mejor ejemplo cada día.

A mi papá Beto por todos sus consejos, por enseñarme a que en la vida hay que tener proyectos y así metas que cumplir, por darme su ejemplo de un hombre trabajador y disciplinado, lo quiero mucho.

A mi Papito Caraota y a mi abuelo Arturo que desde el cielo sé que me han apoyado en todo este proceso.

A toda mi familia que cada día me han brindado su confianza, creyendo en mi y dándome ánimos para pararme cada vez que lo he necesitado.

Y a todos mis compañeros de la U, amigos del colegio y de Astrea, que de alguna u otra forma me han brindado apoyo para sacar adelante esta carrera.

CARLOS ALIRIO GAMAS OCHOA

AGRADECIMIENTOS

A todas las personas que nos apoyaron e hicieron posible la realización de este proyecto, deseamos expresar agradecimientos a:

Ph.D Emiliano Ariza León, por su orientación y colaboración en la dirección de este trabajo.

Ingeniero Jaime Loza, por brindarnos la confianza para la realización de este proyecto.

A Jaime Rodriguez, Hady Morales y julio Illian, por el gran apoyo y días felices que nos brindaron en el laboratorio.

A Carlos Bautista, por ser un gran consejero para la vida y el conocimiento, además de los excelentes aportes realizados a este proyecto.

A Diego Vargas, que en todo momento nos colaboró y brindo mucha paciencia para ir cumpliendo cada uno de los escalones que requirió este proyecto.

Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo, por darnos la oportunidad de trabajar con ustedes el presente proyecto y convertirse en nuestra segunda casa de conocimiento.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), a cada uno de los ingenieros que de una u otra forma nos ayudaron y apoyaron en la elaboración de este proyecto.

A la escuela de ingeniería de Petróleos-UIS, a toda su planta de profesores quienes nos hicieron unos excelentes profesionales.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.....	17
1.1 CAUSAS DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	17
1.2 CLASES DE PÉRDIDAS	18
1.3 FORMACIONES DONDE SE PRESENTAN PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	19
1.3.1 Formaciones con fracturas inducidas.....	19
1.3.2 Formaciones no consolidadas o altamente permeables.....	20
1.3.3 Formaciones altamente porosas	20
1.3.4 Formaciones cavernosas y drusas.....	20
1.3.5 Formaciones naturalmente fracturadas.....	20
1.4 PÉRDIDAS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	20
1.4.1 Tipos de fracturas	22
1.5 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	23
1.5.1 Materiales de control de pérdidas	25
1.5.2 Historia de los LCM.....	26
1.5.3 Tipos de materiales de pérdidas	27
1.5.4 Sello de fracturas con LCM.....	28
1.6 PÍLDORAS A EVALUAR PARA CONTROL DE PÉRDIDAS	30
1.6.1 Inyecciones de polímero entrecruzado o reticulado	30
1.6.2 Píldora de alta pérdida de filtrado	31
2. EQUIPO PARA EVALUAR PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	32
2.1 EQUIPO DE CONTROL DE PÉRDIDAS - ICP.....	32
2.1.1 Características.....	33
2.2 PRUEBAS PRELIMINARES EN EL EQUIPO	34
3. METOLOGÍA PROPUESTA PARA EVALUAR LCM	36
3.1 PREPARACIÓN DEL ENSAYO.....	38
3.2 PREPARACIÓN DEL EQUIPO.....	38
3.3 PROCEDIMIENTO GENERAL DEL ENSAYO	39
3.4 REPORTE DE RESULTADOS	40

4. EVALUACIÓN DE SISTEMAS CON LCM PARA EL CAMPO CASTILLA.....	40
4.1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA.....	41
4.1.1 Antecedentes históricos.....	41
4.1.2 Localización geográfica.....	42
4.1.3 Geología.....	43
4.1.4 Problemas operacionales.....	47
4.1.5 Características del campo castilla.....	50
4.2 GENERALIDADES DE LOS MATERIALES EVALUADOS.....	53
4.3 EVALUACIÓN DE SISTEMAS CON LCM.....	55
4.3.1 EMPRESA A.....	56
Sistema A1 (píldora de alta pérdida de filtrado).....	56
Sistema A2 (Polímero entrecruzable).....	60
Sistema A2.1 (Polímero entrecruzable más material particulado).....	62
4.3.2 EMPRESA B.....	66
Sistema B1 (píldora de alta pérdida de filtrado).....	67
Sistema B2 (Polímero entrecruzable).....	71
Sistema B2 (Polímero entrecruzable con menor concentración de retardante).....	74
Sistema B2.1 (Polímero entrecruzable más 40 lpb carbolita).....	77
Sistema B2.1 (Polímero entrecruzable más 80 lpb carbolita).....	78
Sistema B2.2 (Polímero entrecruzable más material particulado).....	81
4.3.3 EMPRESA C.....	84
Sistema C1 (Polímero entrecruzable).....	84
4.4 ANALISIS DE RESULTADOS DE LOS SISTEMAS CON LCM.....	87
5. CONCLUSIONES.....	91
6. RECOMENDACIONES.....	92
BIBLIOGRAFÍA.....	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Secciones de pérdida de circulación.....	18
Figura 2. Medidas de prevención y mitigación.	24
Figura 3. Sellos de fractura	29
Figura 4. Sellos de fractura sin puente.....	29
Figura 5. Píldora de alta pérdida de filtrado para la pérdida de circulación.....	31
Figura 6. Esquema general del equipo	33
Figura 7. Metodología para evaluar las pruebas preliminares	34
Figura 8. Pruebas preliminares en cilindro ranurado de 12 mm.....	35
Figura 9. Esquema de prueba de laboratorio	36
Figura 10. Cilindro de filtración.....	39
Figura 11. Definición de los Campos Castilla, Castilla Este y Castilla Norte.....	41
Figura 12. Localización del Campo Castilla.	43
Figura 13. Mapa estructural de Campo Castilla.	44
Figura 14. Columna Estratigráfica del Campo Castilla.....	46
Figura 15. Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – San Fernando T2.	48
Figura 16. Mapa de Burbujas de Perdidas de Circulación – San Fernando T2 ...	49
Figura 17. Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – Guadalupe K2....	50
Figura 18. Revoque de la píldora al deshidratarse, sistema A1.....	57
Figura 19. Prueba fluido-tapón del sistema A1, fractura 4mm.	58
Figura 20. Prueba fluido-tapón, sistema A1, fractura 12mm.	59
Figura 21. Polímero entrecruzable del sistema A2.....	60
Figura 22. Prueba polímero entrecruzable, sistema A2, fractura 2mm.	61
Figura 23. Polímero entrecruzable más propantes, sistema A2.1.....	63
Figura 24. Prueba polímero entrecruzable más propante, sistema A2.1, 2mm. .	63
Figura 25. Polímero entrecruzable más propantes, sistema A2.1, fractura 4mm.	64
Figura 26. Polímero entrecruzable más propantes, sistema A2.1, fractura 6mm.	65

Figura 27. Revoque de la píldora al deshidratarse, sistema B1.....	67
Figura 28. Prueba fluido-tapón del sistema B1, fractura 4mm.	69
Figura 29. Prueba fluido-tapón del sistema B1, fractura 12mm.	70
Figura 30. Polímero entrecruzable del sistema B2.....	72
Figura 31. Prueba Polímero entrecruzable, sistema B2, fractura 2mm.....	73
Figura 32. Polímero entrecruzable con menor [] de retardante.....	75
Figura 33. Polímero entrecruzable con menor [] de retardante, sistema B2, 2mm.	76
Figura 34. Polímero entrecruzable más 40 lpb carbolita, sistema B2.1.	77
Figura 35. Prueba polímero entrecruzable más 40 lpb carbolita, sistema B2.1, fractura 2mm.....	78
Figura 36. Polímero entrecruzable más 80 lpb carbolita, sistema B2.1.	79
Figura 37. Prueba Polímero entrecruzable más 80 lpb carbolita, sistema B2.1, fractura 2mm.....	80
Figura 38. Polímero entrecruzable más material particulado, sistema B2.2.	81
Figura 39. Prueba Polímero entrecruzable más material particulado, sistema B2.2, 2mm.....	82
Figura 40. Prueba polímero entrecruzable más material particulado, sistema B2.2, 4mm.....	83
Figura 41. Polímero entrecruzable, sistema C1.	85
Figura 42. Prueba polímero entrecruzable, sistema C1, fractura 2mm.....	86

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clases de pérdidas de circulación	19
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del yacimiento.	51
Tabla 3. Características físicas del campo.	52
Tabla 4. Materiales de Píldora de pérdida de filtrado, sistema A1.....	56
Tabla 5. Materiales de Polímero entrecruzable, sistema A2.	60
Tabla 6. Materiales Polímero entrecruzable más particulado, sistema A2.1.	62
Tabla 7. Materiales de Píldora de pérdida de filtrado, sistema B1.....	67
Tabla 8. Materiales de Polímero entrecruzable, sistema B2.	71
Tabla 9. Materiales Polímero entrecruzable con menor [] retardante, sistema B2	74
Tabla 10. Materiales Polímero entrecruzable más 80 lpb carbolita, sistema B2.1, fractura 2mm.....	79
Tabla 11. Materiales Polímero entrecruzable más material particulado, sistema B2.2.	81
Tabla 12. Materiales polímero entrecruzable, sistema C1.....	85
Tabla 13. Análisis de resultados en zona de <i>overburden</i>	87
Tabla 14. Análisis de resultados en zona de yacimiento.	89

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE MATERIALES PARA CONTROL DE PÉRDIDAS EN FRACTURAS NATURALES DEL CAMPO CASTILLA*

AUTORES:

ZULLY TATIANA ARDILA SANTOS

CARLOS ALIRIO GAMAS OCHOA**

PALABRAS CLAVES: Fluidos de perforación, pérdidas de circulación, materiales para pérdidas de circulación, fracturas.

DESCRIPCIÓN: En operaciones de perforación, uno de los problemas más comunes son las pérdidas de circulación que se generan en la mayoría de los casos en formaciones depletadas y/o fracturadas naturalmente, provocando entre otros problemas amagos de reventón y tiempos no productivos que impiden el desarrollo normal de un pozo y que finalmente incrementan los costos. A lo largo de la historia se han utilizado numerosos tratamientos de control de pérdidas de circulación, algunos requieren mucho tiempo y otros son ineficaces, lo que justifica la búsqueda de nuevas tecnologías que controlen de manera sostenible las pérdidas de circulación en fracturas naturales.

Es por eso que en este proyecto se realiza la evaluación y el análisis de resultados de diferentes sistemas con LCM, implementando una metodología que consiste en la utilización de un equipo diseñado y construido por el ICP, en el cual se obtienen los siguientes parámetros: volumen de aceite en determinado tiempo, temperatura y presión de la prueba, los cuales permiten seleccionar un sistema que controle las pérdidas de circulación en el campo Castilla.

Durante la evaluación de sistemas con LCM, se desarrolló una metodología estableciendo el ancho de fractura entre (2-12) mm, el montaje del equipo con los parámetros de la zona de interés del campo, y finalmente se realiza la evaluación, donde se concluye que el sistema más eficaz es la combinación de material particulado.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Dr. Emiliano Ariza. CoDirector Ing. Jaime Alberto Loza.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF MATERIALS FOR CONTROL OF LOSSES IN NATURAL FRACTURES OF CAMPO CASTILLA

AUTHORS:

ZULLY TATIANA ARDILA SANTOS

CARLOS ALIRIO GAMAS OCHOA

KEY WORD: Drilling fluids, circulation losses, Loss Circulation Materials, fractures.

DESCRIPTION: In drilling operations, one of the most common problems are the circulation losses that are generated in most cases in depleted and / or fractured formations, causing, among other problems, bursting and unproductive times that prevent the normal development of a well and that eventually increase costs. Throughout history, numerous treatments to control circulation losses have been used, some are time-consuming and others are ineffective, which justifies the search for new technologies that sustainably control the circulation losses in natural fractures.

That is why in this project the evaluation and analysis of results of different systems with LCM is carried out, implementing a methodology that consists in the use of a team designed and built by the ICP, in which the following parameters are obtained: volume of oil in certain time, temperature and pressure of the test which allow to select a system that controls the losses of circulation in the castilla field.

During the evaluation of systems with LCM, a methodology was developed setting the width of fracture between (2-12) mm, the assembly of the equipment with the parameters of the area of interest of the field, and finally the evaluation is made, where it is concluded that the most effective system is the combination of particulate material.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Dr. Emiliano Ariza. CoDirector Ing. Jaime Alberto Loza.

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia, la industria petrolera ha permanecido en la constante búsqueda de mejoras para la mitigación de problemas operacionales y tiempos no productivos durante las operaciones de perforación, que de alguna manera, se ven reflejados en las fases de desarrollo de un pozo petrolero. Uno de los principales problemas operacionales son las pérdidas de circulación que se generan en la mayoría de los casos por formaciones que están depletadas y/o fracturadas. De los numerosos tratamientos de control de pérdidas de circulación, algunos requieren mucho tiempo y son ineficaces. Alguna de las metodologías implementadas consta de tecnologías, que permiten la mitigación rápida y eficiente de las pérdidas.

El Campo Castilla, perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales, exhibe este tipo de problemática, ya que sus formaciones están naturalmente fracturadas, lo que conlleva a pérdidas de circulación y por consiguiente en un aumento de costos¹. En este proyecto se desarrolló una nueva metodología con base en el equipo de laboratorio para control de pérdidas diseñado y construido por el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), para evaluar diferentes sistemas y materiales de control de pérdidas LCM (*Loss Circulation Material*) suministradas por tres empresas prestadoras de servicio; estos materiales actúan como agentes puenteantes para mitigar las pérdidas de circulación. Esta metodología se aplicó realizando pruebas de laboratorio, donde se desplazaron diferentes sistemas de píldoras de tres empresa a través de cilindros con ancho de fractura entre 2-12 mm. Al final seleccionaron y recomendaron los mejores sistemas con el fin de mitigar las pérdidas que se presentan en operaciones de perforación en el campo Castilla.

¹Ecopetrol, determinación de propiedades petrofísicas de la sección de *Overburden* y *reservorio* para el diseño de fluido de perforación e incremento de productividad de los pozos de los campos castilla, Apiay, Chichimene y Suria, 2011.

1. PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN²

La pérdida de circulación o pérdida de retornos describe la pérdida total o parcial del fluido en la formación como resultado de una excesiva caída de presión hidrostática y anular. La pérdida de circulación se caracteriza por una reducción en el volumen de retornos de lodo del pozo en comparación con el volumen bombeado pozo abajo (flujo saliente < flujo entrante). Esto da por resultado una disminución de los volúmenes en los tanques. La pérdida de circulación se puede detectar mediante un sensor que registra la cantidad de flujo de retorno o mediante indicadores de volumen de pérdida de lodo, ocasionando que las operaciones de perforación puedan verse considerablemente afectadas. Si el espacio anular del pozo no se mantiene lleno, incluso cuando ha cesado la circulación de fluido, la presión hidrostática disminuirá hasta que la presión diferencial entre la columna de lodo y la zona de pérdida sea igual a cero. Esto puede inducir fluidos de la formación de otras zonas, controlados anteriormente por la presión hidrostática del lodo, a fluir dentro del pozo, dando por resultado una surgencia de fluidos, reventón o reventón subterráneo. También puede causar el derrumbe al interior del pozo de formaciones anteriormente estables.

1.1 CAUSAS DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN³

Generalmente las pérdidas de circulación se producen por un desequilibrio de presión y una vía de fluido para entrar en la formación. Estos desequilibrios se producen en diferentes escenarios de la perforación.

Las pérdidas de circulación son causadas principalmente por dos factores:

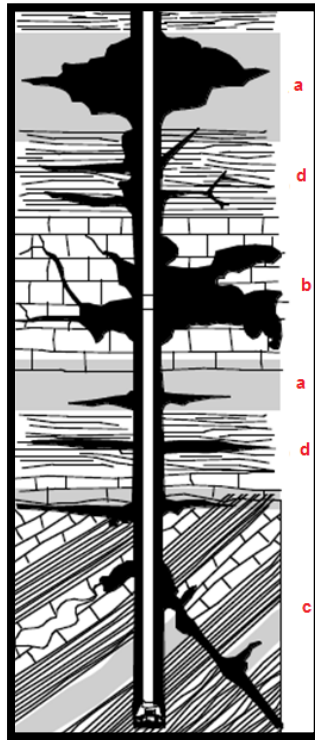
- Los orificios en la formación son tres veces más grandes que la mayor de las partículas existentes en el lodo.
- La presión hidrostática es mayor a la presión de la formación.

² BAROID A HALLIBURTON COMPANY. Drilling Fluid Manual - Cap 7 "pérdida de circulación"

³ BAGGINI S. FRATES C. GARAND J. Sealing Fractures: Advances in Lost Circulation Control Treatments. Slumberger. 2014.

En la figura 1 se muestran las posibles partes dentro del hueco donde pueden ocurrir pérdidas de circulación.

Figura 1. Secciones de pérdida de circulación



Fuente: MI, 2014

a: Arenas no consolidadas y grava de alta permeabilidad. **b:** Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita). **c:** Fracturas naturales, fallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras. **d:** Fracturas inducidas por el exceso de presión.

1.2 CLASES DE PÉRDIDAS

Las pérdidas de circulación pueden dividirse en cuatro clases de pérdidas volumétricas:

- Filtración

- Pérdida parcial
- Pérdida severa
- Pérdidas total

A medida que se incrementa la severidad de la pérdida del lodo, crecen las pérdidas financieras para cubrir los costos del fluido de perforación adicional, los tratamientos de pérdidas de circulación, el tiempo de equipo de perforación y las demoras. En la Tabla 1 se presentan las clases de pérdidas de circulación.

Tabla 1. Clases de pérdidas de circulación

Tipo de pérdida	Severidad de la pérdida
Filtración	Menos de 10 bbl/h
Parcial	Menos de 10 y 100 bbl/h
Severa	Más 100 bbl/h
Total	No retorna fluido alguno a superficie

Fuente: BAGGINI ALMAGRO, Santiago Pablo, et al, 2013.

1.3 FORMACIONES DONDE SE PRESENTAN PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN⁴

1.3.1 Formaciones con fracturas inducidas

Exceder el gradiente de fractura con densidades de fluido elevadas, presiones de surgencia y densidades equivalentes de circulación (ECD), o mala colocación de la tubería de revestimiento puede provocar o generar fracturas inducidas sobre una formación estructuralmente débil, lo anterior se observan cuando se dan pérdidas durante un viaje de tubería, cuando se inicia o “rompe” la circulación o se aumenta la densidad de los fluidos. Una vez una fractura haya sido inducida, la fractura se ensanchará y tomará más lodo a menor presión.

⁴ BAKER HUGUES. Fluidos Manual de Ingeniería. Houston, Texas, USA, 1998

1.3.2 Formaciones no consolidadas o altamente permeables

Cuando se aprecian pérdidas graduales y continuas, retornos parciales (la de pérdidas depende del grado de permeabilidad), este es uno de los indicadores de que existe una pérdida de circulación y así se puede afirmar que la formación tiene características de arenas masivas, gravilla, lechos de conchas o depósitos de arrecifes.

1.3.3 Formaciones altamente porosas

Si se observa pérdida parcial de retornos ya sea de una forma lenta o rápida reflejada en la rata de penetración, este es un síntoma de que se está perforando una zona arenosa, lechos de grava y depósitos de arrecifes.

1.3.4 Formaciones cavernosas y drusas

Pérdida grave y total de los retornos, que puede estar acompañada por tasas de penetración cambiante y repentina. Las formaciones de este tipo son generalmente Caliza, dolomita, tiza y otras formaciones con porosidad secundaria permitiendo que el lodo invada la matriz de la formación, resultando de esta manera una pérdida de circulación.

1.3.5 Formaciones naturalmente fracturadas

En el momento que se evidencia pérdidas durante o luego de haber perforado la formación, indica que puede haber fracturas naturales. En este tipo de formaciones pueden dar por resultado pérdida de circulación parcial o total.

