

**PROPUESTA DE UN PLAN DE MEJORAMIENTO PARA LA PREVENCIÓN Y  
CONTROL DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN LA PERFORACIÓN  
DE LOS POZOS A Y B EN EL CAMPO CASTILLA DE ECOPETROL S.A.**

**DIANA CAROLINA CHACÓN CARRERO  
BRYAN GARCÍA MUNÉVAR**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C  
2018**

**PROPUESTA DE UN PLAN DE MEJORAMIENTO PARA LA PREVENCIÓN Y CONTROL DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS A Y B EN EL CAMPO CASTILLA DE ECOPETROL S.A.**

**DIANA CAROLINA CHACÓN CARRERO  
BRYAN GARCÍA MUNÉVAR**

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

**Director  
MIGUEL ÁNGEL RODRÍGUEZ REYES  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C  
2018**

Nota de Aceptación (Dirección de Investigaciones)

---

---

---

---

---

---

---

Firma Docente Investigador

---

Firma Docente Jurado 1

---

Firma Docente Jurado 2

Bogotá D.C., Febrero 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Postgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano General de la Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director de Investigaciones

**Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA**

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

## AGRADECIMIENTOS

Los autores queremos agradecer a especialmente a:

*Nuestros padres por su confianza y apoyo a lo largo del desarrollo de nuestra carrera profesional.*

*A nuestro director Miguel Ángel Rodríguez Reyes por su guía, conocimiento aportado, su confianza y respaldo brindado para cumplir con el desarrollo del presente proyecto.*

*Al convenio Fundación Universidad de América – Ecopetrol S.A- Instituto Colombiano de Petróleo, por permitir el desarrollo de este proyecto.*

*A Ecopetrol S.A por darnos la oportunidad de trabajar en este proyecto y permitirnos aplicar nuestros conocimientos adquiridos durante la formación profesional a una problemática real. De igual forma, se agradece al Instituto Colombiano de Petróleos por la orientación proporcionada desde las primeras fases de este proyecto.*

*A la Universidad de América, y en especial al Semillero Nuevas Tecnologías de Perforación Nuteper, por brindar el contacto entre la academia y la industria petrolera para el desarrollo del proyecto de grado, permitiendo el crecimiento de los autores en materia investigativa y profesional.*

*Finalmente, a todos aquellos profesionales que hicieron parte del desarrollo de este proyecto, cuyos conocimientos y experiencia fueron de vital importancia para esta investigación: nuestro director Miguel Rodríguez, el Ingeniero Jorge Jaramillo, el Ingeniero Néstor Saavedra, el Ingeniero Alberto Ríos y el Ingeniero Carlos Espinosa.*

## DEDICATORIA

*Este proyecto de grado quiero dedicárselo a Dios por su sabiduría y guía en mi camino, por darme la oportunidad de descubrir otra área de la ingeniería en la cual encuentro pasión y amor para desarrollarme profesionalmente.*

*A mis padres Alonso Chacón y Amparo Carrero por ser personas maravillosas que me han apoyado y de los cuales he aprendido que lo importante más que obtener logros personales, es ser una persona que aporte a la sociedad dando más de mi para hacer de este mundo un lugar mejor . . . también quiero agradecer a Michi por demostrarme que existen otras formas de amar y de encontrarle valor a la vida. A mi novio Jorge Blandón por apoyarme siempre, por estar cada que necesitaba una palabra o mirar el mundo de una forma distinta y enseñarme a no vencerme ante las dificultades que se puedan presentar.*

*A mi compañero Bryan García por su dedicación, compromiso y confianza en el desarrollo de este proyecto. A todos mis amigos y maestros que hicieron parte en el desarrollo de este proyecto de grado.*

Diana Carolina Chacón Carrero

## DEDICATORIA

Este proyecto está dedicado a aquellos seres que me otorgaron la vida, los que permitieron mi desarrollo como hijo, estudiante, persona y ahora como profesional: Alicia Munévar y Daniel García.

Mamá, gracias por brindarme tu amor incondicional desde que nací, por ser la que me permitió desarrollar las habilidades que poseo ahora y por mostrarme cómo aprender y enseñar con amor. Este proyecto es un fruto de todo lo que cultivaste en mí.

Papá, a ti te doy gracias por tu templanza y dedicación. Eres un ejemplo en mi vida, el que me enseñó a ser fuerte, justo, profesional y, sobre todo, humano. Te dedico este proyecto como una muestra de la admiración que te tengo.

Adicionalmente, les agradezco a todas aquellas personas que permitieron el desarrollo de este proyecto. A mi compañera Diana Chacón por brindar todo su esfuerzo y dedicación.

A mis amigos, que siempre me acompañaron en este camino para brindarme apoyo y ánimo.

A los docentes y profesionales que aportaron su conocimiento para mi desarrollo académico.

A todos ellos, muchas gracias.

Bryan García Munévar

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	25
1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	25
1.2.1 Campo Castilla	26
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO	27
1.3.1 Columna Estratigráfica	28
1.3.2 Estratigrafía Regional	29
1.3.2.1 Formación Une	29
1.3.2.2 Formación Gachetá	29
1.3.2.3 Formación Guadalupe K2	29
1.3.2.4 Formación Guadalupe K1	30
1.3.2.5 Formación Barco	30
1.3.2.6 Formación Los Cuervos	30
1.3.2.7 Formación San Fernando (Unidad T2)	30
1.3.2.8 Formación Mirador	31
1.3.2.9 Formación Carbonera	31
1.3.2.10 Formación León	32
1.3.2.11 Formación Guayabo	32
1.3.3 Estratigrafía de los pozos de estudio	32
1.3.3.1 Formación Guayabo	35
1.3.3.2 Unidad Areniscas Superiores	35
1.3.3.3 Unidad Lutita E	35
1.3.3.4 Unidad C1	35
1.3.3.5 Unidad Areniscas de Carbonera	36
1.3.3.6 Unidad C2	36
1.3.3.7 Unidad Lutita E3	36
1.3.3.8 Unidad T1	37
1.3.3.9 Unidad Lutita E4	37
1.3.3.10 Unidad T2	38
1.3.3.11 Unidad K1 Superior	38
1.3.3.12 Unidad K1 Inferior	39
1.3.4 Geología Estructural	40
1.3.5 Geología del petróleo	40

1.4	HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA	41
1.4.1	Características del yacimiento	43
2.	MARCO TEÓRICO	44
2.1	PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	44
2.1.1	Clasificación de las pérdidas de circulación	45
2.1.1.1	Pérdidas de circulación según la tasa de pérdida de fluido	46
2.1.1.2	Pérdidas de circulación según el volumen perdido respecto a un tiempo de tratamiento	46
2.1.2	Causas de pérdidas de circulación	47
2.1.2.1	Pérdidas de circulación por invasión	48
2.1.2.2	Pérdidas de circulación por fracturación	53
2.1.3	Consecuencias de las pérdidas de circulación	57
2.1.3.1	Incremento de costos y tiempos no productivos	58
2.1.3.2	Prácticas de cementación	58
2.1.3.3	Daño a la formación	58
2.1.3.4	Influjos	59
2.1.3.5	Pegas de tuberías	59
2.1.4.1	Árbol de decisiones	60
2.1.4.2	Prácticas de perforación	61
2.1.4.3	Factores de diseño	61
2.1.4.4	Técnicas de fortalecimiento de pozo	63
2.1.4.5	Materiales para la pérdida de circulación	64
3.	DISEÑO METODOLÓGICO PARA EL PLAN DE MEJORAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	67
3.1	POBLACIÓN	67
3.2	TAMAÑO DE LA MUESTRA	69
3.3	MUESTRA	69
3.4	SELECCIÓN Y RECOPIACIÓN DE DATOS	69
3.5	TRATAMIENTO DE DATOS	70
3.6	ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	70
3.7	DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS PARA EL PLAN DE MEJORAMIENTO	71
4.	DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	73
4.1	IDENTIFICACIÓN DEL INCIDENTE	74
4.2	RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	75
4.3	ELABORACIÓN DEL MAPA DE EVENTOS	75
4.4	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	76

4.4.1	Teoría de las restricciones	80
4.4.1.1	Árbol de realidad actual	81
4.4.1.2	Eliminación de los conflictos	82
4.4.1.3	Árbol de realidad futura	84
4.4.1.4	Árbol de prerrequisitos	84
4.4.1.5	Árbol de transición	85
4.4.2	Diagrama de Ishikawa-Diagrama causa y efecto	86
4.4.3	Árbol de fallas	87
4.4.4	Análisis de Diagrama de Interrelación (ID)	90
4.5	ESTUDIO DE LAS BARRERAS QUE PUEDAN PREVENIR DAÑOS	92
4.6	DESARROLLO DE ACCIONES CORRECTIVAS Y ACCIONES PREVENTIVAS	96
4.6.1	Plan de acción	97
4.7	ANÁLISIS CAUSA RAÍZ PARA LOS POZOS DE ESTUDIO	98
4.7.1	Identificación del incidente	98
4.7.2	Recopilación de la información	99
4.7.3	Resultado del Diagnóstico Causa Raíz del Pozo A	101
4.7.3.1	Recopilación de la información	101
4.7.3.2	Mapa de los hechos o sucesos ocurridos del Pozo A	104
4.7.3.3	Análisis de la información	107
4.7.3.4	Tipos de barreras empleadas en el Pozo A	109
4.7.4	Resultado del diagnóstico causa raíz Pozo B	111
4.7.4.1	Recopilación de la información	111
4.7.4.2	Mapa de los hechos o sucesos ocurridos del Pozo B	114
4.7.4.3	Resultado del diagnóstico causa raíz Pozo B ST1	117
4.7.4.4	Análisis de la información	123
4.7.4.5	Tipos de barreras empleadas en el Pozo B	125
4.7.5	Análisis de la información para el Pozo A y B	129
5.	ANÁLISIS DE IMPACTOS	133
5.1	ANÁLISIS DE COSTOS	139
5.1.1	Análisis de impacto de costos en el Pozo A	139
5.1.1	Análisis de impacto de costos en el Pozo B	147
5.1.2	Análisis de impacto de costos en el Pozo B ST1	154
5.2	DAÑO DE FORMACIÓN	160
6.	PLAN DE MEJORAMIENTO PARA LA DISMINUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	162
6.1	ESTRATEGIAS DE PREVENCIÓN	162

6.2	ESTRATEGIAS DE CONTROL	170
7.	CONCLUSIONES	176
8.	RECOMENDACIONES	180
	BIBLIOGRAFÍA	181
	ANEXOS	191

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Eventos que generan tiempos no productivos	67
Tabla 2. Subtipo de NPT por problemas del hueco	68
Tabla 3. Eventos de Pérdidas de Circulación en la muestra de pozos.	98
Tabla 4. Resumen de Presiones por formación del Pozo A	102
Tabla 5. Resumen de Presiones por formación del Pozo B	112
Tabla 6. Resultados diagrama de interrelación	135
Tabla 7. Costos Totales para el Pozo A	139
Tabla 8. Relación de los productos químicos, ingeniería y equipos en el costo final del fluido de perforación de la sección 8 ½ para el Pozo A	140
Tabla 9. Impactos de costos diarios en el evento de pérdidas de circulación de la sección de 8 ½ para el Pozo A.	144
Tabla 10. Costos Totales para el Pozo B	147
Tabla 11. Productos químicos, ingeniería y equipos en el costo final del fluido de perforación de la sección 8 ½ para el Pozo B	148
Tabla 12. Impactos de costos diarios en el evento de pérdidas de circulación de la sección de 8 ½ para el Pozo B.	151
Tabla 13. Costos Totales para el Pozo B ST1	154
Tabla 14. Relación de los productos químicos, ingeniería y equipos en el costo final del fluido de perforación de la sección 8 ½ para el Pozo B ST1	155
Tabla 15. Impactos de costos diarios en el evento de pérdidas de circulación de la sección de 8 ½ para el Pozo B ST1	157

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Topes para el Pozo A del Campo Castilla	33
Cuadro 2. Topes para el Pozo B del Campo Castilla	34
Cuadro 3. Características del yacimiento	43
Cuadro 4. Tipos de Pérdidas de Circulación según la Tasa de Pérdida de Fluido	46
Cuadro 5. Tipos de Pérdidas de Circulación según el Volumen Perdido respecto a un Tiempo de Tratamiento	47
Cuadro 6. Tipo de formaciones altamente permeables y altamente porosas	51
Cuadro 7. Causas de las excesivas presiones de fondo	53
Cuadro 8. Materiales para pérdida de circulación para arenas	65
Cuadro 9. Descripción general de metodologías para el análisis causa raíz	77
Cuadro 10. Desarrollo del análisis causa raíz de la teoría de las restricciones	80
Cuadro 11. Símbolo empleado para la representación de los eventos dentro del árbol de fallas	88
Cuadro 12. Tipos de barreras en el análisis causa raíz	94
Cuadro 13. Tipos de fallas	95
Cuadro 14. Factores en la selección de acciones de control y preventivas	97
Cuadro 15. Información obtenida de cada pozo de estudio	99
Cuadro 16. Descripción de cada informe representativo para el estudio del incidente de pérdidas de circulación	99
Cuadro 17. Convenciones para los diagramas de procesos en la perforación de la sección 8½	104
Cuadro 18. Descripción de los eventos del Pozo A	105
Cuadro 19. (Continuación)	106
Cuadro 20. Barreras empleadas evento de pérdidas de circulación en el Pozo A	110
Cuadro 21. Descripción de los eventos del Pozo B	115
Cuadro 22. Descripción de los eventos del Pozo B ST1	120
Cuadro 23. Barreras empleadas evento de pérdidas de circulación en el Pozo B	125
Cuadro 24. Eventos seleccionados para el diagrama de interrelación	133
Cuadro 25. Estrategias para la prevención de pérdida de circulación en el Pozo A y B	163
Cuadro 26. Estrategias para el control de pérdida de circulación en el Pozo A y B	171

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Geográfica del Campo Castilla	27
Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	28
Figura 3. Mecanismo de la Entrada del Fluido a la Formación en una Pérdida de Circulación	44
Figura 4. Causas de las pérdidas de circulación	48
Figura 5. Causas de las pérdidas de circulación por invasión	49
Figura 6. Pérdida de circulación en formaciones depletadas	50
Figura 7. Causas de la pérdida de circulación por fracturas naturales	52
Figura 8. Perfiles del pozo en función de la densidad equivalente de circulación	55
Figura 9. Pérdidas inducidas	56
Figura 10. Ventana operativa de perforación	57
Figura 11. Programa de Manejo de Pérdidas de Circulación	60
Figura 12. Diagrama de activación, desactivación y caja retenedora de bolas	62
Figura 13. Descripción de las etapas para el plan de mejoramiento	72
Figura 14. Pasos del análisis de causa raíz	74
Figura 15. Esquema de eliminación de conflictos general	82
Figura 16. Identificación de los supuestos	83
Figura 17. Árbol de realidad futura	84
Figura 18. Árbol de prerrequisitos	85
Figura 19. Árbol de transición	85
Figura 20. Diagrama de Ishikawa- causa y efecto	87
Figura 21. Esquema base para árbol de fallas	90
Figura 22. Modelo de Jame Reason para identificación de barreras	92
Figura 23. Modelo de causalidad de los incidentes, James Reason	93
Figura 24. Estado mecánico del Pozo A	101
Figura 25. Diagrama de Ishikawa para el Pozo A	108
Figura 26. Estado mecánico del Pozo B	111
Figura 27. Estado mecánico del Pozo B ST1	118
Figura 28. Diagrama de Ishikawa para el Pozo B	124
Figura 29. Árbol de Fallas para los Pozos A y B	130
Figura 30. Diagrama de interrelación	134
Figura 31. Diagrama de Realidad Actual	138
Figura 32. Diagramas de árbol de transición para las estrategias de prevención de pérdidas de circulación.	167

Figura 33. Diagramas de árbol de transición para las estrategias de control de pérdidas de circulación.

174

## LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Producción del Campo Castilla	42
Gráfico 2. Producción de crudo por departamento 2016	42
Gráfico 3. Participación de Producción por Municipio 2016	43
Gráfico 4. Eventos que generan tiempos no productivos	68
Gráfico 5. Subtipos en los tiempos no productivos de problema de hueco	69
Gráfico 6. Ventana Operativa del Fluido de Perforación del Pozo A	103
Gráfico 7. Ventana operativa del Fluido de perforación del Pozo B	113
Gráfico 8. Entradas para cada evento del diagrama de interrelación	136
Gráfico 9. Salidas para cada evento del diagrama de interrelación	137
Gráfico 10. Distribución de Costos del fluido de perforación en la sección de 8 1/2 en el Pozo A	141
Gráfico 11. Distribución de los productos químico en el costo final del fluido de perforación de la sección 8½ del Pozo A	142
Gráfico 12. Comparación de Libras de LCM Utilizados Programados Vs Reales	143
Gráfico 13. Comparación de Costos Programados Vs Reales	143
Gráfico 14. Impacto en los costos del Pozo A en la Sección 8½	146
Gráfico 15. Costo diario de perforación Vs Costos de fluido diario	147
Gráfico 16. Distribución de Costos del fluido de perforación en la sección de 8 1/2 en el Pozo B	150
Gráfico 17. Distribución de los productos químicos en el costo final del fluido de perforación de la sección 8 ½ del Pozo B	150
Gráfico 18. Impacto en los costos del Pozo B en la Sección 8 1/2	153
Gráfico 19. Costo diario de perforación Vs Costos de fluido diario	154
Gráfico 20. Distribución de Costos del fluido de perforación en la sección de 8 1/2 en el Pozo B ST1	156
Gráfico 21. Distribución de los productos químico en el costo final del fluido de perforación de la sección 8 ½ del Pozo B ST1	156
Gráfico 22. Impacto en los costos del Pozo B ST1 en la Sección 8 1/2	159
Gráfico 23. Relación de Costo diario de perforación Vs Costos de fluido diario	159
Gráfico 24. Mecanismos de Daño en la Formación K1	161

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A Típicos distribución de tamaño de partícula y concentración de LCM usados para diferentes anchos de fracturas	192

## GLOSARIO

**ANÁLISIS CAUSA RAÍZ:** es una metodología que tiene como fin la identificación de los factores que dieron lugar a la naturaleza y magnitud de los resultados no deseados de uno o más eventos.

**BARRERAS:** corresponden a estrategias que se implementan con el objetivo de: prevenir o evitar la ocurrencia de incidentes en el desarrollo del proceso, detectar tempranamente la ocurrencia del incidente y generar acciones de mitigación para minimizar las consecuencias que crean los eventos presentados.

**CAUDAL DE PERDIDA:** representa la cantidad de volumen por unidad de tiempo que entra a la formación a causa de una pérdida de circulación, a partir de este volumen se determina el tipo de pérdida (pérdidas parciales, totales o filtración).

**DENSIDAD DE CIRCULACIÓN EQUIVALENTE (ECD):** es la densidad ejercida por el fluido contra la formación en el momento de circular donde se tiene en cuenta la densidad real del fluido de perforación más la caída de presión producida en el espacio anular.

**DENSIDAD DE FLUIDO DE PERFORACIÓN:** corresponde a la masa por unidad de volumen del fluido de perforación, se expresa en lbm/gal (sistema inglés de unidades) o  $\text{kg/m}^3$  (sistema internacional de unidades), esta densidad controla la presión hidrostática en el pozo evitando el flujo no deseado hacia el pozo y el colapso de la tubería de revestimiento.

**FORMACIÓN DEPLETADA:** es una formación cuya presión de poro se ve reducida debido a la producción de hidrocarburos, lo cual da como resultado una reducción del gradiente de fractura.

**FORTALECIMIENTO DE POZO:** conjunto de estrategias que alteran los esfuerzos presentes alrededor del pozo (presión de iniciación de fractura o presión de propagación de fracturas), minimizando la pérdida de fluidos hacia la formación.

**FRACTURAS:** es una grieta producida en la roca no relacionada con el fenómeno de foliación. Se pueden presentar de dos tipos: fracturas inducidas (correspondientes a las generadas mecánicamente, durante procesos de perforación o estimulación) y fracturas naturales (correspondientes a las que se han formado por procesos naturales).

**GRADIENTE DE PRESIÓN DE COLAPSO:** variación de la presión requerida para producir el colapso del pozo respecto a la profundidad.

**GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA:** variación de la presión requerida para inducir fracturas en una roca respecto a la profundidad.

**GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO:** variación de la presión de poro con la profundidad, siendo la presión de poro la presión del fluido de una formación en el espacio poroso. Normalmente es la presión ejercida por una columna de agua (salinidad del 10%) desde la profundidad de la formación hasta superficie.

**HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS CAUSA RAÍZ:** son metodologías que permiten el análisis de la información para determinar la causa raíz de un evento ocurrido.

**IMPACTOS:** es un efecto generado por un incidente o evento presente en el desarrollo de un proceso.

**INCIDENTES:** corresponde a eventos presentados durante alguna operación o proceso.

**MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN:** también conocido como LCM, es el término colectivo para las sustancias que son adicionadas a los fluidos para controlar la pérdida de circulación, al sellar las zonas de pérdida de fluido. Entre los productos químicos empleados se encuentran: escamas de mica, celofán, LCM granular.

**MEDIDAS DE CONTROL DE PÉRDIDAS:** medidas o acciones que se pueden aplicar para reducir el volumen filtrado en la formación, entre los cuales se incluye la modificación de las propiedades físicas o químicas del fluido de perforación o agregar materiales de pérdida de fluido.

**MEDIDAS PREVENTIVAS DE PÉRDIDAS:** son acciones, planes o estrategias para evitar la pérdida de circulación, los cuales se pueden identificar en zonas con potenciales problemas al momento de ser perforadas.

**PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN:** reducción total o parcial de la cantidad de fluido de perforación que retorna por el anular cuando se bombea fluido en un pozo, producido por formaciones cavernosas, fracturadas o altamente permeables.

**PLAN DE MEJORAMIENTO:** es el resultado del conjunto de procedimientos, acciones y metas diseñadas, organizadas y orientadas para lograr un objetivo en específico.

**PRESIÓN DE SOBRECARGA:** es la presión originada por el peso acumulativo de las rocas que suprayacen en el subsuelo y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos por la profundidad de interés.

**TIEMPOS NO PRODUCTIVOS:** es un tiempo adicional gastado en actividades no planeadas del plan de perforación, las cuales pueden incrementar los costos de perforación.

**REAPERTURA DE FRACTURAS:** es el fenómeno que ocurre cuando la presión ejercida por el fluido de perforación alcanza la presión de reapertura de una fractura natural.

**VENTANA OPERATIVA DE PERFORACIÓN:** margen de los gradientes de presión, limitada por el gradiente de presión de fractura de una formación y el gradiente de presión de poro o el gradiente de presión de colapso de un pozo.

## RESUMEN

El desarrollo de la investigación del presente documento está enfocado en las pérdidas de circulación, que es uno de los problemas operacionales que se presentan durante la perforación de los Pozos A y B. Para esto, se realiza el diagnóstico de causa raíz con el fin de identificar las causas que ocasionan las pérdidas de circulación en los pozos estudiados del Campo Castilla utilizando herramientas como el Diagrama de Ishikawa y Diagrama árbol de fallas. A partir del estudio se identifica que la causa raíz es el uso de información de presión de poro y gradiente de fractura desactualizada debido al depletamiento de la Unidad K1 Inferior. Teniendo en cuenta la causa raíz, el diseño de la ventana operativa del fluido no estaba acorde con las condiciones actuales del yacimiento, en consecuencia, el sobre balance generado por el fluido de perforación fue mayor a lo planeado pudiendo inducir pérdidas o reactivar fallas presentes en el yacimiento. En el diagnóstico se determinan y analizan las barreras empleadas en la perforación de la sección de 8½, estudiándose las barreras de control (empleadas cuando ocurre el incidente) y barreras de prevención (ejecutadas antes de que se presente el evento de pérdida).

Una vez se analizan los eventos ocurridos y se encuentran las causas, se identifican los impactos que pueden ocasionar las pérdidas de circulación por medio de las herramientas: Teoría de restricciones (Árbol de realidad actual) y Diagrama de transición, desde los cuales se tiene que los efectos de las pérdidas de circulación son el incremento de los tiempos no productivos, daño a la formación e incremento de costos. Adicionalmente, se realiza un análisis de los gráficos de costos del fluido de perforación de los Pozos A, B y B ST1, donde se encuentra que los materiales de control de pérdida de circulación para el Pozo A representan el 14% y para el Pozo B y sidetrack B ST1 el 13%. De igual forma debe tenerse en cuenta el incremento en costos debido a la reposición del volumen del fluido perdido y los productos químicos requeridos para tener un fluido estándar de perforación. También se analiza el comportamiento del costo del fluido respecto al costo total diario de perforación, obteniendo una relación directa entre estos dos.

Con base al diagnóstico causa raíz y los impactos generados por las pérdidas de circulación se realiza un plan de mejoramiento en el cual se establecen estrategias de prevención y control, estas estrategias son obtenidas de estudios realizados en diversas partes del mundo enfocados en yacimientos productores depletados, y son descritas en cuanto a su funcionamiento, aplicabilidad y condiciones del caso de estudio. Con el fin de generar una posterior aplicación de estas estrategias, es empleada la herramienta de Teoría de restricciones (Árbol de transición) en el cual se expresan los objetivos intermedios para lograr su aplicación en el Campo Castilla.

**Palabras Clave:** Pérdidas, Circulación, Plan, Prevención, Control.

## INTRODUCCIÓN

Durante la perforación de pozos se pueden presentar múltiples problemas operacionales que causan además de un incremento de los tiempos no productivos, incremento de costos y otros problemas asociados. En el Campo Castilla de Ecopetrol S.A. se ha identificado que uno de los problemas más recurrentes son los eventos de pérdida de circulación, los cuales se definen como una reducción o ausencia del retorno del fluido de perforación por el espacio anular durante la perforación, es decir, el fluido de perforación se está perdiendo en la formación que se está perforando.

El fluido de perforación cumple con varias funciones, como asegurar la integridad del pozo, transportar los recortes de perforación a superficie, ejercer una presión hidrostática para el control de las presiones de pozo, entre otras. Teniendo esto en cuenta, en el momento que ocurre un evento de pérdida de circulación se debe reemplazar el volumen de fluido faltante con el fin de mantener las condiciones del pozo. Esto representa, en primera instancia, un aumento de los costos del fluido de perforación (el cual será proporcional al volumen perdido en la formación) y un aumento de los tiempos no productivos.

Sin embargo, a partir de un evento de pérdida de circulación se pueden generar otro tipo de problemas a largo plazo. Cuando la pérdida de circulación ocurre en una formación productora, se presenta un incremento del daño a la formación, lo que significa que habrá una reducción en la capacidad natural del yacimiento para producir sus fluidos originales, debido a la exposición que tuvo la formación con el fluido de perforación. Es por esto que un control adecuado de las pérdidas de circulación en las formaciones productoras es importante no sólo desde el ámbito de la perforación sino para asegurar una adecuada producción de fluidos en el yacimiento.

Ahora, para el desarrollo de un plan de prevención y control de las pérdidas es necesario conocer cuáles son las causas que están generando estos eventos, teniendo en cuenta tanto los factores operacionales como las condiciones inherentes a la formación que se está perforando. Para este fin, se desarrolla un análisis de causa raíz para los pozos de estudio, los cuales se seleccionaron de acuerdo con el tipo de pérdida de circulación que presentaron (pérdidas totales y/o severas en la sección de 8 ½).

En el desarrollo del método de análisis de causa raíz, se realiza adicionalmente un análisis de los eventos ocurridos en la perforación de la sección de 8 ½, que es la sección donde está la formación de interés; un análisis de los impactos, y un análisis de barreras o medidas utilizadas en los pozos de estudio para controlar o prevenir las pérdidas de circulación. A partir de esta información se establece el plan de mejoramiento mediante la aplicación de estrategias seleccionadas para el Campo Castilla, de acuerdo con las características y condiciones bajo las cuales ocurren los eventos de pérdida de circulación.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Proponer un plan de mejoramiento para la prevención y control de las pérdidas de circulación en la perforación de los Pozos A y B en el Campo Castilla de Ecopetrol S.A.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades geológicas de los Pozos A y B del Campo Castilla.
2. Elaborar un diagnóstico de causa raíz describiendo los eventos de pérdida de circulación presentados en la perforación de los Pozos A y B del Campo Castilla.
3. Analizar los impactos generados por las pérdidas de circulación presentados en los Pozos A y B del Campo Castilla.
4. Proponer el plan de mejoramiento en las prácticas operacionales para la disminución de las pérdidas de circulación en los Pozos A y B del Campo Castilla.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA**

En el capítulo correspondiente a generalidades del Campo Castilla se encontrará la historia de la Cuenca de los Llanos Orientales y del Campo Castilla y la localización y ubicación geográfica del Campo Castilla sobre el cual se realizará el estudio.

De igual forma es indispensable conocer la estratigrafía y litología de las formaciones que componen el campo y los pozos de estudio, la geología estructural, geología del petróleo, la historia de producción del campo, su método de producción, las características del yacimiento y por esta razón también son incluidas en el presente documento.

### **1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

Es la cuenca sedimentaria más grande de Colombia donde se concentra el 68,9% de la producción del país conformado por 337 campos petroleros en una extensión de 225.603 Km<sup>2</sup>, limitada al oeste por el Piedemonte de la Cordillera Oriental, al este por el Escudo de Guyanés, al sur por los arcos de Macarena y el Vaupés y al norte con la frontera de Venezuela. Está ubicada en los departamentos de Casanare, Cesar, Meta, Arauca y Vichada<sup>1</sup>.

En el año 1940 se realiza la primera exploración por parte de la compañía Shell Cóndor utilizando pruebas sísmicas, la fase de exploración duró ocho años incluyendo trece pozos exploratorios, en el período de 2005 a 2011 se perforaron 316 pozos exploratorios, de los cuales 142 la agencia nacional de hidrocarburo los declara como pozos productores<sup>2</sup>.

La composición del crudo producido corresponde en un 68,6% a crudos pesados, 12,8% a crudos medianos y 5,6 % a crudos livianos, los indicadores de saturación de agua comprenden el 37,3% al 76,9% y tiene una producción del 69,7% de producción del gas natural en el país. Los principales campos petroleros ubicados en esta cuenca sedimentaria son Rubiales, Quifa y Castilla, el cual será explicado a continuación<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> PNUD, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, et al. La Competitividad Del Sector De Hidrocarburos En Las Diferentes Regiones De Colombia; Colombia: 2016. p. 17

<sup>2</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Colombia: 2007. p. 40

<sup>3</sup> PNUD, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, et al. La Competitividad Del Sector De Hidrocarburos En Las Diferentes Regiones De Colombia; Colombia: 2016. p. 17

**1.2.1 Campo Castilla.** La historia de este campo petrolero inicia en el año de 1945, cuando se empiezan a realizar trabajos de exploración sísmica y la perforación de pozos con el fin de encontrar un yacimiento de hidrocarburo en la región del Meta. Para el año de 1969 estos trabajos fueron realizados en conjunto por las empresas Chevron Petroleum Company, Intercol, Phillips, Shell y Texaco, de acuerdo con el Contrato de Asociación Cubarral, en el cual fue realizada la perforación del pozo Castilla 1<sup>4</sup>, que alcanzó una profundidad de 7347 pies y contiene crudos pesados en las Formaciones Mirador 10° API, Guadalupe y Une 13,7 °API<sup>5</sup>.

Durante 25 años Chevron se encarga de la operación del campo desde 1975 hasta el 2000, obteniendo una producción de 94 millones de barriles de crudo correspondiente al 4% de las reservas estimadas<sup>6</sup>.

Una vez terminado el contrato de concesión de Chevron, el 31 de enero del 2000 se genera el Contrato de Asociación quedando Ecopetrol a cargo del Campo Castilla: en este proceso Chevron continúa con la administración del campo seis meses más, empezando así la administración de Ecopetrol el 1 de agosto del año 2000 con la Superintendencia de operación Apiay<sup>7</sup>.

El crudo de Campo Castilla es comercializado con el nombre de Castilla Brent, es un crudo pesado de aproximadamente 12,1°API, transportado por el Oleoducto Coveñas con una producción promedio en el año 2015 de 74.171 barriles diarios<sup>8</sup> y en febrero del año 2016 la producción es de 129.538 barriles diarios.

El método de producción del Campo Castilla es básicamente el levantamiento artificial, bombeo mecánico y bombeo electro sumergible, debido a que los crudos encontrados en el yacimiento son pesados, además de que cuenta con un acuífero activo que necesita de energía externa para lograr subir el hidrocarburo a superficie.

---

<sup>4</sup> ECOPETROL, S. A.; QUINTERO, Diana y LEAL, Cesar Andres. Justificación de la perforación del Cluster 87, Pozos CA356, CA 358, CA 360, CA 423 y CA 446. Enero,.

<sup>5</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca de los Llanos Orientales, estudio integrado de crudos pesados; [0]. [Consultado el Junio 2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-integrados-y-modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

<sup>6</sup> REINOSO RODRIGUEZ, Guillermo. Se Revierte primer contrato de asociación de petróleo. [0]. Abril 19,. [Consultado el Junio, 2017]. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1211777>

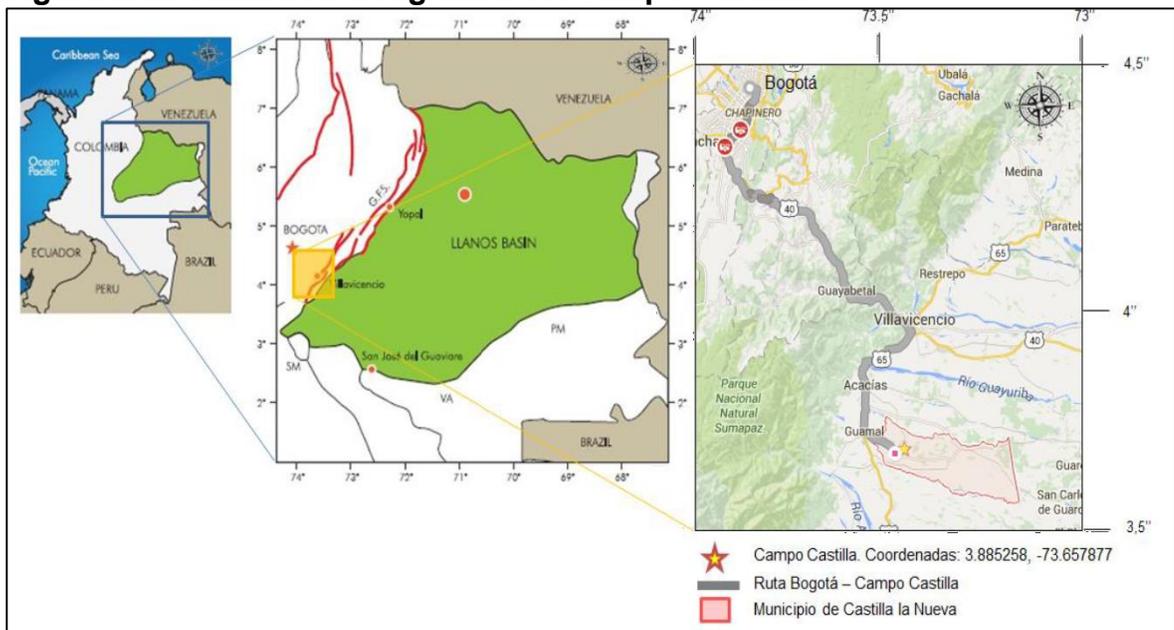
<sup>7</sup> REINOSO RODRIGUEZ, Guillermo. Se Revierte primer contrato de asociación de petróleo. [0]. Abril 19,. [Consultado el Junio, 2017]. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1211777>

<sup>8</sup> PNUD, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, et al. La Competitividad Del Sector De Hidrocarburos En Las Diferentes Regiones De Colombia; Colombia: 2016. p. 17

## 1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Castilla está ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales en el Municipio de Castilla la Nueva, departamento del Meta. Se encuentra aproximadamente a 156 km de Bogotá. Limita al oriente con el Municipio de San Carlos de Guaroa, al occidente con del Municipio de Guaman, al Norte con los Municipios de Acacías y San Carlos de Guaroa y al Sur con el Municipio de San Martín. La vía de acceso al Campo Castilla desde Bogotá es Bogotá-Villavicencio (90 Km), Villavicencio-Acacías (30 Km) y Acacías a Castilla La Nueva (36.5 Km)<sup>9</sup>. En la Figura 1 se muestra la ubicación geográfica del Campo Castilla.

**Figura 1. Localización Geográfica del Campo Castilla**



Fuente: DUARTE, P., PRADA, M. Propuesta de una Metodología de Análisis Causa Raíz para el Diagnóstico de las Causas de los Problemas Durante la Perforación del Pozo A en El Campo Castilla. Colombia, 2016, p. 25.

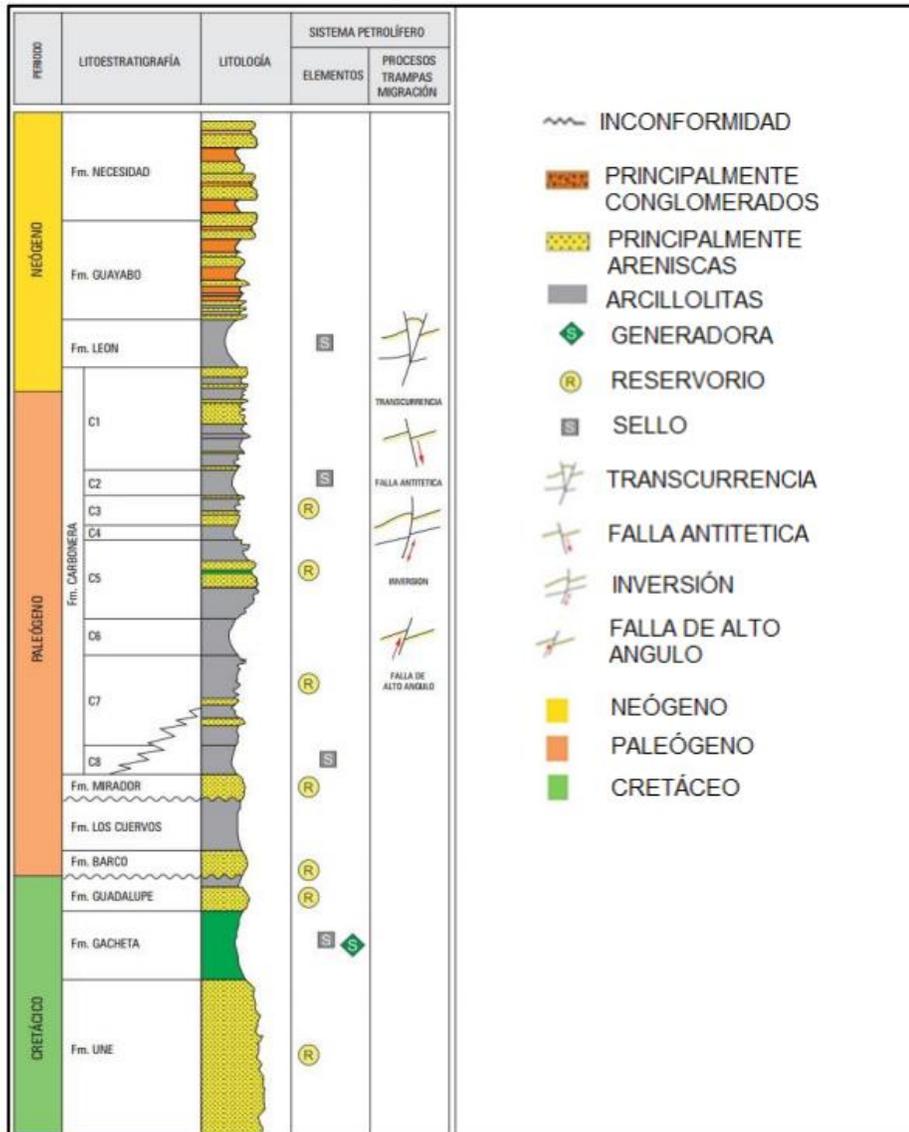
## 1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se presentan las generalidades geológicas para el Campo Castilla, presentando la columna estratigráfica, la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo.

<sup>9</sup>ARIAS, Heydy. Patronamiento de las Tendencias Direccionales en las Formaciones en la Cuenca de los Llanos Orientales. (Municipios de Acacías y Castilla la Nueva, departamento del Meta). Universidad Industrial de Santander., 2012. p. 54.

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** La Cuenca de los Llanos Orientales presenta una columna sedimentaria representada por rocas precámbricas del basamento, rocas paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, separadas por tres grandes discordancias regionales, localizadas en la base del Paleozoico, la base del Cretácico Superior y la base del Eoceno Medio.<sup>10</sup> En la Figura 2 se muestra la columna estratigráfica general para la Cuenca de los Llanos Orientales.

**Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.**



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012 .P. 41. Modificado por Autores

<sup>10</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012, p 41.