1.4 PÉRDIDAS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Cuando una fractura ha sido creada por acción de la naturaleza genera un efecto significativo sobre las características de flujo del fluido, se puede considerar como un yacimiento naturalmente fracturado (YNF).

De acuerdo con Aguilera (1980), todos los yacimientos se encuentran fracturados en menor o mayor escala, aunque solo deben ser considerados como YNF aquellos en los que el fracturamiento contribuya al proceso de flujo en el mismo.

Los YNF pueden ser encontrados en una amplia variedad de litologías, tales como dolomitas, calizas, areniscas, lutitas, anhidritas, rocas ígneas, metamórficas y carbones; lo que quiere decir que este tipo de yacimientos se originaron a partir de depósitos de sedimentos tal como sucede con los yacimientos convencionales, es decir, con porosidad intergranular, a diferencia de éstos últimos, en los YNF se alteró la continuidad de la roca como resultado de algún tipo de actividad tectónica.

Que un yacimiento tenga fracturas naturales puede tener efectos positivos, como por ejemplo, al maximizar la capacidad de flujo de petróleo, aunque también los efectos pueden ser negativos, por ejemplo, cuando se presenta canalización de agua o gas hacia los pozos, o la pérdida de circulación al momento de perforar un pozo petrolero.

En estos yacimientos es normal que se presente la pérdida de lodo hacia la formación expuesta en el pozo, durante la perforación. El flujo de lodo hacia la formación implica menos lodo volviendo por la línea de flote, que el bombeado al pozo. La reducción de flujo en el espacio anular, por arriba de la pérdida, puede causar muchos problemas. Los recortes se pueden acumular en la zona de baja velocidad y como consecuencia originar un atrapamiento de sarta. La pérdida de lodo en la formación puede también bajar el nivel de lodo en el anular, con la consiguiente reducción de la presión hidrostática en el pozo.

En la sección de lutita, esta reducción en la presión hidrostática puede inducir a que las arcillas flojas se desmoronen haciendo que la herramienta quede atrapada. El pozo puede fluir si la presión hidrostática es menor a la presión de formación cuando la formación es permeable. Esto presenta una situación

sumamente peligrosa, de pérdida de circulación en un pozo con flujo debido a la disminución en la columna efectiva del fluido de perforación. Si este flujo se canaliza por la zona de pérdidas, la situación se convierte en un reventón subterráneo. Un reventón de este tipo que sea de agua a una arena acuífera es peligroso, pero peor sería si se trata de gas o H₂S. El peligro se multiplica si hay sólo una tubería de revestimiento instalada a poca profundidad. El flujo puede migrar hacia la superficie por alrededor de la tubería de revestimiento creando un cráter en la superficie, pudiendo provocar volcamiento del equipo de perforación.

1.4.1 Tipos de fracturas ⁵

De acuerdo con su origen, las fracturas pueden ser clasificadas dentro de cuatro grandes grupos: fracturas tectónicas, fracturas regionales, fracturas diagenéticas y asociadas con la superficie.

- **Fracturas Tectónicas**

Este tipo de fracturas tienen su origen en algún encuentro tectónico local; se deben principalmente a fallamientos o plegamientos de la roca en tal punto. Este tipo de fracturas ayudan al mejoramiento de la permeabilidad e incluso de la capacidad de almacenamiento de la roca.

- **Fracturas Regionales**

Al igual que las fracturas tectónicas, estas se originan por eventos tectónicos, sin embargo, a diferencia de las anteriores éstas se caracterizan porque se desarrollan a través de áreas de terreno muy grandes con un cambio relativamente pequeño en el sentido de su orientación.

⁵ IBARRA Juan M, Reporte de experiencia aprendizaje de semestre, Universidad Autónoma de Guadalajara Campus Tabasco, Guadalajara, Mexico. 2015

- **Fracturas Diagenéticas**

Estas fracturas se originan cuando en la roca tiene lugar una reducción en su volumen, ya sea por secamiento de la roca, contracción térmica, dolomitización e incluso por lixiviación. Se generan por esfuerzos de tensión sobre la roca que producen el fracturamiento de la misma.

- **Fracturas Asociadas con la Superficie**

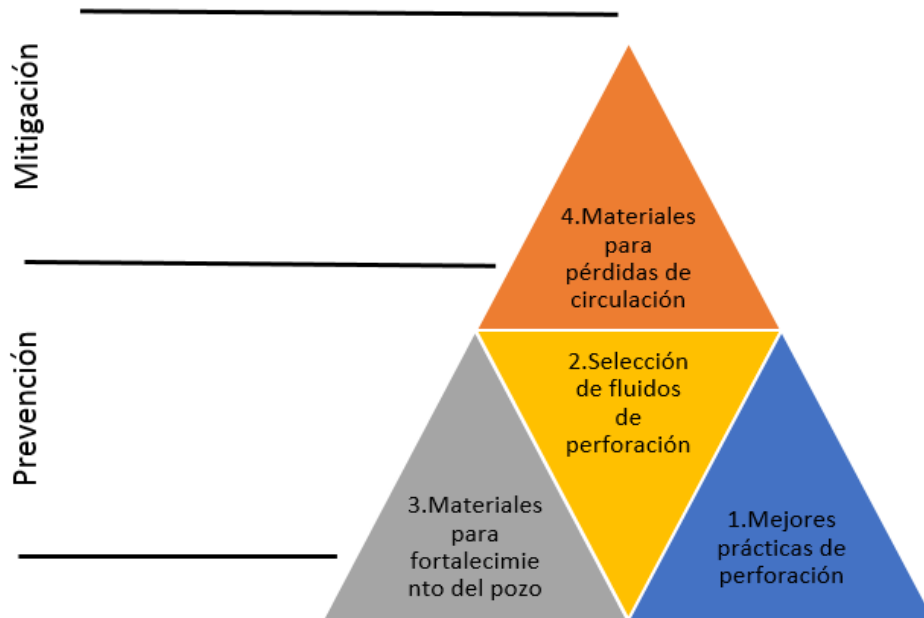
Una roca que se halla en la corteza terrestre se encuentra sometida a una carga litostática (*overburden*) que equilibra los otros esfuerzos a los que está sometida la roca, cuando hay variación en la carga litostática, por ejemplo, al llevar la roca a superficie o tras una fuerte erosión en el terreno, el equilibrio inicial se verá alterado, con lo cual los esfuerzos de compresión terminan por fracturar la roca originando las fracturas asociadas con la superficie.

1.5 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

La prevención y la mitigación de los problemas de pérdidas de circulación son factores importantes para una operación de perforación económica. Si los perforadores no pueden prevenir los incidentes de pérdidas de circulación, recurren a tratamientos de mitigación para recuperar el control del pozo y la circulación.

En la Figura 2, se abordan las soluciones con un enfoque de cuatro niveles, donde el último nivel es la base de este proyecto.

Figura 2. Medidas de prevención y mitigación.



Fuente: BAGGINI ALMAGRO, Santiago Pablo, et al, 2013..

- **Las mejores prácticas de perforación**

Estas cubren los principales tipos de pérdidas de fluido de perforación e incluyen cálculos y simulaciones previos a la perforación en los que los ingenieros utilizan modelos geomecánicos para determinar el riesgo de pérdidas de circulación y colapso del pozo.⁶ Las mejores prácticas de perforación para controlar las pérdidas también comprenden procedimientos tales como la utilización de tuberías de revestimiento expansibles, el manejo de la presión durante la perforación o la entubación durante la perforación.

- **La selección de fluidos de perforación**

⁶ Circulation Control Solution to Effectively Cure Losses While Drilling, Cementing and Work Over Operations in Oman," artículo SPE 166529, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 2 de octubre de 2013.

Para controlar se requiere que el lodo tenga las propiedades reológicas adecuada para reducir el riesgo de pérdidas de circulación.

- **Materiales de fortalecimiento del pozo para el manejo de las pérdidas**

Se trata de mezclas de partículas de materiales formulados y dimensionados para ingresar en las fracturas y obturarlas con el fin de aislarlas del pozo.

- **Materiales para pérdidas de circulación**

En este nivel incluye la utilización para corregir los problemas de pérdidas de circulación en proceso de desarrollo. La colocación de píldoras a través de las zonas de pérdidas de circulación cuando los perforadores anticipan las pérdidas de fluidos, realizan un tratamiento previo de los fluidos de perforación a través del agregado de materiales de fortalecimiento del pozo, tales como mármol molido y grafito sintético. Las pruebas de presión efectuadas antes y después de dichos tratamientos de fortalecimiento del pozo a menudo indican que estos enfoques resultan exitosos.

El agregado de materiales de fortalecimiento del pozo se considera un tratamiento proactivo, o preventivo. Por el contrario, los materiales para pérdidas de circulación son tratamientos correctivos, o de remediación, porque estos materiales normalmente se agregan al fluido de perforación después de producirse las pérdidas. El enfoque de este proyecto está en la medida de mitigación en donde se evalúan los materiales de pérdidas de circulación, más conocidos como LCM (Loss Circulation Material).

1.5.1 Materiales de control de pérdidas

De los numerosos tratamientos de control de pérdidas de circulación, algunos requieren mucho tiempo y son ineficaces. Los avances introducidos en la tecnología para materiales de control de pérdidas permiten la mitigación rápida y

eficiente de las pérdidas. Estas soluciones posibilitan operaciones de taponamiento estables y la protección del yacimiento durante la perforación.

1.5.2 Historia de los LCM

La historia de la primera aplicación de las soluciones para incidentes de pérdidas de circulación es tan poco clara como la historia de los primeros fluidos de perforación. Casi todos los sólidos pueden ser utilizados para taponar una formación fracturada, aplicando suficiente presión e inyectando partículas de propiedades y tamaños adecuados. Si el tapón se mantendrá en su lugar cuando se retomen los procesos de rotación y circulación, y si tolerará las vibraciones y los cambios de presión, es un tema aparte. Los primeros materiales para pérdidas de circulación (LCM) a menudo se escogían por su fácil disponibilidad cerca de las localizaciones de perforación y su bajo costo. Ejemplos de materiales para pérdidas de circulación son las cáscaras de semillas de algodón, el cuero triturado, aserrín, la paja y las cáscaras de nuez molidas⁷. Con frecuencias, los materiales LCM se fabricaban con materiales residuales o de desecho de los procesos de manufactura. Las operaciones de perforación más complejas generaron la necesidad de contar con materiales LCM especialmente diseñados⁸.

Las características de una formación determinan el tratamiento para controlar las pérdidas de circulación. La selección de la solución correcta depende del conocimiento de la formación y de la identificación del tipo y la causa de la pérdida.

Los tratamientos habituales de problemas de pérdidas de circulación en yacimientos fracturados involucran un LCM mezclado en el fluido de perforación, ya sea disperso a través de todo el fluido o como píldora⁹. Estos tratamientos

⁷ Messenger J: "Technique for Controlling Lost Circulation," Patente de EUA No. 3.724.564 (12 de noviembre de 1971).

⁸ Loepcke GE, Glowka DA y Wright EK: "Design and Evaluation of Lost-Circulation Materials for Severe Environments," *Journal of Petroleum Technology* 42, no. 3 (Marzo de 1990): 328-337.

⁹ Una píldora es una cantidad relativamente pequeña—generalmente menos de 32 m³ [200 bbl]— de una mezcla especial de fluido de perforación diseñada para ejecutar una tarea específica que el fluido de perforación regular no puede realizar.

están diseñados para taponar las fracturas. Si bien estos materiales pueden proporcionar cierto éxito, la utilización de materiales dimensionados solamente no basta para asegurar la mitigación de las pérdidas, especialmente en formaciones con fracturas anchas. Dado que la apertura de las fracturas a menudo se desconoce, es probable que el tamaño del LCM sea incorrecto. Si son demasiado pequeñas, las partículas fluirán a través de las fracturas y si son demasiado grandes no penetrarán en las mismas. En cualquiera de los dos casos, si el tamaño del LCM es inapropiado no se podrá dar solución al problema¹⁰. La tecnología de perforación ha avanzado considerablemente desde sus primeros días en Spindletop¹¹; las operaciones de construcción y perforación de pozos son económicamente más efectivas y pueden ser ejecutadas de manera más segura que antes. A medida que apuntan a yacimientos cada vez más remotos y geológicamente complejos como objetivos, los operadores empujan los límites de los fluidos de perforación modernos y buscan tecnologías mejoradas para asegurar la integridad de los pozos. A fin de satisfacer estos desafíos, la industria continúa introduciendo soluciones de fortalecimiento de los pozos para contener el crecimiento de las fracturas inducidas y prevenir las pérdidas de circulación descontroladas desde los mismos¹².

1.5.3 Tipos de materiales de pérdidas

- **Fibrosos :**

- Aserrín (fibra de madera),

- Papel utilizado en la perforación (papel)

- **Granulares:**

- Cascara de Nuez (finas, medianas, y gruesas),

- Grafito grueso,

¹⁰ Jain B, Khattak MA, Mesa AM, Al Kalbani S, Meyer A, Aghbari S, Al-Salti A, Hennette B, Khaldi M, Al-Yaqoubi A y Al-Sharji H: "Successful Implementation of Engineered Fiber Based Loss

¹¹ Campo petrolífero de cúpula de sal ubicado en la parte sur de Beaumont, Texas, en los Estados Unidos.

¹² Circulation Control Solution to Effectively Cure Losses While Drilling, Cementing and Work Over Operations in Oman," artículo SPE 166529, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 2 de octubre de 2013.

Carbonatos de calcio (fino, mediano y grueso)

- **Mezclas**

Mezcla de materiales fibrosos, granulares y escamas

- **Escamas**

Escamas (celofán)

Mica (fina y gruesa)

- **Polímeros**

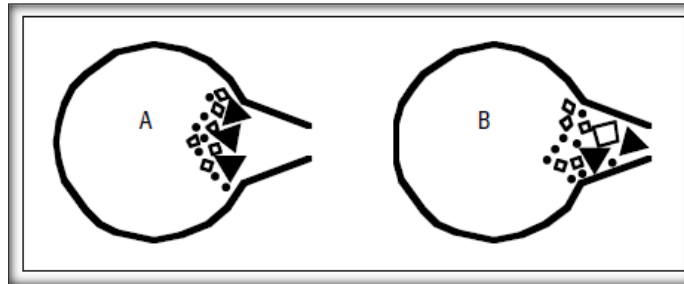
1.5.4 Sello de fracturas con LCM

Uno de los procedimientos utilizados consiste en fibras y combinaciones de fibras con sólidos para obtener soluciones a problemas de pérdidas de circulación que exhiban un desempeño consistente. Estos tratamientos mitigan la pérdida de fluido de perforación o fluido de cementación en numerosos ambientes, incluidas formaciones que poseen fracturas naturales, zonas carbonatadas, zonas de rocas fragmentadas y zonas con agotamiento de presión¹³. Todos estos tratamientos pueden emplearse en la profundidad deseada, sin extraer la sarta de perforación del pozo, lo que reduce el NPT y los costos asociados.

La **Figura 3** ilustra la manera en que los materiales que son demasiado grandes formarán un puente en la cara de la abertura, mientras que los materiales de tamaño adecuado forman un puente dentro de la abertura, donde es menos probable que se erosionen una vez que se reanude la circulación.

¹³ Circulation Control Solution to Effectively Cure Losses While Drilling, Cementing and Work Over Operations in Oman," artículo SPE 166529, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 2 de octubre de 2013.

Figura 3. Sellos de fractura

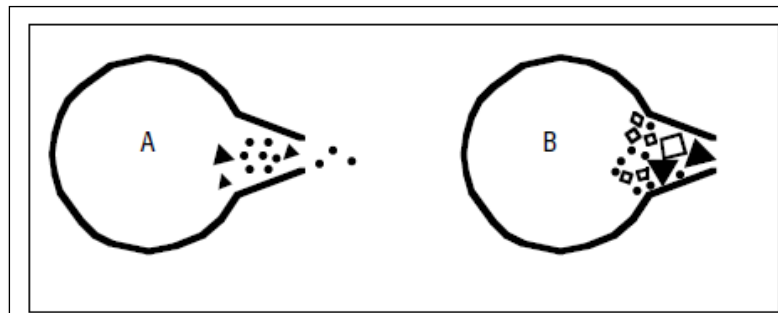


Fuente. MI, 2014

La **Figura 3a**: Sello de la fractura en la cara del pozo. **Figura 3b**: Sello de la fractura dentro de la formación.

La **Figura 4** ilustra la manera en que los materiales que son demasiado pequeños pasan a través de la abertura y no forman un puente. Al seleccionar el tamaño de los materiales que deben ser usados, el tamaño de las toberas de la barrena y cualquier otra restricción posible (por ej.: herramientas MWD, motores de fondo) siempre deberían ser considerados.

Figura 4. Sellos de fractura sin puente



Fuente: MI, 2014

Figura 4a: Pequeños materiales de pérdida de circulación que no forman un puente. **Figura 4b:** Puente inicial formado por las partículas grandes y sello final formado por las partículas más pequeñas.

El tamaño del material puenteante debe ser adaptado de acuerdo con la severidad de la pérdida, ya que no se conoce casi nunca el tamaño de las aberturas a través de las cuales se está perdiendo el lodo. Esta lógica se basa en el conocimiento de que los bajos volúmenes de pérdida ocurren a través de pequeñas aberturas y los grandes volúmenes de pérdida ocurren a través de aberturas más grandes¹⁴.

1.6 PÍLDORAS A EVALUAR PARA CONTROL DE PÉRDIDAS

Para el desarrollo de esta evaluación, se utilizarán dos sistemas, inyección de polímero entrecruzado o reticulado y píldora de alta pérdida de filtrado, el cual se definen a continuación. Cabe aclarar que estos son una parte de los tratamientos de control de pérdidas, algunos requieren mucho tiempo y otros son poco eficaces, sin embargo con estos sistemas se busca reevaluar el grado de mitigación y eficiencia al momento de taponar y proteger las formaciones durante la perforación.

1.6.1 Inyecciones de polímero entrecruzado o reticulado

Varias compañías ofrecen píldoras de inyección de presión de polímero entrecruzado además de las inyecciones de arcilla organofílica y las inyecciones de alto filtrado diseñadas para las aplicaciones de pérdida de circulación. Estas píldoras se componen generalmente de una mezcla de polímeros y materiales de pérdida de circulación que se entrecruzan con la temperatura y el tiempo para formar una consistencia maleable gomosa y esponjosa, la cual elimina eficazmente el filtrado al sellar las fracturas y las formaciones fisuradas. Estas píldoras también pueden ser usadas para impedir el flujo de agua y consolidar las

¹⁴ Manual de fluidos de perforación. Capítulo 7 "Pérdidas de circulación". P3

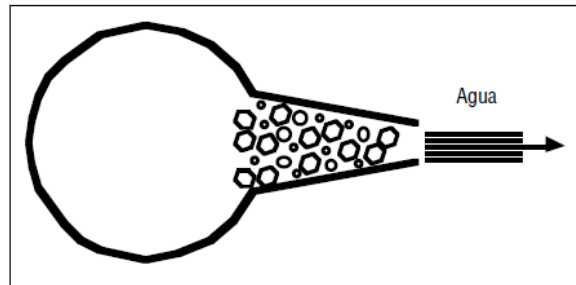
gravas sueltas. Según el fabricante, el producto puede ser suministrado en un saco de aditivo que contiene los polímeros y los materiales de pérdida de circulación o en sacos individuales para cada componente. La mayoría ofrece un retardador y un acelerador. En la mayoría de los casos, el retardador será necesario para demorar el entrecruzamiento prematuro hasta que la lechada pueda ser colocada frente a la zona pérdida.

1.6.2 Píldora de alta pérdida de filtrado

Una vez que el puente inicial se ha formado, la filtración permite que el filtrado se separe de la lechada, depositando un revoque firme dentro de la fractura propiamente dicha (Figura 5). Esto es muy similar a la introducción de una cuña dentro de la fractura, la cual además de ser difícil de mover, pone fin a las pérdidas de circulación dentro del pozo.

Esta técnica debería usarse contra las pérdidas por filtración y las pérdidas parciales, así como las pérdidas totales menos graves¹⁵.