**1.3.2 Estratigrafía Regional.** La depositación de las formaciones de la cuenca de los Llanos Orientales corresponde a: Une, Gacheta de la edad Cretácico Medio, posteriormente Formación Guadalupe K1-K2, San Fernando, Mirador, Carbonera, León y Guayabo del terciario; estas serán descritas a continuación teniendo en cuenta las características litológicas, los ambientes de depositación, la edad y el espesor promedio.

**1.3.2.1 Formación Une.** Formación de edad cretácica, consiste en: areniscas cuarzosas moderadamente compactadas, con intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas; las areniscas son de grano medio a grueso, con una selección de moderada a pobre. El ambiente sedimentario es de: canales fluviales en la base y depósitos marinos en la parte superior. El espesor promedio varía de la siguiente forma: en el área del Meta de 50 a 350 pies; en Arauca de 300 a 600 pies y puede llegar a 650 pies en el Piedemonte Llanero <sup>11</sup>.

**1.3.2.2 Formación Gachetá.** Presenta transgresión del cretáceo, está constituida por una secuencia de lutitas de color gris a oscuro, intervalos menores de arenisca y pocos niveles calcáreos. El espesor aumenta hacia el noroccidente con un valor máximo en el sector suroccidental de 600 pies, en proximidad a Chichimene, Vanguardia, Cumaral, Medina y en el noroeste con espesor máximo en el pozo Chigüiro, es una formación productora en varios campos de la cuenca. El ambiente sedimentario es marino.

**1.3.2.3 Formación Guadalupe K2.** Como menciona Lozano, la formación Guadalupe K2 su litología corresponde a una arena limpia bastante homogénea, constituida por conglomerados de arenas cuarzosas y cuarzo feldespática, grado de inestabilidad bajo. Resistencia tensil promedio 1500-2500 Psi<sup>12</sup>. Tiene un espesor máximo de 600 pies en el pozo La Coral, en el sector de Arauca y área de Vanguardia, Cumaral con más de 600 pies de espesor. Es una formación productora en la cuenca. El ambiente sedimentario es fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con domino de carga de fondo<sup>13</sup>.

---

<sup>11</sup> Ibid., p. 48

<sup>12</sup> LOZANO SALAZAR, Viera, et al. Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones de bajo- balance. Aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol S.A. En: REVISTA FUENTES: EL REVENTÓN ENERGÉTICO. Julio, vol. Vol. 9, p. 71

<sup>13</sup> Ibid., p. 48

**1.3.2.4 Formación Guadalupe K1.** Como menciona Lozano, La formación Guadalupe K1 se compone de: Arenas delgadas con alto contenido arcilloso, está constituida por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y limolitas, grado de inestabilidad moderado a alto, resistencia tensil promedio 800 psi<sup>14</sup>. Tiene un espesor de 5-20 pies, hacia la base se presentan propiedades de roca almacenadora debido al ambiente de depositación deltaico con influencia de mares. La formación Guadalupe K2 tiene un ambiente de depositación estuario de dominio mareal y las arcillolitas tienen un ambiente de depositación de bahía restringida y planicies de marea<sup>15</sup>.

**1.3.2.5 Formación Barco.** Está compuesta por areniscas masivas, lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones delgadas de carbón; su espesor puede llegar a ser de 1000 pies y corresponde al periodo de Paléogeno<sup>16</sup>. Como ambiente sedimentario se tiene una secuencia transgresiva de influencia marina y hacia el tope de la formación hay una transición de llanura aluvial y planicies costeras<sup>17</sup>.

**1.3.2.6 Formación Los Cuervos.** Esta unidad conforma topografías suaves, predominan las fáciles finas de arcillolitas, lodolitas, carbones e interlaminações de areniscas y lodolitas. Las areniscas están bioturbadas y son de grano medio a muy fino<sup>18</sup>.

**1.3.2.7 Formación San Fernando (Unidad T2).** Son areniscas masivas, con intercalaciones de lutitas color gris y verdoso, capas delgadas de carbón, el espesor de esta formación supera los 1000 pies cercano a la cordillera y con un espesor máximo en el pozo Medina con 1710 pies. Ambiente fluvial tipo canales entrelazados<sup>19</sup>.

---

<sup>14</sup> LOZANO SALAZAR, Viera, et al. Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones de bajo- balance. Aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol S.A. En: REVISTA FUENTES: EL REVENTÓN ENERGÉTICO. Julio, vol. Vol. 9, p. 71

<sup>15</sup> SARMIENTO, Luis. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT, Departamento de Geología, 2011. 103 p.

<sup>16</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. cit., p. 48.

<sup>17</sup> Ibid., p. 37.

<sup>18</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos. Cartografía Geológica Cuenca Cesar – Ranchería; [0]:2005. 34

<sup>19</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. cit., p. 49.

**1.3.2.8 Formación Mirador.** Las areniscas masivas de esta formación tiene las propiedades petrofísicas más importantes de la cuenca, son generalmente grano decrecientes de base a techo, su composición por cuarzo, feldespato materia orgánica leñosa y glauconita hacia la parte superior, de acuerdo a los estudio realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos se informa que la formación Mirador de la Cordillera Oriental y Andes de Mérida es diferente de la cuenca de los Llanos Orientales, se puede considerar un espesor promedio de 950 pies hacia el pozo Floreña aumentado hacia el occidente<sup>20</sup>.

**1.3.2.9 Formación Carbonera.** Esta formación tiene un espesor de 6000 pies, en cuanto a su litología son rocas arcillosas - limosas alternadas con arcillas, en ocasiones se presentan niveles de carbón depositados en ambiente marino transicional a continental, esta formación es dividida en ocho unidades donde los pares son depósitos transgresivos, fino granular y sellos regionales y los impares depósitos regresivos, arenosos, teniendo las formaciones C7 a C3 productoras, con gran importancia en la Unidad C7. Ecopetrol emplea unidades operacionales denominadas: Lutitas E4, Unidad T1, Lutita E3, Conjunto C2, areniscas carbonera, Conjuntos C1, Lutita E y arenisca superiores de carbonera (C1); En dirección sur y sureste se vuelven más arenosas.

- **Unidad C8 (Lutitas E4):** Se caracteriza por estar conformada por intercalaciones de arena y arcillolita con niveles bajos de limolita, estas lutitas son de color gris verdosa, verde oscuro, con intercalaciones de limolitas y arcillolitas marrón claro, su ambiente sedimentario es de carácter marino, con un periodo de transgresión, de espesor de 50 pies en el borde oriental de la cuenca de los Llanos Orientales a 400 pies a lo largo de la montaña.
- **Unidad C7:** La Unidad C7 o Unidad T1 está compuesta por areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental<sup>21</sup>, con intercalaciones delgadas de limolitas. Las arenas se caracterizan por ser color crema a parduzco, de grano fino a medio a veces conglomerático.
- **Unidad C6:** La Unidad C6 o Lutita E3 está constituida por una intercalación de lutitas y arcillolitas, además de presentar trazas de pirita, dolomita y carbón. Presenta un espesor desde los 600 a los 100 pies <sup>22</sup>
- **Unidad C5:** La Unidad C5 presenta una alternancia de lutitas color gris claro a gris medio, arcillolitas grises, arenas poco consolidadas de grano medio y grueso, y limolitas. Su espesor varía entre los 50 a los 300 pies. <sup>23</sup> En algunos sectores es difícil diferenciarla y se incluye en el Conjunto C2.
- **Unidad C4:** La Unidad C4 está compuesta por intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas. La limolita abunda en el tope y parte media, mientras que la base de la misma se encuentran pequeñas intercalaciones de arcillolitas.

---

<sup>20</sup> Ibid., p. 49.

<sup>21</sup> Ibid., p. 51

<sup>22</sup> Ibid., p. 51

<sup>23</sup> Ibid., p. 51

- **Unidad C3:** La Unidad C3 está compuesta por niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas de forma intercalada<sup>24</sup>. Presenta niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca. Los espesores varían desde los 150 pies a los 700 pies hacia la parte suroeste.
- **Unidad C2:** La Unidad C2 o Lutita E, está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas en la parte media de la cuenta<sup>25</sup>. Hacia el norte el porcentaje de arena aumenta. El espesor promedio es de 1991 pies.
- **Unidad C1:** También clasificada como Areniscas superiores de la Carbonera, presenta cuerpos arenosos intercalados con limolitas oscuras y lutitas grises<sup>26</sup>. Se presenta pirita y carbón en esta unidad. El espesor de esta unidad aumenta de manera regular hacia el occidente alcanzando más de 2000 pies antes del piedemonte<sup>27</sup>.

**1.3.2.10 Formación León.** La Formación León pertenece al Mioceno Medio y está compuesta por capas gruesas de lutitas grises. Presenta espesores entre los 2500 pies y 1980 pies<sup>28</sup>. La formación posee un contacto concordante con la Formación Guayabo y un contacto discordante con la Formación Carbonera, siendo la Formación León suprayacente a la Formación Carbonera e infrayacente a la Formación Guayabo. Representa la última invasión de los mares terciarios de la cuenca<sup>29</sup>.

**1.3.2.11 Formación Guayabo.** La Formación Guayabo, que data desde Mioceno Tardío hasta el Cuaternario<sup>30</sup>, está constituida por intercalaciones de arena, arena conglomerática y conglomerado en la parte superior; intercalaciones de arena, arcillolita y limolita en la parte intermedia. En la parte inferior se presenta principalmente arcillolita y limolita con trazas de arenisca<sup>31</sup>. El ambiente de depositación de la cuenca tiene influencia marina hacia la base e influencia fluvial marina a continental hacia el tope. El espesor varía de acuerdo con la ubicación, y presenta espesores entre los 2000 y 8000 pies.

**1.3.3 Estratigrafía de los pozos de estudio.** El Pozo A y B utilizados en el diagnóstico de causa raíz se encuentran ubicados dentro del Campo Castilla. A continuación, se presenta la descripción estratigráfica de las formaciones y unidades perforadas. En el cuadro 1 se establecen los topes por prognosis, muestras y registros eléctricos para el Pozo A.

---

<sup>24</sup> Ibid., p. 51

<sup>25</sup> Ibid., p. 52

<sup>26</sup> Ibid., p. 52

<sup>27</sup> Ibid., p. 52

<sup>28</sup> Ibid., p. 52

<sup>29</sup> Ibid., p. 52

<sup>30</sup> Ibid., p. 52

<sup>31</sup> ECOPELROL S.A. Reporte Final Pozo Castilla A.2014. p.18.

**Cuadro 1. Topes para el Pozo A del Campo Castilla**

Formación		Topes por muestras (pies)					Topes por registros eléctricos (pies)		
		PM	PV	PM	PV	PVss	PM	PV	
<b>Fm Guayabo</b>		Superficie				<b>1387.05</b>	Superficie		<b>1387.05</b>
<b>Fm Carbonera</b>	Unidad Arenisca Superior	1599	1599	1204	1204	183.05	959	959	428,05
	Unidad Lutita E	2475	2475	2464	2464	-1076.95	2667	2667	-1279,95
	Unidad C1	2580	2580	2585	2585	-1197.95	2860	2860	-1472,95
	Unidad Areniscas de Carbonera	3153	3153	3075	3075	-1687.95	3048	3048	-1660,95
	Unidad C2	3462	3462	3480	3480	-2092.95	3305	3305	-1917,95
	Unidad Lutita E3	5310	5307	5303	5299	-3911.95	5261	5258	-3870,95
	Unidad T1	5936	5902	5930	5896	-4508.95	5882	5853	-4465,95
	Unidad Lutita E 4	6122	6062	6137	6074	-4686.95	6030	5984	-4596,95
<b>Formación Mirador</b>	Unidad T 2	6979	6633	6929	6614	-5226.95	6937	6617	-5229,95
<b>Fm. Guadalupe</b>	Unidad K1 Superior	7067	6675	7046	6669	-5281.95	7046	6669	-5281,95
	Unidad K1 Inferior	7644	6887	7528	6866	-5487.95	7526	6865	-5477,95
<b>PROFUNDIDAD FINAL</b>		1007 1	7092	10014	7122	-5734.95	10014	7122	-5734.95

Fuente: Datalog Colombia, S A S. Reporte Final Pozo Castilla A. [0]: Bogota D.C: 2014. 432

De igual forma en el Cuadro 2 se reportan los topes por prognosis, muestra y registros eléctricos para las formaciones perforadas por el Pozo B.

**Cuadro 2. Topes para el Pozo B del Campo Castilla**

Formación		Topes por prognosis (pies)			Topes por muestras (pies)		
		PM	PV	PVss	PM	PV	PVss
<b>Fm Guayabo</b>		<b>Superficie</b>			<b>Superficie</b>		
<b>Fm Carbonera</b>	Unidad Arenisca Superior	1097	1097	264.64	1090	1090	271.64
	Unidad Lutita E	2393	2393	-1031.36	2340	2340	-978.36
	Unidad C1	2615	2615	-1253.36	2600	2600	-1238.36
	Unidad Areniscas de Carbonera	3134	3134	-1772.36	3110	3110	-1748.36
	Unidad C2	3377	3377	-2015.36	3350	3350	-1988.36
	Unidad Lutita E3	5325	5318	-3956.36	5300	5292	-3930.36
	Unidad T1	5774	5727	-4365.36	5750	5707	-4345.36
	Unidad Lutita E 4	5977	5896	-4534.36	6005	5918	-4556.36
<b>Formación Mirador</b>	Unidad T 2	6769	6459	-5097.36	6743	6485	-5088.36
<b>Fm. Guadalupe</b>	Unidad K1 Superior	6802	6694	-5115.36	6802	6705	-5123.36
	Unidad K1 Inferior	7288	6890	-5332.36	7250	6859	-5343.36
<b>PROFUNDIDAD FINAL</b>		9712	6890	-5528.36	8811	6859	-5497.36

Fuente: Drilltek Colombia, S A S. Informe Final Pozo Castilla B ST.Bogotá D.C: 2014. 473

Como se observa del Cuadro 1 y Cuadro 2 los topes varían del Pozo A al Pozo B, no obstante las formación perforados son las mismas para lo cual se genera una descripción de cada una a continuación generalizada para el Campo Castilla.

**1.3.3.1 Formación Guayabo.** La Formación Guayabo se constituye por niveles de arena en la parte superior, intercalados con conglomerados, en la parte media se presentan intercalaciones de areniscas, arcillolitas y limolitas.<sup>32</sup> Las areniscas se presentan con bajo grado de consolidación y de granulometrías medias a finas con buen grado de selección.<sup>33</sup> Las arcillolitas presentan coloración gris clara y gris verdosa. En algunas partes son sub-blocosas, plásticas, pegajosas, hinchables y solubles<sup>34</sup>. Las limolitas de esta formación son de grano muy fino, silíceas, con inclusiones de materia orgánica y no son calcáreas<sup>35</sup>.

**1.3.3.2 Unidad Areniscas Superiores.** Constituida principalmente por niveles de arena sublítica, de grano medio a grueso, en partes grano fino, redondeado a subangular<sup>36</sup>. Presenta intercalaciones de limolita y arcillolita. Se encuentra pirita y carbón, sin manchamiento de aceite ni evidencias de gas<sup>37</sup>. Las arcillolitas aumentan en proporción hacia la parte basal, son de textura blanda, gomosa, amorfa, solubles y moderadamente hinchables<sup>38</sup>.

**1.3.3.3 Unidad Lutita E.** La unidad consta de grandes niveles de arcillolita de tonalidades grises y gris verdosa, de textural blanca, amorfa, pegajosa, muy soluble de tipo no calcáreo<sup>39</sup>. Presenta intercalaciones de limolita y areniscas. Las Limolitas son color marrón moderado o gris, firme, sub-blocosas, terrosas con láminas microcarbonosas.<sup>40</sup> Las areniscas son de composición cuarzosa, de tamaño de grano fino a muy fino, y con presencia de pequeños mantos de carbón<sup>41</sup>.

**1.3.3.4 Unidad C1.** La unidad está constituida por niveles de arenisca intercalados con limolita y arcillolita, hacia la base disminuye la arenisca e incrementa la arcillolita<sup>42</sup>. Se interpreta como una disconformidad causada por el avance de un sistema fluvio-deltáico. Las intercalaciones de arcillolitas presentan tonalidades marrones y rojizas, su textura es blanda, amorfa y pegajosa, muy soluble, hinchable y sin contenido calcáreo<sup>43</sup>.

---

<sup>32</sup> Datalog Colombia, S A S. Reporte Final Pozo Castilla A. Bogota D.C: 2014. P. 30

<sup>33</sup> Drilltek Colombia, S A S. Informe Final Pozo Castilla B. Bogota D.C: 2014. P. 67

<sup>34</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 30

<sup>35</sup> Ibid., P. 30

<sup>36</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 69

<sup>37</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 32

<sup>38</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 69

<sup>39</sup> Ibid., P. 70

<sup>40</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 34

<sup>41</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 70

<sup>42</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 35

<sup>43</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 72

**1.3.3.5 Unidad Areniscas de Carbonera.** Está constituida por niveles de areniscas y arcillolita intercalados con limolita. La arenisca es cuarzosa, moderadamente consolidada, subblocosa, granosoportada, de grano fino a muy fino<sup>44</sup>. Los niveles de arcillolita son color gris claro y rojizo. No se observan manifestaciones de gas durante la perforación de esta unidad<sup>45</sup>. En la secuencia se observaron carbón y pirita diseminada como mineral accesorio. No se evidenció manchamiento de aceite<sup>46</sup>.

**1.3.3.6 Unidad C2.** Es una unidad predominantemente arcillosa, se observan arcillolitas abigarradas con intercalaciones de limolitas y areniscas calcáreas en intercalaciones de lutitas en la base de esta unidad<sup>47</sup>. La limolita es color gris claro, gris verdoso, sub-blocosa, terrosa, con inclusiones microcarbonosas y micropiríticas, no calcárea. Las arcillolitas, son abigarradas, color gris claro, gris amarronado, moderadamente firme, sub-blocosa, plástica, pegajosa soluble y no calcárea<sup>48</sup>. Esporádicamente se presentan pequeñas capas de calizas y material calcáreo<sup>49</sup>.

**1.3.3.7 Unidad Lutita E3.** Esta unidad se compone por niveles de lutitas, intercalados con arcillolita y limolita, se presentan trazas de arenisca<sup>50</sup>. Las lutitas presentan color gris oliva a gris oscuro moderado, con moderado a buen grado de consolidación, con textura laminar y partición fisil<sup>51</sup>; las arcillolitas son de color gris claro, amorfas, plásticas, no calcáreas. Las limolitas presentes en la unidad E3 son de color gris claro, menor porcentaje marrón grisáceo, moderadamente duras, con inclusiones microcarbonosas, ocasionalmente calcárea<sup>52</sup>.

---

<sup>44</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 36

<sup>45</sup> Drilltek Colombia, S A S . Op. Cit. P. 72

<sup>46</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 36

<sup>47</sup> Drilltek Colombia, S A S . Op. Cit. P. 74

<sup>48</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 37

<sup>49</sup> Drilltek Colombia, S A S . Op. Cit. P. 74

<sup>50</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 39

<sup>51</sup> Drilltek Colombia, S A S . Op. Cit. P. 74

<sup>52</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 39

**1.3.3.8 Unidad T1.** Presenta depósitos marinos someros, las facies lodosas corresponden a un ambiente sedimentario de llanuras de mareas al lado de estuarios<sup>53</sup>, litológicamente la unidad está compuesta por niveles de arenisca y limolita con intercalaciones de arcillolita. La arenisca presente en la unidad T1 se encuentra hacia el tope, en el resto de la secuencia predominan los niveles de limolita; hacia la base disminuye la arenisca, aumenta el porcentaje de arcillolita y se presentan intercalaciones menores de lutita. La arenisca cuarzosa es blanca, en menor medida gris muy claro, moderadamente consolidada, el cuarzo presente es de grano muy fino a fino<sup>54</sup>, las limolitas son de color grisáceas y verdosas intercaladas con areniscas calcáreas, se presentan niveles esporádicos de lutitas verdosas<sup>55</sup>, la arcillolita es de color gris a claro a medio, moderadamente firme, amorfa y sublamina. Se presenta pirita y carbón<sup>56</sup>.

**1.3.3.9 Unidad Lutita E 4.** Esta unidad forma parte del sello del sistema petrolífero de la cuenca de los Llanos Orientales localizada en el Campo Castilla<sup>57</sup>, conformada por niveles de Lutita y limolita con intercalaciones de arcillolita<sup>58</sup>; en la parte superior se compone de lutitas color marrón rojizo, estos colores son generados por ambientes reductores y presencia de materia orgánica<sup>59</sup>, esta lutitas están intercaladas con arcillolita dura a moderadamente dura y laminar, en la parte media niveles de limolita y Lutita gris intercalados con arcillolita y hacia la base el porcentaje de Lutita disminuye, aumenta el de arcillolita y limolita color marrón claro.

El color de las lutitas presentes en la formación E4 varían de color dependiendo de su ubicación, en la parte superior son de color marrón rojizo moderado, en la parte media son de color gris y en menor proporción gris verdoso oscuro, son duras, sublamina y quebradizas. Las limolitas son de color gris oliva claro y hacia la base son color grisáceo, con propiedades blocosas. La arcillolita es de color gris claro y menor proporción gris verdoso oscuro con tonalidades de marrón claro, plástica y sublamina, no calcárea<sup>60</sup>.

El ambiente sedimentario hacia de la unidad Lutita E4 es de deposición transicional, de igual forma presenta un proceso de sedimentación de acumulación con aporte de materia organica por posible presencia de aguas<sup>61</sup>.

---

<sup>53</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 75

<sup>54</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 40

<sup>55</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 75

<sup>56</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 40

<sup>57</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 76

<sup>58</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 41

<sup>59</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 76

<sup>60</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 41

<sup>61</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 76

**1.3.3.10 Unidad T2.** Está constituida por secuencia masiva de areniscas cuarzosa con manifestación de aceite intercalada con arcillolita y limolita<sup>62</sup>. La arenisca cuarzosa es de grano fino a medio, color blanco translúcido y subangular a subesferico con pobre selección, presenta un 10% de trazas de manchamiento marrón a oscuro (fluorescencia natural no visible); las arcillolitas son de color gris claro, amorfa, sublaminar, plástica, no calcárea; las limolitas son de color marrón moderado y gris medio a claro, silíceo no calcárea con inclusiones microcarbonosas. En la unidad T2 el máximo gas de formación presente es de 0.015% identificada con cromatografía completa correspondiente a la manifestación de hidrocarburo observado en este intervalo<sup>63</sup>. El ambiente sedimentario de la unidad T2 es fluvial anastomosado<sup>64</sup>, con un API de 9<sup>o</sup>, el contacto de E4 a T2 es concordante y algunas veces de carácter transicional con limolita y arenisca<sup>65</sup>.

**1.3.3.11 Unidad K1 Superior.** Está compuesta por niveles de limolita, arcillolita y areniscas, con intercalaciones de Lutita. La limolita es de color gris medio a oscuro, dura o moderadamente dura, silíceo, no calcárea, con inclusiones microcarbonosas; las arcillolitas son de color gris medio a oscura y en menor propiedad gris oliva, moderadamente firme, no calcárea y moderadamente soluble<sup>66</sup>; las areniscas cuarzosa son de color blanco, consolidada, grano-soportada en menor proporción matriz-soportada, el cuarzo es de grano fino a muy fino, subredondeado a subangular, buena selección y con manifestación de hidrocarburo<sup>67</sup>, presenta 10 % de trazas de manchamiento marrón a moderado oscuro (fluorescencia natural: no visible, fluorescencia al corte: débil, fluorescencia residual bajo la luz ultravioleta: amarillo pálido; anillo residual bajo la luz natural: no visible a marrón claro)<sup>68</sup>, la cromatografía de gases completa de C1 a C5 con máximos gases de formación de 0.007%, corresponde al 10% de manchamiento marrón oscuro, clasificación: muy pobre manifestación de aceite. Las lutitas carbonosas son de color negro grisáceo, menor proporción gris oliva, fisil, dura, laminar, micromicácea, no calcárea<sup>69</sup>. Se tiene minerales como piritita y glauconita<sup>70</sup>. Esta unidad tiene 13<sup>o</sup> API con un contacto entre T2 y K1 discordante de carácter erosivo.

---

<sup>62</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 77

<sup>63</sup> Datalog Colombia, S A S. Op. Cit. P. 42

<sup>64</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 77

<sup>65</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 65

<sup>66</sup> Datalog Colombia, S A S. Op. Cit. P. 43

<sup>67</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 78

<sup>68</sup> Datalog Colombia, S A S. Op. Cit. P. 43

<sup>69</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 78

<sup>70</sup> Datalog Colombia, S A S. Op. Cit. P. 43

**1.3.3.12 Unidad K1 Inferior.** Se encuentra dividida por tres segmentos: tope, medio, base<sup>71</sup>. En el tope se encuentra arenisca con intercalaciones de Lutita, la arenisca cuarzosa es de color blanco subtranslúcido, ocasionalmente color gris muy claro, moderadamente consolidada, grano-soportada, el cuarzo es grano fino a medio, subangular a subredondeado, cemento silíceo, matriz arcillosa, con inclusiones de pirita, 10% de trazas de manchamiento marrón moderado a oscuro (fluorescencia natural: no visible, fluorescencia al corte: lento y débil, blanco verdoso brillante; fluorescencia residual bajo la luz ultravioleta: amarillo pálido; anillo residual bajo la luz natural: no visible a marrón claro muy tenue), clasificación Pobre a muy pobre manifestación de aceite. La Lutita es de color gris oscura a negra, no calcárea, laminar, fisil, micromicácea, con presencia de pirita y no es calcárea<sup>72</sup>.

En la parte media se encuentran intercalaciones de Lutita y arenisca, la arenisca es cuarzosa, de color blanca, gris claro, moderadamente con solidada, grano-soportada, el cuarzo es de grano fino, subredondeado a subangular, tiene una manifestación del hidrocarburo del 10 al 20%, (fluorescencia natural: no visible, fluorescencia al corte: lento y débil blanco azulado; fluorescencia residual bajo la luz ultravioleta: amarillo verdoso; anillo residual bajo la luz natural: pardo claro), clasificación: Muy pobre manifestación de hidrocarburos. Las lutitas son de color negro grisáceo gris oscuro, no calcáreo y laminar.

De la parte media hacia el final de la unidad K1 Inferior se compone de areniscas con intercalaciones de lutitas, las areniscas cuarzosas son de grano medio, menor fino, subangular a subredondeado, de moderada selección, presenta 10% de manchamiento marrón oscuro (fluorescencia natural: no visible, fluorescencia al corte: lento y débil blanco lechoso claro; fluorescencia residual bajo la luz ultravioleta: amarillo claro; anillo residual bajo la luz natural: pardo claro), clasificación: Muy pobre manifestación de hidrocarburos.

En la unidad K1 Inferior la cromatografía de c1 a c5 los gases de formación que van de 0,012% a 0,032%, con manifestación de aceite que van del 10% hasta 20%<sup>73</sup>.

---

<sup>71</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 79

<sup>72</sup> Datalog Colombia, S A S . Op. Cit. P. 45

<sup>73</sup> Drilltek Colombia, S A S. Op. Cit. P. 80

**1.3.4 Geología Estructural.** El Campo Castilla presenta una estructura correspondiente a un anticlinal asimétrico con una orientación N60E, de aproximadamente cinco kilómetros de ancho y 13 kilómetros de largo<sup>74</sup>. Está fallado en el flanco oriental y presenta fallas normales e inversas con dirección noreste-sureste. Dichas fallas no son sellantes, ya que el contacto agua-petróleo no presenta cambios significativos a lado y lado de dichas fallas<sup>75</sup>. Las fallas inversas presentan saltos entre los 30 y 50 pies, mientras que las fallas normales presentan saltos entre los 30 y 120 pies<sup>76</sup>.

**1.3.5 Geología del petróleo.** En la geología del petróleo se describen los aspectos relacionados con la formación del yacimiento petrolífero, permite identificar la roca madre, en la cual se genera el hidrocarburo, la roca reservorio en la cual se almacenan, cómo se genera la migración y qué mecanismo permite almacenar el hidrocarburo por roca sello y trampa. De acuerdo con el informe ejecutivo de evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas elaborado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos se tiene lo siguiente:

- **Roca generadora o fuente:** En la cuenca de los Llanos Orientales la roca fuente corresponde a: las lutitas de la Formación Gachetá, la Formación Barco-Cuervos y la Formación Une con valores de TOC por debajo del 2%, de igual forma la formación Carbonera en la unidad C8 se considera como roca fuente secundaria de carácter continental.
- **Migración:** La cuenca de los Llanos Orientales presenta un tipo de migración primaria ocurrida en el Eoceno-Oligoceno<sup>77</sup> donde el hidrocarburo recién generado sale de la roca generadora, y una migración secundaria ocurrida desde el Mioceno hasta el presente donde se genera el movimiento del hidrocarburo hacia el yacimiento ocurriendo su acumulación<sup>78</sup>.
- **Roca reservorio o almacenadora:** Las unidades C3, C5 y C7 de la Formación Carbonera, así como la Formación Mirador son rocas almacenadoras en la cuenca de los Llanos Orientales, sin embargo, para el Campo Castilla la principal roca almacenadora pertenece a la Formación Guadalupe en la Unidad K1 y la Unidad K2, donde la porosidad está entre el 10,8% a 28% y 13,9% a 23,4% respectivamente<sup>79</sup>.

---

<sup>74</sup> DUARTE, P., PRADA, M. Propuesta de una Metodología de Análisis Causa Raíz para el Diagnóstico de las Causas de los Problemas Durante la Perforación del Pozo A en el Campo Castilla. Fundación Universidad de América, 2016. p. 31.

<sup>75</sup> ANH. Cuenca de los Llanos Orientales, estudio integrado de crudos pesados. Op. cit., p. 2.

<sup>76</sup> DUARTE, P. Prada, M. Op. Cit., p. 31

<sup>77</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and petroleum Geology, a new proposal. Colombia: 2007. p. 71.

<sup>78</sup> Schulumberger. Migración. [Consultado el Junio2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/migration.aspx>

<sup>79</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos. Op. Cit., p. 71

- **Roca Sello:** El sello regional de la cuenca es la Formación León y como sellos locales se tienen las unidades C2, C4, C6 y C8<sup>80</sup>. Sin embargo, debido a la extensión se considera el que el mejor sello es la Unidad C2 de la Formación Carbonera, debido a su extensión<sup>81</sup>. Las formaciones Gachetá y Guadalupe actúan como sellos intraformacionales, por la presencia de lutitas cretácicas<sup>82</sup>.
- **Trampa:** La trampa estructural del Campo Castilla se relaciona con los anticlinales asociados a estructuras de bajo relieve y trampas estratigráficas<sup>83</sup>, teniendo en cuenta que el campo está delimitado por una falla inversa.

#### 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

La producción del Campo Castilla inicia en 1976 a cargo de la empresa Chevron, durante 25 años se realiza la producción de 94 millones de barriles correspondiente al 4% de las reservas, con una producción promedio diaria de 23 mil barriles. Desde el año 2000 Ecopetrol S.A tiene a cargo la operación del Campo Castilla con la finalización del Contrato de Asociación Cubarral, incrementando la producción promedio a 13000 BPD, teniendo un aumento del 700% en los últimos diez años<sup>84</sup>.

En diciembre del 2005 se reporta una producción diaria de 52837 barriles con corte de agua de 63%<sup>85</sup>. En el año 2012 alcanza una cifra record de producción de 171.151 BPD. En el año 2015 el Campo Castilla alcanza una producción de 125699 barriles de petróleo durante el mes de noviembre, superando la producción del año 2014 de 104.405 BPD<sup>86</sup>.

Para el mes de febrero del año 2016 la producción es de 129.538 barriles diarios incrementado 9.46% respecto a febrero del año 2015 de acuerdo a las cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Castilla representa el 12% de la producción del

---

<sup>80</sup> Ronda Colombia

<sup>81</sup> Ibid., p. 71

<sup>82</sup> Ronda Colombia

<sup>83</sup> APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA PARA EL DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAIZ DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTADOS EN LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS K, L Y M EN EL CAMPO CASTILLA

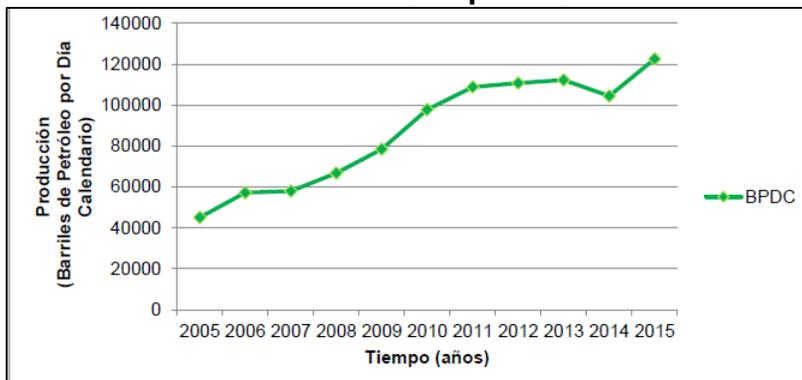
<sup>84</sup> Ecopetrol. Campos de Ecopetrol en el Meta alcanzaron cifra récord de producción de 171.151 barriles/día. [0]. Octubre 30,. Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/!ut/p/z0/04\\_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljypNzrflzU6xSDA0t0pITLXSTLI1NdE1SU5J0Ey2SLXWTEIOMEk3TzlxTjMz0C7ldFQFYsPJG/](http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljypNzrflzU6xSDA0t0pITLXSTLI1NdE1SU5J0Ey2SLXWTEIOMEk3TzlxTjMz0C7ldFQFYsPJG/)

<sup>85</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca de los Llanos Orientales, estudio integrado de crudos pesados.; [0]. [Consultado el Junio2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-integrados-y-modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

<sup>86</sup> Ecopetrol. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. [0]. Diciembre 1,. [Consultado el Junio2017]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>

país.<sup>87</sup> En el Gráfico 1 se representa la producción de petróleo anual del Campo Castilla.

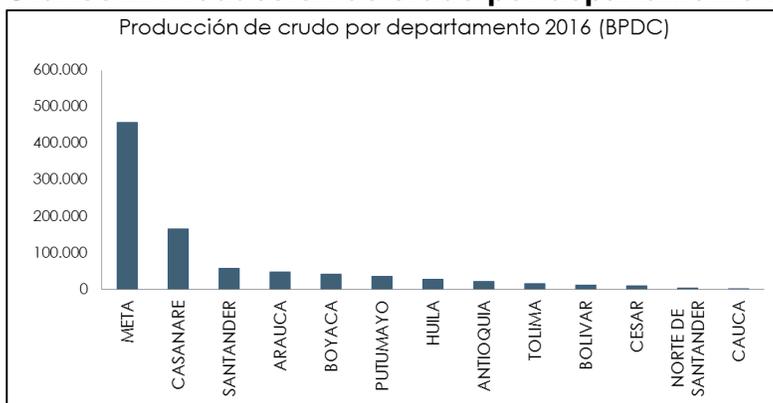
**Gráfico 1. Producción del Campo Castilla**



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo. Informe Estadístico Petrolero. 2017.

De igual forma el Gráfico 2 y Gráfico 3 representa la participación del municipio Castilla y del departamento de Meta en la producción del año 2016.

**Gráfico 2. Producción de crudo por departamento 2016**



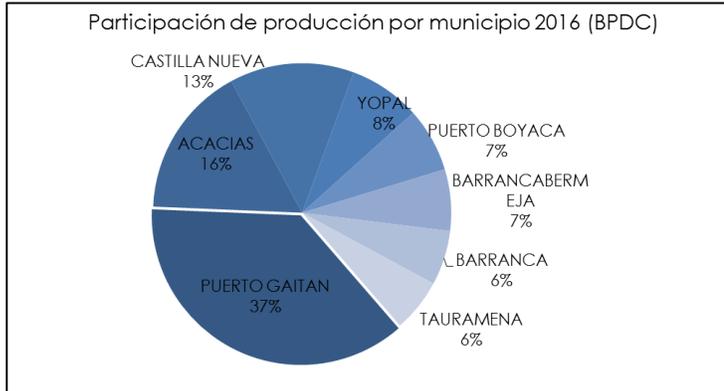
Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo. Informe Estadístico Petrolero. 2017.

Como se observa en la Gráfico 2 el departamento del Meta tiene la mayor producción en barriles por día en el año 2016; respecto a la participación de producción por municipio Castilla la Nueva tiene el 13 % de participación en el 2016 en barriles por día<sup>88</sup> representado en el Gráfico 3.

<sup>87</sup> VARGAS NUÑEZ, Pedro. Castilla, el único gran campo donde la producción de crudo ha mejorado. [0]. Mayo 9,. [Consultado el Junio 2017]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/unico-campo-colombia-produccion-crudo-mejorado-495497>

<sup>88</sup> Asociación Colombiana del Petróleo. Informe Estadístico Petrolero. [0]:2017.

### Gráfico 3. Participación de Producción por Municipio 2016



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo. Informe Estadístico Petrolero. 2017.

**1.4.1 Características del yacimiento.** El Campo Castilla tiene una porosidad promedio de 19% y una permeabilidad promedio de 1500 mD en el intervalo K2 y en T2 de 2000 mD. Estas propiedades petrofísicas se muestran en el Cuadro 3.

#### Cuadro 3. Características del yacimiento

Campo Castilla	Formación Guadalupe K1 - K2	Formación T2
<b>Tipo de Crudo</b>	Aceite Negro	Aceite Negro
<b>Profundidad del yacimiento ft TVDSS</b>	7000	6800
<b>Espesor neto promedio ft</b>	39-109	203-528
<b>Mecanismo de producción</b>	Gas en solución	Acuífero Activo
<b>Temperatura del yacimiento °F</b>	193	198
<b>Porosidad %</b>	10,8-28	13,9-23,4
<b>Permeabilidad mD</b>	1-1667	465-2423
<b>Saturación inicial de agua %</b>	20%	20%
<b>Gravedad °API</b>	13.7	20
<b>GOR scf/stb</b>	100-300	100-300
<b>Viscosidad aceite cP @ Temperatura de yacimiento</b>	134	450
<b>Factor Volumétrico RB/STB</b>	1.042	1.03
<b>Gravedad específica del gas</b>	0,906	0,906
<b>Presión de burbuja Psi</b>	90	148
<b>Presion inicial (Psia) @ Datum -5600 TVDSS</b>	2830	3100
<b>Presion actual (Psia) @ Datum -5600 TVDSS</b>	2450	3000

Fuente: LOZANO SALAZAR, Viera, et al. Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones de bajo-balance. Aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol S.A. En: REVISTA FUENTES: EL REVENTÓN ENERGÉTICO. Julio, vol. Vol. 9, p. 71

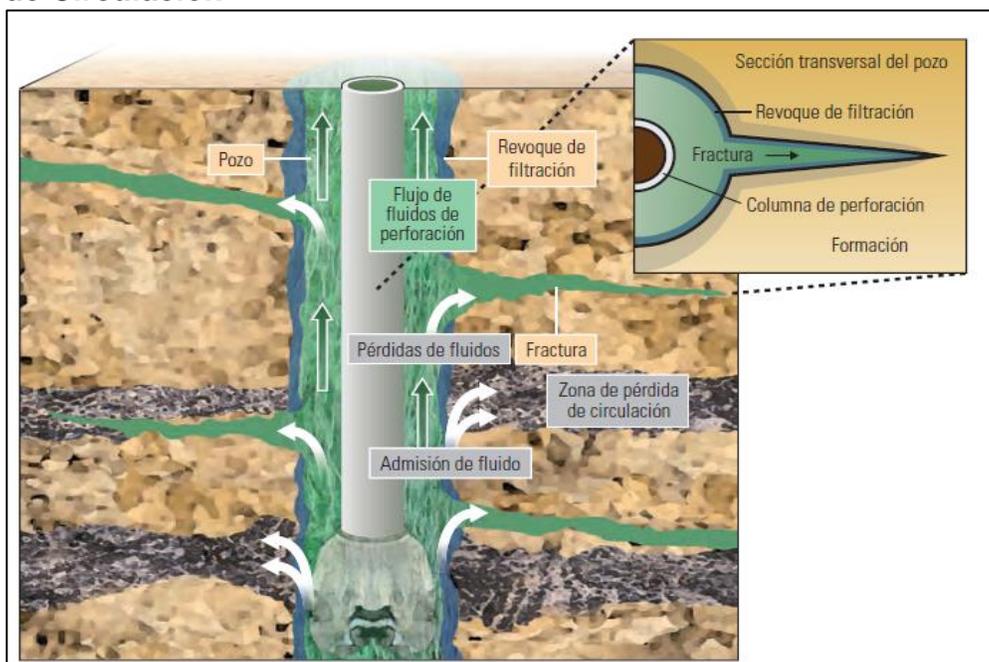
## 2. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se presentan las generalidades teóricas relacionadas a las pérdidas de circulación, iniciando con su definición, clasificación, causas y consecuencias. Posteriormente se desarrollará el estado del arte de las estrategias de prevención y control para evitar las pérdidas de circulación que existen actualmente.