Figura 5. Píldora de alta pérdida de filtrado para la pérdida de circulación



Fuente: MI, 2014

¹⁵ Manual de fluidos de perforación. Capítulo 7 "Pérdidas de circulación". P9

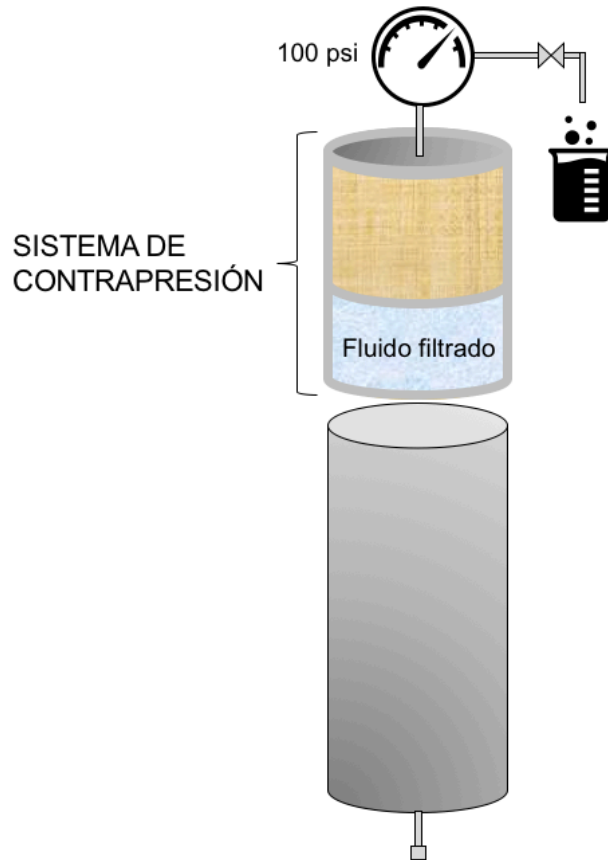
2. EQUIPO PARA EVALUAR PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Considerando todos los factores pertinentes en materia de pérdidas de circulación se han evaluado y estudiado ciertas limitantes que presentan los equipos de laboratorio comerciales actuales que ayudan a simular el fenómeno en estudio. En el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) nace la necesidad de diseñar y fabricar un equipo que tenga entre otras ventajas un sistema de contrapresión con cilindro de diámetro uniforme, para tener mejores resultados al evaluar los parámetros involucrados con el objetivo de llevar a cabo buenas operaciones que posteriormente se puedan aplicar en campo contribuyendo con la mitigación del problema de pérdidas de circulación.

2.1 EQUIPO DE CONTROL DE PÉRDIDAS - ICP

El equipo diseñado y construido por el ICP para la evaluación de control de pérdidas (Figura 6) facilita la realización de pruebas con resultados confiables, mediante la aplicación de la metodología existente para determinar las pérdidas de circulación de fluidos de perforación en zonas fracturadas. Este equipo denominado **EQUIPO DE EVALUACIÓN DE CONTROL DE PÉRDIDAS**, se encuentra ubicado en el Laboratorio de Daños a la Formación y lodos de perforación del ICP.

Figura 6. Esquema general del equipo



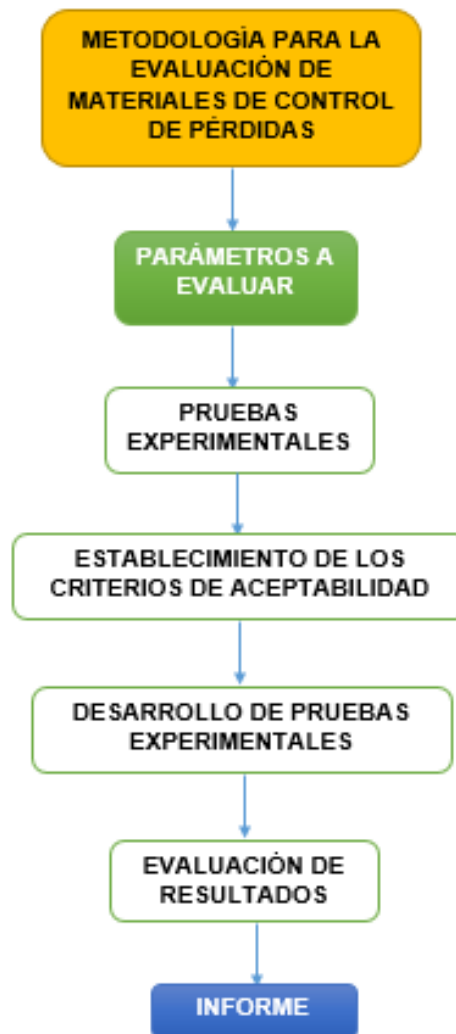
2.1.1 Características

- Este equipo aplica para la ejecución de ensayos en fluidos de perforación base agua a presiones y temperaturas a condiciones del campo en estudio.
- El equipo cuenta con un sistema de contrapresión cilindro de diámetro uniforme, el cual evita que haya obstrucción dentro del mismo.

2.2 PRUEBAS PRELIMINARES EN EL EQUIPO

Las pruebas preliminares se realizaron bajo una metodología ya definida en el laboratorio de daños a la formación y lodos de perforación, el cual se presenta en la figura 7.

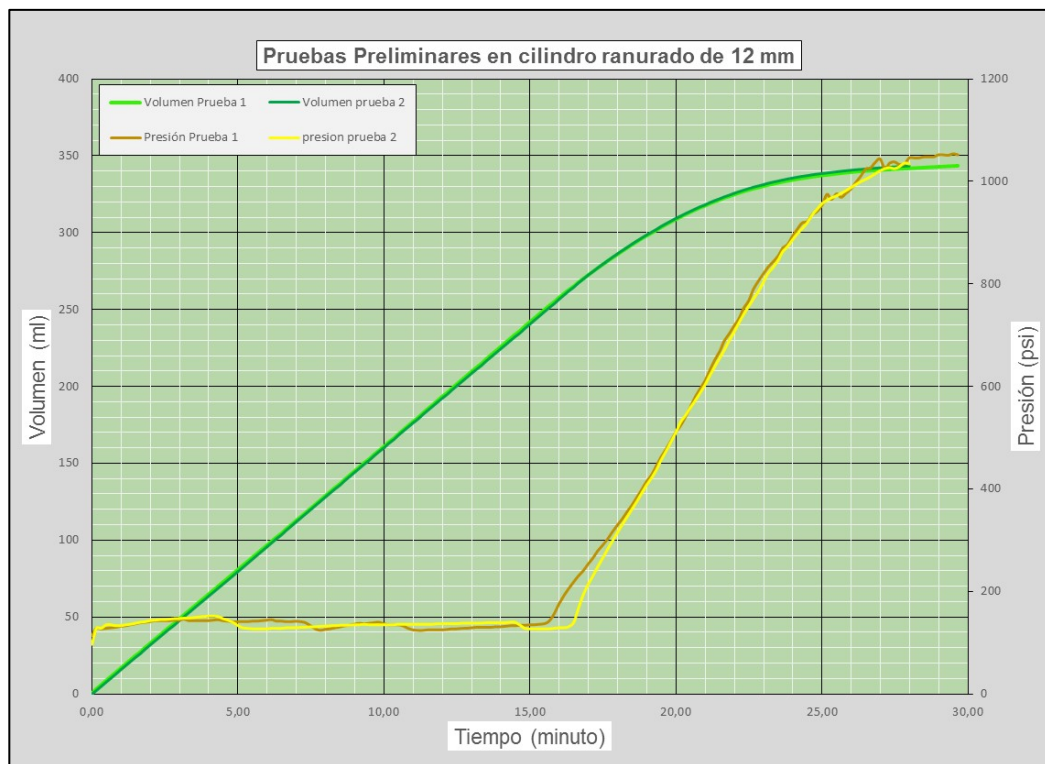
Figura 7. Metodología para evaluar las pruebas preliminares



La figura 7, presenta el procedimiento de las pruebas preliminares que aportaran la evidencia necesaria para la aplicabilidad del método de ensayo, su correcta utilización y la confiabilidad de los resultados del equipo de control de pérdidas

diseñado y construido en el ICP. Se inicia con los parámetros a evaluar como son la selectividad, linealidad, sensibilidad, límites, precisión, veracidad, robustez y aplicabilidad, para esto se planearon una serie de pruebas experimentales en el equipo teniendo en cuenta aspectos importantes como: un único sistema LCM a evaluar, variación fracturas (2-12) mm, condiciones únicas de P y T, cantidad de pruebas por fractura escogida (5 pruebas por fractura). Se desarrollaron las pruebas experimentales como se observa en la figura 8, con el fin de evaluar los resultados. Cabe resaltar que por confidencialidad del equipo, no se mostrarán tablas con datos, pero en la figura mencionada se muestran dos pruebas preliminares y se observa la precisión en dos puntos claves de la gráfica: taponamiento y volumen desplazado durante la prueba.

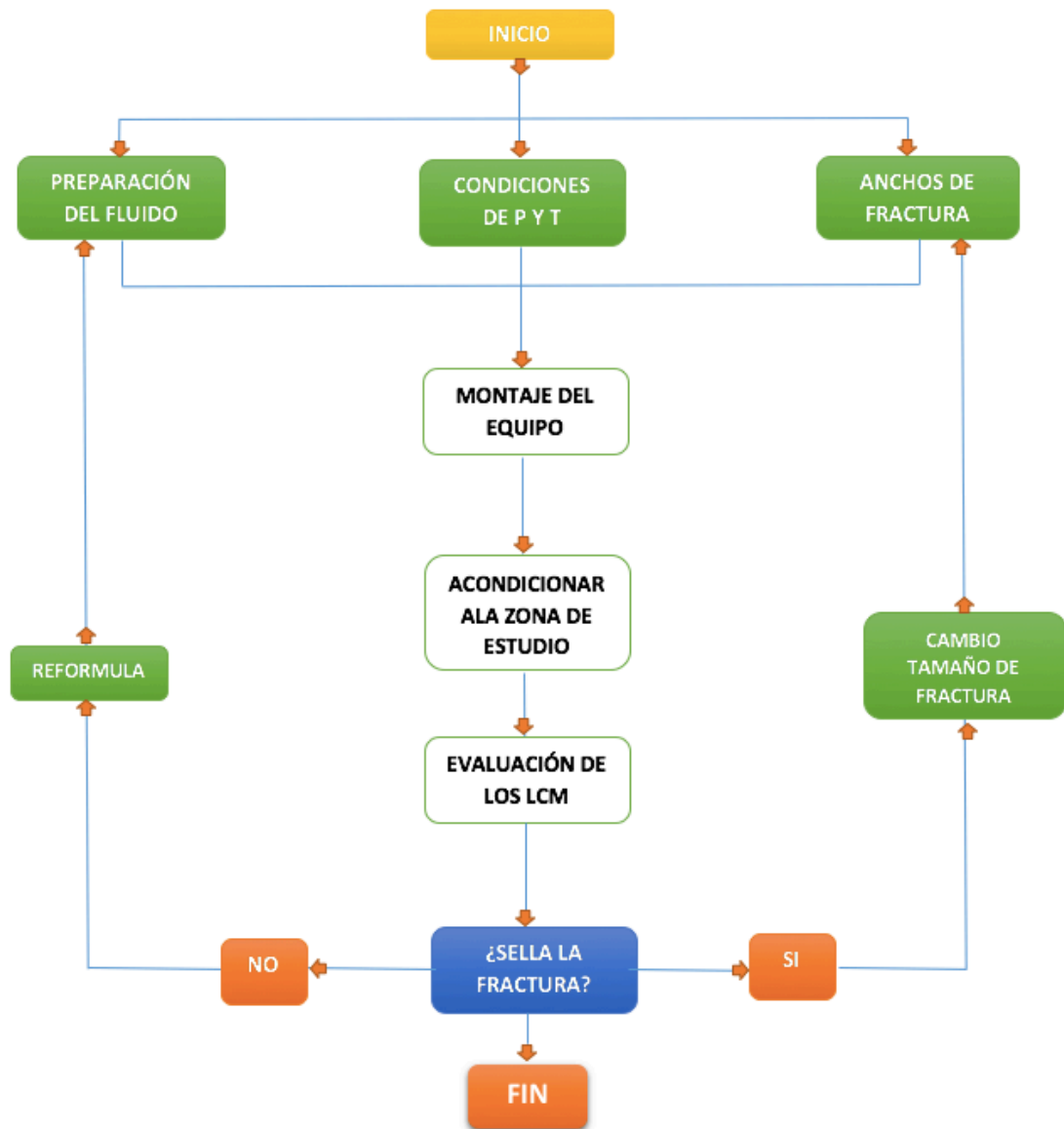
Figura 8. Pruebas preliminares en cilindro ranurado de 12 mm



3. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EVALUAR LCM

Una forma de reproducir los fenómenos que han ocurrido a nivel del pozo, es realizar pruebas de laboratorio utilizando el equipo de pérdidas de circulación y sistemas con LCM. Esto permitirá determinar el fluido a utilizar en función del ancho de fractura.

Figura 9. Esquema de prueba de laboratorio



En el desarrollo de la metodología, se inicia con la preparación del fluido con los diferentes LCM del sistema, se continúa estableciendo los parámetros de P y T según el campo en estudio, luego de esto se establece el ancho de fractura a evaluar (2-4-6-8-10-12) mm; se realiza el montaje del equipo acondicionándolo con los parámetros del campo y finalmente se realiza la evaluación de los LCM a presión constante. Durante el reporte de resultados se evalúa, si el sistema produjo taponamiento, se continúa evaluando otro ancho de fractura mayor, para

confirmar hasta qué ancho de fractura taponar, de lo contrario si el sistema no produce taponamiento, se reacondiciona el sistema con otros LCM.

Durante el desarrollo de la metodología se prepara el ensayo, el equipo y se da el reporte del resultado, a continuación se explica cada paso:

3.1 PREPARACIÓN DEL ENSAYO

Para esta prueba se requieren los siguientes elementos:

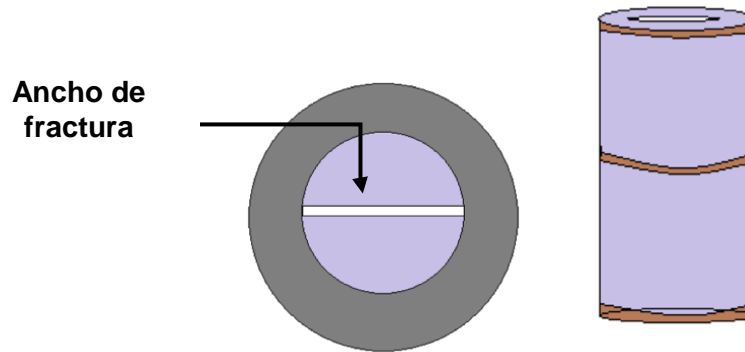
- Aceite
- Fluido de perforación a evaluar
- Cronómetro para medir el tiempo de filtrado
- Conexión de inyección inferior con acople de ¼" Npt a 5000 psi, conexión superior por válvula de bola de dos vías, manómetro y regulador de 0 – 500 psi.
- Celdas
- Tapón ranurado
- Free pistón
- Camisa para calentamiento
- O – Ring
- Anillo fijador

3.2 PREPARACIÓN DEL EQUIPO

- Encender la camisa de calentamiento y configurar de acuerdo con la temperatura solicitada del campo de estudio.
- Introducir en el cilindro hueco el free pistón hasta antes de la ampliación de diámetro.
- Inclinar el cilindro y llenar con aceite y colocar la tapa.
- Llenar con el fluido de perforación el cual se va a evaluar.

- Introducir el cilindro de filtración, con anchos de fractura (Figura 10) a evaluar (2-4-6-8-10-12) mm, sellar con el anillo y la chaveta
- Colocar la válvula en el cilindro

Figura 10. Cilindro de filtración



3.3 PROCEDIMIENTO GENERAL DEL ENSAYO

- Calentar dentro de la camisa de calentamiento la configuración anterior con el aceite, fluido de perforación y tapón ranurado dentro del cilindro hueco.
- Conectar la parte inferior del cilindro al equipo que mantiene la presión.
- Colocar en la parte superior del cilindro hueco otro cilindro con aceite, este cilindro va conectado a una válvula e indicador de presión.
- Realización del ensayo a presión constante.
- Reportar de este ensayo los siguientes datos:
 - Volumen de aceite en determinado tiempo que sale por la parte superior del equipo.
 - Temperatura y presión de la prueba.

3.4 REPORTE DE RESULTADOS

El personal técnico del laboratorio registrará los datos (Formulación del sistema, Volumen de aceite en determinado tiempo que sale por la parte superior del equipo, temperatura y presión de la prueba) obtenidos de la realización del ensayo de forma clara y ordenada, en los formatos y/o bitácoras establecidas para el aseguramiento de la información.

Los resultados del ensayo serán reportados por el líder o profesional del laboratorio y se presentan en el formato establecido para la emisión del informe de ensayos de los laboratorios del ICP, disponible en P8 que es la herramienta informática oficial de Ecopetrol S.A. para control de documentos.

4. EVALUACIÓN DE SISTEMAS CON LCM PARA EL CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla, perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales, exhibe problemas de pérdidas de circulación, ya que sus formaciones están fracturadas naturalmente, lo que incurre a las pérdidas y por consiguiente a un aumento de costos durante la perforación; una mitigación rápida y eficiente a esta problemática está hecha a base de sistemas con LCM (*Loss Circulation Material*),

desarrollándose así una evaluación a partir de una metodología que entrega resultados confiables para el control de pérdidas de circulación.

4.1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

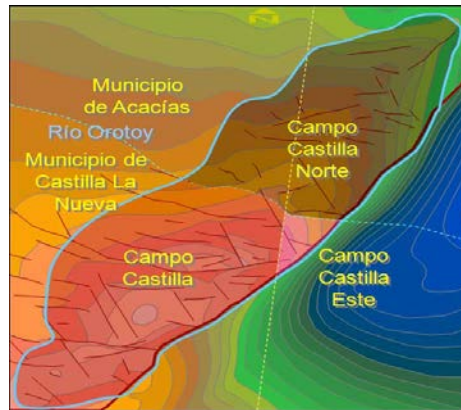
4.1.1 Antecedentes históricos

El Campo Castilla, administrado desde enero de 2000 y operado desde julio del mismo año por la Superintendencia de Operaciones Apiay de Ecopetrol S.A, se encuentra ubicado en el departamento del Meta, aproximadamente a 30 Km al sur de Villavicencio. Esta área se encuentra en la jurisdicción de los municipios de Acacias y Castilla La Nueva. Para el acceso desde esta ciudad, es necesario un recorrido de aproximadamente 95 Km por la vía al Llano hasta la capital del Departamento del Meta, Villavicencio y posteriormente 60 Km por la vía Villavicencio- Acacias-Guamal-Castilla La Nueva¹⁶. En los años 1988 y 1989, Ecopetrol perforó tres pozos que definieron los denominados campos Castilla Norte y Castilla Este, los cuales se ubicaron fuera del área establecida por el contrato de asociación. Por estrategia de explotación, estos pozos fueron operados por Chevron. Hoy día y tras las reevaluaciones de yacimientos realizadas, se considera que los campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este conformaran una sola estructura¹⁷.

Figura 11. Definición de los Campos Castilla, Castilla Este y Castilla Norte

¹⁶ BLANCO Sayda L, "Herramienta informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 6.

¹⁷ Arbeys Duban C., "Diseño de un fluido de perforación para zonas de pérdida en formación productora del Campo Castilla utilizando Grafito y Carbonato de Calcio como material puenteante". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos.



Fuente: ECOPETROL S.A, 2010.