### 2.1 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

La perforación de un pozo es una operación de la industria petrolera que tiene como objetivo permitir la conducción de los recursos del subsuelo (hidrocarburos) hacia la superficie. Para la perforación de un pozo se requieren múltiples equipos y herramientas, entre los que se encuentra el fluido de perforación el cual cumple unas funciones específicas que son necesarias para la el éxito de la operación. La pérdida de circulación es la pérdida gradual, parcial o total del fluido de perforación hacia la formación, este problema puede ocurrir a cualquier profundidad durante el transcurso de la perforación<sup>89</sup>. En la Figura 3 se observa la pérdida de fluido en la formación por causas como fracturas naturales.

**Figura 3. Mecanismo de la Entrada del Fluido a la Formación en una Pérdida de Circulación**



Fuente: COOK, John, et al. Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. vol. 23, no. 4, p. 27.

<sup>89</sup> PDVSA. Causas y tipos de pérdidas de circulación. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/98576907/Pérdidas-de-Circulacion>

En la Figura 3, se observa como la pérdida de circulación es un problema que ocurre en la perforación de los pozos, donde parte del fluido de formación entra a la formación y no retorna por el anular perdiendo la circulación a la superficie para continuar con el ciclo de vida del fluido de perforación<sup>90</sup><sup>91</sup>.

Una vez ocurre las pérdidas de circulación baja el nivel de fluido al interior del pozo lo cual genera que este a su vez no cumpla con las dos de las principales funciones: controlar las presiones de formación que remuevan los recortes del pozo y estabilidad o control del pozo<sup>92</sup>.

Otra de las definiciones que se encuentran respecto a este problema de operacional es la del Instituto de Ingeniería de Petróleo de Heriot Watt University “Pérdida de circulación: la pérdida del volumen de fluido de perforación a una formación debido a cavernas, fracturas o lechos altamente permeables. También se conoce como pérdidas de retorno<sup>93</sup>”; Como se menciona en esta definición diversas causas podrán generar este problema de entrada de fluido a la formación, los cuales deben ser analizados y diseñados específicamente para cada tipo de formación y así cada episodio de pérdida de circulación<sup>94</sup>.

**2.1.1 Clasificación de las pérdidas de circulación.** Las pérdidas de circulación se dividen en dos clases de pérdidas volumétricas dependiendo de la tasa de pérdida y según el volumen perdido respecto a un tiempo de tratamiento, el cual se verá reflejado en un incremento de costos para cubrir el valor del volumen que debe reponerse para continuar con una práctica operacional segura y eficiente, así como el tiempo de quipo de perforación, los demoras en los tratamientos para lograr el control de la pérdida de circulación<sup>95</sup>. La clasificación de las pérdidas de circulación será descrita a continuación:

---

<sup>90</sup> Ciclo de vida de los fluidos de perforación: Son procesos en los cuales el diseño y mantenimiento del fluido es afectado por las condiciones de superficie y de fondo de pozo, para lo cual es indispensable que retorne a superficie para el debido tratamiento y acondicionamiento.

<sup>91</sup> Department of Petroleum Engineering, Heriot Watt University. Glossary of Terms. p. 9

<sup>92</sup> DARLEY, H. C. H. and GRAY, George R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 5th ed. ed. US: Gulf Professional Publishing, 1998. 1-3 p.

<sup>93</sup> Department of Petroleum Engineering, Heriot Watt University. Glossary of Terms. p. 9

<sup>94</sup> LUZARDO, J., et al. Alternative Lost Circulation Material for Depleted Reservoirs. En: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. no. OTC-26188-MS, p. 1-20

<sup>95</sup> BAGGINI ALMARGO, Santiago Pablo, et al. Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación. En: OIFIELD REVIEW OTOÑO. vol. 26, no. 3, p. 3

**2.1.1.1 Pérdidas de circulación según la tasa de pérdida de fluido.** De acuerdo con la tasa de pérdida se tiene filtración, pérdidas parciales y pérdidas totales, las filtraciones son las menores pérdidas que se pueden presentar, dentro de las pérdidas parciales se define como aquellas pérdidas entre 11 bbl/h a 50 bbl / h. Es un rango aceptable, y las causas pueden variar, donde el ECD (densidad de circulación equivalente) puede contribuir a la dicha pérdida, también puede perderse temporalmente debido a las sobrecargas de presión inducidas durante el funcionamiento de la tubería de revestimiento, entre otros. Las pérdidas de esta naturaleza siempre se tratan mediante técnicas y procedimientos remediales donde se pueden ajustar los parámetros físicos del fluido de perforación en uso<sup>96</sup>. En el Cuadro 4, se especifican las clasificaciones para las pérdidas de circulación de acuerdo con el volumen de fluido perdido en la formación.

**Cuadro 4. Tipos de Pérdidas de Circulación según la Tasa de Pérdida de Fluido**

Tipo de perdida	Severidad
Filtración	1 bbl/ h -10b/h
Pérdidas parciales	11 bbl/h- 50 bbl/h
Pérdidas totales	Mayor a 50 bbl /h

Fuente: ABBAS, Rafat, et al. Una Red de Seguridad para Controlar las Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. p. 20.

Como se menciona en el Cuadro 4, una pérdida total de la circulación es aquella en donde se tiene una reducción del caudal de fluido mayor a 50 bbl/h. Lo ideal, es que una vez se presenta este tipo de pérdida debe tenerse el diagnóstico del problema, con el fin de determinar la causa, así como el tipo de formación y la profundidad de interés<sup>97</sup>.

**2.1.1.2 Pérdidas de circulación según el volumen perdido respecto a un tiempo de tratamiento.** Como se mostrará en el Cuadro 5 se divide entre pérdidas menores volumen perdido de 6 bbl a 470 bbl o si se controlan en menos de 48 horas, en caso tal de que supere estos criterios será considerado pérdidas severas.

<sup>96</sup> Drilling Specialties Company a division of Chevron Phillips Chemical Company, L P. Lost Circulation Guide. 2014. 10 p.

<sup>97</sup> Ibid., p. 17

**Cuadro 5. Tipos de Pérdidas de Circulación según el Volumen Perdido respecto a un Tiempo de Tratamiento**

Tipo de pérdidas	Severidad de la pérdida
<b>Pérdidas menores</b>	6 bbl a 470 bbl o si se controlan en menos de 48 horas incrementando la viscosidad del fluido o agregando materiales para pérdida de circulación.
<b>Pérdidas severas</b>	Más de 470 bbl o más de 48 horas para tratarse incrementando la viscosidad del fluido o agregando materiales para pérdida de circulación.

Fuente: MOAZZENI, A. and NABAEI ,M. Drilling Engineering. 2nd ed. Kankash Publication, 2010. 321-322 p.

Como se observa en el Cuadro 5 la clasificación adecuada de las pérdidas permitirá seleccionar el tratamiento adecuado para el control de las pérdidas de fluido en la formación.

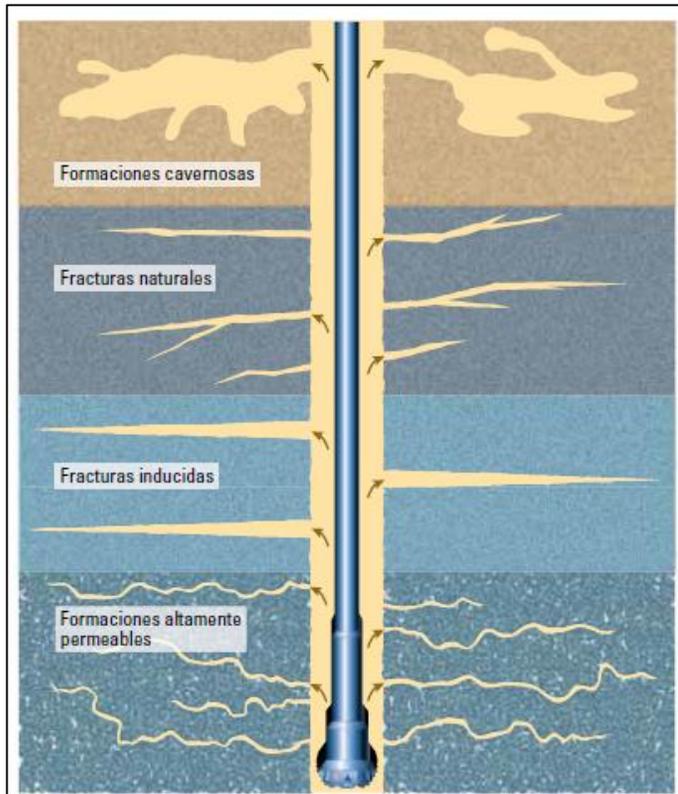
**2.1.2 Causas de pérdidas de circulación.** Desde el momento en que se inicia la perforación puede ocurrir el riesgo de tener una pérdida de circulación o una pérdida de retornos, esta entrada del fluido de perforación hacia las formaciones debe ser identificada por medio de registros de pozo, pruebas de presión, niveles de los tanques. De igual forma debe ser controlada ya que representa uno de los factores que más contribuye a los altos costos del fluido de perforación y problemas secundarios como inestabilidad del pozo, pegas de tubería y en caso de tener pérdidas totales reventones de pozo<sup>98</sup>.

En la Figura 4, se pueden observar las diferentes causales de las pérdidas de circulación, estas pueden ser causadas por procesos de invasión o fracturamiento clasificadas así por el manual de fluido de perforación.

---

<sup>98</sup> Baker Hughes Drilling Fluids. Fluidos Manual de Ingeniería. Houston, USA: Fluids Marketing Department, 2005. 122 p.

**Figura 4. Causas de las pérdidas de circulación**



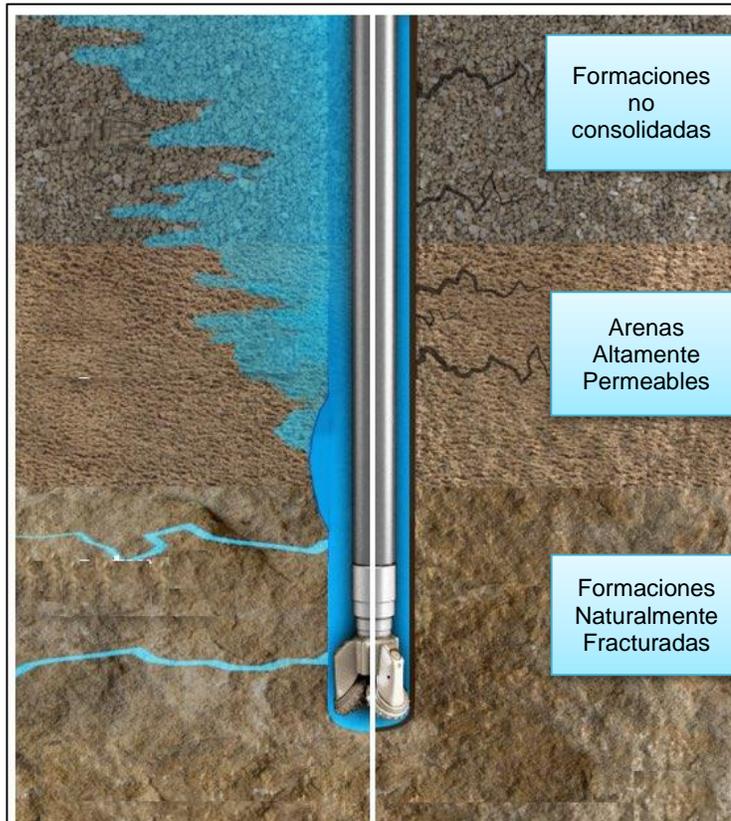
Fuente: BAGGINI ALMARGO, Santiago Pablo, et al. Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación. En: OIFIELD REVIEW OTOÑO. vol. 26, no. 3, p. 3

Como se observa en la Figura 4, las causas de las pérdidas de circulación puede ser formaciones cavernosas, fracturas naturales, fracturas inducidas y formaciones altamente permeables, dichas causas serán explicadas a continuación.

**2.1.2.1 Pérdidas de circulación por invasión.** Estas pérdidas de circulación se dan por propiedades y características de las formaciones, en las cuales se incluye la invasión de fluido en las formaciones cavernosas, formaciones no consolidadas, fracturas naturales, formaciones depletados (agotadas de baja presión), formaciones altamente permeables y altamente porosas<sup>99</sup>, estas pueden ser observadas en la Figura 5.

<sup>99</sup> Instituto Americano de Petróleo. Manual de fluidos de perforación, Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación; Dallas, USA: 2001. 14.2 p.

**Figura 5. Causas de las pérdidas de circulación por invasión**



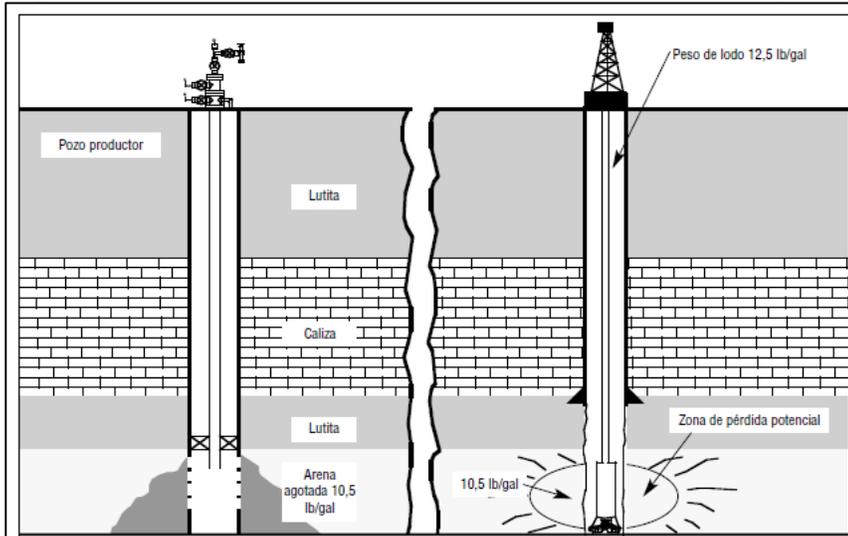
Fuente: Impact Fluids. . Wellbore Shielding® & Stabilization., 2017, from <http://impact-fluids.com/products/drilling-fluid-chemicals-additives>. Modificado por los autores.

En la Figura 5, se representa las pérdidas de circulación por invasión, estas pérdidas no se pueden evitar debido a que es inherente a la formación y deben ser identificadas previos al momento de perforar el pozo.

- **Formaciones agotadas:** Comúnmente se presenta en arenas, donde la producción de las formaciones causa una presión por debajo de lo normal (agotada), para estos casos la densidad del fluido de perforación necesario para controlar las presiones es diferente de las otras formaciones no agotadas, lo que conlleva a que si es muy alto el valor de la densidad (sobre balance) entre el fluido a la formación, produciendo una pérdida de circulación y en caso más críticos una pega de tubería<sup>100</sup>. En la figura 6 se ilustra un caso de pérdida de circulación en arenas depletadas, ya que se encuentran las formaciones ubicadas en el mismo campo, muy próximas unas a otras.

<sup>100</sup> Ibid., p. 14.3

**Figura 6. Pérdida de circulación en formaciones depletadas**



Fuente: Instituto Americano de Petróleo. Manual de fluidos de perforación, Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación; Dallas, USA: 2001. 426 p.

Como se observa en la Figura 6, es de gran importancia identificar el peso del fluido de perforación adecuado para cada formación, teniendo en cuenta su gradiente de fractura; una vez identificado estas formaciones debe evitarse la pérdida de circulación, por ejemplo, por medio de materiales puenteantes formando un mejor sello.

- **Formaciones no consolidadas:** Estas formaciones tienen una permeabilidad suficientemente alta por lo cual el fluido de perforación invade la matriz de la formación, esta alta permeabilidad se presenta frecuentemente en las arenas; es importante evitar la pérdida de fluido de perforación en los intervalos poco profundos ya que puede generar inestabilidad y en consecuencia generar un derrumbamiento por la acción de la sobrecarga y el peso del equipo de perforación<sup>101</sup>. Estas formaciones suelen ser someras debido a que el proceso de diagénesis de compactación (rocas resultantes arcillas y limos compactos) y/o cementación (areniscas y conglomerado), no se produce en su totalidad generando así formaciones con fragmentos sueltos, es decir, no consolidadas<sup>102</sup>.
- **Zonas cavernosas:** Dichas zonas se relacionan con formaciones de carbonato, es decir, calizas y dolomitas de baja presión, en el caso de las calizas son creadas por el flujo del agua que disuelve la matriz por lixiviación, en el momento en que se lleva a cabo la perforación las columnas puede caer en la zona vacía y llevando a

<sup>101</sup> Ibid., p. 427.

<sup>102</sup> Universidad Nacional del Rosario and PASOTTI, Pierina. Rocas sedimentarias. 3 p.

la pérdida de fluido, estas zonas pueden ser identificadas en registros (áreas con historiales de perforación), por la litología y pozo de referencia<sup>103</sup>.

De acuerdo con el manual de ingeniería de fluido por Baker Hughes Drilling Fluids, se establece que algunos de los indicadores que permiten identificar la causa de la pérdida de circulación por zonas cavernosas son la pérdida total de retornos de forma imprevista y las tasas de penetración erráticas y repentinas<sup>104</sup>.

- **Formaciones altamente permeables y altamente porosas:** Este tipo de formaciones pueden presentar una pérdida de circulación, teniendo en cuenta que la velocidad de filtración está en función del sobrebalance y la permeabilidad de la roca<sup>105</sup>. En el Cuadro 6, se describen los tipos de formación que pueden ser altamente permeables, altamente porosas y sus indicadores respectivamente.

**Cuadro 6. Tipo de formaciones altamente permeables y altamente porosas**

	<b>Tipo de formación</b>	<b>Indicadores</b>
<b>Formaciones altamente permeables</b>	Arenas masivas, gravillas, lechos de conchas o depósitos de arrecifes.	Pérdidas graduales y continuas, retornos parciales (tasa de pérdida depende del grado de permeabilidad).
<b>Formaciones altamente porosas</b>	Arenas, lechos de grava, depósitos de arrecifes	Pérdida parcial de retornos, la cual puede desarrollar lentamente y aumentar con la penetración.

Fuente: Baker Hughes Drilling Fluids. Fluidos Manual de Ingeniería. Houston, USA: Fluids Marketing Department, 2005. p, 122.

Como se observa en el Cuadro 6 dependiendo de la propiedad de la formación presentara un comportamiento diferente teniendo en cuenta su permeabilidad y porosidad; detectar la causa de la pérdida de circulación previa y posterior a la perforación determinara la medida preventiva y de control respectivamente para llevar con éxito la perforación de los pozos y la producción de los mismos.

- **Fracturas naturales:** Esta es una de las causas de la pérdida de circulación inherente a la formación como se observa en la Figura 7, en esta figura de igual forma se ilustran las demás causas de la pérdida de circulación como arenas no

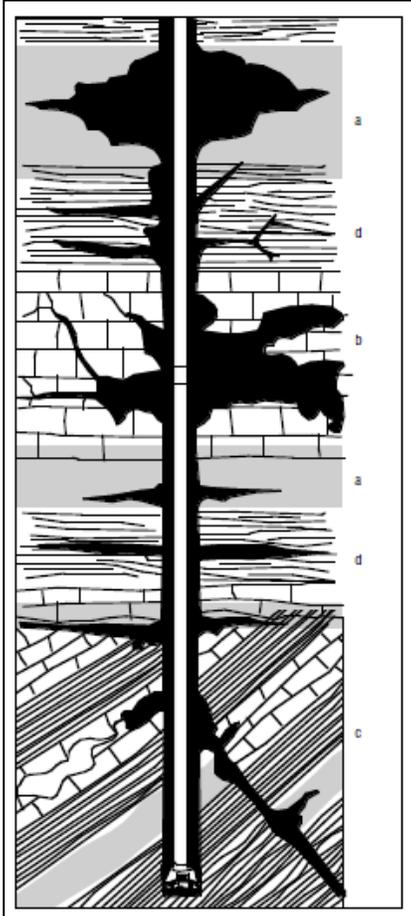
<sup>103</sup> Instituto Americano de Petróleo. Manual de fluidos de perforación, Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación; Dallas, USA: 2001. 14.3 p.

<sup>104</sup> Baker Hughes Drilling Fluids. Fluidos Manual de Ingeniería. Houston, USA: Fluids Marketing Department, 2005. 2-122 p.

<sup>105</sup> COOK, John, et al. Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. vol. 23, no. 4, p.5

consolidadas y gravas de alta permeabilidad en la zona a, las zonas cavernosas zona b, fracturas naturales zona c y las fracturas inducidas por el exceso de presión zona d (...véase 2.1.2.2 Pérdidas de circulación por fracturamiento...).

**Figura 7. Causas de la pérdida de circulación por fracturas naturales**



Fuente: Instituto Americano de Petróleo. Manual de fluidos de perforación, Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación; Dallas, USA: 2001. 425 p.

De acuerdo con la Figura 7 en el momento de diseñar el pozo debe tenerse la información sobre las fracturas naturales presente en el yacimiento a perforar, ya que estas son potenciales para las pérdidas de circulación y por lo tanto deben tenerse planeación adecuada de control y prevención.

**2.1.2.2 Pérdidas de circulación por fracturación:** El ciclo del fluido de perforación inicia su circulación por la sarta, a través de la broca y en forma ascendente por el anular en el cual la densidad del fluido de perforación ocasiona la presión necesaria para la estabilidad del pozo, a su vez la densidad de circulación equivalente depende de la densidad del fluido de perforación y las pérdidas de presión en el anular<sup>106</sup>. Por lo tanto, no tener un control adecuado de la densidad del fluido, el ECD (densidad equivalente de circulación) respecto al gradiente de poro y al gradiente de fractura, puede contribuir a problemas como: Excesivas presiones de fondo, densidad del fluido de perforación excesiva, aumento del ECD, fracturas inducidas y por lo tanto malas técnicas de perforación.

- **Excesivas presiones de fondo:** La perforación sobrebalance es una técnica de perforación empleada con frecuencia ya que permite tener el control de los fluidos de yacimiento. Para emplear este tipo de perforación debe tenerse en cuenta la presión de fractura de la formación, debido a que un incremento de la densidad del fluido de perforación o un aumento de la ROP puede producir fracturas inducidas, llevando a la pérdida de circulación. En el Cuadro 7, se ilustran algunas de las causas de las presiones excesivas en el fondo de pozo.

**Cuadro 7. Causas de las excesivas presiones de fondo**

<b>Causas de las excesivas presiones de fondo</b>		
<b>Fuerzas mecánicas</b>	Hidráulica inapropiada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caudales y velocidades de bombeo excesiva causando altas ECD</li> </ul>
	Prácticas de perforación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento demasiado rápido de las velocidades de bombeo, para los fluidos base aceite si se incrementa la velocidad de las bombas puede incrementarse la presión de circulación</li> <li>• Subir o bajar la tubería demasiado rápido (subeo o pisoneo)</li> </ul>
	La velocidad de penetración ROP	Alta concentración de recortes en el anular
<b>Propiedades del fluido de perforación</b>	Viscosidades y esfuerzo de gel excesivos	
	Acumulación de sólidos perforados	
	Revoques gruesos que reducen el diámetro hidráulico del pozo	
	Densidad excesiva del fluido o aumento demasiado rápido	
	Columnas de fluido desbalanceadas	
	Asentamiento de barita	

<sup>106</sup> BRATTON, Tom, et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. En: OIFIELD REVIEW. p. 2

**Cuadro 7. (Continuación)**

<b>Causas de las excesivas presiones de fondo</b>	
<b>Condiciones de pozo</b>	Desprendimiento de la lutitas o aumento de la carga de sólidos en el espacio anular y alta densidad equivalente de circulación
	Acumulación de recortes en porción derrumbada en el pozo o en el fluido
	Camas de recortes o sentamiento de barita en la parte inferior de un pozo direccional

Fuente: Instituto Americano de Petróleo. Manual de fluidos de perforación, Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación; Dallas, USA: 2001. 14.5 p.

Como se observa en el Cuadro 7, dentro de las propiedades del fluido de perforación el exceso de la viscosidad del fluido es un factor que puede afectar la densidad del mismo. En el momento en que se incrementa la viscosidad (ocasionando una limpieza pobre en el pozo), puede generar un aumento en el ECD, para lo cual se recomienda aumentar los caudales evitando así fracturar la formación.

• **Aumento de la ECD:** Dentro del efecto del ECD sobre las pérdidas de circulación se tiene tres aspectos explicados a continuación:

➤ La densidad de circulación equivalente depende de la presión de poro o presión de colapso (al ser menor a este valor se genera una inestabilidad mecánica) y de la resistencia de la roca (mayor a este valor se producirá fractura), estos parámetros varían con la profundidad del pozo modificando así la ventana de densidad del fluido de perforación<sup>107</sup>.

➤ Otra de las causas es el aumento del ECD, que puede darse al incrementar la ROP y en consecuencia la cantidad de recortes. Este aumento del ECD genera un mayor riesgo de fractura al tenerse más presión frente a la formación. Por lo tanto, el control de la ROP es fundamental para tener una práctica operacional adecuada, lo recomendado es tener una concentración de recortes en el espacio anular por debajo de 4% minimizando así los efectos de los recortes<sup>108</sup>.

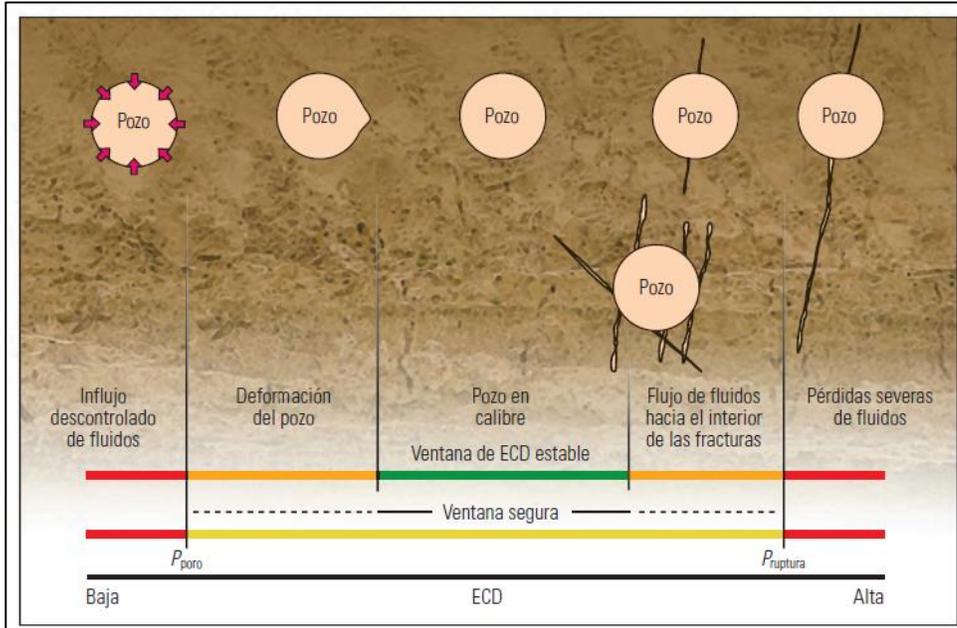
➤ En el caso de requerir una perforación inclinada, el ECD se incrementa debido a que las pérdidas por fricción aumentan y así mismo el riesgo de pérdida de circulación, generalmente sucede en formaciones no consolidadas con gradientes de fracturas relativamente bajos.

<sup>107</sup> Ibid., p. 4

<sup>108</sup> Instituto Americano de Petróleo. Manual de fluidos de perforación, Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación; Dallas, USA: 2001. 14.5 p.

En la Figura 8, se ilustrarán los efectos del cambio del valor de ECD para un pozo de perforación.

**Figura 8. Perfiles del pozo en función de la densidad equivalente de circulación**



Fuente: COOK, John, et al. Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. vol. 23, no. 4, p. 29.

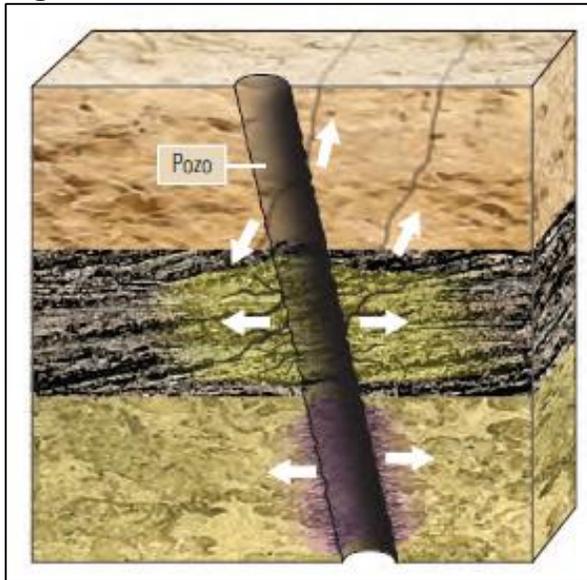
En la Figura 8, se muestran los perfiles de pozo en función de la densidad del fluido de perforación, si la densidad del fluido se mantiene controlada corresponde a la zona verde sin tener una pérdida de circulación. Después se tiene las zonas de color naranja en las cuales corresponde: primero a la deformación del pozo, si el valor de ECD disminuye de la ventana estable (zona verde), el pozo entra en una inestabilidad donde el yacimiento comienza a ejercer presión sobre el pozo empezando la deformación; la segunda corresponde a una densidad del fluido demasiado alta y por lo tanto el fluido de perforación ingresa a la formación por fracturas inducidas o naturales.

Una tercera zona corresponde al color rojo la cual tiene dos partes, una es consecuencia de la deformación del pozo, donde el ECD alcanza la presión de poro pudiendo ocasionar un colapso y liberación incontrolada de los fluidos de producción a la superficie por el anular; la segunda corresponde a un ECD demasiado elevada alcanzando la presión de ruptura teniendo pérdidas severas de fluido<sup>109</sup>.

<sup>109</sup> COOK, Op. cit, p. 5

- **Fracturas inducidas:** Esta pérdida es generada por un desbalance de presiones, generado por un fluido de muy alta densidad, a raíz de la cual el fluido tiene una presión hidrostática mayor a la presión de la formación, es decir, alcanza o excede la presión crítica de fractura, afectando la integridad mecánica de la formación, llamada fracturación hidráulica. Esto se puede observar en la Figura 9 en la cual al superar esta presión puede producirse el fracturamiento de la formación y en consecuencia la pérdida de fluidos.

**Figura 9. Pérdidas inducidas**

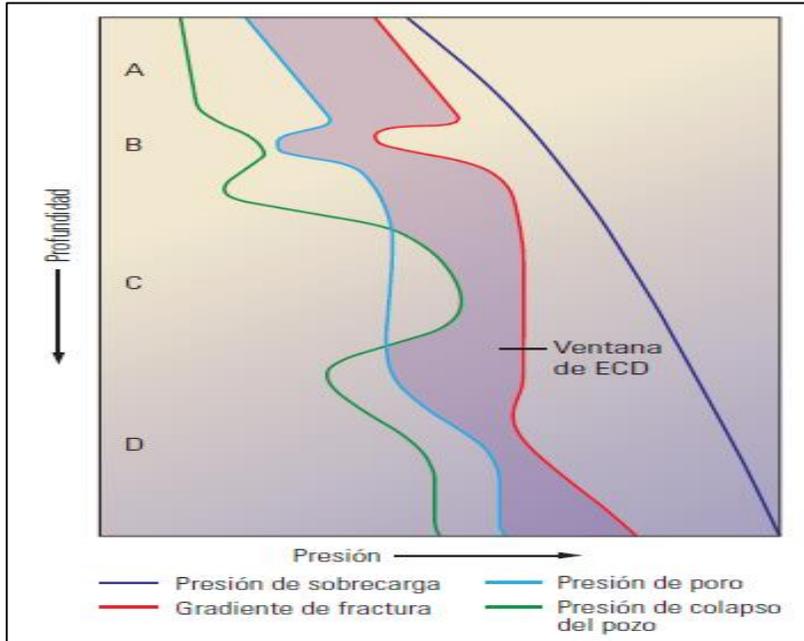


Fuente: COOK, John, et al. Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. vol. 23, no. 4, p. 28.

Como se observa en la Figura 9 la formación superior presenta una entrada del fluido de perforación, y seguida a esta la formación intermedia exhibe la propagación de la fractura inducidas en el proceso de perforación, estas fracturas naturales pueden generarse en cualquier tipo de formación, más frecuentes en marcos geológicos con actividad tectónica en curso.

- **Densidad del fluido de perforación excesiva:** Como se observa en la Figura 10 la densidad del fluido de perforación debe encontrarse dentro de los límites de la ventana de perforación oscilando entre la presión de poro y el gradiente de fractura. Evitando así el influjo en caso de ser menor a la presión hidrostática ejercida por el fluido y evitar fracturas en la formación en caso tal de que se mayor a la presión de fractura.

**Figura 10. Ventana operativa del fluido de perforación**



Fuente: COOK, John, et al. Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. vol. 23, no. 4, p. 29.

En la Figura 10 se puede observar los cambios que pueden ocurrir en la ventana de ECD de acuerdo de las características litológicas o condiciones de la perforación. La zona A muestra una ventana típica para cualquier formación, la zona B corresponde a un yacimiento depletado o agotado, en el que se ve una presión de poro y gradiente de fractura reducidos de modo que la ventana de densidad equivalente de circulación se estrecha; una zona C donde el límite inferior de la ventana de densidad del fluido está definido por la presión de colapso del pozo y no por la presión de poro, una zona D donde la presión de poro es alta y el gradiente de fractura es bajo.

- **Malas técnicas de perforación:** Este es de los factores más influyentes ya que al no emplear adecuadas técnicas de perforación se pueden generar pérdidas de circulación, un ejemplo es cuando se baja la sarta de perforación a una alta velocidad incrementando la presión en fondo, llegando a producir fracturas inducidas.

**2.1.3 Consecuencias de las pérdidas de circulación.** Los efectos de tener una pérdida de circulación pueden generarse en: Incremento de costos y tiempos no productivos, Prácticas de cementación, Daño al pozo, Influjos y Pegas de tuberías.

**2.1.3.1 Incremento de costos y tiempos no productivos.** Dentro de las principales causas que tiene las pérdidas de circulación son el impacto económico, el cual se relaciona con el costo del equipo de perforación, el fluido de perforación (que debe reponerse para mantener la operación de perforación segura) y el tiempo invertido en las técnicas para mitigar los problemas de pérdidas de circulación<sup>110</sup>. De acuerdo con las estadísticas dentro de la operación de perforación el costo del fluido de perforación representa entre 25-40%<sup>111</sup> por lo tanto generalmente los operadores incrementan de un 10 – 20% a sus presupuestos de perforación como previsión del tiempo no productivo<sup>112</sup>. De igual forma se ha considerado que el impacto económico que genera el fluido base aceite es mayor ya que estos fluidos son más costoso que los fluidos base agua<sup>113</sup>.

**2.1.3.2 Prácticas de cementación.** Una vez ocurre la pérdida de circulación la zona en la cual se presentó esta entrada de flujo debe sellarse adecuadamente ya que si no se realiza de esta forma los trabajos de cementación se pueden ver afectadas, debido a que al colocar la columna de cemento puede generar anillos pudiendo entrar la lechada de cementación en la formación reduciendo la estabilidad que esta debe generar en el proceso de cementación. Una vez identificada puede realizarse una cementación secundaria o una remediación trayendo un impacto económico, generando costos secundarios y tiempos no productivos<sup>114</sup>.

**2.1.3.3 Daño a la formación.** La pérdida de fluido en la operación de perforación puede incrementar el daño en la formación por daño de poro y las fracturas en formación, ya que estas se tapan con partículas del fluido de perforación como barita, bentonita, sólidos y material de pérdida de circulación (en ocasiones se genera un sellado muy fuerte y debe utilizarse acidificación para liberar la porosidad de la zona)<sup>115</sup>.

De igual forma el fluido que ingresa a la formación hace que se reduzca la permeabilidad por medio de la precipitación de algunos componentes en las gargantas de poro presentes en el fluido utilizados llevando así a que la productividad del pozo disminuya<sup>116</sup>.

---

<sup>110</sup> ABBAS,Raafat, et al. Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación. En: OIFIELD REVIEW. p. 2

<sup>111</sup> LAVROV,Alexandre. Lost Circulation. Elsevier Science, 2016, p. 163 . ISBN 0128039167

<sup>112</sup> BAGGINI ALMARGO,Santiago Pablo, et al. Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación. En: OIFIELD REVIEW OTOÑO. vol. 26, no. 3, p. 2

<sup>113</sup> LAVROV,Op.cit, p 163.

<sup>114</sup> LAVROV,Op.cit, p 164.

<sup>115</sup> LAVROV,Op.cit, p 164.

<sup>116</sup> Instituto Americano de Petróleo. Manual de fluidos de perforación, Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación; Dallas, USA: 2001. 14.2 p.

**2.1.3.4 Influjos.** En el momento en que la columna de fluido disminuye la presión hidrostática es menor a la presión del poro lo cual genera un flujo de los fluidos de la formación en el pozo (generalmente gas). Pueden manejarse por medio del incremento del peso en el fluido de perforación o igualar presiones en caso tal de que se tenga una pérdida severa de fluido, evitando producir un golpe de presión incontrolado lo cual llevaría a un reventón (que puede afectar al personal en el pozo y el equipo de perforación)<sup>117</sup>.

**2.1.3.5 Pegas de tuberías.** Una pérdida de circulación en la operación de perforación de pozos puede generar consecuencias respecto a la pega de tubería como:

- **Cambio en la geometría del pozo:** el cual puede generar pegas de tuberías, por problemas de pata de perro donde hay un cambio rápido, es decir, anticipado de la trayectoria del pozo, este cambio angular hace que la sarta de perforación genere un punto de desgaste denominada enchavetamiento donde la tubería puede atascarse<sup>118</sup>.

- **Pega diferencial:** La reducción de la columna del fluido de perforación genera un cambio en la presión hidrostática (que tiene como función generar la estabilidad del pozo) lo que conlleva a la pega por presión diferencial<sup>119</sup>.

**2.1.4 Estrategias.** Las estrategias para el manejo de las pérdidas de circulación dependerán del tiempo en que sean aplicadas respecto al evento de pérdida, de modo que pueden ser preventivas o de remediación. A su vez pueden ser abordadas en cuatro niveles, como se muestra en la Figura 11.

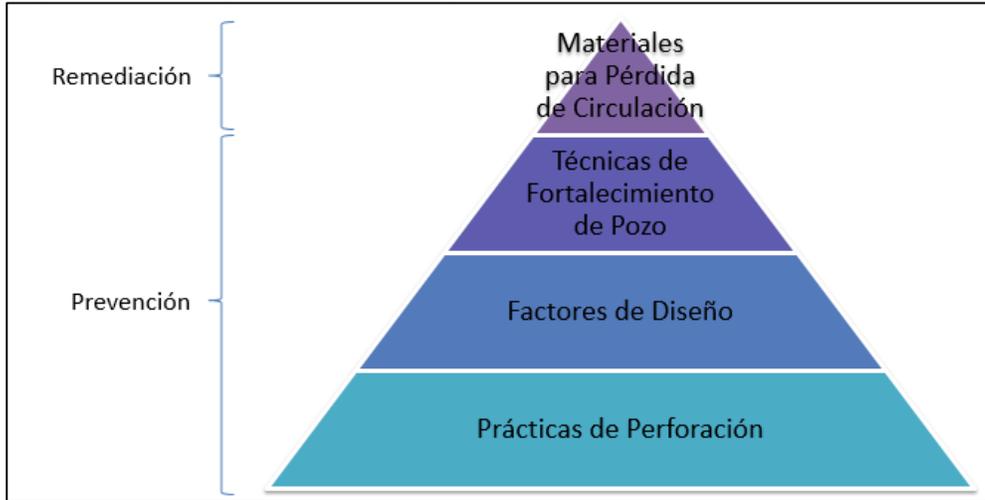
---

<sup>117</sup> COOK, John, et al. Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. vol. 23, no. 4, p. 2

<sup>118</sup> Glossary Schulumberger. Cambio Angular. [0]. [Consultado el Abril 19,2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dogleg.aspx?p=1>

<sup>119</sup> Baker Hughes Drilling Fluids. Fluidos Manual de Ingeniería. Houston, USA: Fluids Marketing Department, 2005. 226 p.

**Figura 11. Programa de Manejo de Pérdidas de Circulación**



Fuente: COOK, John, et al. Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. vol. 23, no. 4. p. 26.

**2.1.4.1 Árbol de decisiones.** Corresponde a una estrategia de control la cual se emplea en el momento en que se presentan las pérdidas de circulación en la perforación de los pozos, como menciona Coopersmith, los arboles de decisiones son diagramas que ilustran el flujo de un proceso de toma de decisiones como una secuencia de evento y posibles resultados<sup>120</sup>. Esta es una manera de tomar las decisiones para lograr el éxito o el objetivo planeado, es decir, ayudan a encontrar el camino hacia una buena solución. Consiste en definir el incidente presentado por medio de la identificación con toda la información posible, donde dependiendo del incidente o de la decisión a tomar, se tiene en cuenta los factores que puedan influir en el resultado final, asignando un orden de importancia para los que deban considerarse en la decisión de la acción a tomar.