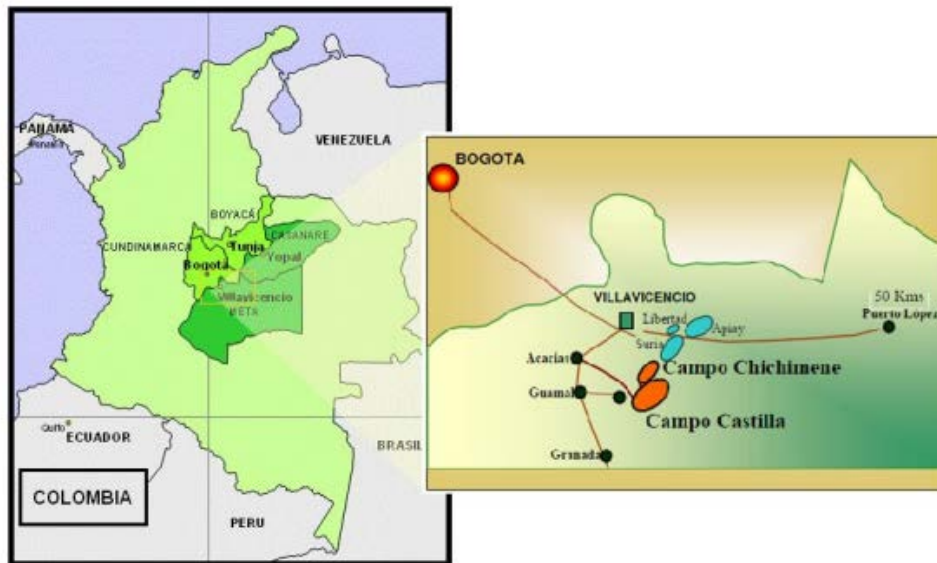
4.1.2 Localización geográfica¹⁸

El Campo Castilla se localiza en la cuenca de los Llanos a 35 Km al sur de la ciudad de Villavicencio, en el departamento del Meta como se muestra en la Figura 12.

Descubierto por Chevron en el año de 1969 con la perforación del pozo Castilla 1, pero inició producción en el año de 1977, con el contrato de asociación Cubarral suscrito entre ECOPETROL y la compañía Chevron en los años sesenta. En él se encontraba una masa espesa, viscosa y con alto contenido de azufre, por esta razón no tenía aceptación en el mercado. Con el cambio del panorama mundial la explotación del crudo pesado tomó importancia, por esta razón las reservas de crudo que se encuentran en el subsuelo llanero, como las de Campo Castilla, se convirtieron en las más importantes respecto al crudo pesado como producto de exportación.

¹⁸ OSORIO, Gabriel, 2007. "Desarrollo Petrolero Departamento del Meta"

Figura 12. Localización del Campo Castilla.



Fuente: OSORIO, Gabriel, 2007.

4.1.3 Geología¹⁹

La producción del petróleo proviene de la formación Guadalupe, de edad Cretáceo Medio, divide en dos unidades operacionales: Una K2 y Chipaque K1. Existe otra formación acumuladora de Hidrocarburo llamada San Fernando (T2), del terciario.

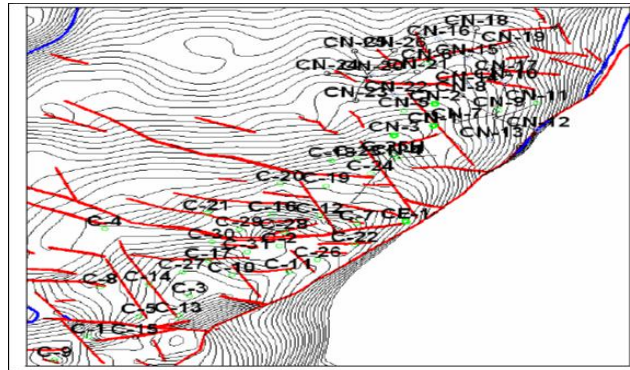
4.1.3.1 Geología Estructural

Su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60 E, De Km de largo, limitado al Este por una falla inversa. Se encuentra afectado por una serie de fallas normales e inversas con dirección NE-SW, algunas asociadas a la falla principal. Las fallas normales presentan saltos que varían de 30 a 120 pies y las fallas inversas con saltos que varían entre 30 y 50 pies. Al parecer las fallas internas que afectan la estructura no presentan carácter

¹⁹BLANCO Sayda L, "Herramienta informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 6.

sellante, ya que el contacto agua-aceite no presenta cambios abruptos al lado y lado de las falla, mostrando en general a lo largo del campo una misma inclinación. La figura 13 presenta el mapa estructura del Campo Castilla al tope de la formación Guadalupe.

Figura 13. Mapa estructural de Campo Castilla.



Fuente: ECOPETROL S.A, 2010.

En el Campo Castilla la Formación Guadalupe Masivo es la formación productora, con profundidades que varían entre 6000 pies y 7000 pies.

4.1.3.2 Geología Estratigráfica²⁰

Las rocas del Precámbrico conformadas por rocas ígneas y metamórficas de alto grado afloran en los costados oriental y occidental de la cuenca, formando el escudo Guayanés y constituyen el basamento relativamente rígido sobre el cual se ha depositado toda la columna sedimentaria.

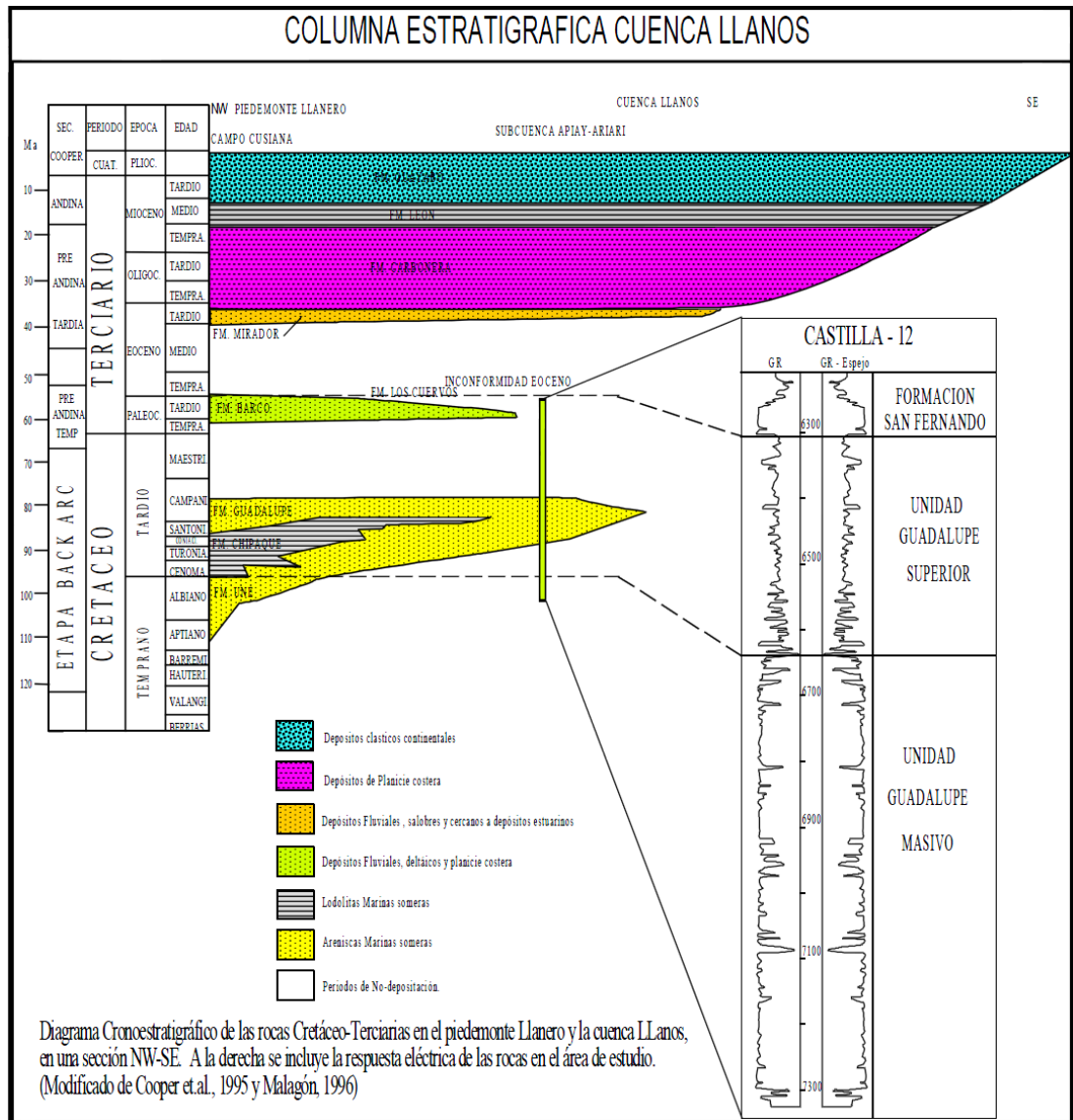
Las rocas sedimentarias de mayor edad (Paleozoico Temprano), contienen en su parte inferior, esquistos, calizas dolomitizadas, lavas almohadilladas, shales, intrusiones diabásicas, granitos y conglomerados y en la parte superior, shales, arcillolitas y areniscas arcósicas de ambientes marinos someros. Sobre estos sedimentos, rocas ígneas y metamórficas del Paleozoico, descansan

²⁰ BLANCO Sayda L, "Herramienta informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 6.

discordantemente sedimentos del Cretáceo tardío representando el principal aporte de sedimentos Mesozoicos; en el área de Arauca, al norte de la falla de Caño Limón solamente han sido reportados depósitos aislados de sedimentos Triásicos y Jurásicos.

Las unidades operacionales del campo, comprenden en el área de estudio la secuencia del Cretáceo superior, y se divide en las Unidades Operacionales K2 (Guadalupe Masivo) de edad Coniaciano y la unidad Operacional K1 (Guadalupe Superior) que comprende desde el Santoniano hasta el Eoceno inferior. La unidad K1 normalmente se divide en K1 Superior, K1 Medio y K1 Inferior. El primer estado de esta megasecuencia está ausente en la cuenca y representa la depositación de las rocas más prolíficas en generación en las Cuencas Piedemonte, del Alto y Medio Magdalena (formaciones La Luna, Villeta y Gachetá, respectivamente). El segundo pulso de sedimentación reinició en el Paleoceno con la depositación de las formaciones Barco y Los Cuervos en la parte noroccidental de la cuenca de los Llanos. La depositación se reinició en el Eoceno Tardío con la formación Mirador, caracterizada por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos conglomerados e intercalaciones limosas y arcillosas. En el área de Apiay-Ariari la correspondiente unidad T2, se deposita en un sistema fluvial de corrientes entrelazadas. Durante el Oligoceno y el Mioceno Temprano, la depositación de la formación Carbonera compuesta de shales, limos y arcillas con escasas capas de areniscas y capas de carbón al tope, refleja cuatro ciclos de influencia marina en depósitos de planicie deltáica. La formación León compuesta de arcillolitas verdes y grises depositada bajo ambiente marino somero, sobreyace concordantemente a esta secuencia, manteniendo el registro de una elevación global del nivel del mar y el levantamiento y deformación de la Cordillera Oriental, lo que generó el aislamiento de la cuenca de los Llanos y del Valle Medio del Magdalena.

Figura 14. Columna Estratigráfica del Campo Castilla



Fuente: ECOPETROL S.A, 2010.

Finalmente, se presenta la depositación de areniscas de grano grueso y conglomerados con esporádicos shales y capas de lignitos correspondientes a la formación Guayabo. La Unidad operacional K2 ha sido objetivo principal de producción en los campos de la Superintendencia. Su mecanismo de producción es por empuje de agua activo, lo cual ha permitido un mantenimiento natural de la presión de yacimiento, pero también de su alto drenaje y altos cortes de agua y en aumento²¹.

4.1.4 Problemas operacionales²²

Después de realizar un estudio detallado de los reportes diarios de perforación se identificó como principal problema operacional las pérdidas de circulación; las cuales se presentan en la unidad K2. Lo anterior es debido a las fracturas naturales que caracterizan esta formación en el campo Castilla, caso que no es exhibido por la unidad K1.

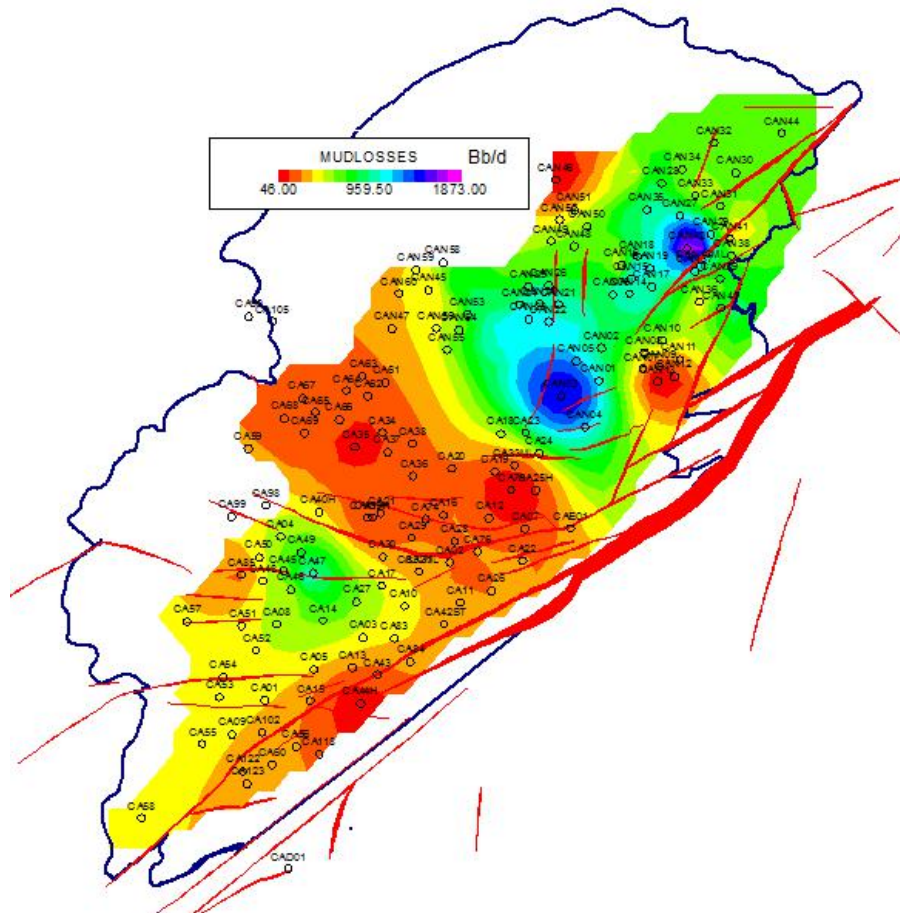
No obstante, durante el estudio de los reportes se observó que las pérdidas de fluido se presentaron también en la formación San Fernando, unidad T2(Figura 15), con una magnitud significativa, por lo cual se consideraron ambas formaciones para el análisis de éste problema operacional. Para un estudio más detallado de las pérdidas de circulación en cada unidad, se generaron mapas de distribución de pérdidas a lo largo de todo el campo con el fin de identificar las zonas mayormente afectadas y mapas de burbujas para conocer la magnitud del problema operacional presentado en cada uno de los pozos durante la perforación convencional. Para la obtención de estos mapas, se tomaron las

²¹ BLANCO Sayda L, "Herramienta informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 6.

²² VERA Lozano, RIVAS Diego. "Estudio de factibilidad para la implementación de la técnica de perforación underbalance en los Campos Castilla y Apiay". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011. p 95.

máximas pérdidas presentadas en cada pozo diariamente, con el fin de establecer la severidad del problema.

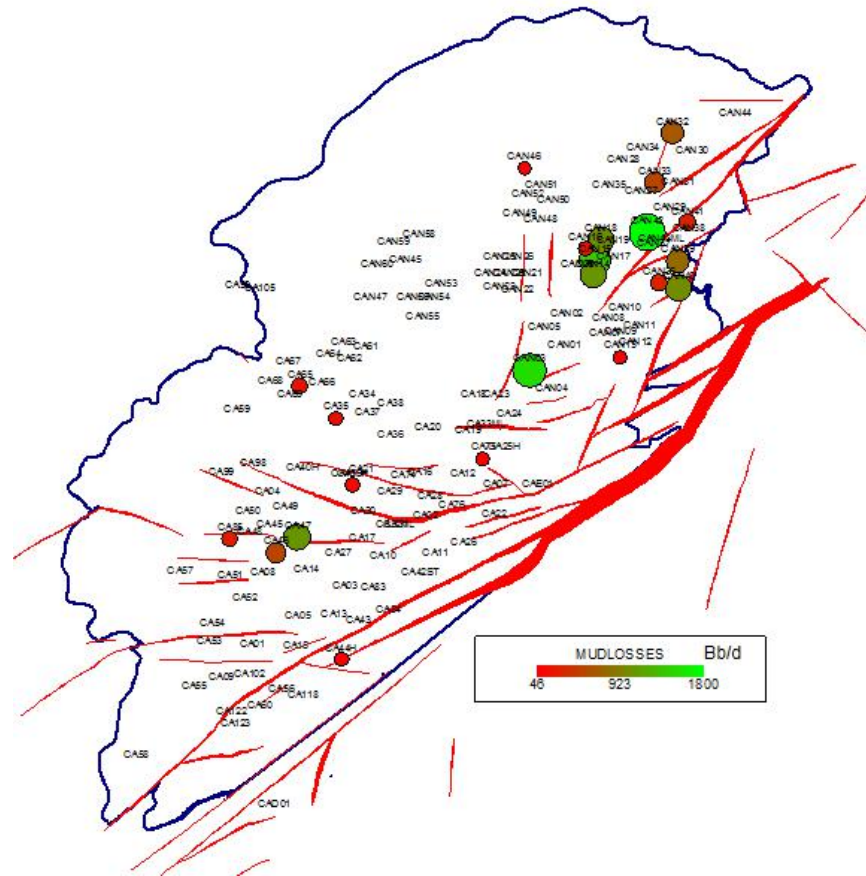
Figura 15. Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – San Fernando T2.



Fuente: LOZANO SALAZAR, Viera Carolina, RIVAS HOYOS Diego Armando, 2011.

Se observan pérdidas significativas en la zona de Castilla Norte (alrededor de 1800 Bb/ día), y en la parte central de Castilla Sur (alrededor de 1000 Bb/día). Para identificar los pozos que presentaban pérdidas de circulación en la Figura 16 se representa el mapa de burbujas.

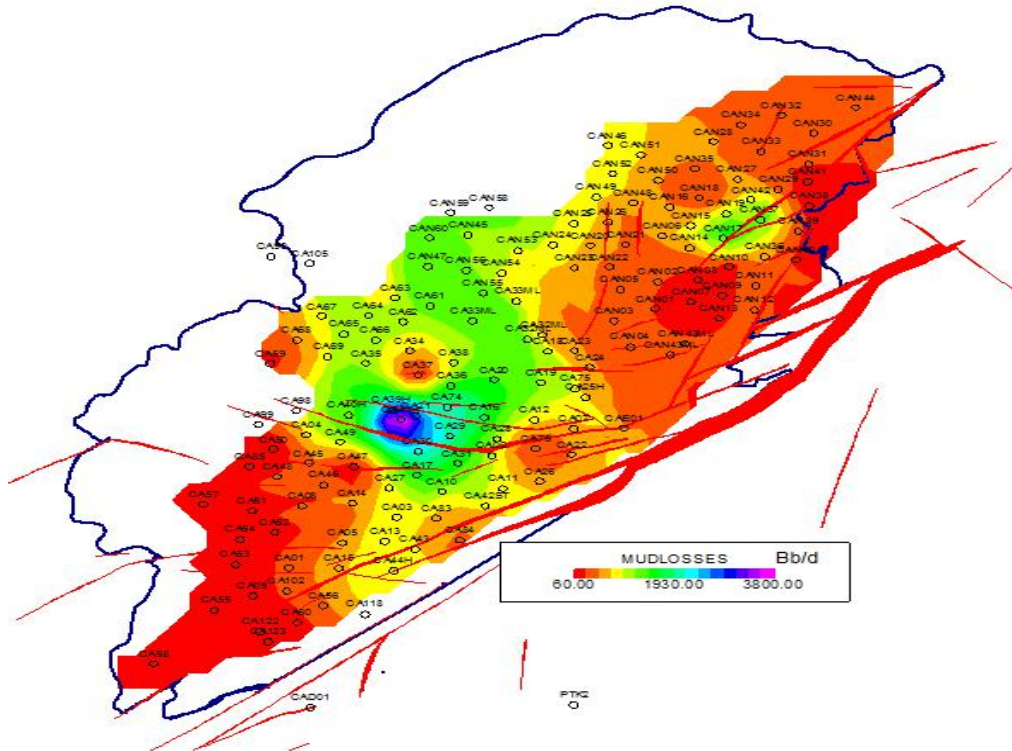
Figura 16. Mapa de Burbujas de Perdidas de Circulación – San Fernando T2



Fuente: LOZANO SALAZAR, Viera Carolina, RIVAS HOYOS Diego Armando, 2011.

En la figura 17 se observa los pozos donde ocurrieron las pérdidas de circulación las cuales, como se aprecia en el mapa, pueden asociarse a las fallas presentes en el campo. Por su parte, la unidad K2 presenta la siguiente distribución de pérdidas

Figura 17. Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – Guadalupe K2.



Fuente: LOZANO SALAZAR, Viera Carolina, RIVAS HOYOS Diego Armando, 2011.

Al igual que en la unidad T2, la formación Guadalupe K2 exhibe pérdidas de circulación en las mismas zonas de Castilla Norte y Castilla Sur, pero en un rango significativamente mayor, llegando a tener pérdidas de hasta 3800 Bb/día en Castilla Sur y alrededor de 2000 Bb/día en Castilla Norte²³.

4.1.5 Características del campo castilla

Propiedades Petrofísicas del Yacimiento

²³ VERA Lozano, RIVAS Diego, "Estudio de factibilidad para la implementación de la técnica de perforación underbalance en los Campos Castilla y Apiay". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011. p 98.

El principal yacimiento productor es el K2, el cual cuenta con una porosidad y permeabilidad promedio de 19.5 % y 1384 md, respectivamente. Para el yacimiento K2 y basado en la información de registros de los pozos perforados inicialmente, se ha interpretado un contacto agua-petróleo inclinado por efecto de hidrodinamismo²⁴.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del yacimiento.

PROPIEDAD	K1		K2	
	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO	RANGO
Porosidad	19,50%	13,8 - 23,4 %	15%	10,8 - 20 %
Permeabilidad	1384 mD	465 - 2423 mD	93 mD	1 - 1667 mD
Swirr	10%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar	10%	Se asume que la misma que K2
Sor	35%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar	35%	Se asume que la misma que K2

Fuente: ECOPETROL S.A, 2010.

En la tabla 3 se muestra las características físicas del campo para las unidades K1 y K2.

²⁴ BLANCO Sayda L, "Herramienta informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 6.

Tabla 3. Características físicas del campo.

PARAMETROS	UNIDAD K1	UNIDAD K2
Litofacies	Arena laminada	Arena Homogénea
Tipo de Crudo	Aceite Negro	Aceite Negro
Mecanismo de Empuje	Gas en Solución	Acuífero Activo
Fracturas Naturales	No	Si
Permeabilidad [md]	1– 1667	465 – 2423
Porosidad [%]	10,8 – 28	13,9 – 23,4
Saturación de Agua Inicial [%]	20	20
Espesor Neto [ft]	39 – 109	203 – 528
Presión Actual Promedio[Psi]	2691	2691
Riesgo de Inestabilidad	Moderado	Bajo
Temperatura [°F]	193	198
Gravedad Específica del Gas	0.906	0.906
Gravedad API	13,7	20
GOR [scf/stb]	100 – 300	100 – 300
Presión de Burbuja [Psi]	90	148

Fuente: LOZANO SALAZAR, Viera Carolina, RIVAS HOYOS Diego Armando, 2011.

Litología²⁵

Una de las principales características de la cuenca de los Llanos Orientales es la continuidad en sus unidades litoestratigráficas, por lo cual, la litología no varía

²⁵ VERA Lozano, RIVAS Diego, "Estudio de factibilidad para la implementación de la técnica de perforación underbalance en los Campos Castilla y Apiay". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011. p 110.

considerablemente de un campo a otro. La formación Guadalupe se divide en dos unidades principales en el campo Castilla, a saber, la unidad K1(Guadalupe Superior/Inferior) y la unidad K2 (Guadalupe Masivo).

Unidad K1: Arena delgada con alto contenido arcilloso. Está constituida por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y limolitas. Grado de inestabilidad moderado a alto. Resistencia Tensil promedio: 800 Psi.

Unidad K2: Arena limpia bastante homogénea. Está constituida por conglomerados de arenas cuarzosas y cuarzo feldespáticas. Grado de inestabilidad bajo. Resistencia Tensil promedio: 1500 – 2500 Psi.

4.2 GENERALIDADES DE LOS MATERIALES EVALUADOS

Durante el desarrollo de las pruebas en el laboratorio de daños a la formación y lodos de perforación - ICP, se utilizaron dos sistemas, uno a base de píldoras de alta pérdida de filtrado con LCM, y otro sistema con polímero entrecruzado y LCM. Las características de los materiales usados se describen a continuación:

- **Material Granular de alta pérdida de filtrado**

Es una mezcla de sellantes que forman una suspensión de LCM estable, con alto contenido de sólidos para todo tipo de fluidos de perforación a base de agua y aceite.

- **Fibra Media**

Es un material de pérdida de espuma reticulada de tamaño medio que se utiliza como complemento de cualquier formulación de píldora LCM en cualquier tipo de fluido y cualquier formación, pero no para aplicaciones en yacimientos.

- **Fibra Gruesa**

Es un material de pérdida de espuma reticulada gruesa, se utiliza como complemento de cualquier formulación de píldora de LCM en cualquier tipo de fluido y cualquier formación, pero no para aplicaciones en yacimientos.

- **Biopolimero**

Material que exhibe propiedades reológicas de pseudo-plasticidad o adelgazamiento por fuerza de corte (propiedad reversible por cizalla) en soluciones acuosas.

- **Arcilla Fina**

Material viscosificante y reductor de filtrado en lodos base agua dulce. Adicionalmente puede ser usado para crear un revoque delgado e impermeable y mejora la capacidad de limpieza y suspensión. Es comúnmente usado para perforar intervalos de pozo superficiales como un componente del lodo nativo.

- **Polimero entrecruzable**

Es un material que consiste de un agente entrecruzable, una mezcla de polímeros de alto peso molecular y fibras. El producto produce una estructura de gel rígida y robusta.

- **Carbonato de calcio – Grueso**

Carbonato de calcio – Grueso, es un compuesto con fórmula CaCO_3 que se produce naturalmente en forma de piedra caliza, mármol o tiza. Es un aditivo utilizado como material de ponderación y como agente de sellado de puente para minimizar la invasión de filtrado y fluido completo a la formación.

- **Carbonato de calcio – Medio**

Carbonato de calcio – Medio, es un compuesto con fórmula CaCO_3 que se produce naturalmente en forma de piedra caliza, mármol o tiza. Es un aditivo utilizado como material de ponderación y como agente de sellado de puente para minimizar la invasión de filtrado y fluido completo a la formación.

- **Carbonato de calcio – Fino**

Carbonato de calcio – Fino, es un compuesto con fórmula CaCO_3 que se produce naturalmente en forma de piedra caliza, mármol o tiza. Es un aditivo utilizado como material de ponderación y como agente de sellado de puente para minimizar la invasión de filtrado y fluido completo a la formación.

- **Agente retardante**

El agente retardador se usa para lograr un tiempo de entrecruzamiento de aproximadamente 2-4 horas y dar así tiempo para emplazar la lechada que contiene material obturante a lo largo de la zona de pérdidas.

- **Carbolita**

La Carbolita tiene una densidad aparente y una gravedad específica similar a la arena, pero proporciona una gran capacidad de flujo para aumentar las tasas de producción, particularmente en pozos petroleros.

- **Buffer**

Las soluciones buffer o amortiguadoras son capaces de mantener su pH en valores aproximadamente constantes, aun cuando se agreguen pequeñas cantidades de ácido o base, o se diluya la solución.

4.3 EVALUACIÓN DE SISTEMAS CON LCM

La mitigación de pérdidas de circulación con LCM es la operación más utilizada para sellar fracturas en formaciones de interés y sobre carga (*overburden*), esto hace que surja la necesidad de evaluar los sistemas ofrecidos por tres empresas de servicio, las cuales por efecto de confidencialidad se reconocerán en el texto

como EMPRESA A, EMPRESA B Y EMPRESA C, los sistemas se clasificarán en 1 y 2.1, 2.2.

4.3.1 EMPRESA A

Durante el desarrollo de la evaluación para la empresa A, Sistemas: 1, se operó con los siguientes parámetros:

- Diferencial de 1100 psi
- Temperatura de 82°C

Los parámetros indicados anteriormente representan las condiciones de *overburden* presentadas en el campo castilla. Inicialmente se había definido la evaluación para fracturas de (2-12) mm, pero por disponibilidad de aditivos, se inició con 4 mm y se terminó con 12 mm, obturando en todos los anchos, lo que significa que el sistema genera taponamiento en fracturas de (2-12) mm.

Sistema A1 (píldora de alta pérdida de filtrado).

Para este sistema se utilizó la píldora de alta pérdida de filtrado con material LCM. La cuál se evaluó en fracturas de 4 mm y 12 mm. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Materiales de Píldora de pérdida de filtrado, sistema A1

MATERIAL	CONCENTRACIÓN
Agua	500 ml
Granular de alta perdida de filtrado	30 lpb
Fibra Media	0,25 lpb
Fibra Gruesa	0,25 lpb

A1: Empresa A, sistema 1

Durante el desarrollo de la prueba en fracturas de (4 y12) mm, se evidenció la obstrucción que genera el sistema con el fin de mitigar las pérdidas de circulación.

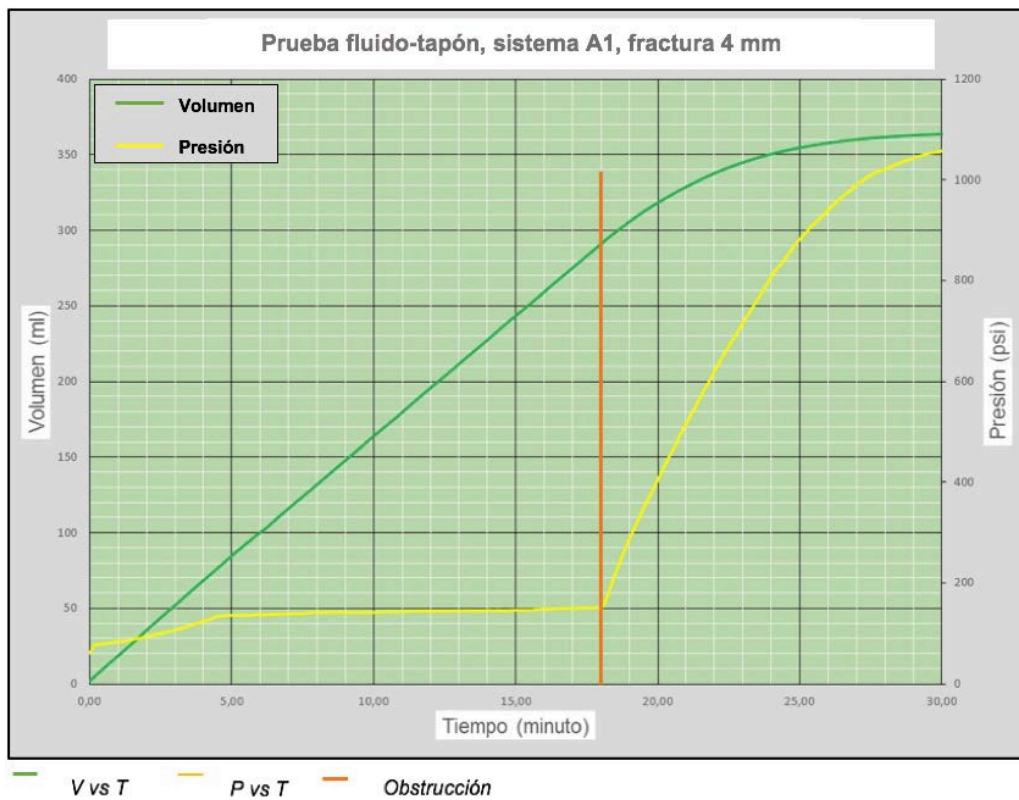
Figura 18. Revoque de la píldora al deshidratarse, sistema A1.



En la Figura 18 se evidencia el revoque firme (13 cm), que se genera al deshidratarse. Esto es muy similar a la introducción de una cuña dentro de la fractura, la cual además de ser difícil de mover, pone fin a la pérdida de circulación.

Durante la prueba se genera una gráfica del volumen que invade la fractura y presión del sistema para cada ancho de fractura que se experimentó.

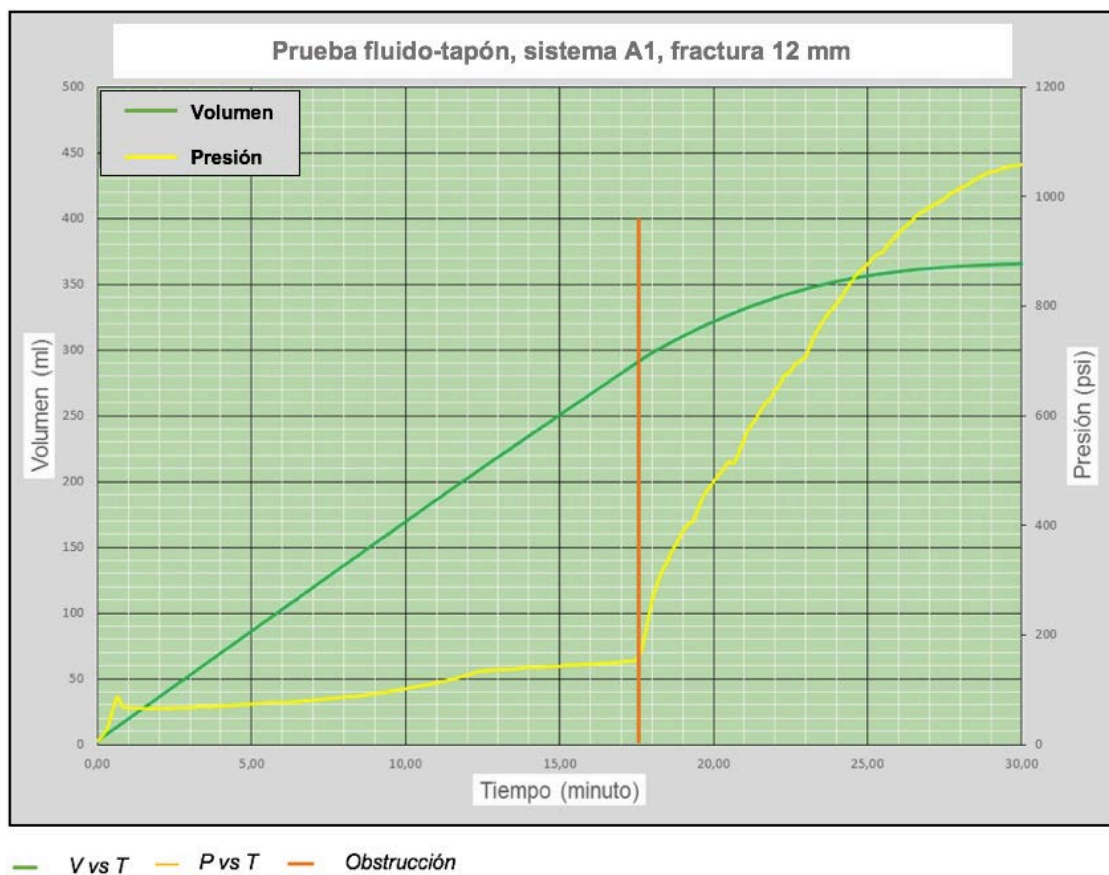
Figura 19. Prueba fluido-tapón del sistema A1, fractura 4mm.



En la figura 19, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de aprox. **16 ml/min**, este desplazamiento es producto de la deshidratación de la píldora que se desplaza a través del cilindro ranurado, hasta producir la obstrucción en el minuto 18 y después de esto, la tasa se reduce a aprox. **6 ml/min**, esto debido a que la deshidratación ocurre en mayor medida antes de la obstrucción, la píldora se deshidrata, produce su material sellante, y posterior a esto su porcentaje de deshidratación

disminuye. Por otro lado, la curva de **Presión** en función del tiempo, antes de la obstrucción el fluido alcanza la presión que se indica en el sistema de contrapresión (80 psi), después alcanza el diferencial a operar que en este caso fueron 1100 psi. Dado que el sistema implementado si logra tapar la fractura, el siguiente paso es cambiar el ancho de fractura aun valor superior, los resultados se presentan en la figura 20.

Figura 20. Prueba fluido-tapón, sistema A1, fractura 12mm.



En la figura 20, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de aprox. **17 ml/min** hasta producir la obstrucción en el minuto 17,5 y después de esto, la tasa se reduce a aprox. **6 ml/min**, esto ocurre debido a que la deshidratación se genera en mayor medida

antes de la obstrucción, la píldora se deshidrata, produce su material sellante, y posterior a esto su porcentaje de deshidratación disminuye, por otro lado en la gráfica, la curva **Presión** en función del tiempo, alcanza la presión que se indica en el sistema de contrapresión antes de la obstrucción el fluido, después alcanza el diferencial a operar que en este caso fueron 1100 psi.

Sistema A2 (Polímero entrecruzable).

Durante el desarrollo de la evaluación para la empresa A, Sistemas: 2, se operó con los siguientes parámetros:

- Diferencial de 1600 psi
- Temperatura de 82°C

Los parámetros indicados anteriormente representan las condiciones de yacimiento presentadas en el Campo Castilla. El sistema utilizó Polímero entrecruzable y un agente retardante que es necesario para demorar el entrecruzamiento prematuro hasta que el sistema pueda ser colocado frente a la zona de pérdida. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Materiales de Polímero entrecruzable, sistema A2.

MATERIAL	CONCENTRACIÓN
Agua	500 ml
Polimero entrecruzable	40 lpb
Retardante	1,2 % v/v

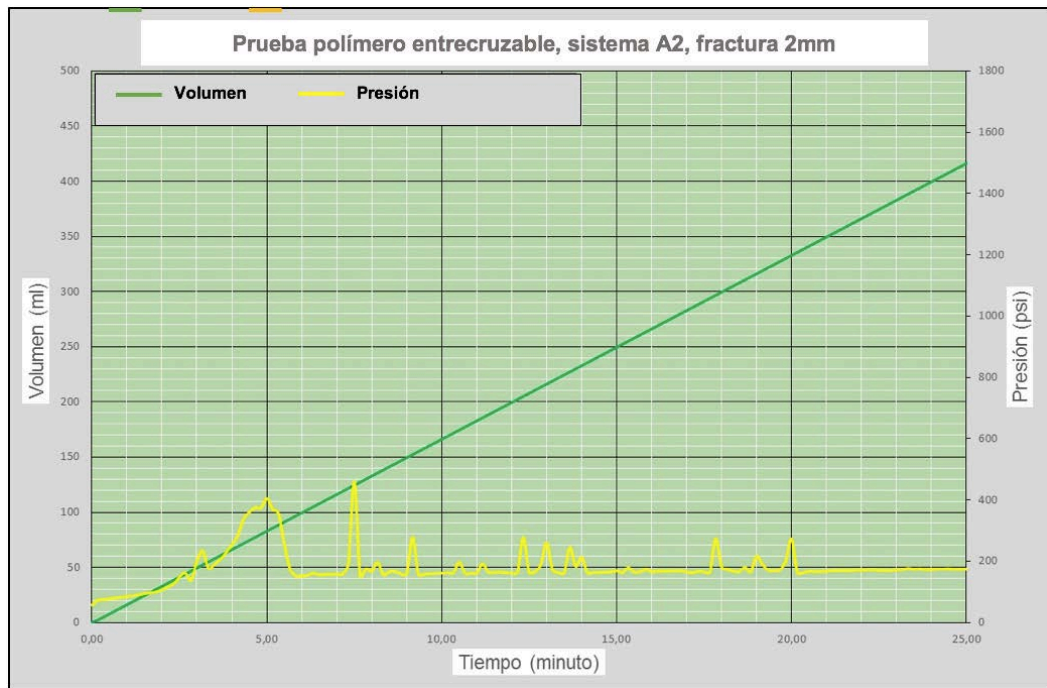
A2: Empresa A, sistema 2

Figura 21. Polímero entrecruzable del sistema A2.