Dentro del árbol de decisiones se tiene nodos de decisión correspondientes a puntos de decisión en las que se tienen las acciones (ramas) a seleccionar, nodos de incertidumbre definidos por diferentes ramas (múltiples resultados inciertos) y ramas que son los posibles resultados o acciones, generalmente se le asocia una probabilidad de que este resultado ocurra y el valor monetario<sup>121</sup>. Para la aplicación en las pérdidas de circulación, los arboles de decisión permiten analizar la situación ocurrida y realizar la recomendación del mejor tratamiento a seguir para lograr controlar y reducir las pérdidas de fluido en la formación, se pueden así examinar los datos de los pozos, tratamientos de pérdidas previos, velocidad de pérdida

<sup>120</sup> COOPERSMITH, Ellen, et al. La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas. En: OILFIELD REVIEW. p. 2

<sup>121</sup> Ibid., p. 2

estimada y datos de entrada que permiten las correctas decisiones para continuar con una práctica adecuada de perforación<sup>122</sup>.

**2.1.4.2 Prácticas de perforación.** El primer nivel para el manejo de las pérdidas de circulación, como se mostró en la Figura 11, corresponde a prácticas de perforación como el control de la densidad equivalente de perforación (ECD) para mantener la presión ejercida por el fluido dentro de la ventana operativa de perforación.<sup>123</sup>, el análisis de un modelo geomecánico, para evaluar y predecir problemas potenciales de estabilidad de pozo a partir de información como las propiedades mecánicas de la roca, magnitudes y orientación de esfuerzos y perfiles de presión de poro<sup>124</sup>.

El uso de otras técnicas como la perforación con tubería de revestimiento ha demostrado tener un impacto positivo para mitigar las pérdidas de circulación, mediante el efecto de frisado que sella el pozo y previene la transferencia de fluidos entre el pozo y la formación<sup>125</sup>.

**2.1.4.3 Factores de diseño.** Dentro de los factores de diseño, se encuentra la selección del fluido de perforación con propiedades reológicas que permitan disminuir el riesgo de pérdida de circulación<sup>126</sup> y con una densidad tal que ejerza una presión hidrostática comprendida entre la presión de poro y presión de fractura de la formación a perforar. Otros factores a tener en cuenta son las fluctuaciones de temperatura, la trayectoria e inclinación del pozo y el diseño de la sarta, pues estos parámetros afectarán los esfuerzos de la roca, la estabilidad de pozo y las caídas de presión en el anular respectivamente<sup>127</sup>.

Dentro del diseño de la sarta y el ensamblaje de fondo de pozo se encuentra la herramienta PBL. Esta herramienta tiene sus siglas por Paul B Lee, su inventor, la cual es un sistema de derivación (bypass) que permite solucionar los problemas relacionados con las pérdidas de circulación y tasas de circulación limitadas,

---

<sup>122</sup> ABBAS, Rafat, et al. Una Red de Seguridad para Controlar las Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. p. 24.

<sup>123</sup> CAICEDO, Hector, et al. Geomechanics, ECD Management and RSS to Manage Drilling Challenges in a Mature Field. En: SPE OIL AND GAS INDIA CONFERENCE AND EXHIBITION. Jan 20, no. SPE\_129158\_MS, p. 1-13

<sup>124</sup> Ibid., p. 2.

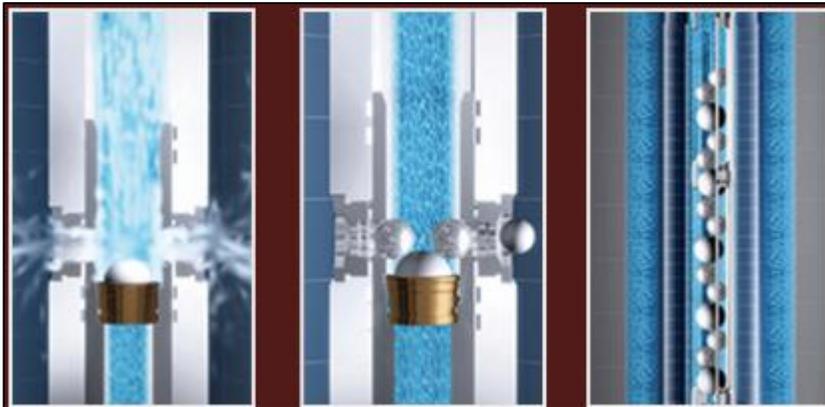
<sup>125</sup> KARIMI, Moji, et al. A Review of Casing Drilling Advantages to Reduce Lost Circulation, Improve Wellbore Stability, Augment Wellbore Strengthening, and Mitigate Drilling-induced Formation Damage. En: MIDDLE EAST DRILLING TECHNOLOGY CONFERENCE AND EXHIBITION. no. 148564, p. 1-8

<sup>126</sup> COOK, Op. Cit., p.26.

<sup>127</sup> NUMBERE, Otokini and OKOLI, Ugochukwu. The Importance of Geomechanical Analysis for Well Design and Engineering. En: SPE NIGERIA ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION. no. SPE-172387-MS, p. 1-8

reduciendo el tiempo de circulación.<sup>128</sup> Posee un sistema de activación hidráulico (bolas) que puede ser operado por el personal del taladro, como se observa en la Figura 12. Se envía una de estas esferas de vinilo a través de la sarta mediante circulación hasta que ajusta en el asiento, deslizando la manga y abriendo el sistema de derivación. De esta manera el fluido pasará a través de la sarta hasta el asiento para salir hacia el anular, aislando la broca y otras herramientas, lo que la hace efectiva para bombear altas concentraciones de material para pérdida de circulación. Hace parte del ensamblaje de fondo de pozo localizado sobre las herramientas de adquisición de mediciones durante la perforación (MWD) y de registros mientras se perfora (LWD).

**Figura 12. Diagrama de activación, desactivación y caja retenedora de bolas. (De izquierda a derecha)**



Fuente: DSI. PBL Multiple Activation Bypass System. Disponible en: <http://www.dsi-pbl.com/cms/cms.php?pageName=9>. Modificado por los autores.

Para desactivar la herramienta se envían dos esferas que bloquean las salidas hacia el anular, el aumento de presión permite a la bola de activación ser desplazada a través del asiento, haciendo que la camisa retorne a su posición normal y las tres esferas descendan hacia la caja retenedora de bolas. (Figura 12) Posee una característica de seguridad que le permite desplazar las mangas a posición cerrada cuando se apagan las bombas, aislando los puertos, eliminando el efecto de tubo en u, asegurando la integridad del pozo.<sup>129</sup> Puede ser utilizado en operaciones a altas temperaturas, hasta 450°F.

<sup>128</sup> DSI. PBL Bypass Systems. [en línea][revisado 8 de Octubre de 2017] Disponible en Internet: <http://www.dsi-pbl.com/cms/cms.php>

<sup>129</sup> Ibid, p.

**2.1.4.4 Técnicas de fortalecimiento de pozo.** Como se mencionó en los capítulos anteriores, lo ideal es mantener la densidad equivalente de perforación dentro de los límites de la ventana operativa de perforación, la cual estaba limitada por el gradiente de presión de poro y el gradiente de presión de fractura. Sin embargo, las pérdidas de circulación no siempre ocurren como consecuencia de fracturas inducidas, sino por zonas altamente permeables, altamente porosas, cavernosas o con fracturas naturales. De este modo es conveniente considerar una presión de pérdida de circulación como el límite superior de la ventana operativa de perforación, siendo ésta la presión de fondo de pozo a la cual ocurre la pérdida de circulación, sin referenciar un mecanismo de pérdida específica<sup>130</sup>.

Teniendo en cuenta esta modificación de los límites de la ventana operativa de perforación, se consideraría que lograr un aumento del límite de presión de pérdida de circulación tendría múltiples ventajas como perforar intervalos más largos con la misma densidad del fluido, reducir el número tuberías de revestimiento e incrementar el diámetro de pozo a la profundidad objetivo.<sup>131</sup> Los tratamientos encaminados al aumento de dicha presión de pérdida de circulación se conocen como técnicas de fortalecimiento de pozo, las cuales incluyen estrategias que alteran los esfuerzos presentes alrededor del pozo y minimizan la pérdida de fluidos.<sup>132</sup>

Existen tres métodos principales de fortalecimiento de pozo, los cuales son: Resistencia a la propagación de fractura (FPR), Celda de Esfuerzo (SC), y Esfuerzo de Cierre de la Fractura (FCS). Estas técnicas tienen en común el uso de material particulado con dimensiones y distribución de tamaños que se agregan al fluido de perforación, conocido como material para fortalecimiento de pozo (WSM), siendo un subtipo de los materiales para pérdidas de circulación (LCM).

La primera técnica, de resistencia a la propagación de fractura FPR consiste en obturar, sellar y aislar la punta de una fractura incipiente o existente para incrementar su resistencia.<sup>133</sup> Se explica mediante el fenómeno del control de crecimiento longitudinal de la fractura, en el que al momento de que una fractura crece, el fluido de perforación entra en ésta, y si contiene LCM, el material se acumula en la fractura aislando y protegiendo la punta de la fractura. Los materiales particulados (WSM) más usados para esta técnica de fortalecimiento de pozo son el grafito sintético, cáscara de nuez molida y partículas de celulosa dispersas en aceite.

La segunda técnica corresponde a la celda de esfuerzos (SC), la cual genera un esfuerzo tangencial adicional o celda de esfuerzos en la región cercana al pozo

---

<sup>130</sup> LAVROV, Op.cit, p 163-206.

<sup>131</sup> Ibid., p. 163-206

<sup>132</sup> COOK, Op. cit., p.30.

<sup>133</sup> COOK, Op. cit., p.31.

mediante la creación deliberada de fracturas someras de un tamaño específico (perforando con un fluido de perforación en sobrebalance con el material de fortalecimiento de pozo) las cuales posteriormente son obturadas por el material WSM.<sup>134</sup> Debido al sello generado en la fractura, hay una reducción de la presión hidrostática en ésta, haciendo que comience a cerrarse. Sin embargo, debido al puente formado por el material particulado evita el cierre total y mantiene el esfuerzo tangencial adicional<sup>135</sup>.

La tercera técnica para el fortalecimiento de pozo es el de esfuerzo de cierre de la fractura, en ésta también se modifican los esfuerzos in situ de la roca, sin embargo, intenta generar un mayor esfuerzo de cierre haciendo más anchas las fracturas inducidas y manteniéndolas abiertas con los materiales particulados, no necesariamente desde la cara del pozo, teniendo como principal objetivo aislar la punta de la fractura<sup>136</sup>.

**2.1.4.5 Materiales para la pérdida de circulación.** Los materiales para pérdida de circulación o LCM por sus siglas en inglés son todo aquel material utilizado para el control de pérdidas de circulación, son de carácter remedial, pues son utilizados después de que se produce el evento de pérdida de circulación. Pueden clasificarse en tres grandes grupos: sólidos deformables, material particulado y fibras<sup>137</sup>.

La selección del material de pérdida de circulación es de vital importancia para controlar efectivamente las pérdidas de circulación. Se debe tener en cuenta múltiples factores como la tasa de pérdida, la formación en la que se está dando la pérdida y la facilidad de retirar el material de pérdida para formaciones productoras, además de las propiedades del material como el tamaño, forma, composición, concentración y resistencia.

En el Cuadro 8, se detallan algunos materiales para pérdida de circulación para arenas en yacimientos depletados, enunciando las principales ventajas y limitaciones de cada uno de ellos.

---

<sup>134</sup> VAN OORT, Eric, et al. Avoiding Losses in Depleted and Weak Zones by Constantly Strengthening Wellbores. En: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. no. 125093-MS, p. 1-12

<sup>135</sup> COOK, Op. cit., p.33.

<sup>136</sup> VAN OORT, Op cit. p. 1-12

<sup>137</sup> WHITFILL, Donald and HEMPHILL, Terry. All Lost-Circulation Materials and Systems Are Not Created Equal. Oct 5, no. 84319-MS, p. 1-9

**Cuadro 8. Materiales para pérdida de circulación para arenas**

Material	Ventajas	Limitaciones
Carbonato de Calcio	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Es granular y no compresible.</li> <li>● Tiene la capacidad de construir una torta firme y soluble en ácido.</li> <li>● En cierta medida, es resistente a los diferenciales de presión y los impactos de intercambio y sobrecarga en el pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● El material frágil puede degradarse por el tamaño bajo presión o impacto, afectando así su capacidad de puentear o sellar.</li> <li>● La operación de secado acidificante necesaria para su extracción puede crear daños adicionales en la formación en algunos casos.</li> <li>● Es posible que los fluidos no funcionen bien, en formaciones altamente permeables o con grandes fracturas o cavernas.</li> </ul>
Fibras	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Algunos materiales se eliminan sin postratamiento, como las fibras degradables, que proporcionan una buena estabilidad al taponamiento durante la perforación y se degradan a tiempo para restaurar la permeabilidad para la producción.</li> <li>● Las fibras de celulosa micronizadas (MCF) son flexibles, altamente compresibles, tienen una amplia gama de tamaños de partícula y son altamente solubles en soluciones alcalinas concentradas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Los MCF han tenido un uso limitado en los fluidos de zonas productoras debido a su baja solubilidad en ácido.</li> <li>● En bajas concentraciones, algunas fibras pueden no interaccionar con las partículas disponibles para formar redes.</li> <li>● Las altas concentraciones pueden causar una viscosidad excesiva y afectar la capacidad de bombeo.</li> <li>● Las fibras biodegradables pueden ser sometidas a una degradación bacteriana.</li> </ul>
Ácido Poliglicólico (PGA) y Ácido Poliláctico. (PLA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● PLA y PGA están disponibles en una amplia gama de densidad y resistencia.</li> <li>● Pueden formar una estructura de red resistente junto con otras partículas. No son tóxicos, no dañan la formación y son fácilmente biodegradables.</li> <li>● El PLA puede disolver algunas partículas sólidas presentes en la torta del filtro generando ácido in situ.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Las fibras de PLA pueden degradarse a altas temperaturas.</li> <li>● El costo de fabricación del PLA es relativamente alto</li> </ul>

**Cuadro 8. (Continuación)**

Material	Ventajas	Limitaciones
<b>Materiales de Partículas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Las ventajas principales de los materiales encontrados se relacionan con el desplazamiento del material de la formación del yacimiento que permite la producción.</li> <li>● Algunos materiales son solubles con post-tratamiento con soluciones ácidas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Algunos de los materiales pueden ser considerados no-resistentes porque no son removibles, causando daño a la formación del yacimiento.</li> </ul>
<b>Nanopartículas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Pueden trabajar junto con LCM en medios porosos. Las partículas más pequeñas trabajan con las partículas más grandes y bloquean el flujo de fluido para mejorar el sellado.</li> <li>● Muy eficaz para tapar las gargantas de los poros.</li> <li>● En los fluidos de perforación, el NP puede reducir la fricción y el desgaste y mejorar la reología del fluido a concentraciones más bajas que el resto de los aditivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● No se han hecho muchas investigaciones sobre las limitaciones de las nanopartículas.</li> <li>● Dependiendo del tipo de material, el costo de fabricación de las nanopartículas puede ser relativamente alto.</li> </ul>
<b>Mezcla de Materiales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● A través de una combinación de LCM, se puede utilizar la sinergia entre las características físicas de diferentes materiales para puentear fracturas.</li> <li>● Generalmente, la mezcla comprende una red de interconexión de fibras y material de sellado de diversos tamaños.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● El carbón grafitico resiliente no puede disolverse mediante tratamientos tradicionales (ácidos o enzimas) para eliminar el daño</li> <li>● El material granular se puede retirar del sistema de circulación mediante un agitador y un equipo de control de sólidos.</li> <li>● Dependiendo del tamaño de partícula, la densidad y la reología pueden verse afectadas.</li> </ul>

Fuente: LUZARDO,J., et al. Alternative Lost Circulation Material for Depleted Reservoirs. En: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. no. OTC-26188-MS, p. 1-20

A partir de las consideraciones del Cuadro 8 para la selección del material más adecuado, se debe tener en cuenta otros parámetros de planeación, como el análisis de la estabilidad del pozo y el modelamiento hidráulico para estimar la densidad equivalente de perforación al agregar el material para pérdida de circulación, para realizar una operación de control de pérdida de circulación exitosa desde el punto de vista de la ingeniería<sup>138</sup>.

<sup>138</sup> Ibid, p. 1-9

### 3. DISEÑO METODOLÓGICO PARA EL PLAN DE MEJORAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

En el capítulo respectivo al diseño metodológico se presenta el desarrollo general del procedimiento investigativo. En este capítulo incluye una descripción de la investigación mostrando su clasificación según Colciencias, la población, el tamaño de muestra, muestra, proceso de selección y recopilación de datos, tratamiento de datos, análisis de información y finalmente, se describen las etapas a desarrollar para presentar las estrategias de prevención y control.

El tipo de investigación que aplica para el presente documento es de carácter científico aplicado, de acuerdo con Colciencias<sup>139</sup>, se obtiene como resultado del proyecto un nuevo conocimiento que soluciona parcial o totalmente una necesidad o problema identificado. En el desarrollo del presente documento se tendrá como objetivo principal el plan de mejoramiento para la prevención y control de las pérdidas totales y / o severas de los pozos del Campo Castilla. Para esto, se realizará una revisión teórica de las pérdidas de circulación, una descripción de los pozos y campo de estudio, un diagnóstico causa raíz del evento ocurrido, un estudio de los impactos generados por las pérdidas de circulación, para finalmente desarrollar el plan de mejoramiento, dejando una curva de aprendizaje para futuros pozos en el campo en mención.

#### 3.1 POBLACIÓN

Para el análisis de los eventos de pérdida de circulación, se tuvo en cuenta los pozos perforados en el Campo Castilla durante la campaña de perforación del 01/01/2014 al 30/04/2015. La población la componen 63 pozos que presentaron tiempos no productivos como se muestra en la Tabla 1.

**Tabla 1. Eventos que generan tiempos no productivos**

<b>Evento que genero los NPT</b>	<b>Duración (horas)</b>
<b>Pega</b>	5425
<b>Problema del Hueco</b>	4324.5
<b>Herramienta en Subsuelo</b>	2429
<b>Problemas del Taladro</b>	614
<b>Herramienta en Superficie</b>	143.5
<b>Error Humano</b>	110
<b>Fluidos</b>	76.5
<b>Cementación</b>	7.5
<b>Total de horas no planeadas</b>	13130

Fuente: Data Analyzer Ecopetrol S.A

<sup>139</sup> SUÁREZ, Edison, *et al.* Tipología de Proyectos de Carácter Científico, Tecnológico e Innovación. Bogotá D.C: 2011. P, 21

En la Tabla 1 se observan eventos como pega de tubería, problemas de hueco, herramientas de subsuelo, problemas de taladro, herramientas en superficie, error humano, entre otros. El porcentaje que representan cada uno de los eventos en los tiempos no productivos son representados en el Gráfico 4.

**Gráfico 4. Eventos que generan tiempos no productivos**



Fuente: Open Wells Ecopetrol S.A

A partir del Gráfico 4 se determina que el problema de hueco, con un valor de 32.94%, es el segundo evento de mayor impacto. Los problemas de hueco están relacionados con las pérdidas de circulación durante la perforación, lo cual lleva a un aumento de los tiempos no productivos y los costos de la perforación. Con el fin de identificar el porcentaje correspondiente a las pérdidas de circulación, se presenta la Tabla 2, en la cual se encuentra la duración en horas de cada uno de los subtipos de problemas del hueco.

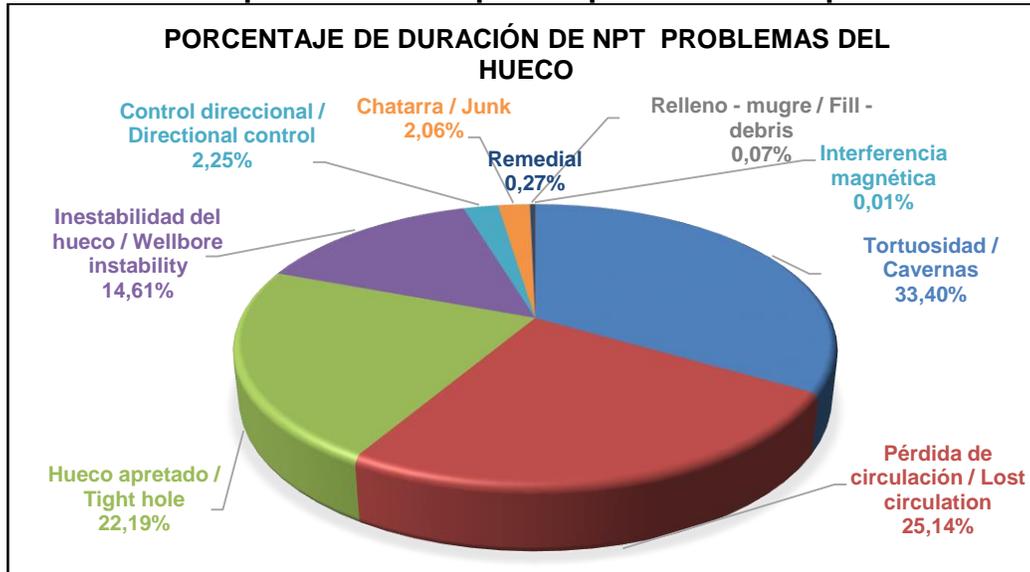
**Tabla 2. Subtipo de NPT por problemas del hueco**

Subtipo de NPT por problemas del hueco	Duración (horas)
Tortuosidad / Cavernas	1444.5
Pérdida de circulación / Lost circulation	1087
Hueco apretado / Tight hole	959.5
Inestabilidad del hueco / Wellbore instability	632
Control direccional / Directional control	97.5
Chatarra / Junk	89
Relleno - mugre / Fill - debris	11.5
Remedial	3
Interferencia magnética	0.5
<b>Total de horas no planeadas Problema del Hueco</b>	<b>4324.5</b>

Fuente: Data Analyzer Ecopetrol S.A

En el Gráfico 5 representan el porcentaje de cada uno de los subtipos en los tiempos no productivos de problema de hueco, donde la pérdida de circulación corresponde a un 25,14%. Por esta razón, identificar las causas raíz de las pérdidas de circulación y la forma de prevenirlas es de importancia para la reducción de costos y tener en consecuencia una mejor practica de perforación.

**Gráfico 5. Subtipos en los tiempos no productivos de problema de hueco**



Fuente: Open Wells Ecopetrol S.A

### 3.2 TAMAÑO DE LA MUESTRA

Se tendrá en cuenta dos criterios para la selección de los pozos representativos en el análisis de causa raíz: que los eventos de pérdida se presenten en la sección de 8½, debido a su impacto sobre la formación de interés relacionado con el daño de formación; que por el volumen o tasa de fluido de perforación perdido clasifiquen como pérdidas totales y / o severas.

### 3.3 MUESTRA

Dentro de los 63 pozos que se tuvieron en cuenta para el estudio de los tiempos no productivos, se estudiarán nueve pozos en específico para el presente proyecto. Después de realizar un análisis previo de cada uno de ellos, se seleccionan aquellos que cumplan con los requisitos descritos en el título ... 3.2 Tamaño de la Muestra... los cuales son el Pozo A y el Pozo B con su correspondiente sidetrack B-ST1.

### 3.4 SELECCIÓN Y RECOPIACIÓN DE DATOS

A partir de la información provista por Ecopetrol S.A, en la que se presentan los reportes diarios de perforación, reportes finales de perforación, registros de

evaluación de formaciones y programas de perforación, se seleccionará la información de relevancia para los pozos de estudio. Esta información incluirá las características geológicas de las formaciones en donde se presentan los eventos de pérdida; parámetros de perforación que inciden en las pérdidas de circulación como el caudal y la presión ejercida por el fluido de perforación; propiedades del fluido de perforación como la densidad, densidad equivalente de circulación, uso de materiales para pérdida de circulación, entre otros. Además, se incluirá aquella información que describe el evento de pérdida de circulación, como la tasa y el volumen de las pérdidas.

Para el desarrollo del análisis de causa raíz se tendrá en cuenta, además de lo mencionado anteriormente, la información relacionada a las estrategias utilizadas para el control de las pérdidas. La información de costos del fluido de perforación también será necesaria para la evaluación de los impactos generados por los eventos de pérdida.

### **3.5 TRATAMIENTO DE DATOS**

Una vez se haya seleccionado y recopilado la información de interés, se realizará en primera instancia un mapa o diagrama de eventos que describa la perforación de la sección de 8½ de manera cronológica y resumida, con el fin de facilitar el análisis posterior.

A partir de la información presentada en el mapa de eventos se identificarán aquellos factores que podrían haber ocasionado las pérdidas al relacionar dicha información con lo desarrollado en el marco teórico.

### **3.6 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

Se llevará a cabo la metodología de análisis de causa raíz para desarrollar el plan de mejoramiento para la prevención y control de las pérdidas en los pozos del Campo Castilla. Se realizará una revisión bibliográfica de las herramientas de análisis de esta metodología, para su posterior selección y ejecución. Como resultado de este análisis, se identificarán las causas raíz del problema de pérdida de circulación presentada en los pozos de estudio.

Otras herramientas incluidas en la metodología de análisis de causa raíz permiten identificar los impactos generados por las pérdidas de circulación. Por lo que también se llevará a cabo un análisis de impactos, relacionado principalmente a aquellos efectos no deseados que sean determinados como representativos por la herramienta de análisis seleccionada.

Finalmente, mediante el estudio de las barreras o estrategias utilizadas durante la perforación de los pozos, se propondrán las oportunidades de mejora a partir una recopilación bibliográfica sobre las nuevas tecnologías o estrategias operacionales

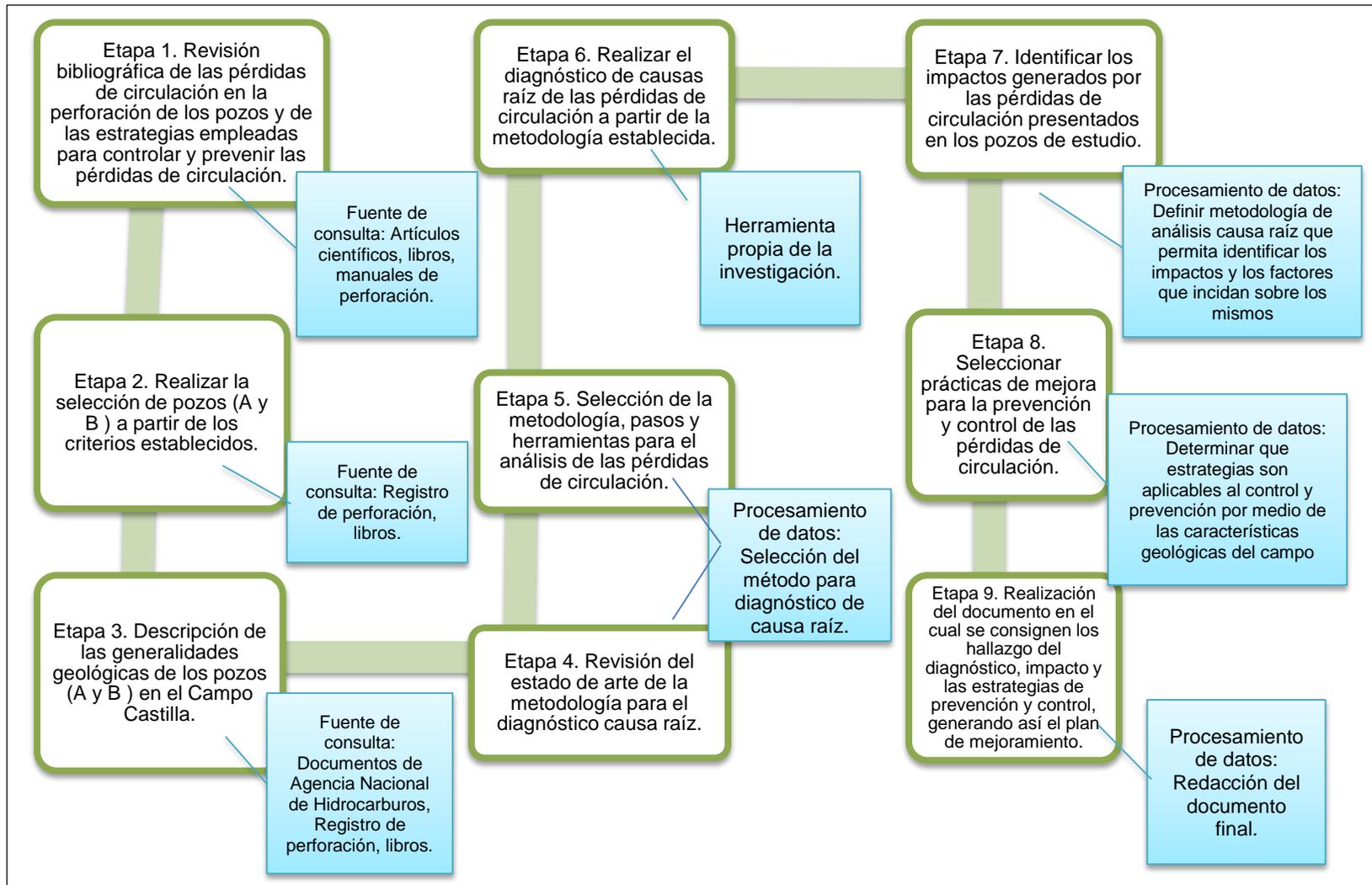
que se puedan aplicar al Campo Castilla para controlar o prevenir las pérdidas de circulación.

Para verificar la aplicabilidad de las estrategias será necesario desarrollar un árbol de transición en conjunto con un cuadro explicativo de las estrategias de control y prevención. Cada uno de los cuadros menciona los fundamentos teóricos, las condiciones geológicas y operacionales bajo las cuales fue llevada a cabo el desarrollo de la estrategia. Así, se podrá establecer que tan efectivas podrán ser dichas estrategias en el Campo Castilla para perforaciones futuras, adicional por medio del árbol de transición se tendrá en cuenta que condiciones u objetivos previos deben cumplirse para su ejecución.

### **3.7 DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS PARA EL PLAN DE MEJORAMIENTO**

Para realizar el diagnóstico causa raíz se tienen en cuenta una serie de etapas que permitan llegar al objetivo general, correspondiente a la propuesta del plan de mejoramiento para la prevención y control, teniendo en cuenta dos pozos para el análisis, en la Figura 13 se representan las etapas junto con la fuente de consulta o herramienta propia de la investigación dependiendo de los pasos a realizar.

**Figura 13. Descripción de las etapas para el plan de mejoramiento**



#### 4. DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

En este capítulo se realiza el diagnóstico causa raíz para los eventos de pérdida de circulación, en donde se incluye las bases teóricas relacionadas al diagnóstico, la identificación del incidente, recopilación de la información, desarrollo de mapas de eventos y el análisis de la información por medio de las herramientas descritas en las bases teóricas de este mismo capítulo.

Para el motivo del presente documento, será utilizada la metodología de Análisis de Causa Raíz para el diagnóstico de las causas de las pérdidas de circulación en los pozos seleccionados.

La metodología de Análisis de Causa Raíz tiene sus orígenes en la psicología industrial, siendo una aproximación al análisis del error una vez se presenta el evento<sup>140</sup>. Es ampliamente utilizado para investigar cualquier tipo de accidente y analizar condiciones médicas.

Su importancia radica en la capacidad de localizar el origen de las causas que generan el evento no deseado, ya sea un fallo o un incidente, permitiendo reconocer un patrón de fallas y evitando la repetición de las mismas. Dentro de las ventajas se incluye aumentar la confiabilidad, disponibilidad y seguridad de los equipos, mejorar las condiciones de seguridad industrial, reducir los costos asociados a los eventos, disminuir los tiempos no productivos y, por último, reducir las frustraciones del personal encargado de realizar dicha tarea<sup>141</sup>.

Los problemas de pérdidas de circulación pueden tener múltiples causas, como se explicó en el anterior capítulo, sin embargo, no siempre se puede identificar con exactitud cuáles son los factores que están provocando el evento. Por esta razón las estrategias aplicadas suelen estar encaminadas hacia la minimización de los impactos causados por las pérdidas de circulación y no hacia las causas fundamentales del problema. El análisis de causa raíz es una metodología que tiene como fin la identificación de los factores que dieron lugar a la naturaleza, magnitud y momento de los resultados nocivos de uno o más eventos.<sup>142</sup> A partir de esta información se plantean estrategias para eliminar las causas del problema o para disminuir la recurrencia del problema<sup>143</sup>.

---

<sup>140</sup> RUIZ-LÓPEZ, Pedro; GONZÁLEZ RODRÍGUEZ-SALINAS, Carmen y ALCALDE-ESCRIBANO, Juan. Análisis de causas raíz. Una herramienta útil para la prevención de errores. En: REVISTA DE CALIDAD ASISTENCIAL. vol. 20, no. 2, p. 73-79.

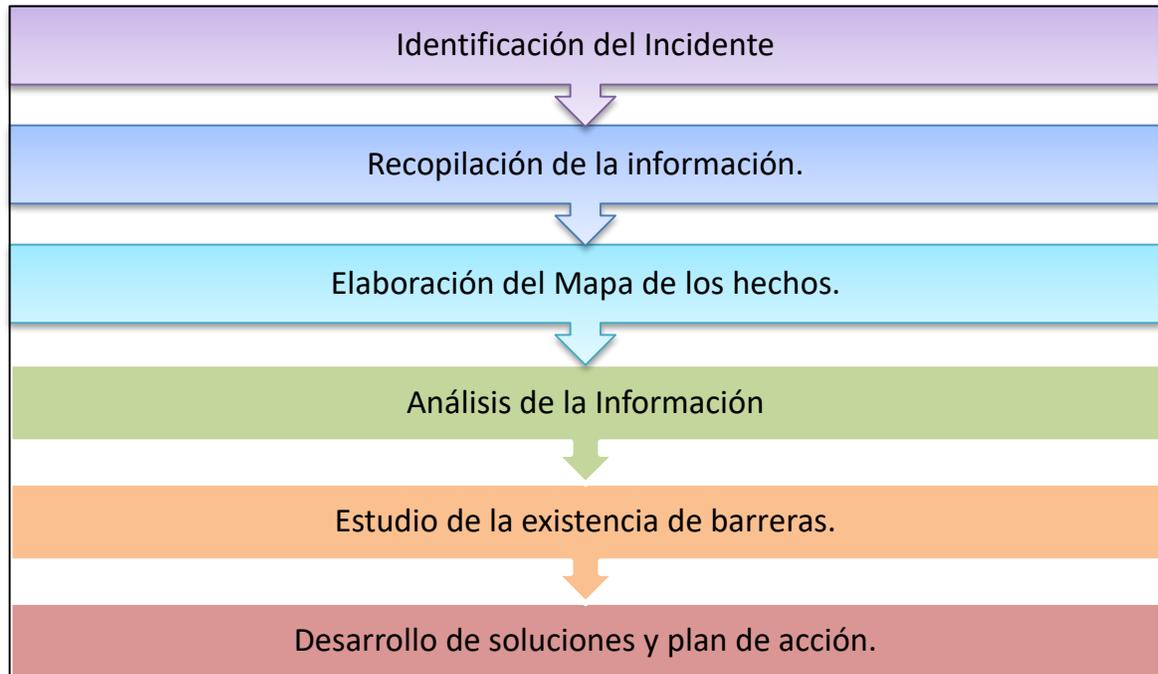
<sup>141</sup> ALFARO. Op, cit., p. 38

<sup>142</sup> ALFARO ANTOR, Marycruz and ARANDA DOMÍNGUEZ, Gilberto. El análisis causa raíz utilizado como herramienta en la evaluación de eventos no deseados en instalaciones de una refinería. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de estudios superiores Zaragoza, 2014. p. 17.

<sup>143</sup> NIMISHA, Menon; KRISHNANANDA Kamath and SHABARAYA,A. Conducting root cause analysis and its implementation: a perspective. En: MANIPAL JOURNAL OF PHARMACEUTICAL SCIENCES. Septiembre,.vol. Volumen 2, p. 1.

A pesar de que son varios los métodos que se pueden llevar a cabo para la realización del análisis de causa raíz, existe una serie general de pasos basados en la guía de la NPSA<sup>144</sup> del Reino Unido y modificados por Ruiz-López, González y Alcalde-Escribano, se presentan en la Figura 14.

**Figura 14. Pasos del análisis de causa raíz.**



Fuente: RUIZ-LÓPEZ, Pedro; GONZÁLEZ RODRÍGUEZ-SALINAS, Carmen y ALCALDE-ESCRIBANO, Juan. Análisis de causas raíz. Una herramienta útil para la prevención de errores. En: REVISTA DE CALIDAD ASISTENCIAL. vol. 20, no. 2, p. 73-79. Modificado por los autores.

#### **4.1 IDENTIFICACIÓN DEL INCIDENTE**

En este paso se establece cuál o cuáles son aquellos eventos adversos durante la operación que requieren de una atención o tratamiento. Teniendo en cuenta factores como severidad, recurrencia del evento, impactos y problemas asociados. También se tiene en cuenta aquellos eventos cuyas causas no son fácilmente identificables y por ello requieren de un análisis de causa raíz.

Se debe tener en cuenta, además que no todos los eventos requieren de un análisis de causa raíz, esto quiere decir que, no es necesario cuando se relaciona una causa inmediata como la razón del evento adverso. Una causa inmediata o directa

<sup>144</sup> WOODWARD, Suzette. Seven steps to patient safety. En: REVISTA DE CALIDAD ASISTENCIAL. vol. 20, no. 2, p. 66-70

especifica cómo ocurre el evento, pero la causa raíz explica el porqué del evento, pues es la causa fundamental<sup>145</sup>.

## **4.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN**

Una vez seleccionado el evento adverso, el paso a seguir consiste en la recolección de información relacionada. Uno de los requisitos para llevar a cabo el análisis de causa raíz es tener un completo entendimiento del problema<sup>146</sup>.

La recopilación de la información incluye las fallas operacionales y sus respectivos impactos asociados, ya sean de seguridad, ambientales, de producción y de costos de mantenimiento. Dentro de la información básica que se debe incluir para este paso, está la descripción de la falla, fecha de ocurrencia, causas de la falla, las acciones correctivas ejecutadas, costos incurridos para el control del evento y los tiempos no productivos generados por el evento<sup>147</sup>.

Dentro de los métodos para la recopilación de la información se encuentran las entrevistas o declaraciones, cuyo fin principal es la búsqueda de información y no la búsqueda de culpables; y la revisión documental, que también aporta información y sirve como respaldo para el análisis de causa raíz<sup>148</sup>.

Una característica esencial de esta fase es que está enfocada a descubrir de una forma neutral, los hechos que demuestra realmente cómo ocurrió el evento, incluyendo información de antes, durante y después de la ocurrencia, además de documentar, la participación del personal y medidas adoptadas<sup>149</sup>.

## **4.3 ELABORACIÓN DEL MAPA DE EVENTOS**

Después de haber realizado la recopilación y lectura de la información de manera conjunta, se recomienda realizar un cuadro o plantilla cronológica describiendo cada una de las acciones llevadas a cabo durante la operación.

El mapa de los hechos puede incluir también las acciones o medidas tomadas para mitigar o controlar los eventos adversos. No existe un modelo específico para realizar este diagrama, sin embargo, es conveniente realizarlo como un diagrama de flujo, mostrando sucesos relevantes, variables influyentes en el evento adverso,

---

<sup>145</sup> Comisión Federal de Electricidad. Procedimiento para el análisis causa raíz (ACR), de fallas relevantes en equipos, accidentes e incidentes, ocurridos en las instalaciones de CFE. p. 6

<sup>146</sup> NIMISHA. Op. cit., p. 2

<sup>147</sup> PEMEX Aprendizaje Virtual. Guía de Aprendizaje. Metodología de Análisis de Causa Raíz (ACR).p 13. [Consultado el 16 de Octubre de 2017]. Disponible en: [http://aprendizajevirtual.pemex.com/nuevo/guias\\_pdf/Guia\\_SCO\\_Analisis\\_Causa\\_Raiz.pdf](http://aprendizajevirtual.pemex.com/nuevo/guias_pdf/Guia_SCO_Analisis_Causa_Raiz.pdf)

<sup>148</sup> Comisión Federal de Electricidad. Op. cit., 16.

<sup>149</sup> ALFARO. Op, cit., p. 75

la gestión llevada a cabo por el personal y efectos no deseados generados por las pérdidas identificados en el proceso<sup>150</sup>.

#### **4.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN**

Como cuarto paso de la metodología de causa raíz, se debe identificar en un incidente ocurrido la causa fundamental que genera los diferentes efectos, con el fin de que las estrategias preventivas y de acción estén enfocadas sobre la causa que lo ocasiona, teniendo así un control o mitigación del mismo. Para el análisis de la información se tienen diferentes herramientas que generan una guía para determinar la causa raíz. En el Cuadro 9 serán explicadas las metodologías utilizadas para el presente diagnóstico del incidente pérdida de circulación presentados en los pozos de estudio.

---

<sup>150</sup> RUIZ-LÓPEZ. Op. cit., p. 76

**Cuadro 9. Descripción general de metodologías para el análisis causa raíz**

Método	Cuando utilizar	Ventajas	Desventajas	Observaciones
Análisis de teoría de las restricciones	Se utiliza para localizar un núcleo conductor-una causa común para muchos efectos.	<p>Estructurado de tal manera que visualmente apunta hacia la causa raíz del problema, Lo que conduce con más precisión a encontrar una potencial solución que sea permanente.</p> <p>Es una herramienta que promueve la discusión de desacuerdos y fomenta la colaboración en el momento de realizar el análisis para encontrar la causa raíz.</p>	Su uso no práctico, lo cual requiere un conocimiento práctico de la herramienta.	<p>Se emplea el término de efectos indeseables como procesos de razonamiento para identificar la relación del mismo en el problema ocurrido.</p> <p>Las relaciones contenidas dentro del diagrama se leen como "Si [primera entidad causante contribuyente] y [segunda entidad causante contribuyente], entonces [entidad efecto]".</p> <p>Presenta roles en los procesos de razonamiento como árbol de realidad actual, eliminación de conflictos, árbol de realidad futura, árbol de prerequisites y árbol de transición.</p>
Análisis de árbol de fallas	Se utiliza como una herramienta para localizar y corregir fallas. Esta técnica es aplicada a sucesos ocurridos, los cuales se desean prevenir generando un análisis en retrospectiva; determinando el origen del suceso no planeado.	<p>Permite una representación gráfica o ilustrativa del evento acontecido.</p> <p>La ventaja principal de los análisis de árbol de falla son los datos valiosos que producen. Ya que permiten evaluar y mejorar la fiabilidad general del sistema.</p>	<p>Requiere la participación de un grupo de trabajo interdisciplinario integrado por personal técnico especializado.</p> <p>Puede suceder que se identifique el área de la causa y no las causas específicas.</p>	Si este proceso falla para identificar la causa de las áreas con problemas, se debe buscar ayuda adicional o utilizar el análisis causa y efecto.

**Cuadro 9. (Continuación)**

Método	Cuando utilizar	Ventajas	Desventajas	Observaciones
<b>Diagrama de Ishikawa-Diagrama causa y efecto*</b>	<p>Se utiliza como una herramienta de control de calidad en la industria, para problemas de diversa naturaleza y la evaluación de fallas de equipos</p>	<p>Permite a un equipo centrarse en el contenido del problema, no en la historia del problema o en los diferentes intereses personales de los miembros del equipo.</p> <p>Una herramienta fácilmente aplicable para analizar las posibles causas de un problema.</p> <p>Técnica altamente visual que ayuda al proceso de definición de los elementos de un problema o evento y a determinar cómo ocurrió probablemente.</p> <p>Dividir las causas en más detalle ayuda a organizar y relacionar los factores.</p> <p>Es fácil de entender porque sigue la secuencia del proceso.</p> <p>Fácil de usar, permite una cierta creatividad, y funciona mejor cuando el problema está bien definido y manejado por datos.</p>	<p>Consume mucho tiempo, se requiere estar familiarizado con el proceso para que la metodología sea efectiva.</p> <p>La forma final del diagrama depende en gran medida de la persona o grupo que la construye.</p> <p>Las causas similares pueden aparecer repetidamente, mientras que las causas debidas a factores interdependientes son difíciles de ilustrar.</p> <p>No existe un mecanismo específico para identificar una causa raíz particular.</p> <p>Depende en gran medida del conocimiento detallado del problema y sólo identifica posibles causas.</p>	<p>Requiere una perspectiva amplia del evento, para Identificar problemas no relacionados.</p> <p>Ayuda a identificar desviaciones ocurridas de otros métodos aceptables.</p> <p>Genera una clasificación de las causas en categorías de materiales, métodos, máquinas, mano de obra, medio ambiente.</p>

**Cuadro 9. (Continuación)**

Método	Cuando utilizar	Ventajas	Desventajas	Observaciones
Análisis de Diagrama de Interrelación (ID)	Se utiliza para aclarar las relaciones causales entrelazadas de un problema complejo con el fin de identificar una solución adecuada. De igual forma es un método de resolución de problemas y toma de decisiones a partir de un análisis relacional de indicadores de gestión. Es un método para planificación económica de proyectos de ingeniería	<p>Utiliza formatos cuantitativos o cualitativos con el fin de identificar la causa raíz del problema</p> <p>Es un enfoque estructurado que proporciona el análisis de relaciones complejas utilizando un enfoque no lineal</p> <p>Permite la relación entre los factores causales</p>	<p>No tiene un mecanismo para evaluar la integridad de la causa raíz seleccionada.</p> <p>Se puede generar confianza en los juicios subjetivos sobre las relaciones de factores</p> <p>Puede llegar a ser bastante compleja o difícil de leer</p>	El ID utiliza las flechas para mostrar las relaciones de causa y efecto entre una serie de factores potenciales del problema.

Fuente: A Mark Doggett. Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection. En: THE QUALITY MANAGEMENT JOURNAL. Oct 1, .vol. 12, no. 4, p. 35-41

División de Compensación para Trabajadores, Departamento de Seguros de Texas. El Análisis de Fallas con Diagramas de Árbol. Texas, Estados Unidos: 2006. P. 1

NOREEN, Eric, et al. "Apéndice: Introducción a los Procesos de Razonamiento" The IMA Foundation for Applied Research Inc., 1995. P.1-2

PIQUÉ ARDANUYM, Tomás and LAPEÑA, Antonio Cejalvo. NTP 333: Análisis probabilístico de riesgos: Metodología del "Árbol de fallos y errores":1999. P. 1

De acuerdo con el Cuadro 9 se emplearán 4 herramientas para generar el análisis de la causa raíz, a continuación, se explicará detalladamente cada una de estas; describiendo el procedimiento de realización y características encontradas.

**4.4.1 Teoría de las restricciones.** Generada en 1990 por Eliyahu M. Goldratt en 1990, en el cual se plantea que la forma de resolver problemas es comprender el funcionamiento de los procesos. Se evalúan las interrelaciones de las operaciones internas, teniendo un modelo de lógica causa-efecto. Como aspecto adicional se mencionan las restricciones conocidas como una limitación u obstáculos en el desarrollo de un proceso.

Se tiene dos tipos de restricciones: Restricciones lógicas como reglas establecidas por la organización que impiden cumplir el objetivo y restricciones físicas como limitaciones en cuanto a recursos tangibles de la empresa (restricción en recursos y capacidad física)<sup>151</sup>.

Esta herramienta emplea tres preguntas para encontrar la raíz del problema descritas en el Cuadro 10, donde se describe de igual forma las estrategias empleadas para lograr responder dichas preguntas.

**Cuadro 10. Desarrollo del análisis causa raíz de la teoría de las restricciones**

<b>Preguntas Claves</b>	<b>¿Qué cambiar?</b>	<b>¿A qué cambiar?</b>	<b>¿Cómo cambiar?</b>
<b>Objetivo de la respuesta obtenida</b>	Análisis del problema	Estrategia por seleccionar	Acciones que realizar
<b>Diagramas de pensamiento lógico</b>	Árbol de realidad actual	Eliminación de conflictos Árbol de realidad futura	Árbol de prerrequisitos Árbol de transición

Fuente: NOREEN, Eric, et al. "Apéndice: Introducción a los Procesos de Razonamiento" The IMA Foundation for Applied Research Inc., 1995. P.1.

Como se observa en el Cuadro 10, esta herramienta tiene la ventaja adicional que permite dentro de su procedimiento generar las estrategias de control y prevención para solucionar las causas raíz encontrada del problema. Se explicarán cada uno de los diagramas de pensamiento lógico a continuación.

<sup>151</sup> CALVACHI PRIETO, Brigitte Natalia and GONZALEZ VARGAS, Fabian Alberto. Teoría de las restricciones (toc): modelo de gestión gerencial para el crecimiento productivo de las pymes en Colombia. Caso aplicado a CIDMA S.A.S. Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario, 2013. P. 14

**4.4.1.1 Árbol de realidad actual.** Permite identificar los efectos indeseables (UDEs) del problema central. Obteniendo una cadena de factores causales y efectos, permitiendo visualizar un conjunto específico de circunstancias para generar la comprensión de sistemas complejos, es decir, por medio del árbol de realidad actual se presenta la realidad del estado de un proceso<sup>152</sup>.

Para el desarrollo y comprensión del árbol de realidad actual se emplean símbolos como: Figura geométrica, generalmente un rectángulo con esquinas suaves o agudas llamadas entidades, correspondientes a afirmaciones (causas o efectos) y las flechas llamadas relaciones de suficiencia entre las entidades. Esto implica que la causa es suficiente para crear este efecto<sup>153</sup>, en caso tal de no cumplir con este criterio se emplea un ovalo mencionado en el paso 5 en el procedimiento para la construcción del árbol de realidad actual, que contienen los siguientes pasos:

1. Realizar una lista de 5 a 10 efectos indeseables que describan el objeto de análisis.
2. Si se observa una conexión entre dos o más efectos indeseables deben conectarse, examinando cuidadosamente cada entidad y flecha conforme se va agregando.
3. Determinar dentro de los efectos indeseables cuales corresponden a causas y cuales a efectos.
4. Leer el árbol de abajo hacia arriba comprobando la relación como "Si [entidad de declaración de causa], entonces [entidad de declaración de efectos]".
5. Se plantea si el árbol en conjunto refleja la intuición sobre la situación, si no es así debe comprobarse que cada flecha genere la relación de la causa hacia el efecto, en ocasiones la causa misma no es suficiente para generar el efecto para lo cual se emplea el conector "y" representado como un ovalo que encierra las flechas que se guían hacia la entidad efecto, leída de la forma "Si [primera entidad causante contribuyente] y [segunda entidad causante contribuyente], entonces [entidad efecto]", ambas causas son entonces necesarias para que se genere el efecto<sup>154</sup>.
6. Se genera la ampliación del árbol en caso de ser necesario para complementar la descripción actual del problema, esto debe realizar una vez conectado todos los efectos indeseables originales.

---

<sup>152</sup> A Mark Doggett. Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection. En: THE QUALITY MANAGEMENT JOURNAL. Oct 1, .vol. 12, no. 4, p. 39

<sup>153</sup> Ibid.,p. 39.

<sup>154</sup> Ibid.,p. 40., NOREEN, Eric, et al. "Apéndice: Introducción a los Procesos de Razonamiento" The IMA Foundation for Applied Research Inc., 1995. P.2-3

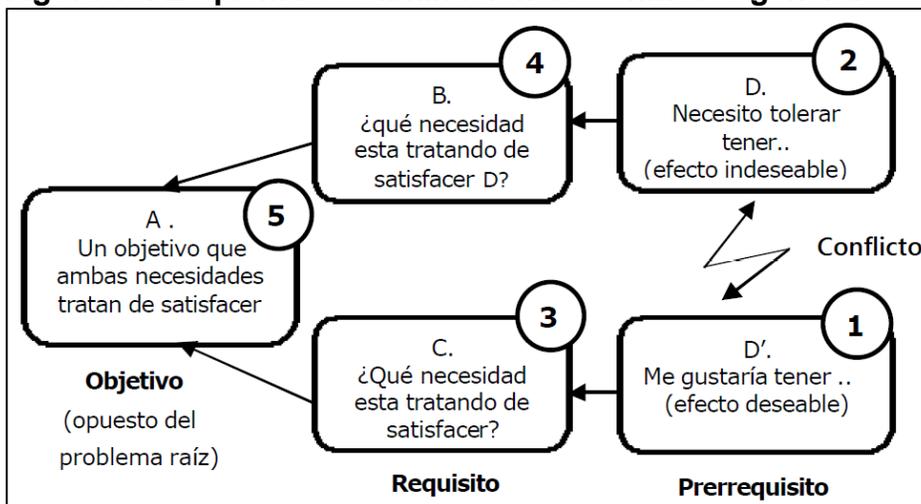
7. Se poda el árbol eliminando cualquier entidad que no se necesaria para conectar todos los efectos indeseables

8. Presentar el árbol a alguien que permita extraer u cuestionarse los supuestos descritos en el mismos, generando las debidas correcciones si son constructivas al desarrollo de la cusa raíz del problema estudiado<sup>155</sup>, lo cual asegura que el árbol no tiene errores lógicos<sup>156</sup>.

El proceso de creación del árbol de realidad actual termina cuando todos los efectos indeseables estén conectados y representen la lógica en la descripción de la causa raíz.

**4.4.1.2 Eliminación de los conflictos.** Al identificarse la causa raíz del problema se procede a realizar una estrategia de prevención para la misma, las cuales en ocasiones se presenta condiciones que no permiten su implementación y mejora en el incidente ocurrido, llamados conflictos, la herramienta encontrada en la Figura 15 genera un método de solución del mismo<sup>157</sup>.

**Figura 15. Esquema de eliminación de conflictos general**



Fuente: ACERO NAVARRO,Elías Germán. Administración de operaciones aplicando la teoría de restricciones en una Pyme. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Programa Cybertesis PERÚ,P. 8.

Los requisitos y prerrequisitos observados en la Figura 15 son las razones por las cuales el objetivo que eliminara el problema no alcanzaría la mejoría del mismo

<sup>155</sup> Ibid.,p. 40.,

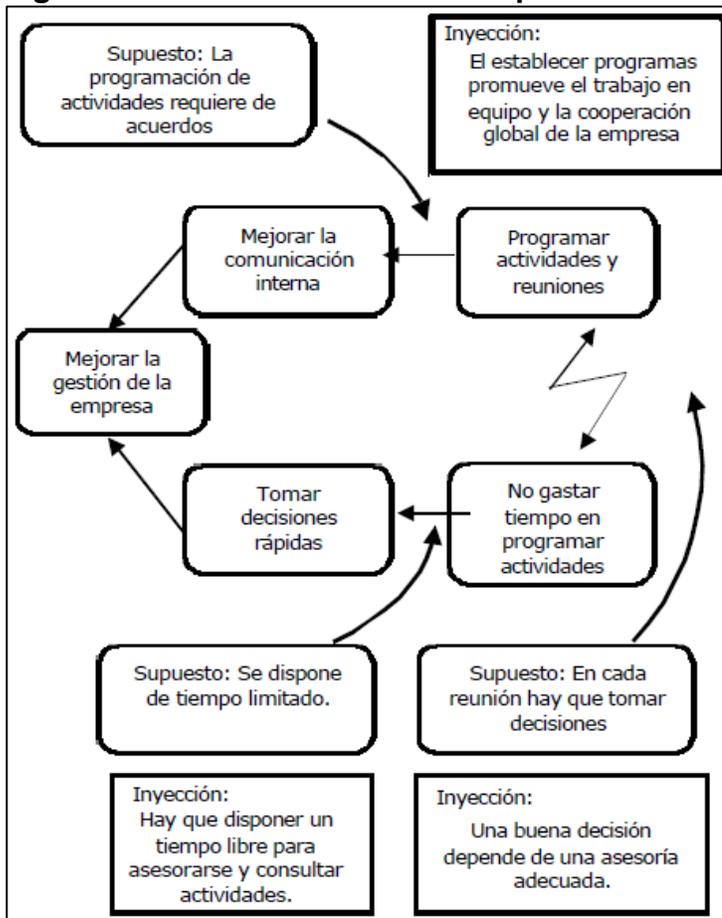
NOREEN,Eric, et al. "Apéndice: Introducción a los Procesos de Razonamiento" The IMA Foundation for Applied Research Inc., 1995. P.2-3

<sup>156</sup> NOREEN,Eric, et al. "Apéndice: Introducción a los Procesos de Razonamiento" The IMA Foundation for Applied Research Inc., 1995. P.2-3

<sup>157</sup> Ibid.,p. 3.

bloqueando la implementación. La técnica de eliminación de conflictos consiste en exponer los supuestos erróneos de las flechas, eliminándolos por medio de una inyección correspondiente a la solución que invalida dichos supuestos, este procedimiento es observado en la Figura 16 por medio de un ejemplo para cumplir el objetivo de mejorar la gestión de una empresa.

**Figura 16. Identificación de los supuestos**

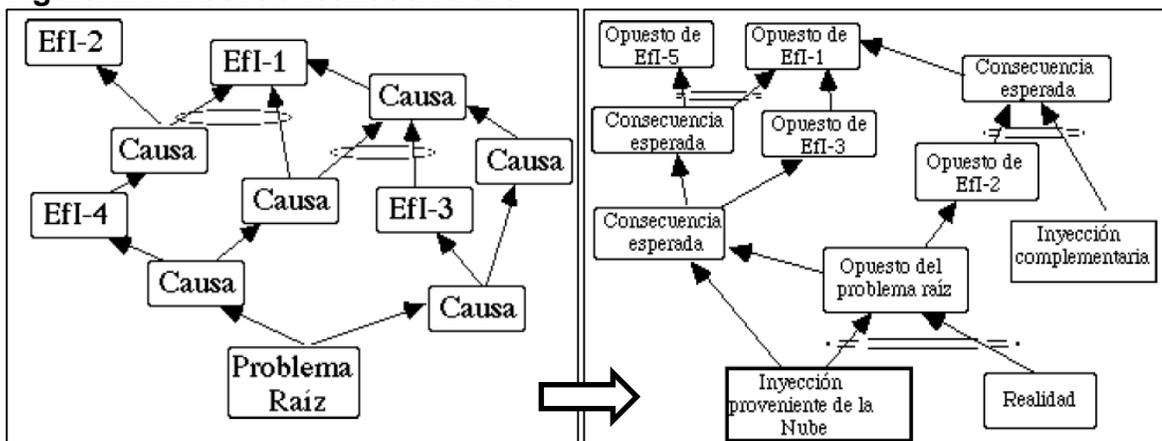


Fuente: ACERO NAVARRO, Elías Germán. Administración de operaciones aplicando la teoría de restricciones en una Pyme. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Programa Cybertesis PERÚ, P. 10, Modificado por los autores.

Lo supuestos identificados y eliminados con las inyecciones observadas en la Figura 16 permitirán cumplir los objetivos, que a su vez eliminan los efectos no deseados; generando el árbol de realidad futura que mitigara la causa raíz del incidente estudiado.

**4.4.1.3 Árbol de realidad futura.** Al ser identificadas las causas que se desean cambiar, se utilizarán las herramientas para la planeación y control de soluciones llamadas por la teoría de restricciones inyecciones. Las cuales generan la transformación de los eventos indeseables en efectos deseables; las inyecciones serán direccionadas por medio de flechas a los UDEs que se desean eliminar. De igual forma debe tenerse en cuenta que al generar modificaciones en la realidad actual puede generarse incertidumbres lo que ocasiona nuevos UDEs llamadas ramas negativas en los cuales se deberán generar escenarios anticipados para minimizar el riesgo, es decir, planes de contingencia para enfrentar los escenarios posibles<sup>158</sup>, en la Figura 17, se ilustra un ejemplo.

**Figura 17. Árbol de realidad futura**



Fuente: MORALES, Oscar. ¿Qué es TOC?; Colonia del Valle, México, P. 6-7. Modificado por autores.

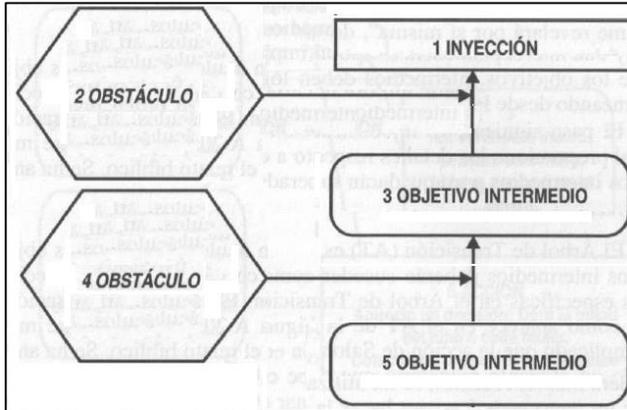
**4.4.1.4 Árbol de prerequisites.** Una vez identificadas las soluciones (inyecciones) para resolver la causa raíz y modificar los efectos indeseables a deseables, se deberán identificar los obstáculos de cada una de las estrategias de mejora, con el fin de proporcionar cierta seguridad en la implementación de dichas soluciones. Como características en el desarrollo de este proceso de razonamiento se pone en la parte superior la inyección y se identifican los obstáculos para el cual debe de generarse un objetivo intermedio que permita la superación del este. En la Figura 18 se ilustra le modelo base<sup>159</sup>.

<sup>158</sup> ACERO NAVARRO, Elías Germán. Administración de operaciones aplicando la teoría de restricciones en una Pyme. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Programa Cybertesis PERÚ, P 11.

NOREEN, Eric, et al. "Apéndice: Introducción a los Procesos de Razonamiento" The IMA Foundation for Applied Research Inc., 1995. P. 18,

<sup>159</sup> CALVACHI PRIETO, Brigitte Natalia and GONZALEZ VARGAS, Fabian Alberto. Teoría de las restricciones (toc): modelo de gestión gerencial para el crecimiento productivo de las pymes en Colombia. Caso aplicado a CIDMA S.A.S. Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario, 2013. P. 29

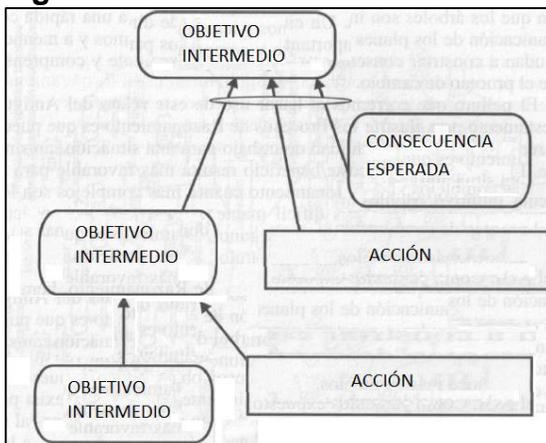
**Figura 18. Árbol de prerequisites**



Fuente: NOREEN, Eric, et al. “Apéndice: Introducción a los Procesos de Razonamiento” The IMA Foundation for Applied Research Inc., 1995. P.22. Modificado por autores.

**4.4.1.5 Árbol de transición.** En el proceso de razonamiento final se evidencia el plan de acción, donde los objetivos mencionados en el árbol de prerequisites aparecen en forma de acciones. Las estrategias planteadas implican su ejecución con éxito mediante pasos establecidos de manera lógica, los cuales llevan a realizar la transición del estado actual al futuro deseado<sup>160</sup>. De igual forma el árbol de transición genera un beneficio adicional como mapa de seguimiento y verificación, ya que contiene la secuencia de efectos cuantitativos y cualitativos esperados de la solución<sup>161</sup>; en la Figura 19 se ilustra el esquema general del árbol de transición.

**Figura 19. Árbol de transición**



Fuente: NOREEN, Eric, et al. “Apéndice: Introducción a los Procesos de Razonamiento” The IMA Foundation for Applied Research Inc., 1995. P.24. Modificado por los autores.

<sup>160</sup> Ibid., p. 27.

<sup>161</sup> MORALES, Oscar. ¿Qué es TOC?,: Colonia del Valle, Mexico, P. 8.

**4.4.2 Diagrama de Ishikawa-Diagrama causa y efecto.** Es una técnica altamente visual que permite dentro del proceso de definición de causa raíz identificar los elementos de un incidente y determinar la razón de su ocurrencia<sup>162</sup>. Esta técnica, tiene unas entradas (causas-razones) y una salida (el problema ocurrido)<sup>163</sup>, fue desarrollado por Kaoru Ishikawa en 1943, adicional permite generar una clasificación de las causas potenciales de un problema y centrarse en el contenido del mismo, no en la historia o en los intereses personales de los sujetos que desarrollan el análisis.

Para realizar este diagrama, se tiene en cuenta los siguientes pasos:

1. Realizar una línea horizontal sobre la cual se desarrollará el diagrama de causa efecto.
2. Se deberá realizar una descripción de problema el cual será escrito en una figura geométrica generalmente un cuadrado ubicado al lado derecho de la línea horizontal.
3. Se definen los factores que causen el problema por medio de flechas diagonales que salen de la línea horizontal, estos problemas pueden agruparse en grupos principales como personas, proceso, métodos, productos, maquinas, instalaciones, medio ambiente, entre otros. (se sugiere no utilizar más de 8 categorías principales).
4. Debe realizarse el proceso de definir cada causa posible, ubicándolas entre las diagonales principales por medio de ramas, teniendo factores causales aún más detallados.
5. Con el diagrama completo se debe revisar y asegurar que todos los elementos que pueden estar generando el problema estén mencionados, para determinar la causa o razón del problema<sup>164</sup>.

Un diagrama causa-efecto terminado puede tener dos visualizaciones: el modo simple infiere que el conocimiento del problema es superficial, y complicado (por

---

<sup>162</sup> A Mark Doggett. Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection. En: THE QUALITY MANAGEMENT JOURNAL. Oct 1, .vol. 12, no. 4, p. 35

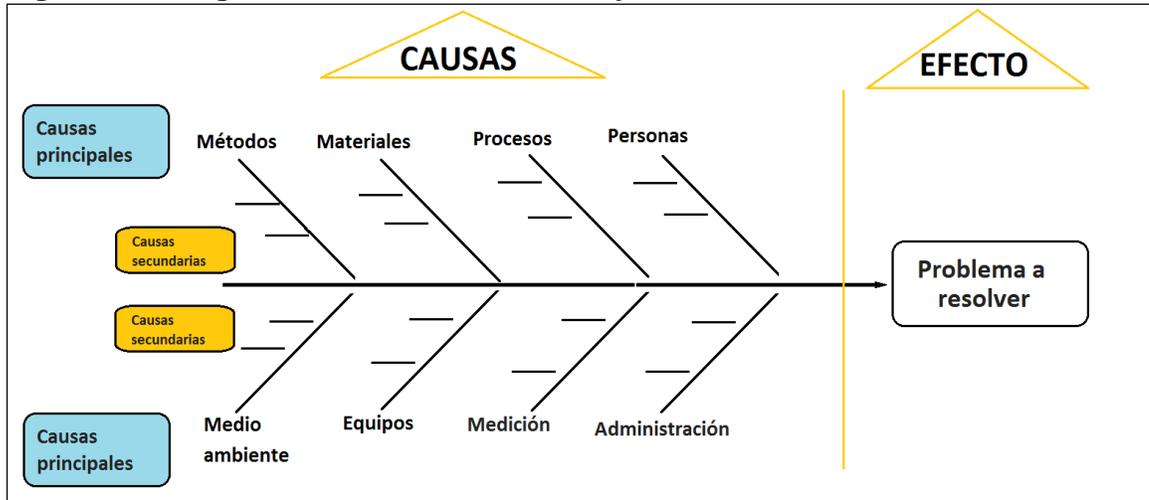
<sup>163</sup> ALFARO ANTOR, Marycruz and ARANDA DOMÍNGUEZ, Gilberto. El análisis causa raíz utilizado como herramienta en la evaluación de eventos no deseados en instalaciones de una refinería. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de estudios superiores Zaragoza, 2014. p. 66

<sup>164</sup> ALFARO ANTOR, Marycruz and ARANDA DOMÍNGUEZ, Gilberto. El análisis causa raíz utilizado como herramienta en la evaluación de eventos no deseados en instalaciones de una refinería. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de estudios superiores Zaragoza, 2014. p. 68

A Mark Doggett. Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection. En: THE QUALITY MANAGEMENT JOURNAL. Oct 1, .vol. 12, no. 4, p. 35

gran cantidad de sub ramas) corresponde a causas específicas lo cual detalla más el problema, la Figura 20 se representa un diagrama base de Ishikawa<sup>165</sup>.

**Figura 20. Diagrama de Ishikawa- causa y efecto**

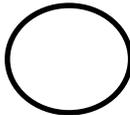
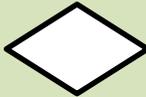


Fuente: HERMINA, Elisabeth and Anişor. Improving quality through root cause analysis in corrective-preventive actions within QMS. En: ACADEMIC JOURNAL OF MANUFACTURING ENGINEERING. Febrero, .vol. VOL. 10, p. 62. Modificado por los autores

**4.4.3 Árbol de fallas.** Desarrollado por H. A. Watson en 1962, como método deductivo de análisis. En el cual se empieza por la selección de un evento no deseado que se desea evitar y este a su vez, genera la necesidad de identificar el origen del mismo. Es un diagrama en forma de árbol que permite representar los eventos identificados. Cada rama del árbol termina cuando estén completos los eventos del suceso, para lo cual cuenta con símbolos que permiten la representación del evento negativo (un rectángulo en la parte superior), los sucesos básicos (un círculo) y los sucesos no desarrollados (un diamante). Todos estos son explicados en el Cuadro 11.

<sup>165</sup> A Mark Doggett. Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection. En: THE QUALITY MANAGEMENT JOURNAL. Oct 1, .vol. 12, no. 4, p. 36

**Cuadro 11. Símbolo empleado para la representación de los eventos dentro del árbol de fallas**

	Símbolo	Descripción
Eventos		Rectángulo (Suceso intermedio): Localizado en la parte superior del árbol, representa el evento negativo, puede ubicarse en otros puntos del árbol para indicar eventos que pueden dividirse más. Dentro de los símbolos es el único que continuo a él se tiene una puerta lógica y eventos de entrada.
		Círculo (Suceso básico): Evento base del árbol, no requiere posterior desarrollo, siendo independiente entre ellos, no hay puertas lógicas debajo de estos.
		Diamante (Suceso no desarrollado): Es un evento terminar sin desarrollar debido a falta de información o significancia (poco interés), una rama del árbol de falla puede terminar con un diamante
		Óvalo (Situación especial): Evento que solo puede ocurrir si existen ciertas circunstancias, explicadas dentro del ovalo.
		Triángulo (trasferencia): Transferencia de una rama del árbol de falla a otro lugar del árbol; letras números o figuras diferencia de un grupo de símbolo de transferencias de otro.
Puertas Lógicas		Puerta Y: Representa una condición en la cual el evento antes de la puerta de entrada ocurrirá si y solo si ocurren todos los eventos mostrados debajo de la puerta Y.
		Puerta O: Representa la situación en que el evento antes de la puerta de entrada ocurrirá si uno o cualquiera de los eventos mostrada debajo de la puerta O sucede.

Fuente: División de Compensación para Trabajadores, Departamento de Seguros de Texas. El Análisis de Fallas con Diagramas de Árbol. [0]:Texas, Estados Unidos: 2006. P. 1, PIQUÉ ARDANUYM, Tomás and LAPEÑA, Antonio Cejalvo. NTP 333: Análisis probabilístico de riesgos: Metodología del "Árbol de fallos y errores":1999. P. 3

Los pasos de construcción para el desarrollo del árbol de fallas son:

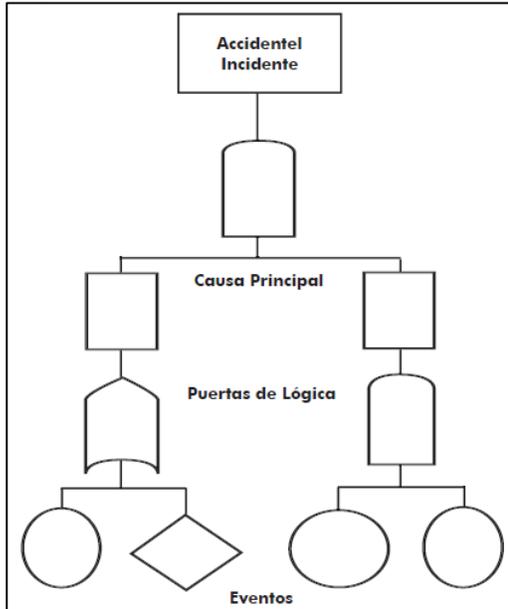
- 1.** Definir el evento superior que es el resultado final del incidente y todos los eventos no deseados ocurridos en la operación que se va analizar generando listas de grupos con características comunes. El evento superior que se va a estudiar debe representar todos los eventos no deseados definidos previamente.
- 2.** Conocer el sistema por medio de toda la información disponible, generando un análisis de procesos para determinar qué información es necesaria.
- 3.** Construir el árbol de fallas representando los eventos con los símbolos descritos en el Cuadro 11.
- 4.** Evaluar el árbol de fallas examinando las áreas donde se puedan realizar mejoras, generando un análisis profundo de los eventos para una descripción más detallada.
- 5.** Considerar alternativas donde se generan acciones correctivas o medidas alternativas.
- 6.** Estudiar cambios constructivos donde los métodos alternativos que se desean proponen deben validarse permitiendo determinar problemas relacionados con los procedimientos nuevos.

Como se ilustra en el Cuadro 11 cada símbolo es empleado en el desarrollo del árbol de fallas En la Figura 21. Se representa el esquema base utilizando los símbolos explicados previamente<sup>166</sup>.

---

<sup>166</sup> División de Compensación para Trabajadores, Departamento de Seguros de Texas. El Análisis de Fallas con Diagramas de Árbol. [0]:Texas, Estados Unidos: 2006. P. 2  
PIQUÉ ARDANUYM, Tomás and LAPEÑA, Antonio Cejalvo. NTP 333: Análisis probabilístico de riesgos: Metodología del "Árbol de fallos y errores":1999. P. 2

**Figura 21. Esquema base para árbol de fallas**



Fuente: División de Compensación para Trabajadores, Departamento de Seguros de Texas. El Análisis de Fallas con Diagramas de Árbol. Texas, Estados Unidos: 2006. P. 2

**4.4.4 Análisis de Diagrama de Interrelación (ID).** Planteado por la Sociedad de Desarrollo de la Técnica de Control de Calidad en asociación con la Unión de Científicos e Ingenieros Japoneses (JUSE) en 1976<sup>167</sup>, mencionado de igual forma por Mizuno en su libro Gestión para el Mejoramiento de la Calidad. (Las siete Nuevas Herramientas Qc) publicado en 1988, donde se define como una herramienta que permite la cuantificación de las relaciones entre los factores, por medio de entradas y salidas hacia otros factores<sup>168</sup>.

El diagrama de interrelaciones muestra gráficamente el comportamiento cuando unos factores interactúan unos con otros en el incidente ocurrido. Así mismo, genera un pensamiento en múltiples direcciones para el análisis objetivo de una situación<sup>169</sup>.

El diagrama de interrelación consiste en un conjunto de rectángulos o óvalos en los cuales se localizan frases cortas correspondientes a los factores, las flechas dibujadas representan las relaciones causa- efecto entre los factores, esta flecha

<sup>167</sup> A Mark Doggett. Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection. En: THE QUALITY MANAGEMENT JOURNAL. Oct 1,.vol. 12, no. 4, p. 37

<sup>168</sup> MAHTO,Dalgobind andKUMAR,Anjani. Application of root cause analysis in improvement of product quality and productivity. En: JOURNAL OF INDUSTRIAL ENGINEERING AND MANAGEMENT. Dec 24,.vol. 1, no. 2, p. 17

<sup>169</sup> A Mark Doggett. Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection. En: THE QUALITY MANAGEMENT JOURNAL. Oct 1,.vol. 12, no. 4, p. 38

apunta desde la causa al efecto. Mark Dogget establece dos tipos de formatos descritos en su artículo Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection “El ID puede utilizar formatos cuantitativos o cualitativos. En el formato cualitativo, los factores están simplemente conectados entre sí y la causa raíz se identifica con base a la comprensión intuitiva. En el formato cuantitativo, los identificadores numéricos se utilizan para determinar las relaciones entre los factores y la causa raíz se identifica en función del valor numérico”<sup>170</sup>.

De acuerdo con el libro de Mizuno se realizan los siguientes pasos para su generación:

1. Recopilar la información necesaria para analizar e identificar el problema.
2. Realizar una lluvia de ideas para generar las frases concisas de los factores o causas del problema.
3. Dibujar los rectángulos con las frases una vez alcanzado el consenso del grupo que desarrolla la herramienta para encontrar la causa raíz del incidente presentado.
4. Conectar los factores por medio del análisis entre los factores, donde si se tiene una relación. Identificar cual es la causa y el efecto utilizando las flechas. En la parte superior de cada rectángulo deben anotarse el número de flechas que entran y salen.
5. Reescribir los diagramas repetidas veces para identificar los elementos críticos, es decir, identificar aquellos factores que generen una influencia fuerte sobre otros, los cuales tendrán una flecha en negrita y si la relación es débil una línea punteada.
6. Analizar los rectángulos o óvalos que tengan gran número de flechas salientes ya que podría indicar una causa clave del problema y un rectángulo hacia el cual apunte muchas flechas podrá ser un efecto principal.

Es importante no distraerse con factores intermedios que no influyan en las causas fundamentales; una vez realizada la edición del diagrama de intercalaciones se debe centrar la causa principal o raíz para la solución del incidente<sup>171</sup>.

---

<sup>170</sup> Ibid.,p. 39.

<sup>171</sup>A Mark Doggett. Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection. En: THE QUALITY MANAGEMENT JOURNAL. Oct 1,.vol. 12, no. 4, p. 39  
SMARTDRAW,LLC. Interrelationship Diagram Examples. [Consultado el Octubre 3,2017]. Disponible en: <https://www.smartdraw.com/interrelationship-diagram/>

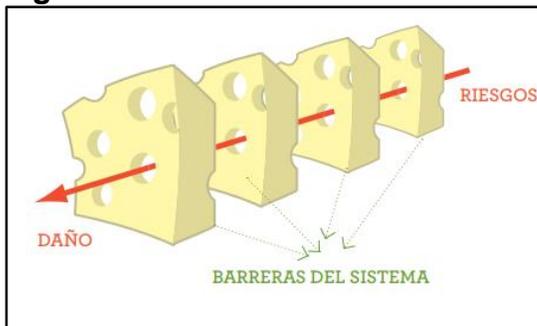
## 4.5 ESTUDIO DE LAS BARRERAS QUE PUEдан PREVENIR DAÑOS

Como quinto paso del análisis de causa raíz, se analizan las barreras presentes en el momento en que ocurre el incidente, estas barreras corresponden a los controles o medidas que se implementan con el objetivo de:

- Prevenir o evitar la ocurrencia de incidentes en el desarrollo del proceso.
- Detectar tempranamente la ocurrencia del incidente.
- Generar acciones de mitigación para minimizar las consecuencias que crean un mayor impacto al momento de la ocurrencia<sup>172</sup>.

Para generar un correcto análisis de las barreras se emplea la herramienta llamada el modelo de James Reason de 1990 (Figura 22), donde se plantea que todo proceso se compone de cinco bloques funcionales o barreras que permiten evitar la materialización del incidente.

**Figura 22. Modelo de Jame Reason para identificación de barreras**



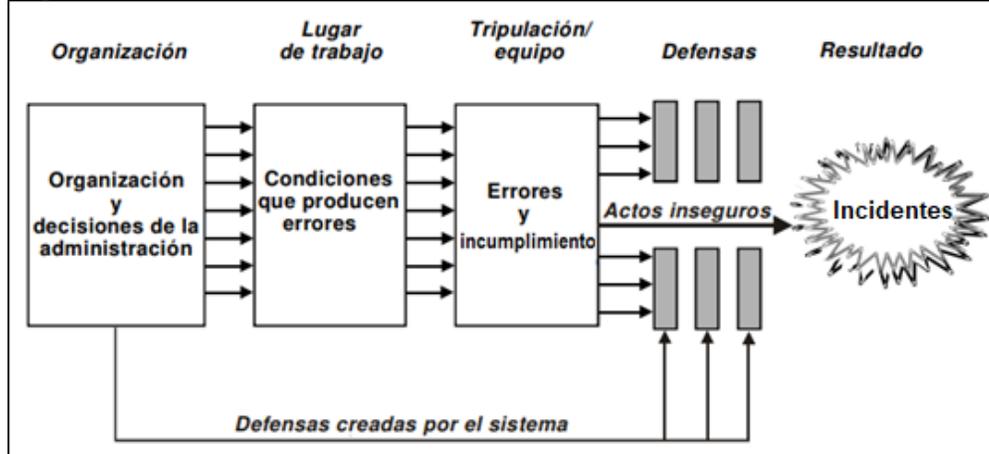
Fuente: ZULMA ORTIZ, María Eugenia and ESANDI, Elsa Andina. El análisis causa-raíz, Buenos Aires: 2011. P. 45.

Como se observa en la Figura 22, cada barrera tiene fallos representados por los agujeros cuya ubicación varía aleatoriamente, en el momento en que estos fallos son alineados se genera el incidente, es decir, se requiere de cierto número de factores para que ocurra el evento como lo son las fallas activas o condiciones latentes explicadas en este capítulo. La Figura 23 representa con mayor detalle cada uno de los bloques encontrados en la teoría de James Reason, llamado modelo de causalidad, permitiendo comprender la interrelación de los factores de la organización y gestión<sup>173</sup>.

<sup>172</sup> ZULMA ORTIZ, María Eugenia and ESANDI, Elsa Andina. El análisis causa-raíz: Buenos Aires: 2011. P. 45.