En la Figura 21, se puede observar cómo el fluido se compone de una mezcla de polímeros y materiales de pérdida de circulación que se entrecruzan con la temperatura y el tiempo para formar una consistencia maleable gomosa y esponjosa, esta apariencia posibilita la capacidad de taponamiento del sistema, pero no es suficiente, ya que como se observa en la figura 22, no genera taponamiento en la cara de la fractura de 2mm.

Figura 22. Prueba polímero entrecruzable, sistema A2, fractura 2mm.



En la figura 22, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de constante de **17 ml/min** aprox, esto ocurre debido a que este sistema no alcanza a obstruir la fractura, manteniendo la pérdida de aceite. Además, no existe aumento de la presión, sin embargo, nos muestra picos discontinuos indicando momento donde el sistema intenta sellar sin éxito y rompe, ratificando la ineficiencia de este sistema al momento de controlar las pérdidas de fluidos en la fractura.

Sistema A2.1 (Polímero entrecruzable más material particulado)

El sistema utilizó Polímero entrecruzable, un agente retardante, una combinación de fibras y sólidos para fortalecer el sistema. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 6:

Tabla 6. Materiales Polímero entrecruzable más particulado, sistema A2.1.

MATERIAL	CONCENTRACIÓN
----------	---------------

Agua	500 ml
Polímero entrecruzable	40 lpb
CaCO3 Grueso	40 lpb
Fibra Gruesa	0,25 lpb
Retardante	1,2 % v/v

A2.1: Empresa A, sistema 2 .1

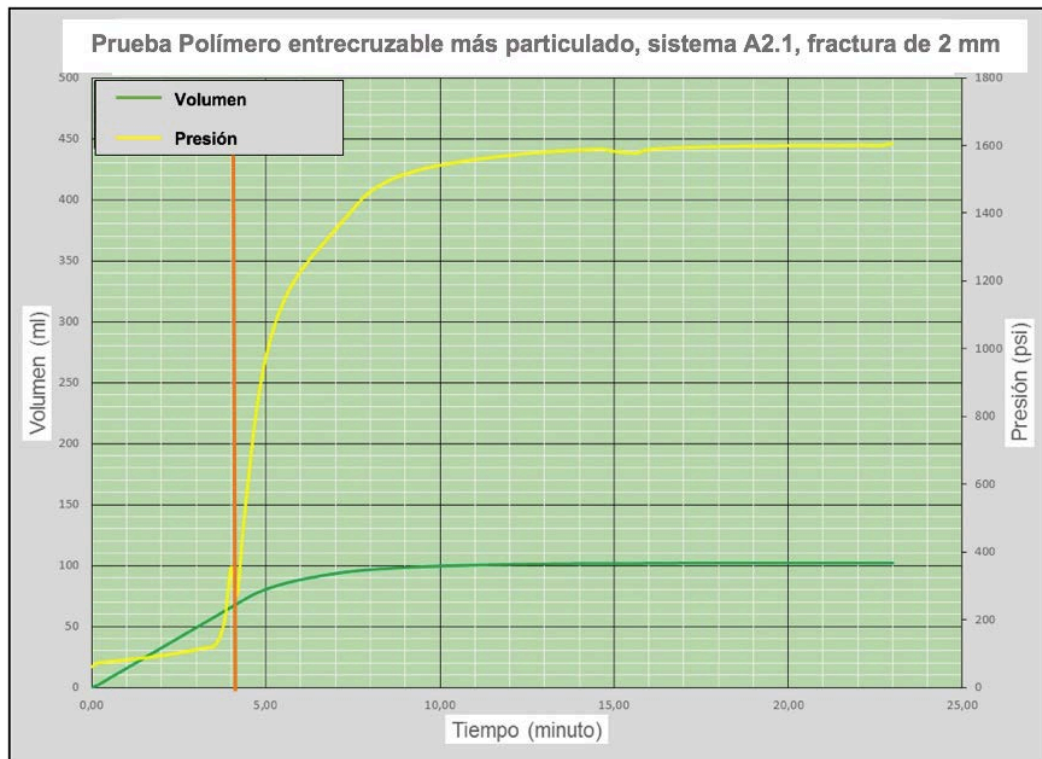
Este sistema se evaluó en fracturas de (2, 4 y 6) mm, obturando en 2 y 4 mm, sin éxito en la fractura de 6 mm, como se observa en las figuras 23, 24 y 25.

Figura 23. Polímero entrecruzable más particulado, sistema A2.1.



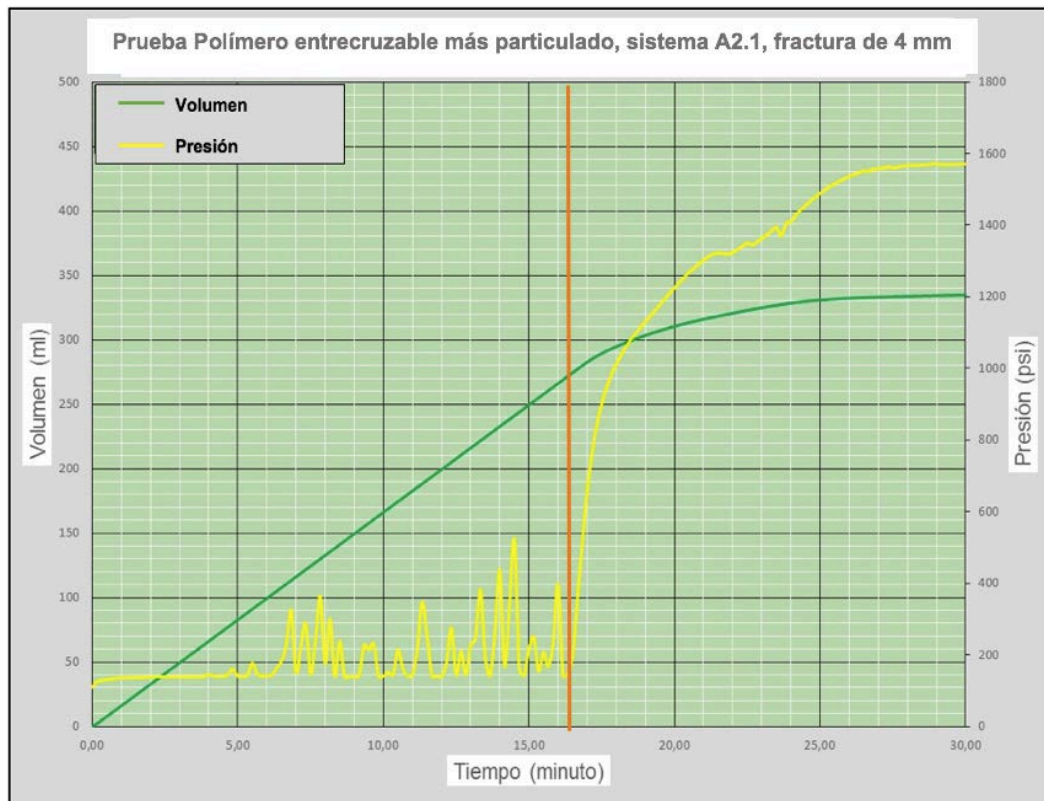
En la Figura 23, se puede observar cómo el fluido se compone de una mezcla de polímeros y materiales de pérdida de circulación que se entrecruzan con la temperatura y el tiempo para formar una consistencia maleable gomosa y esponjosa, esta goma tiene una viscosidad más alta, resultado de la combinación de fibras y sólidos, que posibilita la capacidad de taponamiento del sistema.

Figura 24. Prueba polímero entrecruzable más particulado, sistema A2.1, 2mm.



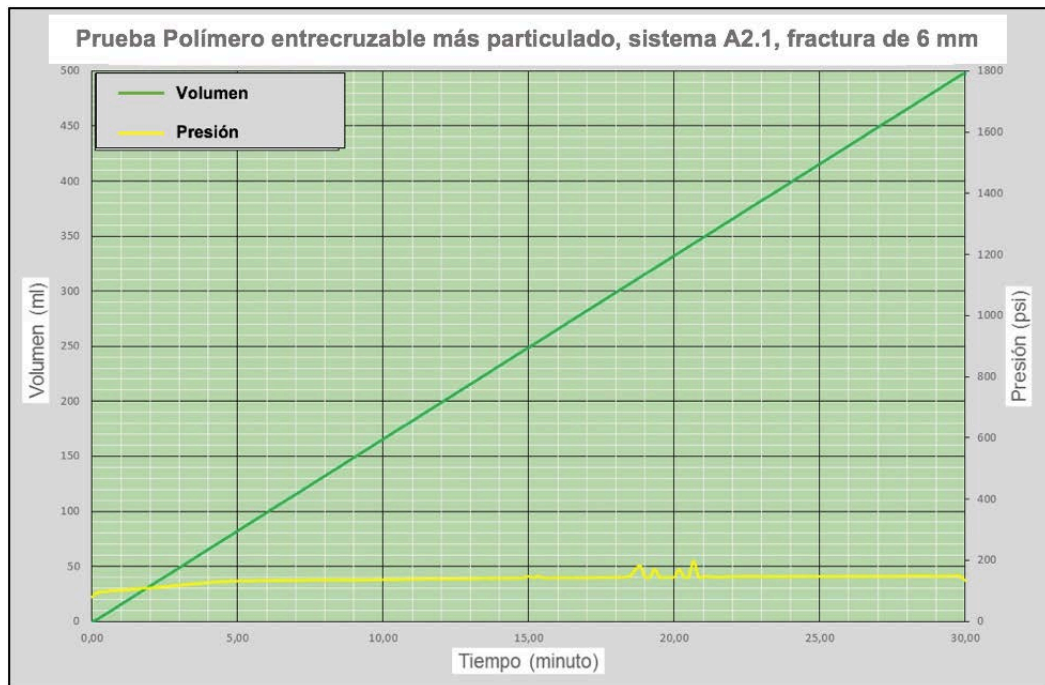
En la figura 24, la curva **Volumen** en función del tiempo, se aprecia el desplazamiento de aceite a una tasa de aprox. **15 ml/min** hasta que se genera la obstrucción en el min 4 aprox, y después de esto no genera más pérdida de aceite, esto ocurre debido a que la obstrucción que genera el polímero sella la cara de la fractura al instante sin generar ningún filtrado. Respecto a la curva de **Presión** en función del tiempo se describe un comportamiento constante hasta llegar a aprox. 100 psi (contrapresión), cuando se produce el taponamiento aumenta el diferencial hasta aprox. 1600 psi, sellando con éxito, lo que permite incrementar el ancho de fractura para la siguiente evaluación.

Figura 25. Polímero entrecruzable más particulado, sistema A2.1, fractura 4mm.



En la figura 25, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de aprox. **17 ml/min** hasta producir la obstrucción en el minuto 16.5 y después de esto, la tasa se reduce a aprox. **4 ml/min**, esto ocurre debido a que el sistema no sella inmediatamente, produciendo un aceite en una tasa baja, hasta que sella totalmente. La curva **Presión** en función del tiempo, muestra la inestabilidad del sistema al aplicarle el diferencial, sella y rompe hasta conseguir un sello total en el minuto 16.5, llevándolo hasta un diferencial de aprox. 1550 psi, sellando con éxito, lo que permite un aumento de ancho de fractura para la siguiente evaluación.

Figura 26. Polímero entrecruzable más particulado, sistema A2.1, fractura 6mm.



En la figura 26, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de constante de aprox. **17 ml/min**, esto ocurre debido a que este sistema no alcanza a obstruir la fractura, manteniendo la pérdida de aceite total de aprox. 500 ml. En la curva **Presión** en función del tiempo, no existe aumento constante de la presión, indicando momento donde el sistema intenta sellar sin éxito y rompe, ratificando la ineficiencia de este sistema al momento de controlar la pérdidas de fluidos en la fractura.

4.3.2 EMPRESA B

Durante la evaluación para la empresa B, Sistemas: 1, se operó con los siguientes parámetros:

- Diferencial de 1100 psi

- Temperatura de 82°C

Los parámetros indicados anteriormente representan las condiciones de *overburden* presentadas en el Campo Castilla. Inicialmente se había definido la evaluación para fracturas de (2-12) mm, sin embargo, por disponibilidad de aditivos, se inició con 4 mm y se terminó con 12 mm, obturando en cada uno, lo que significa que el sistema genera taponamiento en fracturas de (2-12) mm.

Sistema B1 (píldora de alta pérdida de filtrado).

Para este sistema utilizamos la píldora de pérdida de filtrado con material LCM descrita en la tabla 7, la cual se evaluó en fracturas de 4 mm y 12 mm. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 7:

Tabla 7. Materiales de Píldora de pérdida de filtrado, sistema B1

MATERIALES	CONCENTRACIÓN
Agua	500 ml
Granular de alta pérdida de filtrado	30 lpb
Biopolímero	0,6 lpb

B1: Empresa B, sistema 1

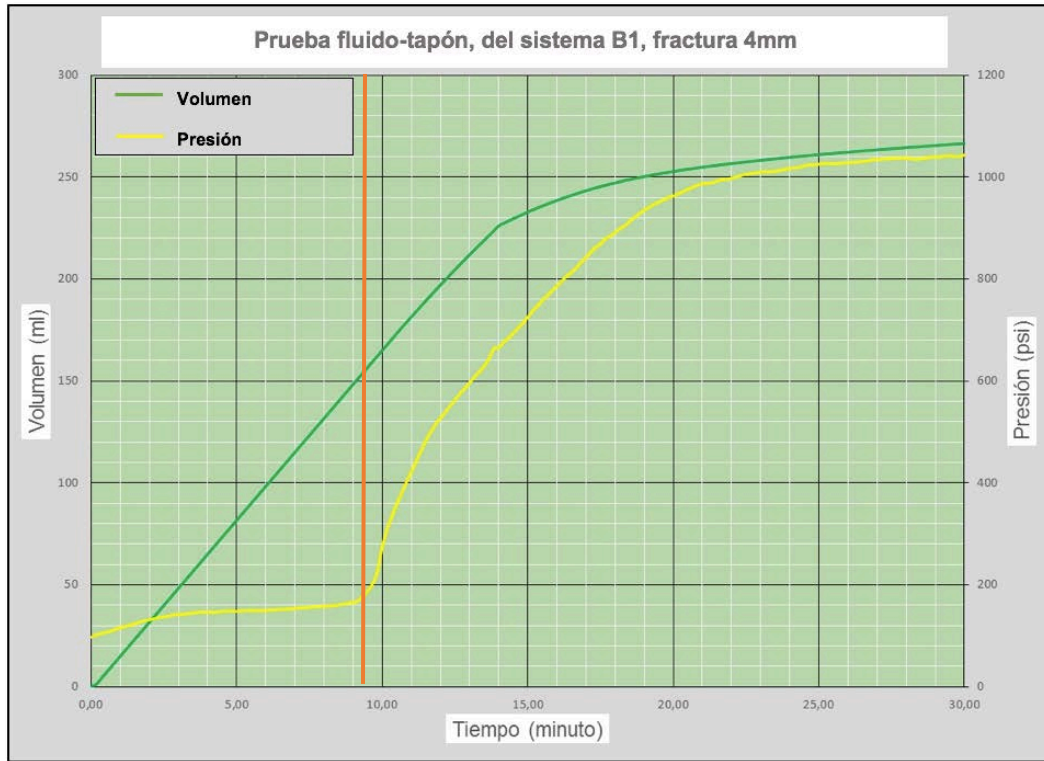
Figura 27. Revoque de la píldora al deshidratarse, sistema B1.



En la Figura 27, Se evidencia el revoque firme (15 cm) que se genera al deshidratarse. Esto es muy similar a la introducción de una cuña dentro de la fractura, la cual además de ser difícil de mover, pone fin a la pérdida de circulación.

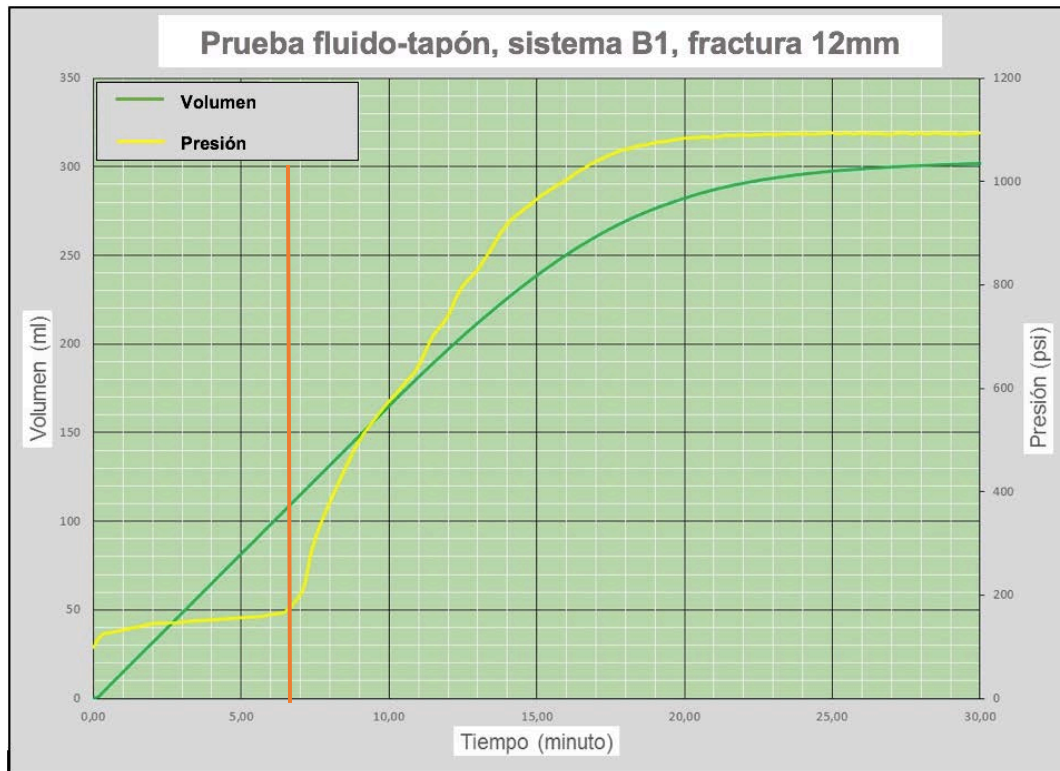
Durante la prueba se genera una gráfica para cada ancho de fractura que se experimentó (figura 28).

Figura 28. Prueba fluido-tapón del sistema B1, fractura 4mm.



En la figura 28, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de aprox. **16 ml/min** hasta producir la obstrucción en el minuto 9 y después de esto la tasa no se reduce notoriamente, se presume que ocurre debido a que el revoque que forma el sistema en la cara de la fractura no es muy consolidado, y su deshidratación sigue siendo constante después de la obstrucción hasta el minuto 14 aproximadamente en el cual la tasa disminuye. La curva **Presión** en función del tiempo, antes de la obstrucción el fluido alcanza la presión que se indica en el sistema de contrapresión, después llega al diferencial de presión de 1100 psi.

Figura 29. Prueba fluido-tapón del sistema B1, fractura 12mm.



En la figura 29, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de aprox. **16 ml/min** hasta producir la obstrucción en el minuto 6 y después de esto la tasa no se reduce notoriamente, se presume que ocurre debido a que el revoque que forma el sistema en la cara de la fractura no es muy consolidado como ocurre con la fractura de menor tamaño. Su deshidratación sigue siendo constante después de la obstrucción hasta el minuto 14 aproximadamente. Antes de la obstrucción el fluido alcanza la presión que se indica en el sistema de contrapresión, después alcanza el diferencial de presión que en este caso fue 1100 psi.