<sup>173</sup> University Street, Montréal, Quebec, Canada, Organización de Aviación Civil Internacional. Manual de gestión de la seguridad operacional. [0]: Quebec, Canada: tercera Edición 2013, 2013. P. 45

**Figura 23. Modelo de causalidad de los incidentes, James Reason**



Fuente: Organización de Aviación Civil Internacional. Manual de gestión de la seguridad operacional. Español, árabe, chino, francés, inglés y ruso: 2006. P. 45. Modificado por autores

Como se observa en la Figura 23, cada uno de los bloques corresponden a las barreras que evitaren la ocurrencia del incidente. Dentro de los bloques o barreras se encuentran:

- **Organizacionales:** correspondiente a las decisiones del proceso tomadas previamente al desarrollo del procedimiento
- **Lugar de trabajo:** en este bloque se establecen cada una de las condiciones del sistema como operación o económicas.
- **Decisiones operacionales o equipo:** Toma de decisiones o fallos operacionales del equipo o de las personas a cargo del proceso.
- **Bloque de Defensa:** se entiende como un filtro en el cual se pretende dejar los errores o decisiones que lleven a la ocurrencia del incidente.
- **Bloque de los incidentes:** de acuerdo con la teoría de James Reason en este bloque se presentan los incidentes, manifestando las ineficiencias de las defensas previas<sup>174</sup>.

Como se ilustra en la Figura 23 los actos inseguros hacen parte de la ocurrencia del incidente, estos pueden ser el resultado de errores ordinarios, incumplimientos u omisión de procedimientos, relacionados con el personal de operación; atravesando las defensas existentes, para lo cual deben generarse medidas para detectarlas y reducir consecuencias no esperadas<sup>175</sup>.

<sup>174</sup> CHÁVEZ VÁSQUEZ,Guadalupe; Dubón Peniche, María del Carmen and GONZÁLEZ FERNÁNDEZ,Celia Luz. Identificación de riesgos asociados a un modelo organizacional de causalidad de eventos adversos.México, D.F: 2014. P. 5

<sup>175</sup> GARCIA, Vanessa. Modelo de James Reason. [0]. Marzo 13,. [Consultado el Septiembre 11,2017]. Disponible en: <https://prezi.com/gwq9aeljrgx6/modelo-de-james-reason/>

De acuerdo con la teoría del Sueco James Reason, se pueden tener como base para delimitarse las cuatro barreras claves para el análisis de causa raíz descrita en el Cuadro 12.

**Cuadro 12. Tipos de barreras en el análisis causa raíz**

Tipo de Barrera	Definición	Ejemplo
<b>Física</b>	Modificación en los recursos materiales que se realizan para evitar la falla o error de los procesos	Programas Informativos Dispositivos de seguridad Equipos dentro del proceso Dispositivos de protección de fallas Anunciadores o alarmas Ingeniería del diseño
<b>Naturales</b>	Modificación del proceso que incluyan actividades de tiempo, espacio o lugar	Distancia Tiempo Localización
<b>Acción humana</b>	Acciones a cargo de uno o más miembros del equipo para prevenir la ocurrencia de falla o errores del proceso	Comprobaciones
<b>Administrativas</b>	Procedimientos administrativos que se agregan al proceso para reducir la probabilidad de errores	Protocolos procedimientos de mantenimiento y operación Checklist Registros Procedimientos de mantenimiento y operación Capacitación y entrenamiento Calificación del personal Métodos de comunicación Certificación de ingeniero p técnicos Especificaciones técnicas Técnicas de supervisión Políticas y estándares Análisis de peligros Planificación procedimiento del trabajo

Fuente: Comisión Federal de Electricidad; VIDAL LEON,Roberto and ón. Procedimiento para el análisis causa raíz (ACR), de fallas relevantes en equipos, accidentes e incidentes, ocurridos en las instalaciones de CFE. [0]:México: 2008. 64, CHÁVEZ VÁSQUEZ,Guadalupe; Dubón Peniche, María del Carmen and GONZÁLEZ FERNÁNDEZ,Celia Luz. Identificación de riesgos asociados a un modelo organizacional de causalidad de eventos adversos. [0]:México, D.F: 2014. P. 6, ZULMA ORTIZ,María Eugenia and ESANDI,Elsa Andina. El análisis causa-raíz, Buenos Aires: 2011. P. 47

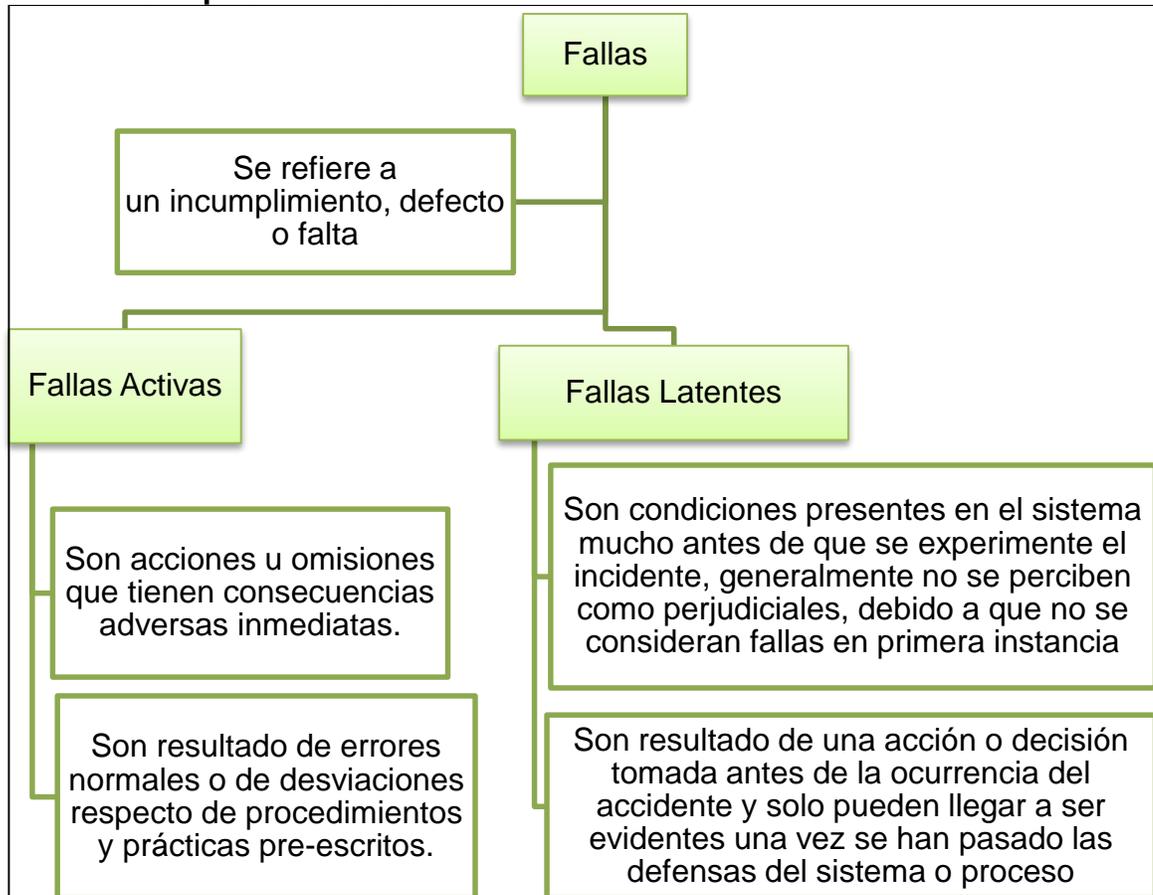
Como se mencionada anteriormente dentro del modelo de James Reason, se establecen dos tipos de fallas. Estas entendidas como el elemento activador que

---

Organización de Aviación Civil Internacional. Manual de gestión de la seguridad operacional. Español, árabe, chino, francés, inglés y ruso: 2006. P. 45-46

genera el incidente, las cuales son: fallas activas y fallas latentes, descritas en el Cuadro 13.

**Cuadro 13. Tipos de fallas**



Fuente: Organización de Aviación Civil Internacional. Manual de gestión de la seguridad operacional. Español, árabe, chino, francés, inglés y ruso: 2006. P. 45-46

Como se observa en el Cuadro 13 la ocurrencia de incidentes puede deberse en fallas activas en las operaciones o fallas latentes generando el quiebre de las defensas de seguridad en la operación del sistema. De acuerdo con el manual de gestión de seguridad operacional, "las fallas latentes pueden heredarse al personal que ejecuta las operaciones tales como crear un diseño deficiente del proceso, equipo o de las tareas; objetivos incompatibles, defectos de organización (comunicaciones internas deficientes); o malas decisiones de la administración (postergación de una cuestión de mantenimiento)"<sup>176</sup>.

<sup>176</sup> Organización de Aviación Civil Internacional. Manual de gestión de la seguridad operacional. Español, árabe, chino, francés, inglés y ruso: 2006. P. 45

#### 4.6 DESARROLLO DE ACCIONES CORRECTIVAS Y ACCIONES PREVENTIVAS

Como sexto paso en la metodología del análisis de causa raíz, se generan las soluciones y planes de acción respecto al incidente, destinadas a crear barreras dentro del proceso y corregir o fortalecer las que no funcionaron adecuadamente<sup>177</sup>. De acuerdo con las bases teóricas, llevaría a un sistema de gestión de calidad efectivo para garantizar procesos de manera exitosa<sup>178</sup>. Por lo tanto, se debe definir y especificar a que corresponden las acciones correctivas y acciones preventivas, las cuales evitan o minimizan el impacto o efectos de un incidente:

- **Acciones correctivas:** Son todas las acciones que se toman una vez sucede la situación para generar el arreglo del problema temporalmente, es decir, que hacen enfoque sobre la situación inmediata, no abordan su causa raíz.

- **Acción preventiva:** Dentro del proceso de generar las acciones preventivas se involucra determinar la causa raíz del incidente para generar un plan de acción sobre la razón del problema y no sobre los efectos generados por el mismo, para lo cual se siguen los siguientes pasos:

1. Definir y revisar el incidente o el problema.
2. Determinar la causa real del incidente o problema.
3. Transformar el problema desarrollando un plan de acción preventivo para evitar su ocurrencia.
4. Llevar el plan a la acción.
5. Revisar la efectividad en la prevención del problema y las acciones tomadas<sup>179</sup>

Cada una de estas acciones se puede ver afectada por factores respecto a la Implementación y a la efectividad descrita en el Cuadro 14.

---

<sup>177</sup> ZULMA ORTIZ, María Eugenia and ESANDI, Elsa Andina. El análisis causa- raíz, Buenos Aires: 2011. P. 52

<sup>178</sup> NIMISHA, Menon; KRISHNANANDA, Kamath and SHABARAYA, A. Conducting root cause analysis and its implementation: a perspective. En: MANIPAL JOURNAL OF PHARMACEUTICAL SCIENCES. Septiembre, .vol. Volumen 2, p. 23

<sup>179</sup> Ibid., p. 24.

**Cuadro 14. Factores en la selección de acciones de control y preventivas**

<b>Factores en la selección de acciones de control y preventivas</b>	
<b>Factores respecto a la Causa- Raíz</b>	Naturaleza de la causa raíz del incidente Interacción entre las causas-raíces que desean solucionar el incidente
<b>Factores respecto a la Implementación</b>	Costo De Implementación Complejidad Tiempo que se requiere para implementarla en los procesos
<b>Factores respecto a la efectividad para reducir la probabilidad de la ocurrencia del evento</b>	Viabilidad Fiabilidad Riesgo Receptividad de los directivos Costos Recursos humanos de la compañía

Fuente: ZULMA ORTIZ, María Eugenia and ESANDI, Elsa Andina. El análisis causa-raíz, Buenos Aires: 2011. P. 50

**4.6.1 Plan de acción.** Una vez realizado el análisis de barreras y la formulación de estrategias de acción y prevención, se elabora un plan de acción con el fin de generar la implementación de las estrategias y así reducir la ocurrencia del incidente, se debe planear, comunicar, implementar y evaluar las acciones.

El plan de acción tiene como objetivo describir las estrategias y establecer el tiempo para evaluar la efectividad de la misma, dentro de los pasos se tiene:

- **Comunicación:** se debe comunicar las estrategias seleccionadas al involucrado teniendo en cuenta lo siguientes incidentes:

- Especificar los cambios en los procesos.
- Evitar generar culpabilidades evitando reacciones negativas en el personal involucrado.
- Identificar u comunicar las acciones de mejora.
- Tener en cuenta los comentarios y sugerencias de las personas incluidas dentro de proceso.
- Generar el compromiso de todos los participantes dentro del plan de acción.
- Establecer el tiempo y responsabilidades del plan de acción.

- **Implementar las acciones:** Las estrategias preventivas y de acción son consideradas una guía para el plan, el cual debe de implementar o llevarse a cabo teniendo en cuenta los obstáculos o inconvenientes respecto a la falta de conocimiento o competencias de los involucrados, que pueden afectar la ejecución del plan.

• **Evaluación:** De la medición de los resultados se permite determinar que tan efectivas son las estrategias formuladas, si las expectativas son cumplidas, o si deben de determinarse nuevas acciones de mejora. La implementación de indicadores son formas válidas para identificar la evolución de los incidentes, y determinar si la meta propuesta en un tiempo determinado tiene el porcentaje de cumplimiento esperado. Otro aspecto a tener en cuenta es el factor humano el cual se debe tener en cuenta para la efectividad del plan de acción, manteniendo trabajo en equipo constante durante todo el proceso. Un plan de acción debe tener lo aspectos como acciones, responsables, tiempo lugar y personal involucrado e impactos para generar tener resultados positivos en la mitigación del incidente<sup>180</sup>.

#### 4.7 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ PARA LOS POZOS DE ESTUDIO

En el presente numeral se encuentra descrito el análisis causa raíz de acuerdo con los pasos descritos en el ...el numeral 4... Para cada uno de los pozos de estudio en los eventos de pérdida de circulación del Campo Castilla.

**4.7.1 Identificación del incidente.** Para la identificación del incidente se seleccionaron los pozos de estudio, teniendo en cuenta la severidad de las pérdidas de circulación presentadas en la sección 8 ½. En la Tabla 3 se detalla para la muestra total de pozos si presentaron pérdidas de circulación, la sección, el volumen, tasa y tiempo de tratamiento de las mismas.

**Tabla 3. Eventos de Pérdidas de Circulación en la muestra de pozos.**

DETALLE	POZOS								
	A	B	B ST 1	E	F	G	H	I	J
PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO
SECCIÓN DE LAS PÉRDIDAS	8 ½	8 ½	8 ½	12 ¼	12 ¼	8 ½	17 ½	N/A	N/A
VOLUMEN DE PÉRDIDA (bb)	1848	18650	2022	100	1812	100	600	N/A	N/A
TASA DE PÉRDIDA (bb/h)	10	140	50	N/R	16	8	N/R	N/A	N/A
TIEMPO DE TRATAMIENTO (días)	13	6	6	N/R	4	1	N/R	N/A	N/A

A partir la Tabla 3, se realizó la selección de los Pozos A, B (incluyendo el sidetrack del Pozo B), pues presentaron pérdidas totales y/o severas. El Pozo A presenta

<sup>180</sup> ZULMA ORTIZ, María Eugenia and ESANDI, Elsa Andina. El análisis causa- raíz, Buenos Aires: 2011. P. 52-55

pérdidas por filtración y pérdidas severas ...Véase el numeral 2.1.1..., el Pozo B presenta pérdidas totales y severas en el pozo original y pérdidas parciales severas en el sidetrack ...véase Cuadro 4 y Cuadro 5...

**4.7.2 Recopilación de la información.** La recopilación de la información se obtiene a partir de los reportes de perforación (Diarios y Finales), Registros de Evaluación de Formaciones, Reporte final de perforación mudlogging y Programas de Perforación, en el Cuadro 15 se describirá que información tiene cada pozo para el posterior análisis de los hechos.

**Cuadro 15. Información obtenida de cada pozo de estudio**

Tipo de informe	Pozo A	Pozo B
<b>(Recap) Reportes diarios de perforación</b>	Si	Si
<b>(Recap) Reportes Finales de perforación</b>	Si	Si
<b>Programa de Perforación</b>	No	Si
<b>Reporte final de perforación Mudlogging</b>	Si	Si
<b>Registros de Evaluación de Formaciones</b>	Si	Si

A partir de los reportes presentados en el Cuadro 15, se tiene distintas fuentes de información para establecer cada uno de los sucesos, causas y efectos ocurridos por el evento de pérdida de circulación en la perforación de los Pozos A y B del Campo Castilla. En el Cuadro 16 se detalla que información presenta cada uno de los archivos.

**Cuadro 16. Descripción de cada informe representativo para el estudio del incidente de pérdidas de circulación**

Tipo de informe	Descripción del informe	Información de interés
<b>(Recap) Reportes diarios de perforación</b>	Se presenta la información detalla de cada actividad realizada en la perforación día a día describiendo los eventos y las acciones operacionales que se realizaron para controlarlos, lo cual permite obtener para las pérdidas de circulación los volúmenes de pérdidas diarios y acumulados.	<p>Volumen de pérdidas diario y acumulado</p> <p>Profundidad de inicio de pérdidas de circulación.</p> <p>Profundidad de aplicación de las píldoras</p> <p>Tasa de circulación-ROP.</p> <p>Descripción de los eventos en función de la profundidad y tiempo.</p> <p>Decisiones operacionales.</p> <p>Tipo de BHA utilizado en la zona de 8 ½.</p>

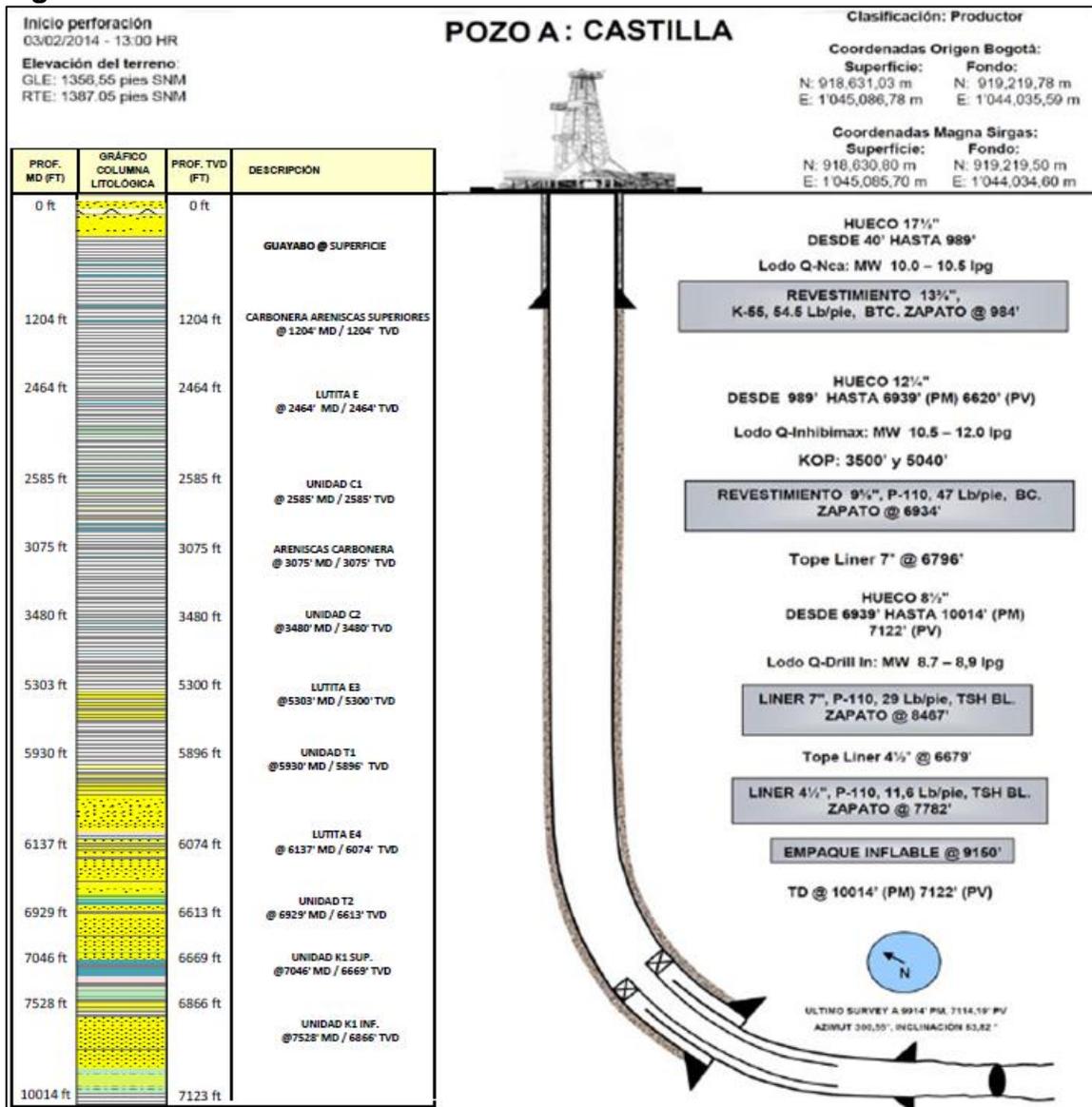
**Cuadro 16. (Continuación)**

Tipo de informe	Descripción del informe	Información de interés
<b>(Recap) Reportes finales de perforación</b>	Este informe presenta lo resultados finales de cada una de las secciones en la operación de fluidos de perforación y las actividades de manera resumida que se realizaron.	Volúmenes totales de pérdidas Profundidad del evento de pérdida. Acciones de control frente al evento de pérdida de circulación. Tipo de fluido utilizado en la sección de 8 ½. Reporte de costos
<b>Programa de Perforación</b>	Es un informe en el cual se describe el plan de perforación a ejecutar, incluyendo la información del número de secciones y profundidades respectivamente, las especificación para realizar la perforación direccional, factores de diseño( diámetro de tuberías, brocas), requerimientos en revestimiento, fluidos de perforación, equipo de control de pozo (cabezal y preventoras), operación de cementación, los registros eléctricos requeridos, lecciones aprendidas, aspecto de HSE y responsables y compañías.	Aditivos químicos empleados en el fluido de perforación.  Propiedades del fluido.  Estrategias de limpieza en los pozos.  Estrategias operacionales preventivas.  Profundidad de las secciones.  Características del BHA.
<b>Reporte final de perforación mudlogging</b>	Es un informa final que describe la información del pozo, descripción de la prognosis geológica y topes reales después de la perforación por medio de las muestras de pozo, resumen operación en cuanto a datos de perforación (brocas, registros, operación de cementación) y manifestación de hidrocarburos.	Descripción geológica de las formaciones.  Estado mecánico del pozo
<b>Registros de Evaluación de Formaciones</b>	Presenta los registros de cada uno de los parámetros que se utilizaron la perforación, la litología con respecto a la profundidad.	Relación de los incidentes respecto a la profundidad y a los parámetros de perforación.
	Registro de incidentes: Presenta la descripción de cada uno de los eventos en la perforación respecto a la profundidad y los parámetros de perforación.	Tipo de litología respecto a la profundidad.

**4.7.3 Resultado del Diagnóstico Causa Raíz del Pozo A.** En el presente numeral se mencionarán la recopilación de información para el Pozo A específicamente, el mapa de los sucesos en la perforación de la sección 8½ y el análisis de la información del evento de pérdida de circulación.

**4.7.3.1 Recopilación de la información.** Se cuenta con el estado mecánico del Pozo A, para conocer las secciones en las que se perforó el pozo, identificar los topes, establecer la profundidad de la Unidad K1 Inferior (unidad en la que se reportan las pérdidas de circulación).

**Figura 24. Estado mecánico del Pozo A**



Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte final de Perforación Mudlogging del Pozo A.

En la Tabla 4 se presenta de forma resumida las formaciones perforadas con sus respectivos topes, la densidad del fluido y el ECD con las que se perforó cada intervalo, así como la densidad equivalente de presión de poro.

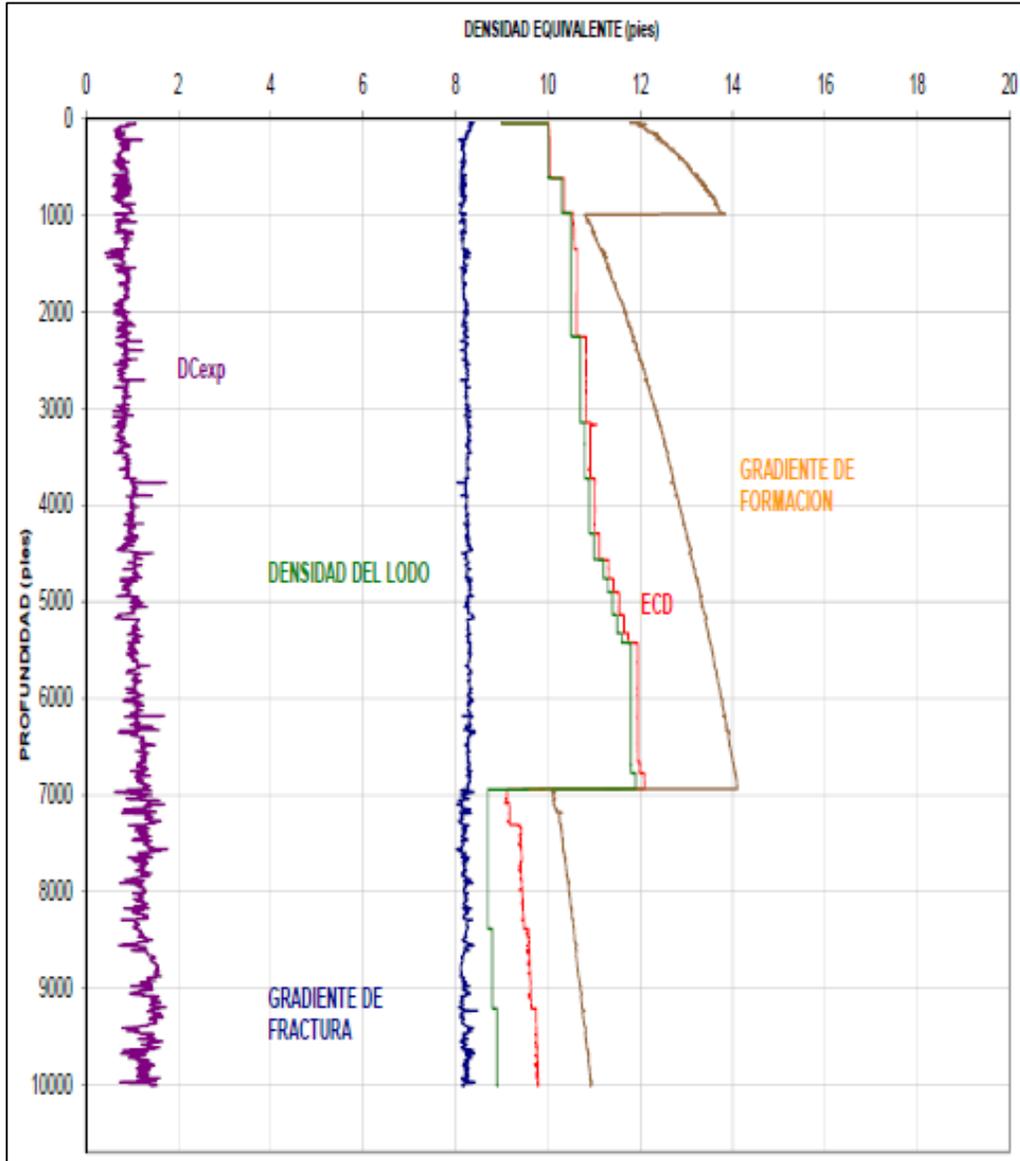
**Tabla 4. Resumen de Presiones por formación del Pozo A**

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD INTERVALO PM (ft)	MW, (lpg)	ECD, (lpg)	PRESIÓN DE PORO, (lpg)	GRADIENTE DE FRACTURA (ppg)	
<b>Guayabo</b>	Sup. – 1204'	10.0 – 10.5	10.1 – 10.59	8.20	10.6	
<b>Carbonera</b>	Areniscas Superiores	1204' – 2464'	10.5 – 10.7	10.59 – 10.82	8.25	11.51
	Lutita E	2464'-2585	10.7	10.82-	8.26	11.9
	C1	2585' – 3075'	10.7	10.82	8.26	12.225
	Areniscas de Carbonera	3075' – 3480'	10.7 – 10.8	10.82 – 10.92	8.27	12.53
	C2	3480' – 5303'	10.8 – 11.5	10.92 – 11.65	8.28	13.01
	Lutita E3	5303' – 5930'	11.5 – 11.8	11.65 – 11.95	8.29	13.575
	T1	5930' – 6137'	11.8	11.95	8.30	13.8
	Lutita E4	6137' –6929'	11.8 - 12.0	11.95 – 12.15	8.35	14
<b>T2</b>	6929'-7046'	8.7	9.40	8.18	14.15	
<b>K1 Superior</b>	7046'-7528'	8.7	9.1 – 9.4	8.2	11.375	
<b>K1 Inferior</b>	6465 – 10101	8.7 – 8.9	9.9	8.22	10.815	

Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte final de Perforación Mudlogging del Pozo A.

Como se detalla en la Tabla 4, el ECD se mantuvo todo el tiempo, por encima de la presión de poro, (dato que suministraba el reporte final). Para conocer más al detalle la ventana operativa de perforación se muestra en el Gráfico 6 el gradiente de la formación, el gradiente de fractura y la correspondiente ECD y densidad del fluido de perforación con las que se perforó el Pozo A.

**Gráfico 6. Ventana Operativa del Fluido de Perforación del Pozo A**



Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte final de Perforación Mudlogging del Pozo A.

En el Gráfico 6 se detalla que el ECD y la densidad del fluido de perforación se mantuvieron entre los gradientes de formación y fractura en todo momento, por lo se hace necesario realizar un análisis más detallado para establecer las causas de los eventos de pérdida de circulación en este pozo.

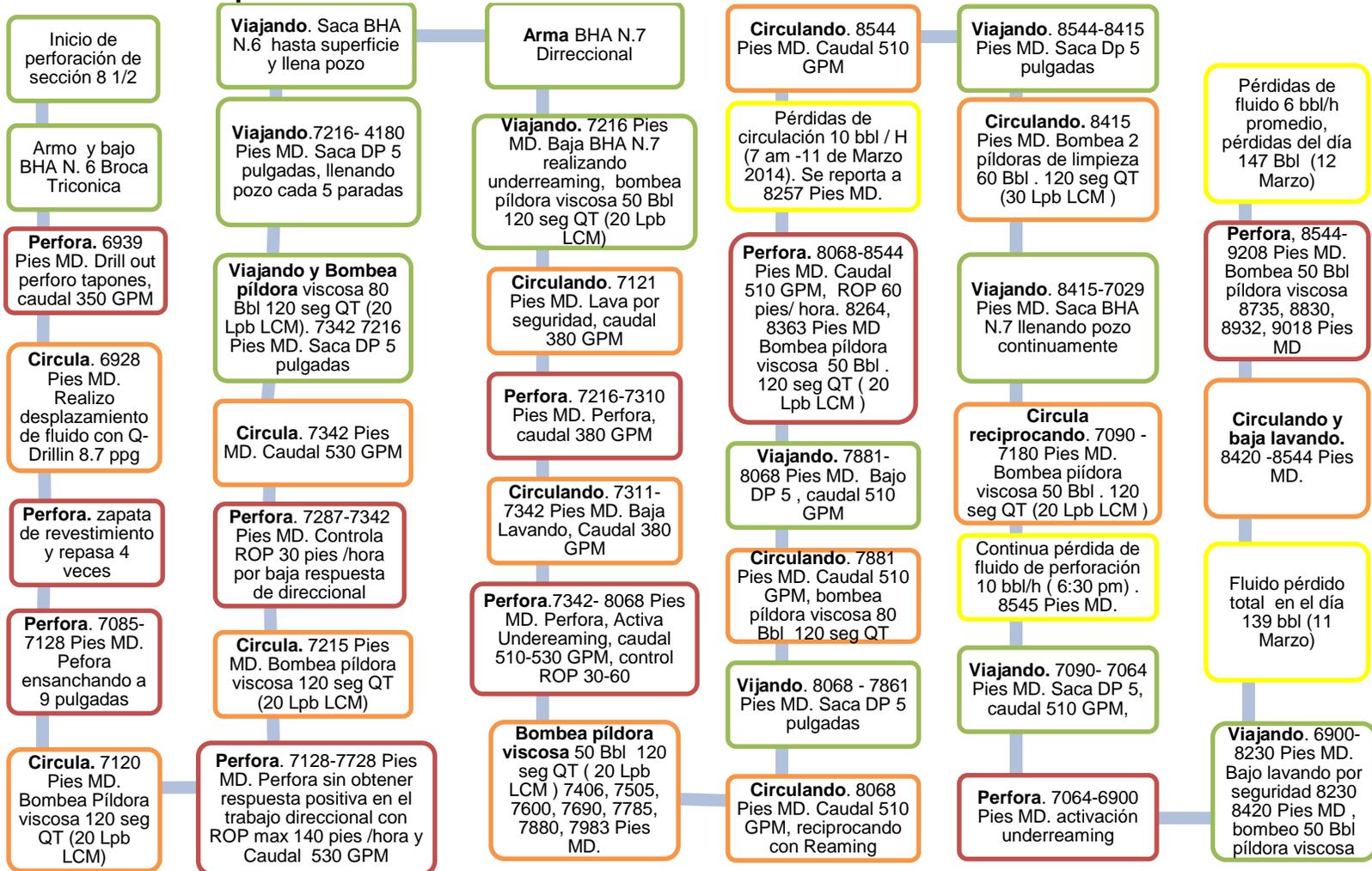
**4.7.3.2 Mapa de los hechos o sucesos ocurridos del Pozo A.** Una vez descrita y revisada la información necesaria para el análisis causa raíz en el evento de pérdida de circulación, se realiza el diagrama de proceso para identificar los sucesos ocurridos durante el evento de pérdida. Esto con el fin de identificar las operaciones dentro del proceso general de perforación de la sección 8½. En el Cuadro 17 se explican las convenciones de color correspondiente a cada operación y su respectiva descripción.

**Cuadro 17. Convenciones para los diagramas de procesos en la perforación de la sección 8½**

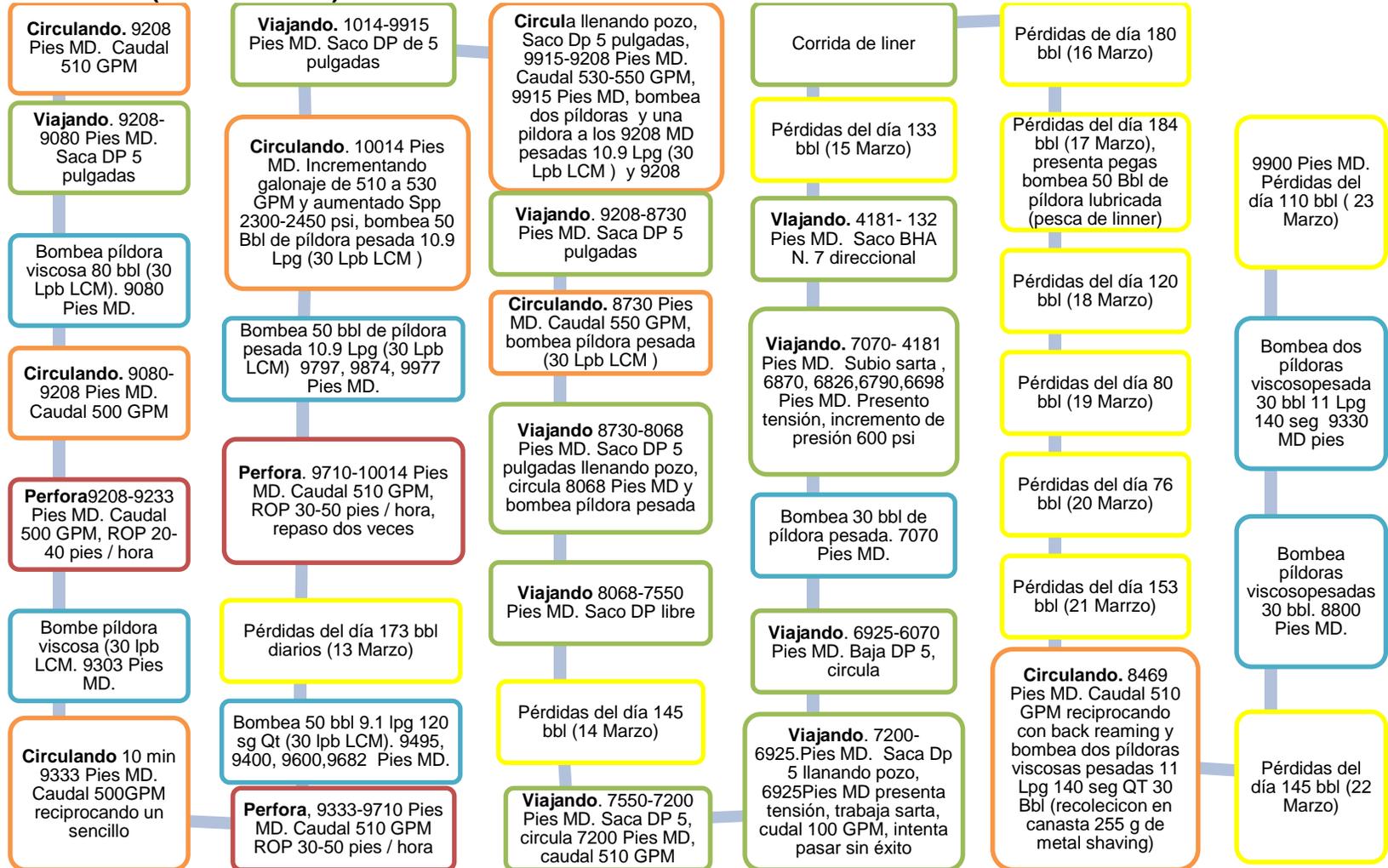
<b>Operación</b>	<b>Descripción de la Operación</b>	<b>Color</b>
<b>Viajando</b>	Corresponde a la bajada o subida a superficie de la sarta de perforación a través del hueco con el fin de cambiar alguna herramienta del BHA. En ocasiones se menciona lo viajes cortos, los cuales tiene el objetivo de calibrar el hueco.	
<b>Perforando</b>	Correspondiente al aumento de pies en la perforación en la sección 8 ½, en los cuales se especifican ROP y Caudal.	
<b>Circulando</b>	Son operaciones que consisten en: desplazamiento de fluido, bombeo de fluido en el pozo para optimizar la limpieza del mismo o bombear píldoras de material de pérdida de circulación.	
<b>Posibles estrategias</b>	Son las barreras de control (acciones de control) empleadas en el momento que ocurre el evento de pérdida de circulación, con el fin de mitigar o disminuir los barriles perdidos en la formación y continuar con una perforación controlada en cuanto a problemas de pérdidas de fluido de perforación.	
<b>Reportes de pérdidas de fluido de perforación</b>	Son los reportes de pérdida de circulación realizados en los reportes diarios y finales de perforación, en los cuales se mencionan los barriles acumulados por días o la tasa de perdida por horas.	

Una vez definida las convenciones en el Cuadro 17, son empleadas en el Cuadro 18 donde se menciona el paso a paso del proceso de perforación en la sección 8 ½, correspondiente al mapa de eventos para el Pozo A.