Sistema B2 (Polímero entrecruzable)

Durante el desarrollo de la evaluación para la empresa B, Sistemas: 2, 2.1 y 2.2 se operó con los siguientes parámetros:

- Diferencial de 1600 psi
- Temperatura de 82°C

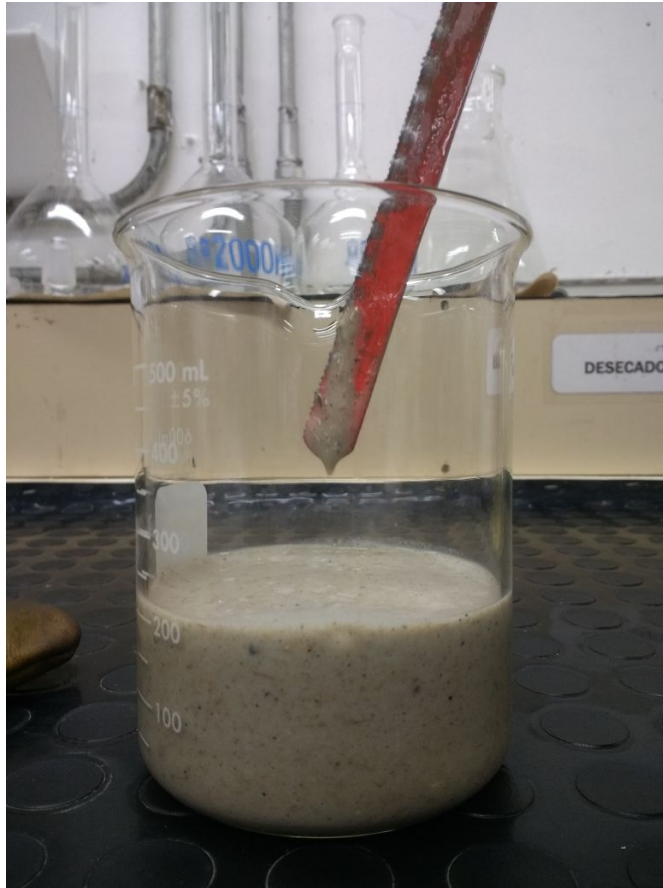
Los parámetros indicados anteriormente representan las condiciones de yacimiento presentadas en el Campo Castilla. El sistema utilizó Polímero entrecruzable y un agente retardante que es necesario para demorar el entrecruzamiento prematuro hasta que el sistema pueda ser colocado frente a la zona de pérdida. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 8:

Tabla 8. Materiales de Polímero entrecruzable, sistema B2.

MATERIAL	CONCENTRACIÓN
Agua 500 ml	500 ml
Polimero entrecruzable	35 lpb
Arcilla fina	5 lpb
biopolímero	0,5 lpb
Carbonato de calcio Grueso	15 lpb
Carbonato de calcio Fino	15 lpb
Agente Retardante	1 lpb

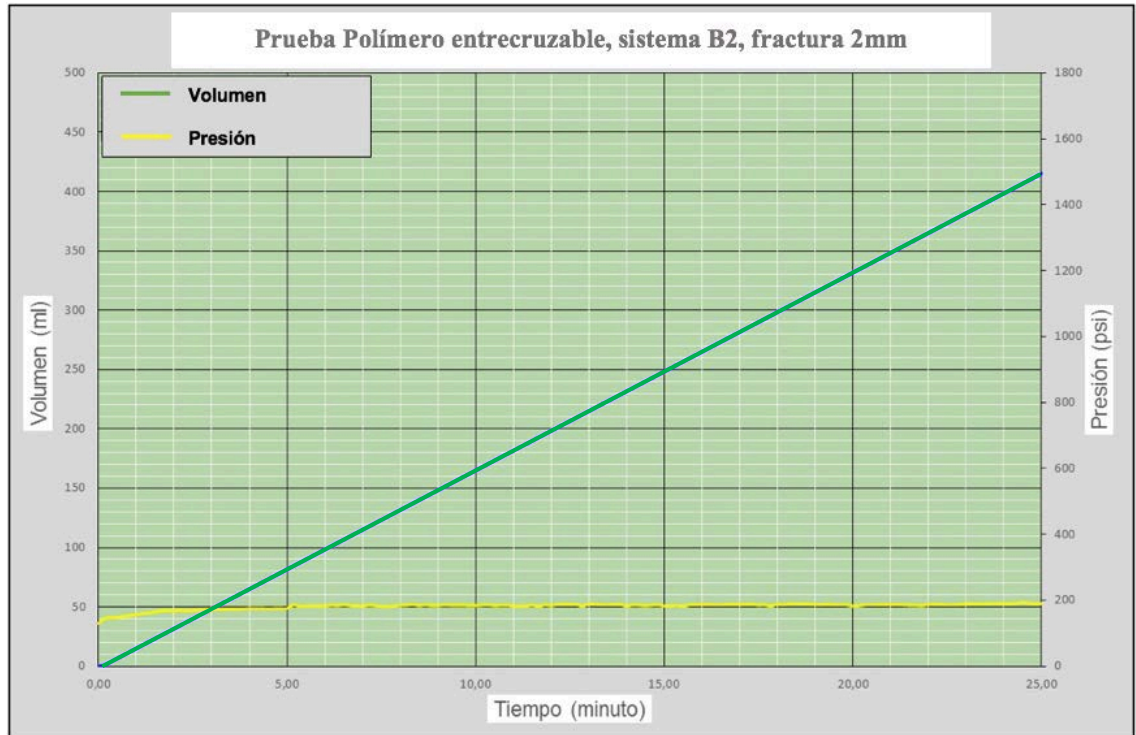
B2: Empresa B, sistema 2.

Figura 30. Polímero entrecruzable del sistema B2.



En la Figura 30, se puede observar cómo el fluido se compone de una mezcla de polímeros y materiales de pérdida de circulación que se entrecruzan con la temperatura y el tiempo para formar una consistencia maleable gomosa y esponjosa, esta apariencia posibilita la capacidad de taponamiento del sistema, pero no es suficiente, ya que como se observa en la figura 30, no genera taponamiento en la cara de la fractura de 2mm.

Figura 31. Prueba Polímero entrecruzable, sistema B2, fractura 2mm.



En la figura 31, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de constante de **17 ml/min** aprox, esto ocurre debido a que este sistema no alcanza a obstruir la fractura, manteniendo la pérdida de aceite total de aprox. 500 ml. La curva **Presión** en función del tiempo, no existe aumento constante de la presión, ratificando la ineficiencia de este sistema al momento de controlar las pérdidas de fluidos en la fractura.

Sistema B2 (Polímero entrecruzable con menor concentración de retardante)

El sistema utilizó Polímero entrecruzable y un agente retardante con menor concentración que es necesario para demorar el entrecruzamiento prematuro hasta que el sistema pueda ser colocado frente a la zona de pérdida. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 9.

Tabla 9. Materiales Polímero entrecruzable con menor concentración de retardante, sistema B2

MATERIAL	CONCENTRACIÓN
Agua 500 ml	500 ml
Polimero entrecruzable	35 lpb
Arcilla fina	5 lpb
biopolímero	0,5 lpb
Carbonato de calcio Grueso	15 lpb
Carbonato de calcio Fino	15 lpb
Agente Retardante	0,5 lpb

B2: Empresa B, sistema 2 con menor concentración

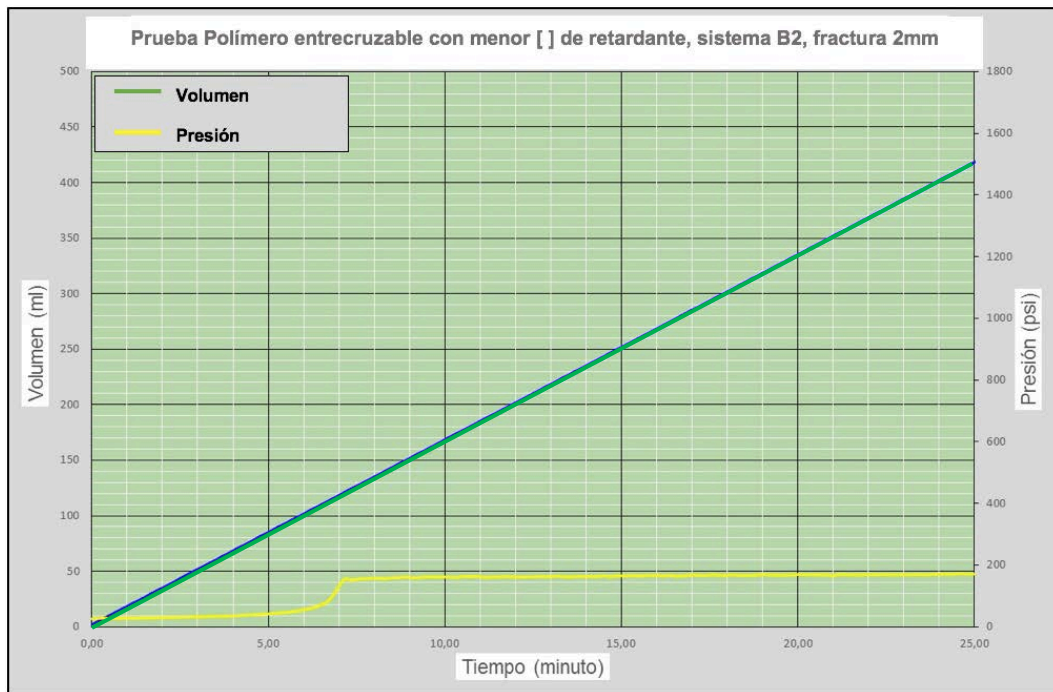
Este sistema se evaluó en fractura de 2 mm, debido a que el sistema no generó obstrucción en este ancho de fractura menor concentración de agente retardante.

Figura 32. Polímero entrecruzable con menor concentración de retardante.



En la Figura 32 se puede observar cómo el fluido tiene la misma consistencia que el sistema anterior, la menor concentración de agente retardante no afectó en mayor medida los resultados.

Figura 33. Polímero entrecruzable con menor concentración de retardante, sistema B2, 2mm.



En la figura 32, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de constante de **17 ml/min** aprox, esto ocurre debido a que este sistema no alcanza a obstruir la fractura, manteniendo la pérdida de aceite total de aprox. 500 ml. La curva **Presión** en función del tiempo, no existe aumento constante de la presión en función del tiempo, la menor concentración de retardante genera que el incremento de presión sea más lento, a los 7 min llega a la contrapresión pero no alcanza un diferencial de presión, ratificando la ineficiencia de este sistema al momento de controlar las pérdidas de fluidos en la fractura.

Sistema B2.1 (Polímero entrecruzable más 40 lpb carbolita)

En este sistema se utilizó Polímero entrecruzado o reticulado, con la diferencia del sistema anterior, debido a que se implementó con material propante 40 lpb de Carbolita. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Materiales Polímero entrecruzable más 40 lpb carbolita, sistema B2.1, fractura 2mm

MATERIAL	CONCENTRACIÓN
Agua 500 ml	500 ml
Polimero entrecruzable	35 lpb
Arcilla fina	5 lpb
biopolímero	0,5 lpb
Carbonato de calcio Grueso	15 lpb
Carbonato de calcio Fino	15 lpb
Agente Retardante	1 lpb
Carbolita	40 lpb

B2.1: Empresa B, sistema 2.1

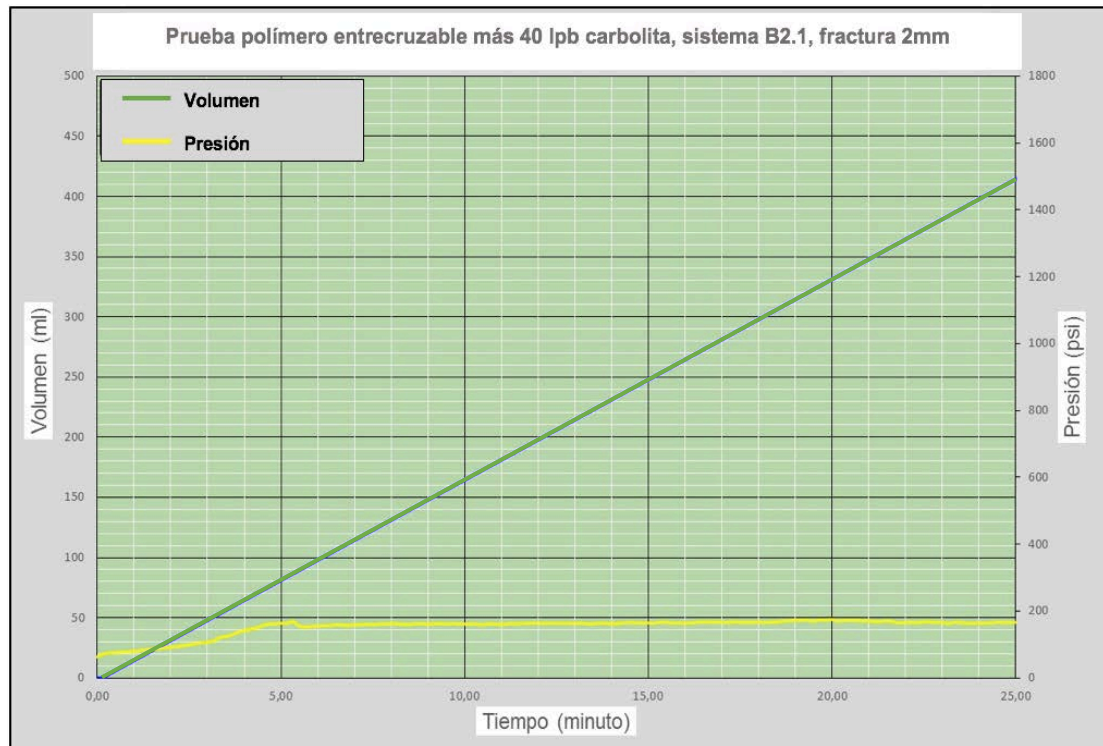
Figura 34. Polímero entrecruzable más 40 lpb carbolita, sistema B2.1.



En la figura 34, se observa el sistema con material propante, en este caso 40 lpb de carbolita, probado en un ancho de fractura de 2mm, en la figura 35 se observa la ineficiencia del sistema.

En la figura 35, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de constante de **17 ml/min** aprox, esto ocurre debido a que este sistema no alcanza a obstruir la fractura, manteniendo la pérdida de aceite total de aprox. 500 ml, como se aprecia en la gráfica. La curva **Presión** en función del tiempo, no existe aumento constante de la presión, la adición de 40 lpb de Carbolita no generó ningún sello u obstrucción en la cara de la fractura, esto se puede inducir debido a que la presión se mantuvo en 200 psi, sin ningún pico.

Figura 35. Prueba polímero entrecruzable más 40 lpb carbolita, sistema B2.1, fractura 2mm.



Sistema B2.1 (Polímero entrecruzable más 80 lpb carbolita)

En este sistema se utilizó Polímero entrecruzado o reticulado, con la diferencia del sistema anterior, debido a que se implementó con material propante 80 lpb de Carbolita con el fin de mejorar el taponamiento del sistema en un ancho de fractura de 2mm. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 11.

Tabla 11. Materiales Polímero entrecruzable más 80 lpb carbolita, sistema B2.1, fractura 2mm

MATERIAL	CONCENTRACIÓN
Agua 500 ml	500 ml
Polimero entrecruzable	35 lpb
Arcilla fina	5 lpb
biopolímero	0,5 lpb
Carbonato de calcio Grueso	15 lpb
Carbonato de calcio Fino	15 lpb
Agente Retardante	1 lpb
Carbolita	80 lpb

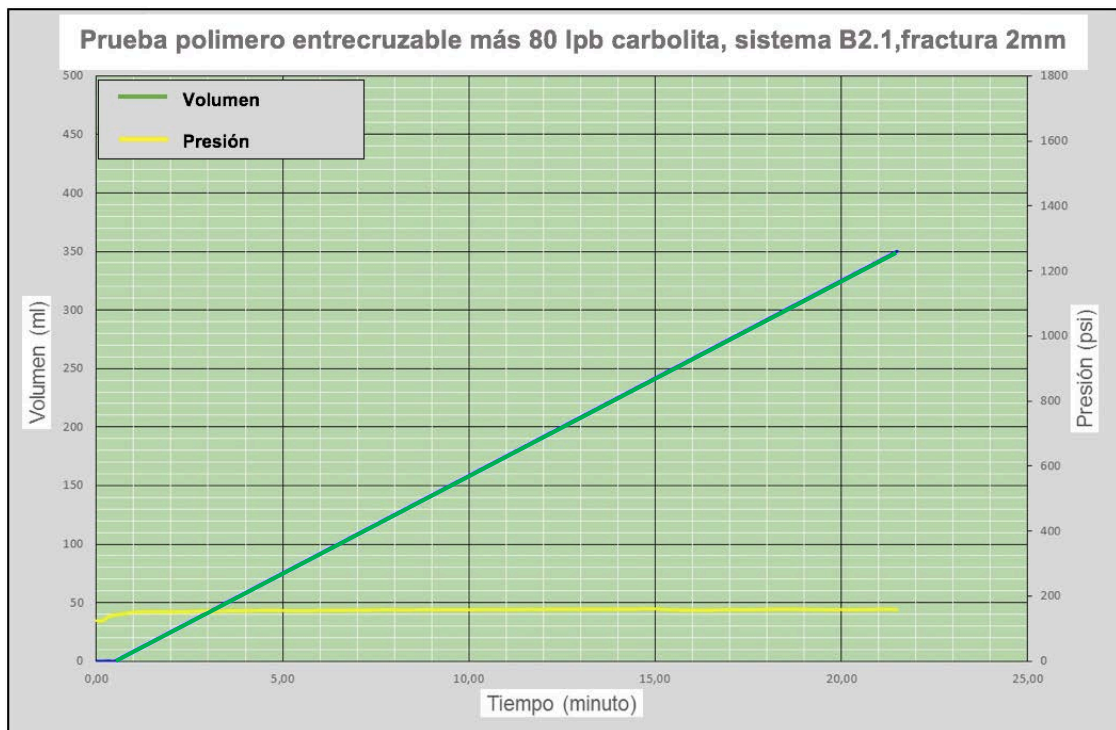
B2.1: Empresa B, sistema 2.1

En la figura 36, observamos el sistema con material propante, en este caso 80 lpb de carbolita, probado en un ancho de fractura de 2mm, en la figura 37 se observa la ineficiencia del sistema.

Figura 36. Polímero entrecruzable más 80 lpb carbolita, sistema B2.1.



Figura 37. Prueba Polímero entrecruzable más 80 lpb carbolita, sistema B2.1, fractura 2mm.



En la figura 37, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de constante de **17 ml/min** aprox, esto

ocurre debido a que este sistema no alcanza a obstruir la fractura, manteniendo la pérdida de aceite total de aprox. 500 ml. La gráfica la curva **Presión** en función del tiempo, no existe aumento de un incremento constante de la presión, la adición de 80 lpb de Carbolita no generó ningún sello u obstrucción en la cara de la fractura, esto se puede inducir debido a que la presión se mantuvo en 200 psi, sin ningún pico.

Sistema B2.2 (Polímero entrecruzable más material particulado)

En este sistema se utilizó Polímero entrecruzado o reticulado, con la diferencia del sistema anterior, debido a que se implementó con material particulado para perfeccionar el sistema en fracturas de 2 mm. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Materiales Polímero entrecruzable más material particulado, sistema B2.2.