**Cuadro 18. Descripción de los eventos del Pozo A**



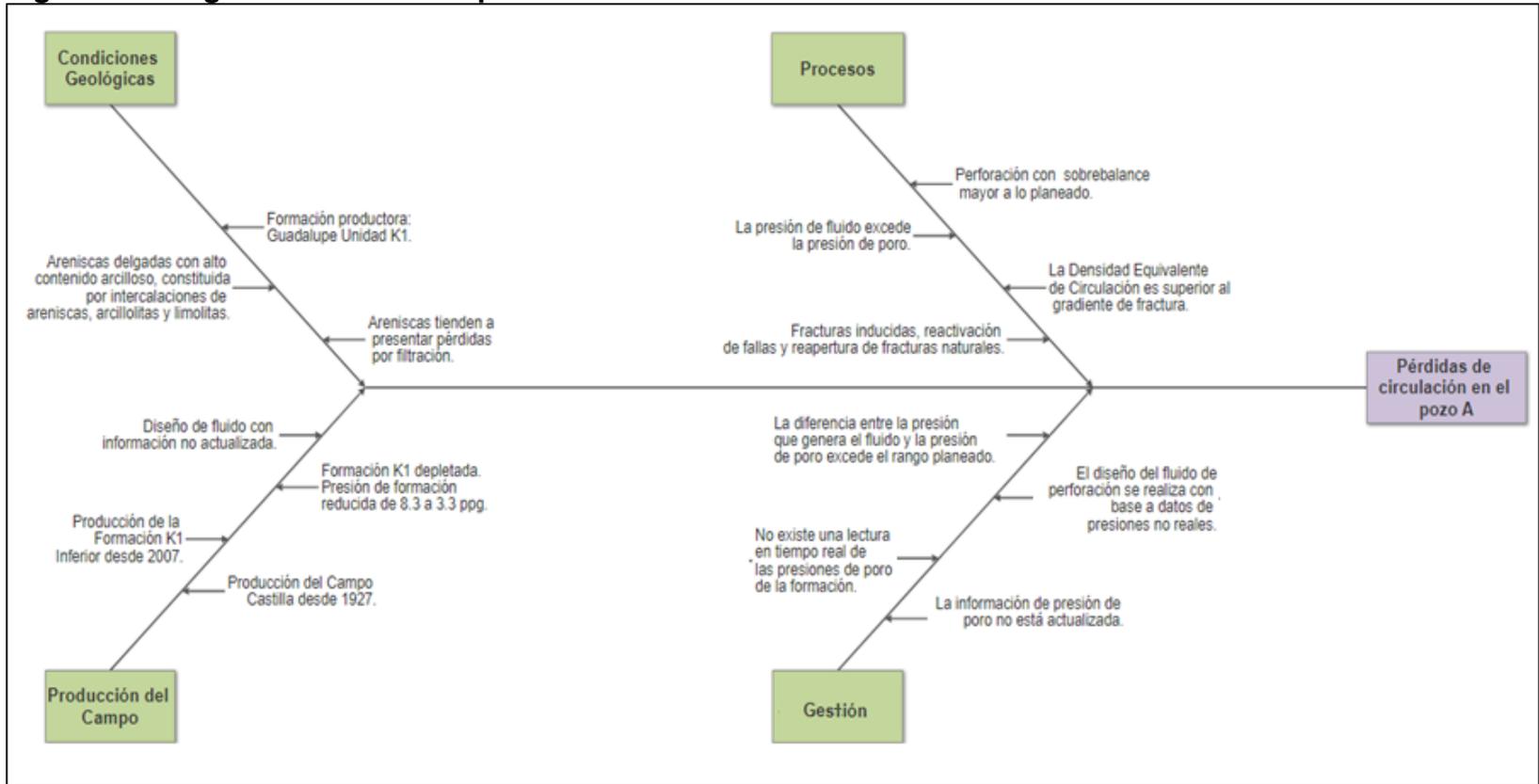
**Cuadro 19. (Continuación)**



De acuerdo con el análisis realizado con base en el diagrama de procesos de la perforación de la sección 8½ del Cuadro 18, se determina que la perforación se efectuó con parámetros controlados como ROP y caudal. Una vez presentada la pérdida por filtración se logra un control mediante el uso de píldoras que permite continuar con la perforación, no obstante, al no lograr un control total de las pérdidas, continuaba latente la pérdida de fluido en la formación; lo cual durante el desarrollo de otras operaciones y eventos como: la terminación de la sección, los viajes de BHA y la pega de la tubería de producción, generaron un total de 1848 barriles perdidos, que resultan finalmente en pérdidas severas, causando daño a la formación e incrementos en los costos de la sección.

**4.7.3.3 Análisis de la información.** De acuerdo con la teoría propuesta para el análisis de causa raíz, uno de los métodos para la identificación de la causa principal es el Diagrama de Ishikawa. Para el Pozo A se muestra en la Figura 25, en el que se identificaron principalmente cuatro conjuntos de problemas relacionados con las condiciones geológicas, la producción del campo, la gestión y los procesos.

Figura 25. Diagrama de Ishikawa para el Pozo A



Como se observa en Figura 25, de los cuatro conjuntos de problemas, el primero de ellos está relacionado con las condiciones geológicas de la formación, específicamente la Unidad K1 Inferior. Esta unidad está conformada por areniscas delgadas con intercalaciones de arcillolitas y limolitas, lo que coincide con las tasas de pérdida presentadas, pues las areniscas y las limolitas tienden a presentar pérdidas por filtración<sup>181</sup>.

Otro de los problemas es el grado de depletamiento de la formación. Se ha demostrado para el Campo Castilla que en algunas zonas presentan una reducción de la presión de la formación (en valores de densidad) desde los 8.3 a los 3.3 ppg; esto se debe principalmente a la producción del yacimiento, que para la Unidad K1 inició en 2007<sup>182</sup>. Este grado de depletamiento no es reportado en los registros de mudlogging, lo que sería una explicación a los fenómenos de pérdidas de circulación pues la selección de la densidad del fluido de perforación se realizaría con base a una presión de la formación desactualizada.

El conjunto de problemas de gestión administrativa y financiera se relaciona con la obtención de información verídica durante el proceso de planeación el pozo. Dentro de la información suministrada, la presión de poro de la formación no coincide con las investigaciones recientes. No tener información actualizada de la presión de la formación conlleva a la existencia de un sobrebalance considerable, teniendo en cuenta que la diferencia entre la presión de la formación y la presión que ejerce el fluido es un factor crítico en los eventos de pérdida de circulación.

Lo anteriormente mencionado lleva al cuarto conjunto de problemas, este se relaciona con los procesos. Al tener una presión de la formación menor a la esperada, el sobrebalance será significativamente mayor a lo planeado, llevando a que posiblemente el ECD supere los gradientes de fractura y se generen fracturas inducidas, o que ocurran otros fenómenos indeseables como la reactivación de fallas y reapertura de fracturas naturales, que también son factores causales de los eventos de pérdida de circulación.

**4.7.3.4 Tipos de barreras empleadas en el Pozo A.** Las barreras empleadas en el evento de pérdida de circulación en el Pozo A se describirán en el Cuadro 20, donde se menciona la descripción y comentarios respecto a las estrategias de control empleadas, además de incluir su efectividad para la reducción o mitigación del caudal de pérdida de fluido hacia la Unidad K1 Inferior.

---

<sup>181</sup> GHALAMBOR, Ali, et al. Integrated Workflow for Lost Circulation Prediction. En: SPE INTERNATIONAL SYMPOSIUM AND EXHIBITION ON FORMATION DAMAGE CONTROL. SPE 168123, p. 8

<sup>182</sup> LLIDGE, Edgar, et al. Ant Tracking Seismic Attribute and Its Application to Detect Discontinuities Areas That Threaten to Present Lost Circulation Events - Case Study in Castilla Field. En: SUSTAINABLE HEAVY OIL EXPLOITATION, INNOVATION AND GEOMECHANICAL CONTRIBUTIONS. p. 2

**Cuadro 20. Barreras empleadas evento de pérdidas de circulación en el Pozo A**

Nombre de la Barrera	Descripción de barrera empleada	Comentarios
<b>Barrera preventiva</b>	Tener la densidad del fluido de perforación entre 8.7 y 8.9 ppg <sup>183</sup>	La información con la que se diseñó el fluido de perforación para la sección de 8 ½ no considera el factor de reducción de gradiente de poro y el gradiente de fractura reducido debido a la producción de la Unidad K1 Inferior, por lo tanto, la densidad del fluido de perforación genera una sobrepresión mayor a la planeada.
<b>Barrera de control</b>	Bombeo de píldoras viscosas y / o píldora pesada 10.9 Lpg con 30 Lpb de material de pérdida de circulación de la siguiente forma: 10 Lpb de Q Fiber con 20 Lpb de Carbonato de calcio de diferente granulometría para puentear las arenas de la Unidad K1 Inferior <sup>184</sup> .	<p>No adecuada selección de estrategias de control debido a desconocimiento de las verdaderas causas de la pérdida de circulación.</p> <p>Tratamiento de los efectos instantáneos ocurridos por el evento de pérdida de circulación y no sobre la causa raíz del problema.</p> <p>Otra posible causa del fallo es respecto al árbol de decisiones en el cual se representa una solución generalizada para los pozos en el Campo Castilla y no específica para la causa particular del Pozo A (Unidad K1 Inferior depletadas, pérdidas por filtración por presencia de areniscas).</p> <p>Limitación de concentración de material para pérdida de circulación debido a los requisitos mínimos para el funcionamiento adecuado de las herramientas direccionales<sup>185</sup>.</p>

<sup>183</sup> LOPEZ,N., *et al.* Reporte Final de Fluidos de Perforación, Pozo A. [0]:Bogotá D.C: 2014. 13

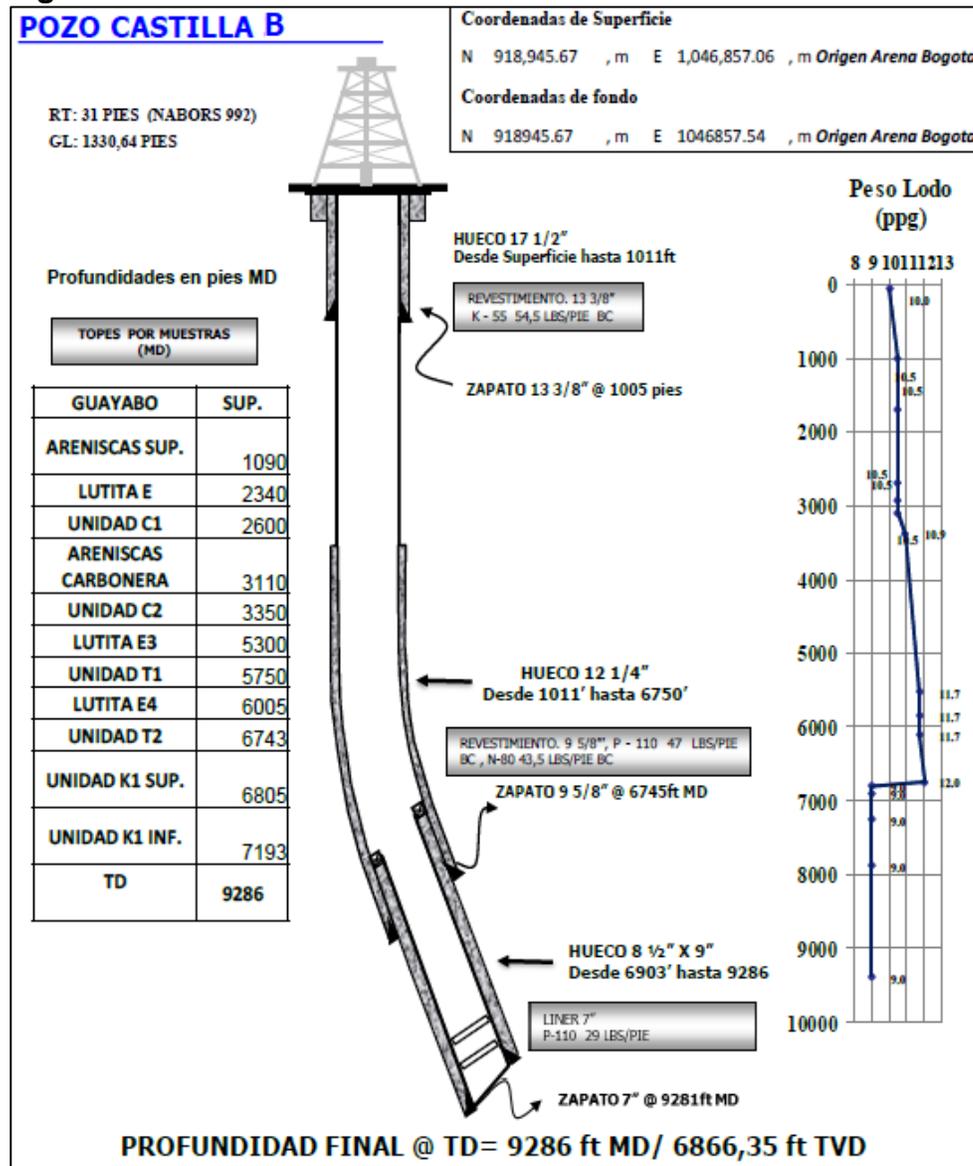
<sup>184</sup> Ibid., p. 15

<sup>185</sup> D.J. AHong; GARY,Teixeira andU.B. Singh. Successful Use of a Modified MWD Tool in a High-Concentration LCM Mud System. En: SPEIADC DRILLING CONFERENCE HELD IN AMSTERDAM SPE DRILLING AND COMPLETION. Marzo,.no. SPE 25690, p. 1-2 Schlumberger. XBolt Accelerated drilling servide. Bogotá D.C: 2017. 2

**4.7.4 Resultado del diagnóstico causa raíz Pozo B.** En el presente numeral se mencionarán la recopilación de información para el Pozo B específicamente, el mapa de los sucesos en la perforación de la sección 8½ y en análisis de la información del evento de pérdida de circulación.

**4.7.4.1 Recopilación de la información.** Como se realizó para la recopilación de la información en el Pozo A, el estado mecánico del Pozo B correspondiente a la **Figura 26** es analizado con el fin de identificar el tipo de pozo, los topes, diámetros de BHA, entre otros.

**Figura 26. Estado mecánico del Pozo B**



Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte final de Perforación Mudlogging del Pozo B.

Adicionalmente se presenta el resumen de la densidad del fluido de perforación, el ECD y densidad equivalente de presión de poro para el Pozo B en la Tabla 5.

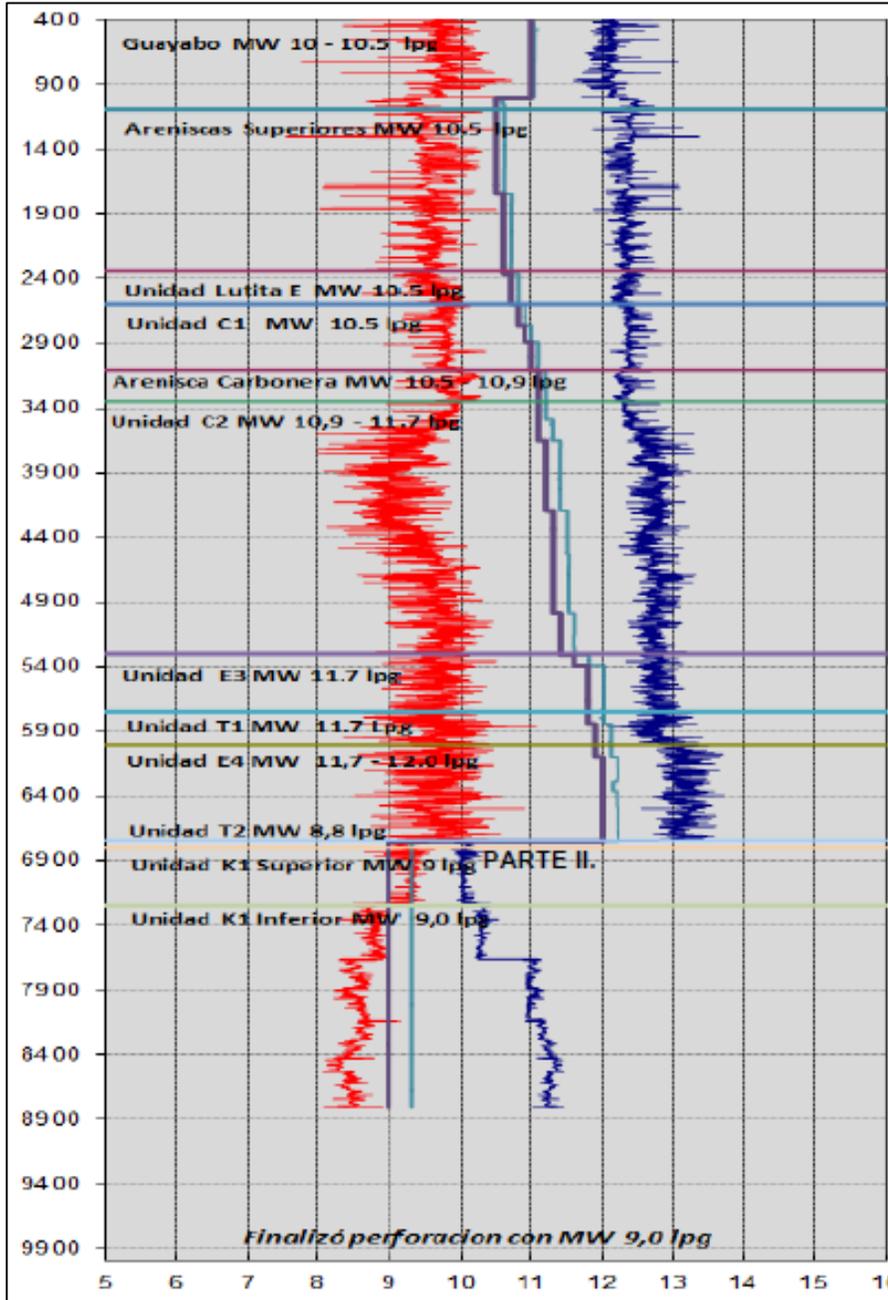
**Tabla 5. Resumen de Presiones por formación del Pozo B**

FORMACIÓN		PROFUNDIDAD INTERVALO PM (ft)	MW, (lpq)	ECD, (lpq)	PRESIÓN DE PORO, (lpq)	GRADIENTE DE FRACTURA (ppg)
<b>Carbonera</b>	Areniscas Superiores	1090' – 2340'	10.5 - 10.6	10.6- 10.7	7.5 – 10.51	12.3
	Lutita E	2340 – 2600	10.6 – 10.7	10.7 - 10.8	8.6-10.2	12.3
	C1	2600' – 3110'	10.8 – 11	10.9- 11.1	8.9-10.3	12.36
	Areniscas de Carbonera	3110' – 3350'	11.1	11.2	9 -10.3	12.383
	C2	3350' – 5300'	11.1 – 11.6	11.2 – 11.8	9 – 10.4	12.6625
	Lutita E3	5300' – 5750'	11.6- 11.8	11.8- 12	8.9 -10.48	12.8
	T1	5750' – 6005'	11.8- 11.9	12- 12.1	8.8 -11.0	12.76
	Lutita E4	6005' – 6743'	11.9- 12	12.1- 12.2	8.8 -10.8	12.92
<b>T2</b>	6743' – 6802'	9.0	9.3	9 – 10	11	
<b>K1 Superior</b>	6805' – 7250'	9.0	9.3	8.7 – 9.7	10.05	
<b>K1 Inferior</b>	7250' – 8811'	9.0	9.3	8.1 – 9.3	10.796	

Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte final de Perforación Mudlogging del Pozo B.

Teniendo en cuenta la información de la Tabla 5, se ilustra en el Gráfico 7, los gradientes de presión de poro y de fractura para el Pozo B, en este caso relacionándolos con cada uno de los toques de las formaciones por las que atravesó el pozo.

**Gráfico 7. Ventana operativa del Fluido de perforación del Pozo B**

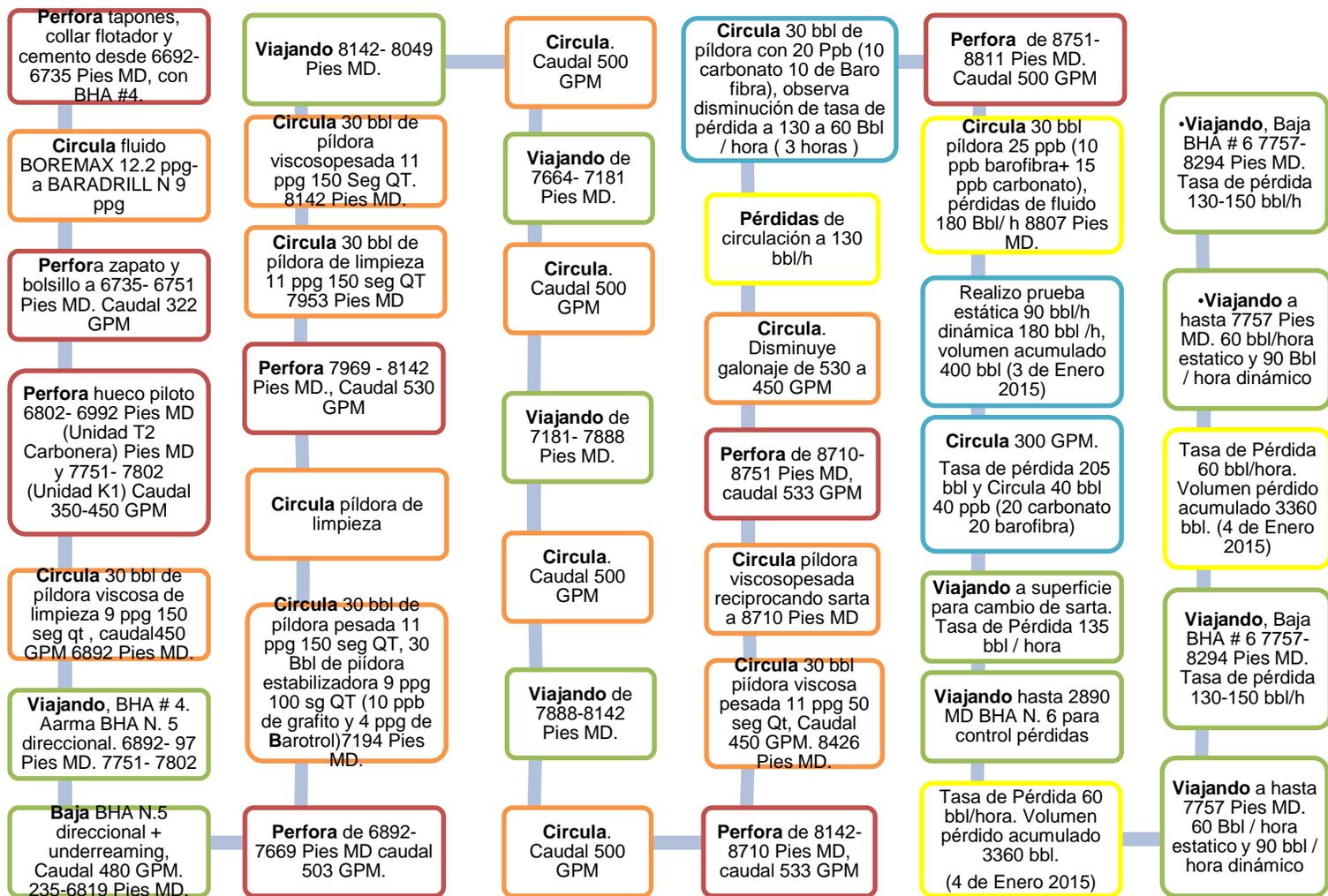


Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte final de Perforación Mudlogging del Pozo B.

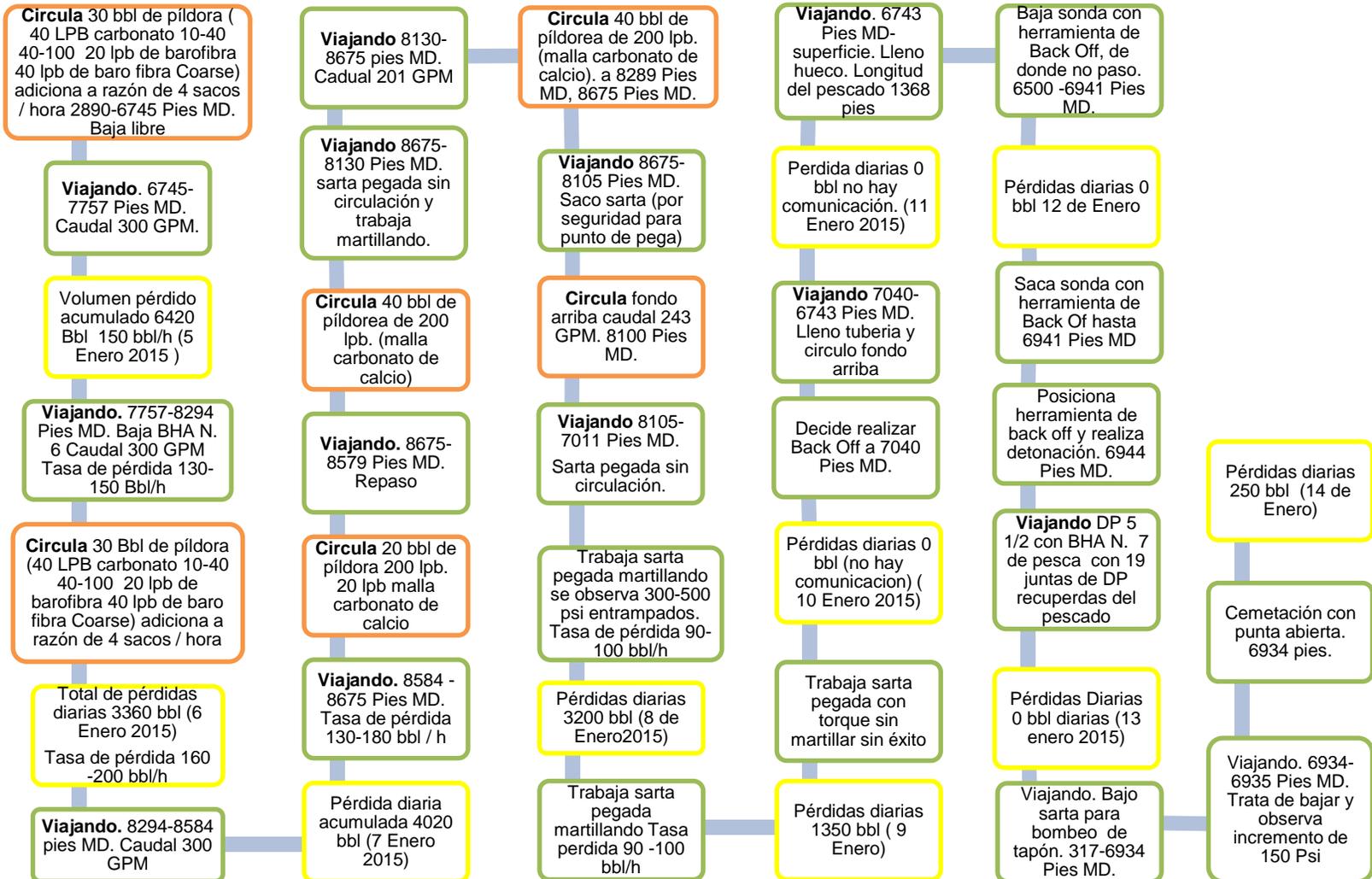
El Gráfico 7 muestra el gradiente de presión de poro (línea roja) y el gradiente de la formación (línea azul). La línea violeta y azul claro representan la densidad del fluido de perforación y el ECD respectivamente. Se evidencia que las ventanas operativas para el Pozo A y el Pozo B son muy similares, por lo que se podría decir que existe una correlación cercana entre ambos pozos.

**4.7.4.2 Mapa de los hechos o sucesos ocurridos del Pozo B.** Una vez identificada y revisada la información necesaria para en análisis causa raíz para el evento de pérdida de circulación, se realiza el diagrama de proceso (Cuadro 21) para conocer el desarrollo de los eventos ocurridos en la pérdida de circulación en el Pozo B, son empleadas de igual forma las convenciones del Cuadro 17.

**Cuadro 21. Descripción de los eventos del Pozo B**



**Cuadro 21. (Continuación)**

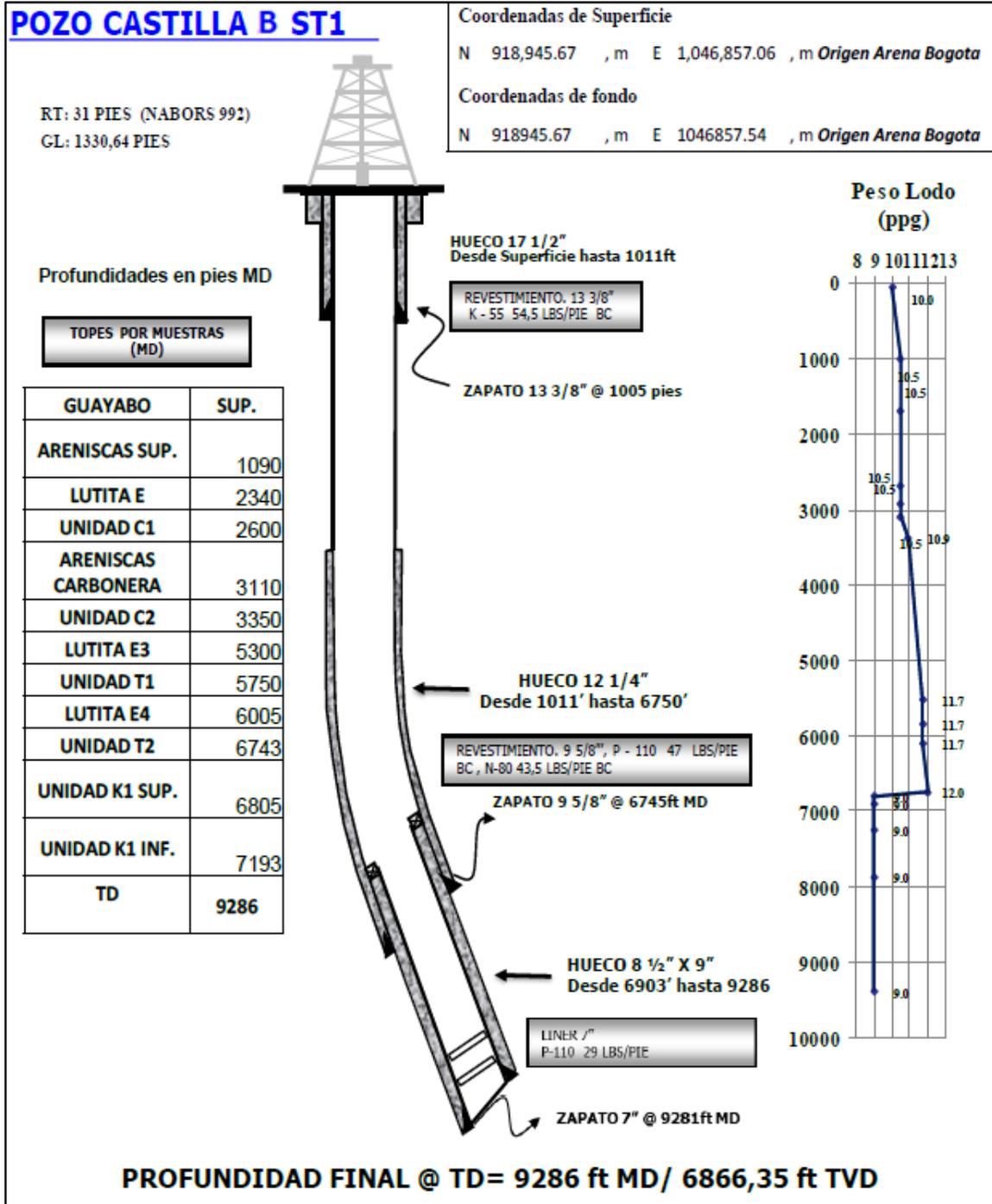


Una vez realizado el Cuadro 21 que corresponde a los eventos ocurridos en la perforación de 8 ½ del pozo, se puede concluir que fue una operación con una serie de sucesos que complican el éxito de la terminación de la sección, inicialmente se perfora con BHA que tiene un broca de 6,75 pulgadas y se ensancha el hueco a 9 pulgadas lo cual pudo generar una inestabilidad hueco y problemas de derrumbe en el pozo. Posteriormente se presenta una pega de tubería por empaquetamiento, se pierde el retorno del fluido. Al final las pérdidas de circulación totales fueron entre los 60 y 200 bbl/h y pérdidas severas por un total de 18650 bbl perdidos. De igual forma se detallan las estrategias de control, siendo el uso de las píldoras, las cuales no generan un control efectivo de la tasa de pérdida, lo cual complica en gran medida la operación exitosa del Pozo B.

**4.7.4.3 Resultado del diagnóstico causa raíz Pozo B ST1.** En el presente numeral se mencionarán la recopilación de información para el Pozo B ST1 específicamente, el mapa de los sucesos en la perforación de la sección 8½ y en análisis de la información del evento de pérdida de circulación.

- **Recopilación de la información:** En el caso específico del Pozo B se realiza un sidetrack como solución a una pega de tubería. La Figura 27 representa el estado mecánico del Pozo B ST1, donde al igual que el Pozo A y B se identifican los topes de las formaciones y de los revestimientos, el diámetro respectivo de cada sección y qué formaciones son perforadas.

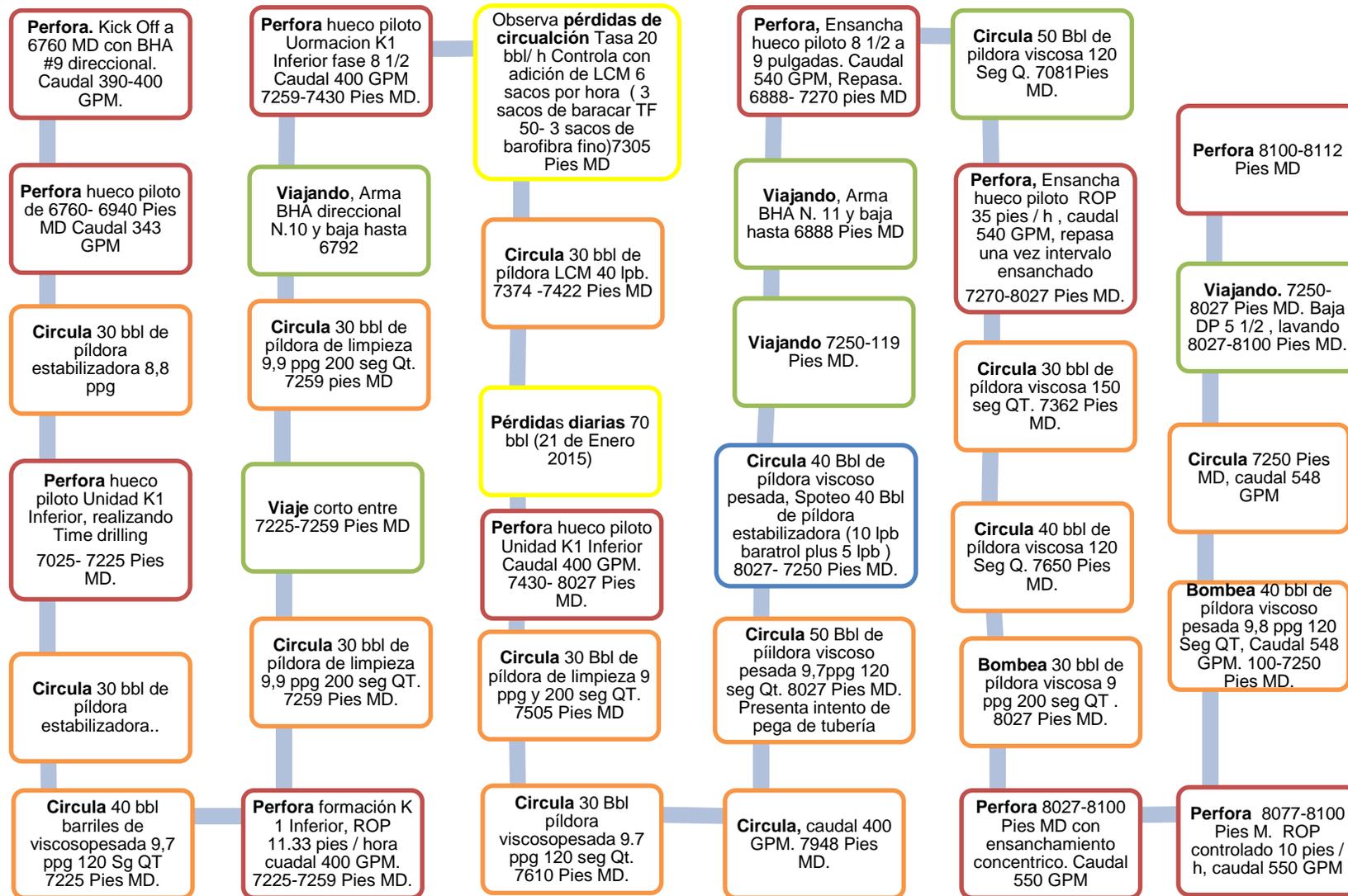
Figura 27. Estado mecánico del Pozo B ST1



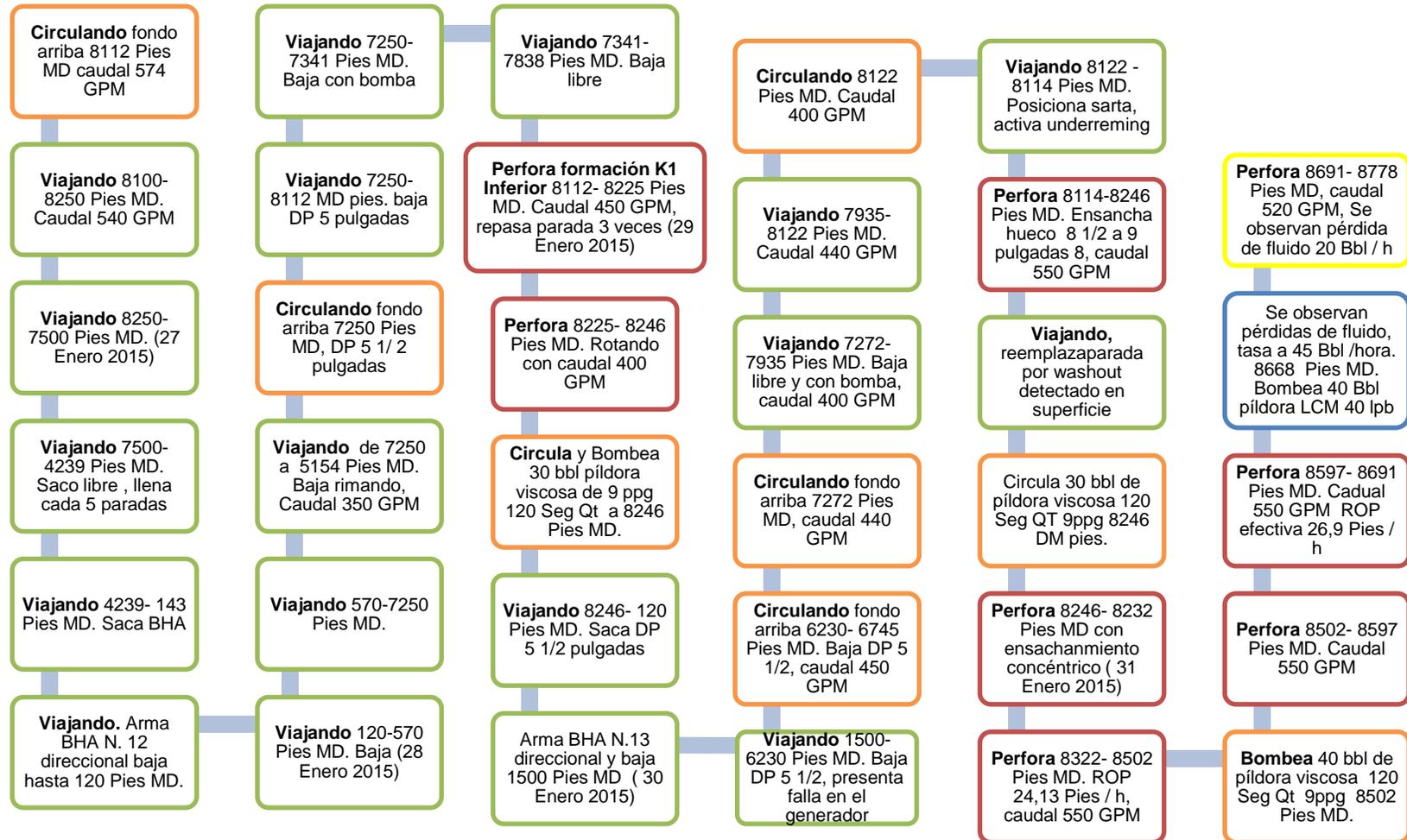
Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte final de Perforación Mudlogging del Pozo B.

- **Mapa de los hechos o sucesos ocurridos del Pozo B ST1:** De igual forma que para el Pozo B es importante revisar e identificar los eventos ocurridos en la perforación del sidetrack, con el fin de establecer los sucesos relevantes y tener el desarrollo de los acontecimientos, pues es parte fundamental de la metodología del análisis causa raíz para el incidente pérdidas de circulación, el cual se ilustra en el Cuadro 22.