MATERIAL	CONCENTRACIÓN
Agua 500 ml	500 ml
Polimero entrecruzable	35 lpb
Arcilla fina	5 lpb
biopolímero	0,5 lpb
Carbonato de calcio 40/100	15 lpb
Carbonato de calcio 10/40	15 lpb
Carbonato de calcio # 200	0.5 lpb

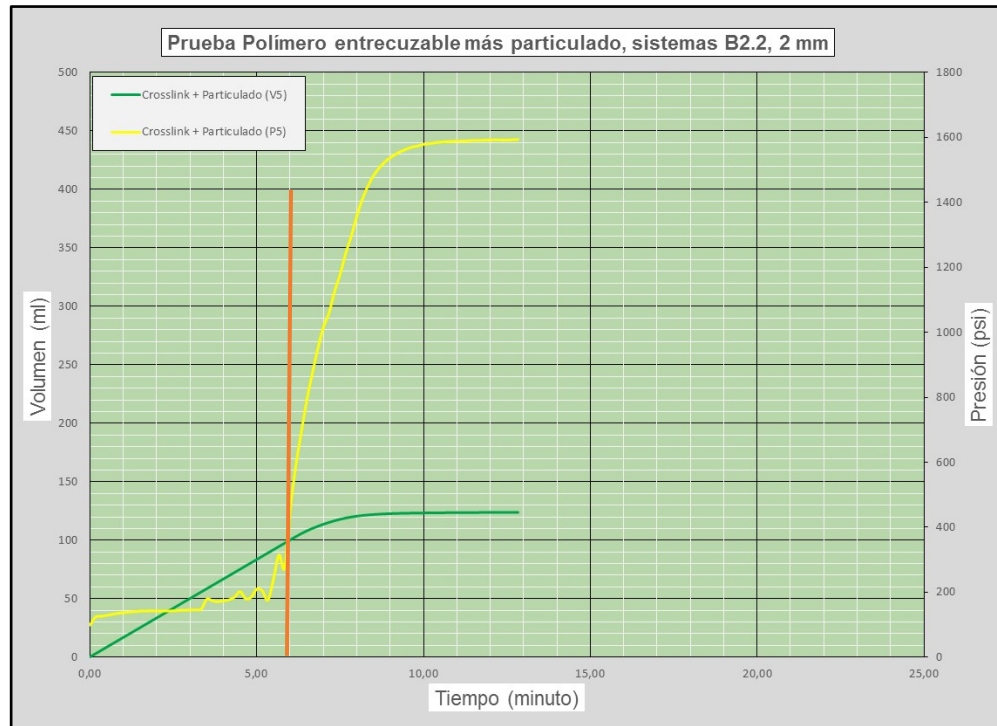
B2.1: Empresa B, sistema 2.1

Figura 38. Polímero entrecruzable más material particulado, sistema B2.2.



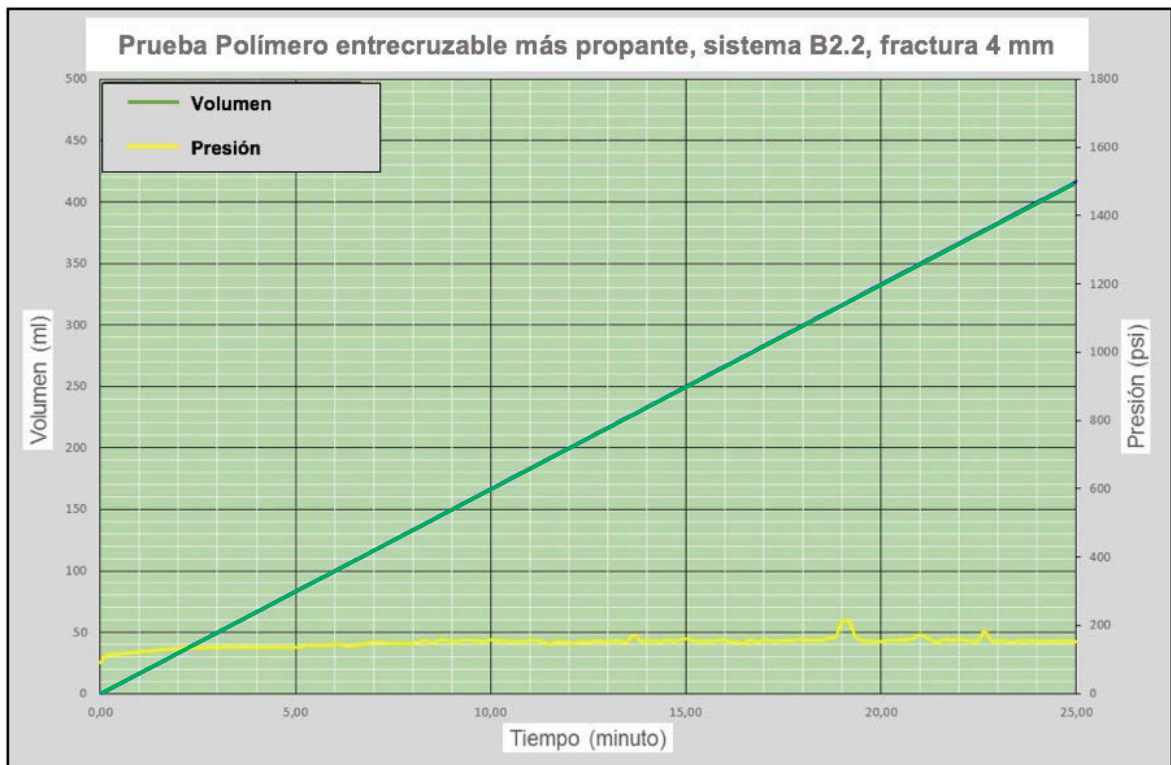
En la figura 38, se observa el sistema con material particulado, probado en un ancho de fractura de 2mm, en la figura 39, se observa la ineficiencia del sistema.

Figura 39. Prueba Polímero entrecruzable más material particulado, sistema B2.2, 2mm.



En la figura 39, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de aprox. **16 ml/min** hasta producir la obstrucción en el minuto 6 y después de esto, el volumen de aceite se mantiene constante en 120 ml, esto ocurre debido a que el sistema sella inmediatamente. La curva **Presión** en función del tiempo, muestra la inestabilidad del sistema al aplicarle el diferencial, sella y rompe hasta conseguir un sello total en el minuto 8, llevándolo hasta un diferencial de aprox 1550 psi, sellando con éxito, lo que indica el aumento de ancho de fractura para la siguiente evaluación.

Figura 40. Prueba polímero entrecruzable más material particulado, sistema B2.2, 4mm.



En la figura 40, se observa que el sistema no funcionó para el ancho de fractura de 4 mm, la presión se mantuvo constante en 200 psi, produciendo el volumen total de aceite, el sistema es ineficiente.

4.3.3 EMPRESA C

Sistema C1 (Polimero entrecruzable)

Durante el desarrollo de la evaluación para la empresa C, Sistemas: 1 se operó con los siguientes parámetros:

- Diferencial de 1600 psi
- Temperatura de 82°C

Los parámetros indicados anteriormente representan las condiciones de yacimiento presentadas en el Campo Castilla El sistema utilizó Polímero entrecruzable y un agente retardante que es necesario para demorar el

entrecruzamiento prematuro hasta que el sistema pueda ser colocado frente a la zona de pérdida. Los materiales que componen el sistema son los que se muestran en la tabla 13.

Tabla 13. Materiales polímero entrecruzable, sistema C1

MATERIALES	CONCENTRACIÓN
Agua	500 ml
Biopolímero hidrofílico	15 lpb
Buffer	1.1 lpb
Agente Reticulante	0.75 lpb

C1: Empresa C, sistema 1

Figura 41. Polímero entrecruzable, sistema C1.

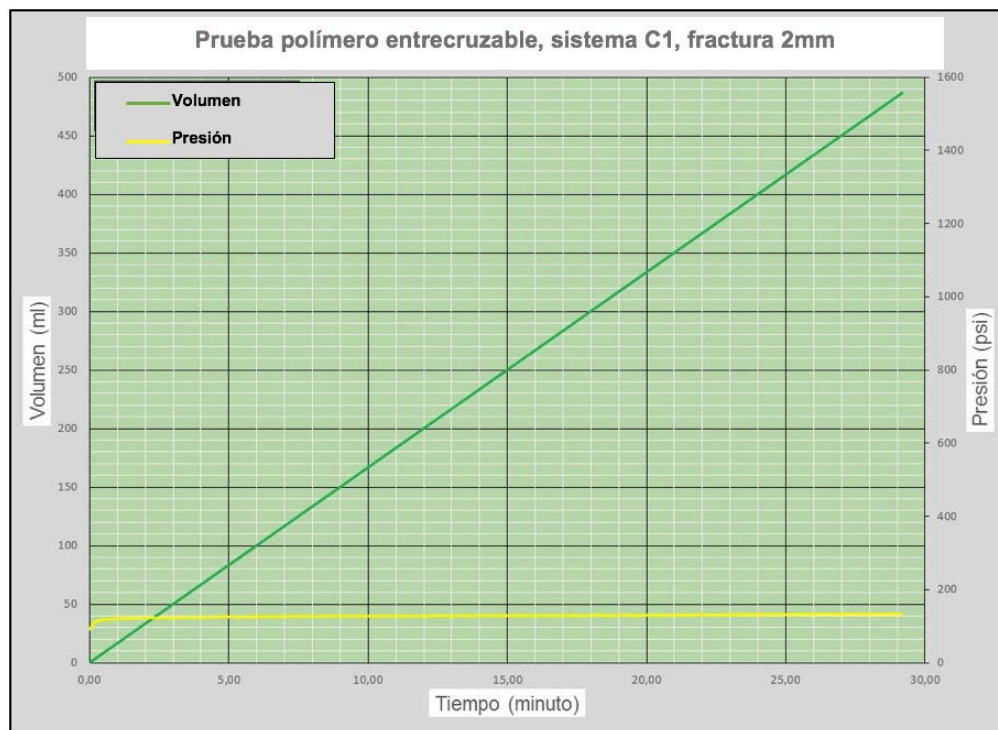


En la Figura 41, se puede observar cómo el fluido se compone de una mezcla de polímeros y materiales de pérdida de circulación que se entrecruzan con la temperatura y el tiempo para formar una consistencia maleable gomosa y

esponjosa, esta apariencia posibilita la capacidad de taponamiento del sistema, pero no es suficiente, ya que como se observa en la figura 42, no genera taponamiento en la cara de la fractura de 2mm.

En la figura 41, la curva **Volumen** en función del tiempo, se observa el desplazamiento de aceite a una tasa de constante de **17 ml/min** aprox, esto ocurre debido a que este sistema no alcanza a obstruir la fractura, manteniendo la pérdida de aceite total. Además, no existe aumento de la presión, ratificando la ineficiencia de este sistema al momento de controlar las pérdidas de fluidos en la fractura.

Figura 42. Prueba polímero entrecruzable, sistema C1, fractura 2mm.



4.4 ANALISIS DE RESULTADOS DE LOS SISTEMAS CON LCM

Con el fin de seleccionar el sistema que presenta los mejores resultados para mitigar las pérdidas de circulación durante un plan de perforación para el campo Castilla, se compararon los sistemas evaluados en el equipo de pérdidas; se tuvo en cuenta el ancho de fractura, el tiempo de sello que es un factor importante, teniendo en cuenta que si se logra sellar en menos tiempo esto se ve reflejado en los NPT y gastos adicionales durante la perforación, también el volumen desplazado antes y después del sello; Si el sello formado en la cara de la formación es lo suficiente consolidado la tasa de aceite llega a 0 ml/min, de lo contrario, la tasa disminuirá o permanecerá constante. Por último se comparará el diferencial de presión alcanzado, se busca que este diferencial permanezca constante durante un tiempo (4-6) horas, para evidenciar la consistencia de la pildora.

En la tabla 14, se exhibe el análisis en sistemas con píldoras de alta pérdida de filtrado.

Tabla 14. Análisis de resultados en zona de *overburden*.

OVERBURDEN				
Sistema	Ancho de Fractura(mm)	Tiempo de Sello(min)	Volumen desplazado(ml)	ΔP alcanzado(psi)
A1	4	18	290	1050
	12	17,5	290	1100
B1	4	9,5	150	1100
	12	6	110	1100

A1: Empresa A, pildora de alta pérdida de filtrado.

B1: Empresa B, pildora de alta pérdida de filtrado.

- El sistema A1, el tamaño de fractura no afecta significativamente el tiempo de sello para fracturas de 4mm y 12 mm este tiempo es de aprox. 18 min, lo que indica que el porcentaje de deshidratación para las dos evaluaciones es el mismo, permitiendo que el revoque que se forma en la cara de fractura es similar provocando igual Volumen desplazamiento (290 ml).
- El sistema B1, el tamaño de fractura afecta significativamente la deshidratación de la píldora, ya que a mayor ancho de fractura, mayor deshidratación, menor tiempo de sello y menor volumen desplazado lo contrario sucede con anchos de fractura menores.

En la zona de *overburden* se concluye que el mejor sistema es el **B1**, ya que genera el sello a tiempo de 9,5 minutos para una fractura de 4 mm y de 6 min para una de 12 mm, produciendo así menor volumen desplazamiento para los dos anchos de fractura, además el diferencial de presión alcanzado durante un tiempo (4-6)horas, se mantuvo en 1100 psi, operando con los parámetros del campo de estudio, esta eficacia de la píldora generará menores NPT y costos durante la perforación.

En la tabla 15 , se exhibe el análisis en sistemas con polímero entrecruzable, con material propante y particulado.

Tabla 15. Análisis de resultados en zona de yacimiento.

YACIMIENTO				
Sistema	Ancho de Fractura(mm)	Tiempo de Sello(min)	Volumen desplazado(ml)	ΔP alcanzado(psi)
A2	2	-	-	-
A2.1	2	4	60	1600
	4	16	280	1580
	6	-	-	-
B2	2	-	-	-
B2 >[]	2	-	-	-
B2.1	2	-	-	-
B2.1 <[]	2	-	-	-
B2.2	2	6	90	1580
	4	-	-	-
C1	2	-	-	-

A2: Empresa A, Polimero entrecruzable.

A2.1: Empresa A, Polimero entrecruzable más material particulado.

B2: Empresa B, Polimero entrecruzable.

B2>[]: Empresa B, Polimero entrecruzable con menor concentración de retardante.

B2.1: Empresa B, Polimero entrecruzable más 40 lpb de carbolita.

B2<[]: Empresa B, Polimero entrecruzable con 80 lpb de carbolita.

B2.2: Empresa B, Polimero entrecruzable más material particulado.

C1: Empresa C, Polimero entrecruzable. - : no generan taponamiento

[]: Concentración

- Los sistema A2, B2 y C1, estan compuestos por un polimero entrecruzable, estos sistemas sin combinación de material particulado y propante, no generan taponamiento, el sistema intenta tapar y sella instantaneamente en la cara de la fractura, por lo que se concluye que es un sistema ineficaz para el control de perdidas de circulación.

- Los sistemas B2, B2 >[], B2.1 y B2.1<[], están compuestos por un polímero estre cruzable y material propante, esta combinación no sella la cara de la fractura evaluada (2 mm), lo que indica que los tamaños de partícula de esta combinación no es el apropiado, ya que si son demasiado grandes formarán un puente en la cara de la fractura, mientras que los materiales de tamaño adecuado forman un puente dentro de la fractura, donde es menos probable que se erosione mientras se aplica el diferencial de presión.
- Los sistemas B2.2 y A2.1, combinan el polímero estre cruzable con material particulado, y en el caso del sistema A2.1 material con fibra, estos tamaños de partícula adecuados forman un puente dentro de la fractura generando la mitigación eficaz de la pérdida de fluido de perforación.

En la zona de yacimiento se concluye que el mejor sistema es **A2.1**, ya que genera el sello para una fracturas de 2 y 4 mm, aunque para 4 mm, el tiempo de sello es de 16 min, además el diferencial de presión alcanzado durante un tiempo (4-6) horas, se mantuvo en 1100 psi, operando con los parámetros del campo de estudio, esta eficacia de los sistemas si se implementan en campo generarán menores NPT y costos durante la perforación.

5. CONCLUSIONES

- Se planteó una metodología que facilitará la mitigación de pérdidas de circulación mediante la selección de LCM, utilizando el equipo de pérdidas de circulación del ICP, diseñado y construido para este propósito.
- Con los resultados obtenidos se observa que la combinación estratégica para mitigar pérdidas de circulación en el campo castilla, consta de una combinación de material particulado de tamaño fino y grueso tal como el obtenido con el sistema A2.1 en zona de interés y para *overburden* sistema B1, ya que genera un sello más rápido (6 min) en ancho de fracturas de 12 mm, producto de la deshidratación del sistema que supera el 30%, esto favorece los planes de perforación reduciendo NPT y costos.
- Al realizar el análisis de la mitigación de pérdidas, se observa que los sistemas que solo tienen polímero entrecruzado con retardante no generan sello en la cara de la fractura, el sistema trata de sellar la cara y rompe, manteniendo una presión entre (200-400) psi, lo que significa que el sistema es ineficiente.
- La implementación de un nuevo equipo de control de perdidas como eje principal del desarrollo de esta metodología, ha permitido obtener resultados con alto grado de confiabilidad, como se indicó en las pruebas preliminares, la reproducción de pruebas con iguales condiciones de funcionamiento presentan un comportamiento similar, indicando la obtención de factores claves como el tiempo de taponamiento y volumen desplazado durante cada prueba.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar el estudio en otros campos con características similares donde se presenten este tipo de problemas operacionales con el fin de confirmar si el sistema seleccionado es el mejor.
- Diseñar sistemas con cilindros ranurados que se adapten a las condiciones del campo incluyendo propiedades de porosidad y permeabilidad.
- Realizar pruebas de disolución en ácido para las píldoras de alta pérdida de filtrado en zonas de *overburden*, para evaluar los sistemas remediales de la misma.
- Acondicionar el equipo de pérdidas de circulación diseñado y construido en el ICP, para evaluar la invasión del sistema de control de pérdidas dentro de la fractura.

BIBLIOGRAFÍA

- Arbeys Duban C, “Diseño de un fluido de perforación para zonas de pérdida en formación productora del campo castilla utilizando grafito y carbonato de calcio como material puenteante”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 6.
- BAGGINI S. FRATES C. GARAND J. Sealing Fractures: Advances in Lost Circulation Control Treatments. Slumberger. 2014
- BAKER HUGUES.Fluidos Manual de Ingeniería. Houston, Texas, USA, 1998.
- BAROID A HALLIBURTON COMPANY.Drilling Fluid Manual - Cap 7 “pérdida de circulación”
- BLANCO Sayda L,Herramienta informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 6.
- Campo petrolífero de cúpula de sal ubicado en la parte sur de Beaumont, Texas, en los Estados Unidos.
- Circulation Control Solution to Effectively Cure Losses While Drilling, Cementing and Work Over Operations in Oman,” artículo SPE 166529, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 2 de octubre de 2013.
- Ecopetrol, determinación de propiedades petrofísicas de la sección de *Overburden* y *reservorio* para el diseño de fluido de perforación e incremento de productividad de los pozos de los campos castilla, Apiay, Chichimene y Suria, 2011.
- IBARRA Juan M, Reporte de experiencia aprendizaje de semestre, Universidad Autónoma de Guadalajara Campus Tabasco, Guadalajara, Mexico. 2015

- Jain B, Khattak MA, Mesa AM, Al Kalbani S, Meyer A, Aghbari S, Al-Salti A, Hennette B, Khaldi M, Al-Yaqoubi A y Al-Sharji H: “Successful Implementation of Engineered Fiber Based Loss.
- Loeppke GE, Glowka DA y Wright EK: “Design and Evaluation of Lost-Circulation Materials for Severe Environments,” Journal of Petroleum Technology 42, no. 3 (Marzo de 1990): 328–337.
- LÓPEZ Tania B, Importancia del sistema de fracturas en la producción de aceite en México. Trabajo de grado Instituto Politécnico Nacional, México, D.F. 2013.
- Messenger J. Technique for Controlling Lost Circulation, Patente de EUA No. 3.724.564 (12 de noviembre de 1971).
- OSORIO, Gabriel, 2007. “Desarrollo Petrolero Departamento del Meta
- Una píldora es una cantidad relativamente pequeña—generalmente menos de 32 m³ [200 bbl]— de una mezcla especial de fluido de perforación diseñada para ejecutar una tarea específica que el fluido de perforación regular no puede realizar.
- VERA Lozano, RIVAS Diego. “Estudio de factibilidad para la implementación de la técnica de perforación underbalance en los Campos Castilla y Apiay”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011. p 95.