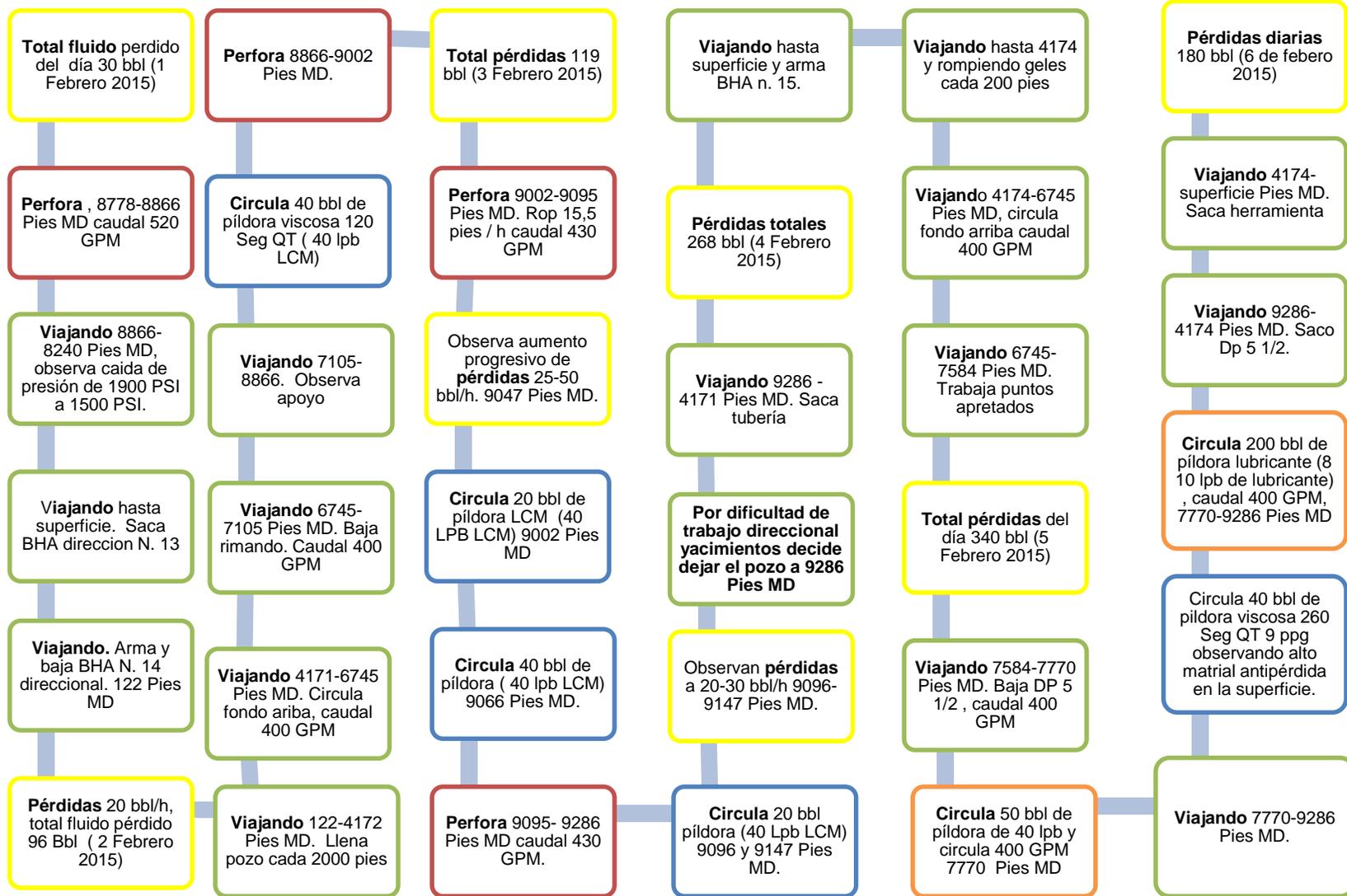
**Cuadro 22. Descripción de los eventos del Pozo B ST1**



**Cuadro 22. (Continuación)**



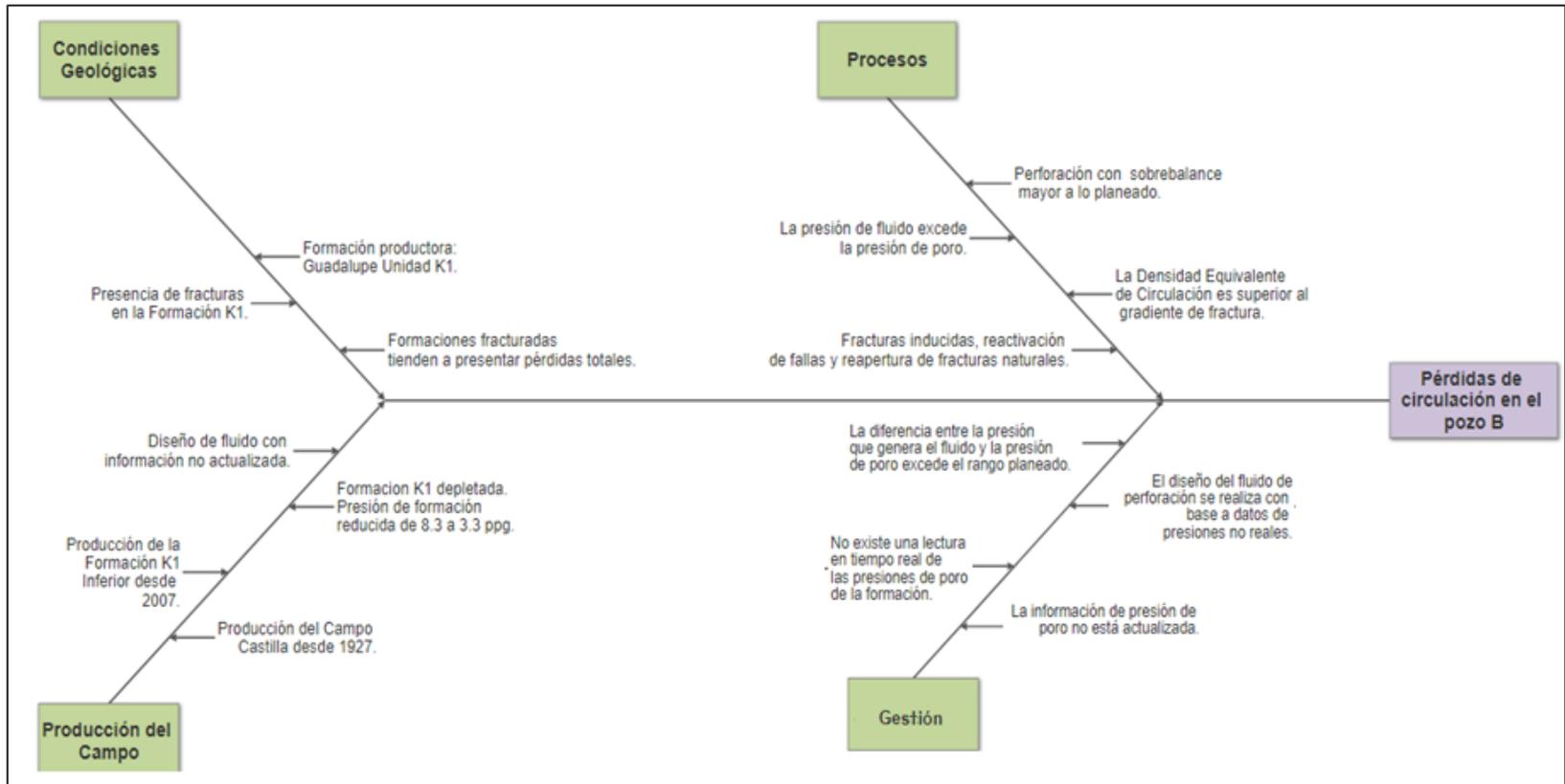
**Cuadro 22. (Continuación)**



El Cuadro 22 permite el análisis los eventos ocurridos en la perforación del Pozo B ST1, donde se tiene que las lecciones aprendidas del Pozo B son aplicadas para la realización del sidetrack, ya que se emplea un BHA con una broca de 8,5 pulgadas a ensanchamiento de 9 pulgadas reduciendo la inestabilidad de hueco. Se emplea una válvula de circulación y no se presenta ningún tipo de pega de tubería. Respecto al evento de pérdida de circulación se inicia con una pérdida de circulación de 20 bbl/h correspondiente a pérdidas parciales, con la adición de las píldoras con material de control de pérdidas de genera un intervalo de pérdidas de 20 a 55 bbl/h y un total de 2022 barriles perdidos, aunque siguen siendo pérdidas totales y severas se logra una reducción de 16628 barriles perdidos.

**4.7.4.4 Análisis de la información.** Se presenta al igual que para el Pozo A, el diagrama de Ishikawa correspondiente al análisis del Pozo B, en la Figura 28. Se establecen de nuevo los cuatro conjuntos de problemas: Condiciones geológicas, gestión, procesos y producción del campo. Debido a que el Pozo B y el Pozo A presentan eventos similares en el mismo campo, se mantienen aquellas causas de las ramas correspondientes a gestión, procesos y producción del campo. Sin embargo, existe una gran diferencia entre las tasas de pérdida, por lo que se realiza un análisis enfocado hacia las condiciones geológicas.

Figura 28. Diagrama de Ishikawa para el Pozo B



Como se detalla en la Figura 28, se presentan las causas que llevan a la ocurrencia de los eventos de pérdida. A pesar de que los Pozos A y B, presentan ciertas causas comunes, la tasa de pérdida de circulación, que para el Pozo B llegó hasta los 200 bbl/h, indica que la causa de este efecto indeseado no es por la presencia de areniscas. De hecho, las pérdidas con altas tasas de pérdidas se relacionan con formaciones cavernosas o con presencia de grandes y/o numerosas fracturas<sup>186</sup>. A pesar de que no se tenía un registro de imágenes del Pozo B, se ha comprobado la existencia de fracturas naturales en el Campo Castilla, presentando una densidad de fractura entre los 1 y 3 fracturas por pie, con una apertura aparente entre 1 y 9 mm<sup>187</sup>.

**4.7.4.5 Tipos de barreras empleadas en el Pozo B.** Dentro de la metodología para el análisis de la causa raíz en el evento de pérdida de circulación en el Pozo B, se desarrolla el quinto paso correspondiente a: identificar las barreras que fueron empleadas, las cuales se encuentran en el Cuadro 23, donde se menciona el tipo de barrera empleada, la descripción de la barrera (en que consiste dicha estrategia) y el grado de éxito, al haber alcanzado el objetivo de mitigar o reducir los volúmenes de fluido de perforación perdido en la formación.

**Cuadro 23. Barreras empleadas evento de pérdidas de circulación en el Pozo B**

Nombre de la Barrera	Descripción de barrera empleada	Comentarios
<b>Barrera preventiva</b>	Se controla la densidad del fluido para evitar un alto ECD que induzca pérdidas de circulación, para lo cual se planea tener la densidad del fluido de perforación máximo en 9 a 9,1 ppg <sup>188</sup>	La información con la que fue diseñado el fluido de perforación para la sección de 8 ½ no considera el factor de reducción de gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura, reducido debido a la producción de la Unidad K1 Inferior, por lo tanto, la densidad del fluido genera una sobrepresión mayor a la planeada.

<sup>186</sup> GHALAMBOR. Op. cit., p. 8.

<sup>187</sup> MATEUS, Jefferson; ARIAS, Henry and SANCHEZ, Edwin. Critically Stressed Fracture Analysis to Evaluate Mud Losses Mechanism in Castilla Field, Colombia. En: SUSTAINABLE HEAVY OIL EXPLOITATION, INNOVATION AND GEOMECHANICAL CONTRIBUTIONS. p. 2

<sup>188</sup> SUAREZ, Wilson. Informe Sección 17 ½" de Fluidos de Perforación Y Completamiento Pozo Castilla B ST 1.: Bogotá D.C: 2015, p.39

**Cuadro 23. (Continuación)**

Nombre de la Barrera	Descripción de barrera empleada	Comentarios
<p align="center"><b>Barrera preventiva</b></p>	<p>El fluido BARADRIL-N fue empleado en la perforación de la sección 8 ½ por su mínima cantidad de sólidos, que evitan el daño hacia la formación y permite la aplicación de carbonato de diferente granulometría en conjunto con el BAROFIBRE (utilizado únicamente en eventos de pérdidas de circulación). Este material de control de pérdida puede usarse en la zona de producción, minimizando los daños a la formación, siendo éste de fácil remoción en las actividades de completamiento<sup>189</sup>.</p>	<p>El fluido permite su aplicación en conjunto con el material designado para controlar las pérdidas de circulación, no obstante, las pérdidas de fluido de perforación a la formación no son controladas en su totalidad.</p> <p>No adecuada selección de estrategias de control debido a desconocimiento de las verdaderas causas de la pérdida de circulación.</p>
	<p>PBL o Sub de Circulación</p>	<p>Se tiene en cuenta en el sidetrack como parte de las lecciones aprendidas en la perforación del Pozo B. La válvula PBL o sub de circulación es empujada en el ensamblaje del BHA direccional con el fin de evitar el cambio de BHA para bombear material de pérdida en mayores concentraciones.</p>

<sup>189</sup> SUAREZ, Wilson. Informe Sección 17 ½" de Fluidos de Perforación Y Completamiento Pozo Castilla B ST 1.: Bogotá D.C: 2015, p.10

**Cuadro 23. (Continuación)**

<b>Nombre de la Barrera</b>	<b>Descripción de barrera empleada</b>	<b>Comentarios</b>
<p align="center"><b>Barrera de control</b></p>	<p>Se utilizan píldoras de control de pérdida de fluido de la siguiente forma a lo largo de la perforación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 30 bbl de píldora con 20 Lpb (10 carbonato, 10 de Baro fibra).</li> <li>• 30 bbl píldora 25 Lpb (10 Lpb barofibra, 15 Lpb carbonato).             <ul style="list-style-type: none"> <li>• 40 bbl 40 Lpb (20 carbonato, 20 barofibra)</li> </ul> </li> <li>• 30 bbl de píldora (40 Lpb carbonato (M10-40 40-100), 20 Lpb de barofibra, 40 Lpb de baro fibra Coarse.</li> <li>• 20 bbl de píldora 200 Lpb (60 Lpb carbonato (M10-40), 60 Lpb Carbonato (M40-100), 40 Lpb Barofibra Coarse, 20 Lpb malla carbonato de calcio)</li> <li>• 40 bbl 200 Lpb (60 Lpb carbonato (M10-40), 60 Lpb carbonato (M40-100), 20 Lpb Barofibra Coarse, malla carbonato de calcio)</li> </ul>	<p>Inicialmente se observa una disminución de la tasa de pérdida de 130 a 60 bbl / hora (3 horas), pero posteriormente la tasa de pérdida de circulación se mantiene entre 60 a 200 bbl/hora en los próximos 6 días.</p> <p>Los tratamientos realizados no generan un tratamiento adecuado sobre la causa raíz del problema, pues atacan los efectos instantáneos.</p> <p>Posible causa del fallo respecto al árbol de decisiones en el cual se representa una solución generalizada para los pozos en el Campo Castilla sin tener en cuenta las particularidades del Pozo B (Unidad K1 Inferior depletada, pérdidas severas por presencia de fracturas).</p>

**Cuadro 23. (Continuación)**

Nombre de la Barrera	Descripción de barrera empleada	Comentarios
<p align="center"><b>Barrera de control</b></p>	<p>Disminuyó Tasa de Circulación de 530 GPM/ 2270 PSI A 450 GPM/1790 PSI<sup>190</sup></p>	<p>De acuerdo con el programa de perforación en caso de tener pérdidas de circulación se plantea controlar la ROP de 25-30 Ft/h y el caudal en un rango de 380-440 GPM, lo cual favorece la cantidad de fluido perdido en la formación.</p> <p>La disminución de estos parámetros se ve restringido por los caudales mínimos de circulación durante la perforación y viajes.</p> <p>Teniendo en cuenta la cantidad de cortes adicionales que pueda estar generando el ensanchador<sup>191</sup> es necesario proveer una limpieza óptima para evitar problemas operacionales posteriores, lo que también representa una restricción de la disminución de parámetros.</p>
	<p>Uso de BHA N. 6 convencional para bombear píldoras LCM con alta concentración y/o especializadas, controlar la rata de perdida y poder continuar con la operación planeada<sup>192</sup>.</p>	<p>Como requisitos para el adecuado funcionamiento de la herramienta direccional, se tiene la limitación de concentración de material para pérdida de circulación<sup>193</sup>, haciéndose necesario el cambio del BHA por tratamiento de perdías severas, no obstante, no se llega a emplear debido a que ocurre una pega de tubería e implica hacer un sidetrack.</p>

<sup>190</sup> ECOPETROL S.A. Daily Executive Report, Pozo B.:Bogotá D.C: 2015, p 85

<sup>191</sup> DAVILA BARON,Rolando andMORALES CASTRO,Andrea. Programa de Perforación Y Completamiento CA B.&nbsp;: Bogotá D.C: 2014, 32

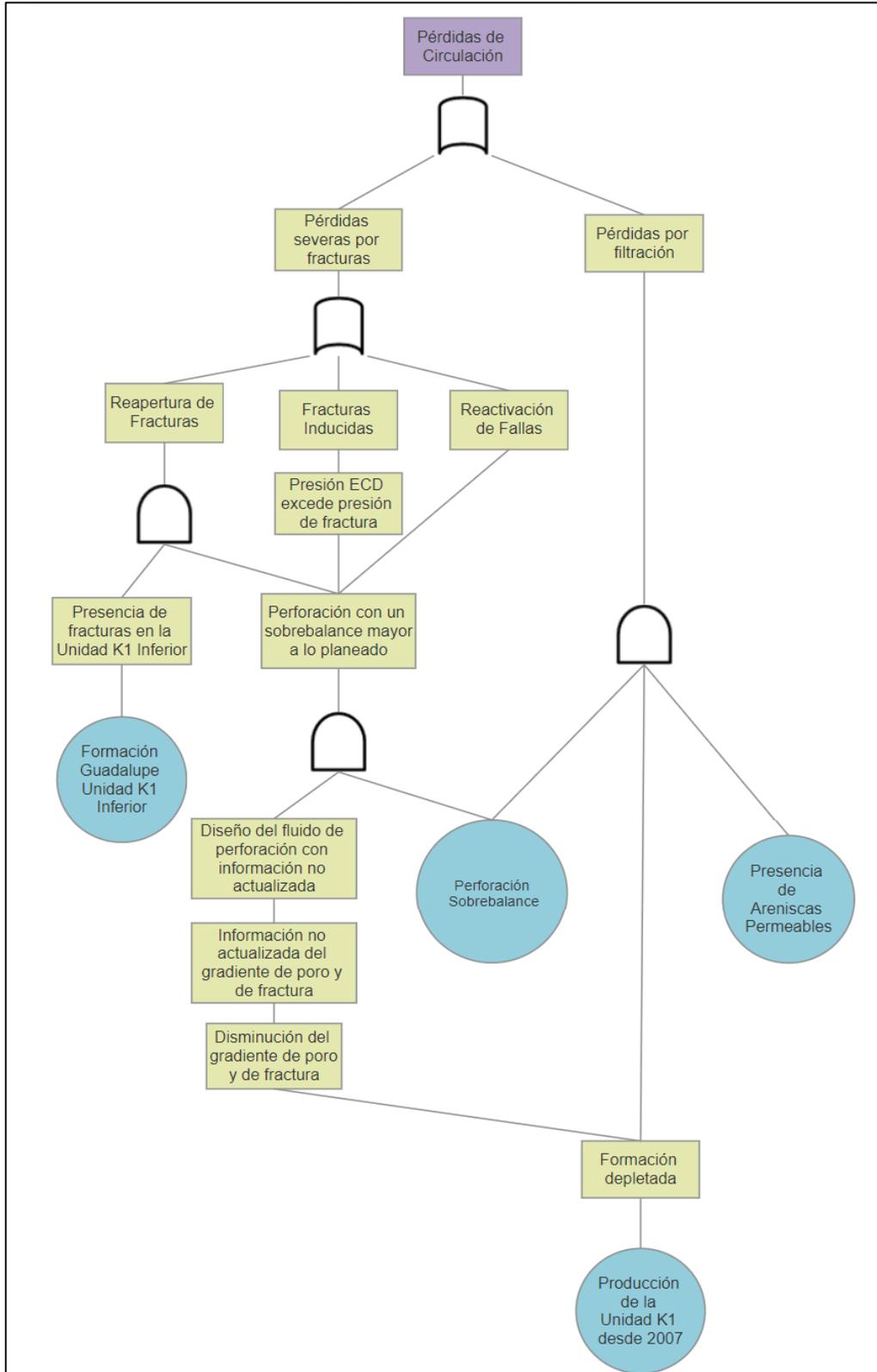
<sup>192</sup> Ibid., p. 31

<sup>193</sup> D.J. AHong; GARY,Teixeira andU.B. Singh. Successful Use of a Modified MWD Tool in a High-Concentration LCM Mud System. En: SPEIADC DRILLING CONFERENCE HELD IN AMSTERDAM SPE DRILLING AND COMPLETION. Marzo,.no. SPE 25690, p. 1-2

Halliburton Baroid. STOPPIT LCM stops oil-based fluids losses in horizontal wellbore. En: CASE HISTORY LOST CIRCULATION MATERIALS HALLIBURTON. no. H09685, p. 1

**4.7.5 Análisis de la información para el Pozo A y B.** Una vez recopilada la información, realizado el mapa de los sucesos, generado el análisis del incidente ocurrido para cada pozo por medio de la herramienta de causa y efecto (Diagrama de Ishikawa), y determinar que barreras fueron empleadas se utiliza la herramienta Árbol de Fallas, encontrado en la Figura 29.

**Figura 29. Árbol de Fallas para los Pozos A y B**



El diagrama de Árbol de Fallas encontrado en la Figura 29, representa el análisis de eventos no deseados para los Pozo A y B, el cual permite identificar la causa raíz y posteriormente en el desarrollo del presente documento, el plan de mejoramiento en conjunto con las estrategias de control y prevención que generan una solución sobre la causa fundamental.

El Árbol de Fallas parte desde el evento negativo localizado en la parte superior correspondiente a las pérdidas de circulación, posteriormente por medio de las convenciones descritas en el Cuadro 11 se van especificando los sucesos que conllevan a que se presente dicho evento negativo. Como se observa en la Figura 29 se tiene que las pérdidas severas por fracturas o las pérdidas por filtración conllevan a las pérdidas de circulación, para generar una explicación clara de dicho diagrama se explicara la rama correspondiente a perdidas por filtración y posteriormente la rama correspondiente a pérdidas severas por fracturas.

Para generar pérdidas por filtración en la Unidad K1 Inferior se requiere de perforación sobre balance (práctica común realizada en el Campo Castilla donde el fluido de perforación excede la presión de poro de la formación perforada<sup>194</sup>), formaciones depletadas (los yacimientos agotados tienen una reducción de la presión de poro lo cual da como resultado una reducción del gradiente de fractura<sup>195</sup>) y presencia de areniscas permeables (de acuerdo a la teoría esa una típica formación que presenta perdidas por filtración correspondiente a pérdidas de fluido menores a 10 bbl/h<sup>196</sup>); respecto a las formaciones depletados su causa directa es la producción de la Unidad K1 Inferior desde 2007 el cual es represando como un circulo, ya que es un evento base en el árbol de fallas y no requiere más desarrollo o divisiones, es decir, no hay puertas o eventos debajo del evento base como lo es también la presencia de areniscas permeables.

Respecto al análisis realizado se concluye que las reaperturas de fracturas, fracturas inducidas o reactivación de fallas conllevaría a un pérdida severa por fracturas, para ocasionar una reapertura de fractura se requieren dos eventos que deben ocurrir al tiempo, correspondiente a la presencia de fracturas naturales en la Unidad K1 Inferior y la perforación con un sobrebalance mayor a lo planeado; la causa de las presencia de fracturas naturales en la Unidad K1 Inferior es una causa inherente a la Formación Guadalupe misma (representada por el símbolo circulo), no obstante la perforación con sobrebalance mayor a lo planeado comprende dos

---

<sup>194</sup> Fuente: LOZANO SALAZAR, Viera, et al. Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones de bajo- balance. Aplicación al Campo Castilla, p 1

<sup>195</sup> Yongcun, Feng Jhon F, Jones K.E, Gray. A Review on Fracture-Initiation and -Propagation Pressures for Lost Circulation and Wellbore Strengthening. En: SPE DRILLING AND COMPLETION. Junio, p. 1

<sup>196</sup> GHALAMBOR, Ali, et al. Integrated Workflow for Lost Circulation Prediction. En: SPE INTERNATIONAL SYMPOSIUM AND EXHIBITION ON FORMATION DAMAGE CONTROL. SPE 168123, p. 8

causas operacionales, las cuales son el diseño del fluido de perforación con información no actualizada y la perforación sobrebalance.

La causa que genera el diseño de un fluido con información no actualizada corresponde a que, el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura de la formación que se tienen en consideración para el diseño de la ventana operativa del fluido de perforación no son los actualizados de la formación. Teniendo en cuenta que el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura se ven reducidos por la producción desde el 2007<sup>197</sup> de la Unidad K1 Inferior, a un valor 3.3 ppg en algunas zonas<sup>198</sup>, si no se realiza el diseño del fluido con este valor, se realizaría un control y planeación no adecuada de los pozos a perforar. Por esta razón se considera la causa raíz del incidente de pérdida de circulación ya que una vez recopilada y analizada toda información, acciones como mantener la densidad del fluido en rangos de 8,9 -9 ppg y el envío de píldoras de material de control de pérdida (que incluyen fibras y carbonato de calcio) son procedimientos adecuados para gradientes de presión de poro de 8,1 a 9.3 ppg. Sin embargo, como se explicó anteriormente, estos valores no corresponden a los gradientes que tiene la formación actualmente en el momento de perforar la Unidad K1 en la Formación Guadalupe. Por consiguiente, las estrategias de control que se realizan en el momento en que ocurre la pérdida de fluido sólo corresponden a un tratamiento a los efectos inmediatos de un problema que pudo prevenirse o controlarse de forma efectiva con anterioridad.

---

<sup>197</sup> ILLIDGE, Edgar, et al. Ant Tracking Seismic Attribute and Its Application to Detect Discontinuities Areas That Threaten to Present Lost Circulation Events - Case Study in Castilla Field. En: SUSTAINABLE HEAVY OIL EXPLOITATION, INNOVATION AND GEOMECHANICAL CONTRIBUTIONS. p. 2

<sup>198</sup> Ibid., p. 2

## 5. ANÁLISIS DE IMPACTOS

A continuación, se realizará el análisis de impactos generados por las pérdidas de circulación en los pozos de estudio. Para esto se hará uso de las herramientas descritas en el capítulo de análisis de causa raíz, como el diagrama de interrelación y el árbol de realidad actual. Posteriormente se desarrollará un análisis sobre los impactos más representativos, seleccionados a partir de los resultados de las herramientas de análisis.

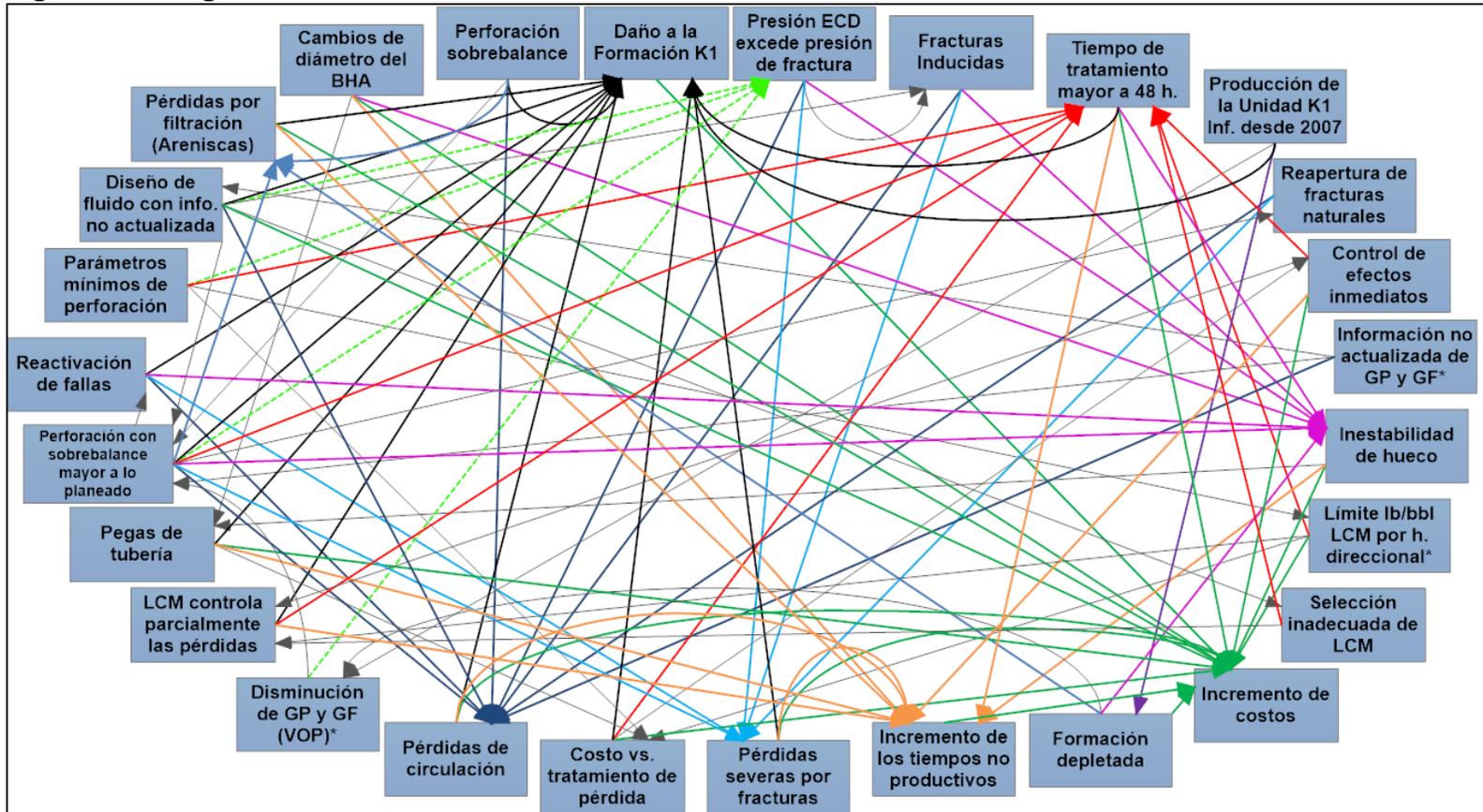
Para el diagrama de interrelación se tuvo en cuenta aquellos eventos que inciden en las pérdidas de circulación o que son efectos que producen directa o indirectamente. Estos eventos son seleccionados a partir de los mapas de eventos presentados en el capítulo anterior y se enlistan en el Cuadro 24.

**Cuadro 24. Eventos seleccionados para el diagrama de interrelación**

EVENTOS	
Incremento de costos	Reapertura de fracturas naturales
Daño a la Formación K1	Pegas de tubería
Incremento de los tiempos no productivos	Formación deplemada
Inestabilidad de hueco	Reactivación de fallas
Tiempo de tratamiento mayor a 48 horas	Producción de la Unidad K1 desde 2007
Pérdidas severas por fracturas	Información no actualizada de Gradiente de Poro y Gradiente de Fractura
Costos totales vs. tratamiento de pérdida	Pérdidas por filtración (Areniscas)
Disminución de Gradiente de Poro y Gradiente de Fractura	Límite lb/bbl LCM por herramienta direccional
LCM controla parcialmente las pérdidas	Cambios de diámetro del BHA
Presión ECD excede presión de fractura	Perforación sobrebalance
Fracturas Inducidas	Parámetros mínimos de perforación
Control de efectos inmediatos	Perforación con sobrebalance mayor a lo planeado
Selección inadecuada de LCM	Diseño de fluido con información no actualizada

Los eventos presentados en Cuadro 24 se ubican en forma de red y mediante flechas se unen entre sí representando las relaciones causa causa-consecuencia. Debido al número de eventos analizados, la red desarrollada tiende a ser compleja, como se observa en la Figura 30.

Figura 30. Diagrama de interrelación



Convenciones:

- \* GP y GF: Gradiente de Poro y Gradiente de Fractura.
- \* h. direccional: Herramienta direccional.
- \* VOP: Ventana Operativa de Perforación.

Como se detalla en la Figura 30 hay una gran interrelación entre los eventos que ocurren en los pozos de estudio, es por esto que existe una gran cantidad de flechas entre cada uno de los cuadros. Los colores de las flechas fueron utilizados para facilitar la interpretación del mismo. Una vez desarrollado el diagrama de interrelación se cuentan cuantas entradas y cuantas salidas posee cada evento, para establecer si los eventos son causas o consecuencias, teniendo en cuenta como se mencionó en el capítulo de análisis de causas raíz, que si posee más entradas que salidas se considera un efecto y si posee más salidas que entradas se considera una causa. En la Tabla 6 se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los eventos, en donde la casilla diferencia, es el cálculo de las entradas menos las salidas, de esta forma para aquellos eventos cuya diferencia es menor a cero se clasifican como efectos y si es mayor a cero se clasifican como causas.

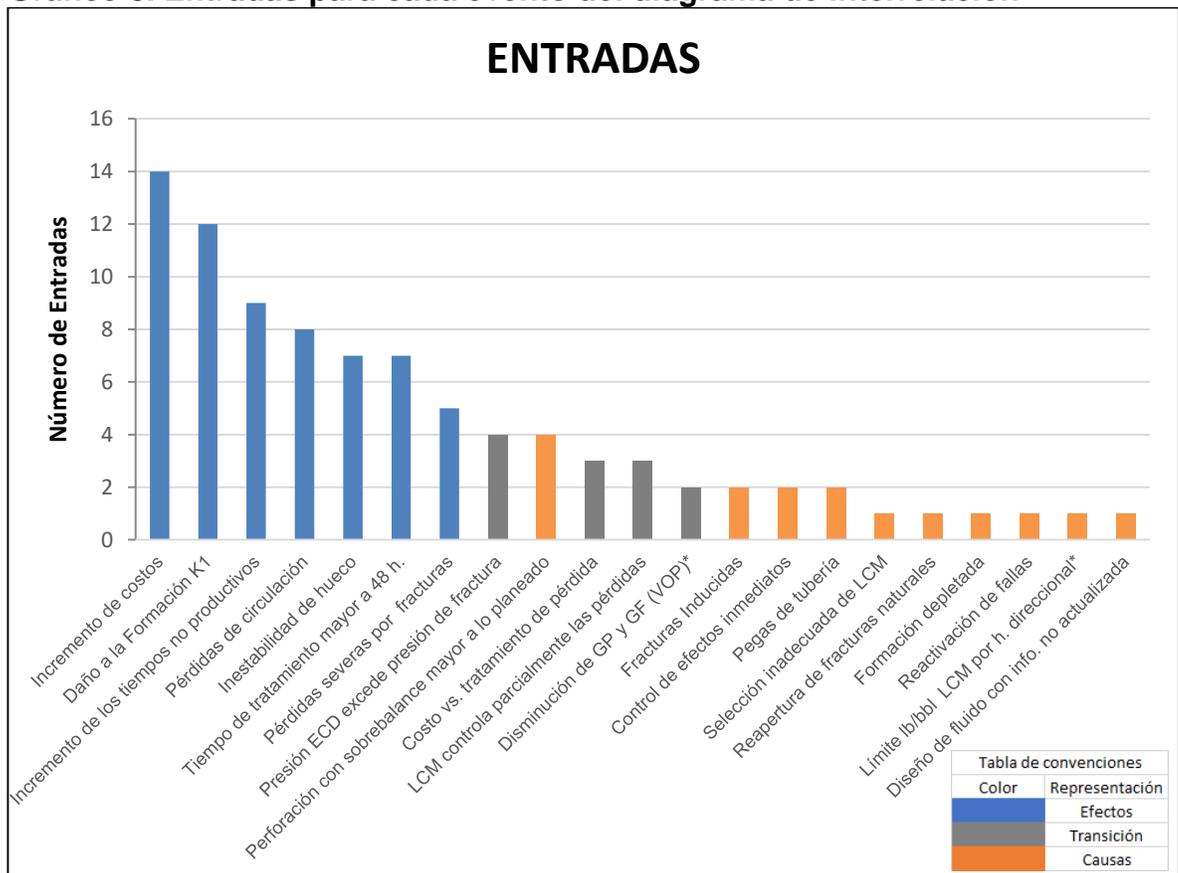
**Tabla 6. Resultados diagrama de interrelación**

FACTORES	ENTRADAS	SALIDAS	DIFERENCIA	CLASIFICACIÓN
Incremento de costos	14	0	-14	EFEECTO
Daño a la Unidad K1	12	1	-11	EFEECTO
Incremento de los tiempos no productivos	9	1	-8	EFEECTO
Pérdidas de circulación	8	3	-5	EFEECTO
Inestabilidad de hueco	7	3	-4	EFEECTO
Tiempo de tratamiento mayor a 48 h.	7	4	-3	EFEECTO
Pérdidas severas por fracturas	5	3	-2	EFEECTO
Costo vs. tratamiento de pérdida	3	3	0	TRANSICIÓN
Disminución de Gradiente de Poro y Gradiente de Fractura	2	2	0	TRANSICIÓN
LCM controla parcialmente las pérdidas	3	3	0	TRANSICIÓN
Presión ECD excede presión de fractura	4	4	0	TRANSICIÓN
Fracturas Inducidas	2	3	1	CAUSA
Control de efectos inmediatos	2	3	1	CAUSA
Selección inadecuada de LCM	1	2	1	CAUSA
Reapertura de fracturas naturales	1	2	1	CAUSA
Pegas de tubería	2	4	2	CAUSA
Formación depletada	1	4	3	CAUSA
Reactivación de fallas	1	4	3	CAUSA
Producción de la Unidad K1 desde 2007	0	3	3	CAUSA
Información no actualizada de Gradiente de Poro y Gradiente de Fractura	0	3	3	CAUSA
Pérdidas por filtración (Areniscas)	0	3	3	CAUSA
Límite lb/bbl LCM por herramienta direccional	1	4	3	CAUSA
Cambios de diámetro del BHA	0	4	4	CAUSA
Perforación sobrebalance	0	4	4	CAUSA
Parámetros mínimos de perforación	0	4	4	CAUSA
Perforación con sobrebalance mayor a lo planeado	4	9	5	CAUSA
Diseño de fluido con información no actualizada	1	7	6	CAUSA

Cabe resaltar que algunos de los eventos mencionados en la Tabla 6, presentan una misma cantidad de entradas y salidas, por lo que se clasificaron como eventos de transición. Este tipo de eventos se caracterizan por que son el efecto de un conjunto de eventos, pero también son los causantes de otros.

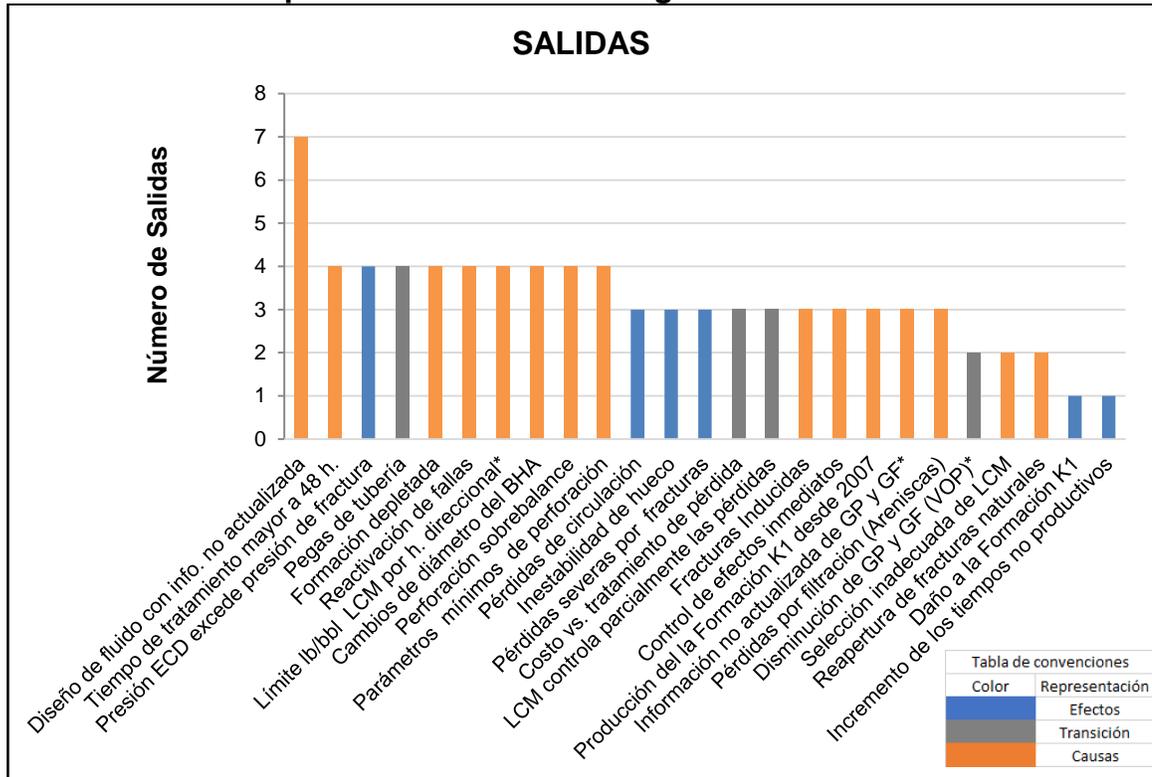
Siguiendo este orden de ideas, algunos de los eventos que fueron clasificados como efectos, también pueden ser causas de otros eventos, sin embargo, al dar un valor único para su clasificación se limita el análisis de cada evento. Por esta razón se presenta en el Gráfico 8 aquellos eventos que presentaron más entradas independientemente si son causas, efectos o eventos de transición.

**Gráfico 8. Entradas para cada evento del diagrama de interrelación**



Observando el Gráfico 8 se detalla que los efectos fueron los que más entradas tuvieron. Algunos eventos como cuando la presión ECD excede la presión de fractura (de transición) o cuando se perfora con un sobrebalance mayor a lo planeado (causa), presentaron cuatro entradas. Lo que significa que, a pesar de no ser clasificados como efectos, son el resultado de otros eventos también. De la misma manera se realiza para el Gráfico 9, en donde se presentan las salidas para cada uno de los eventos.

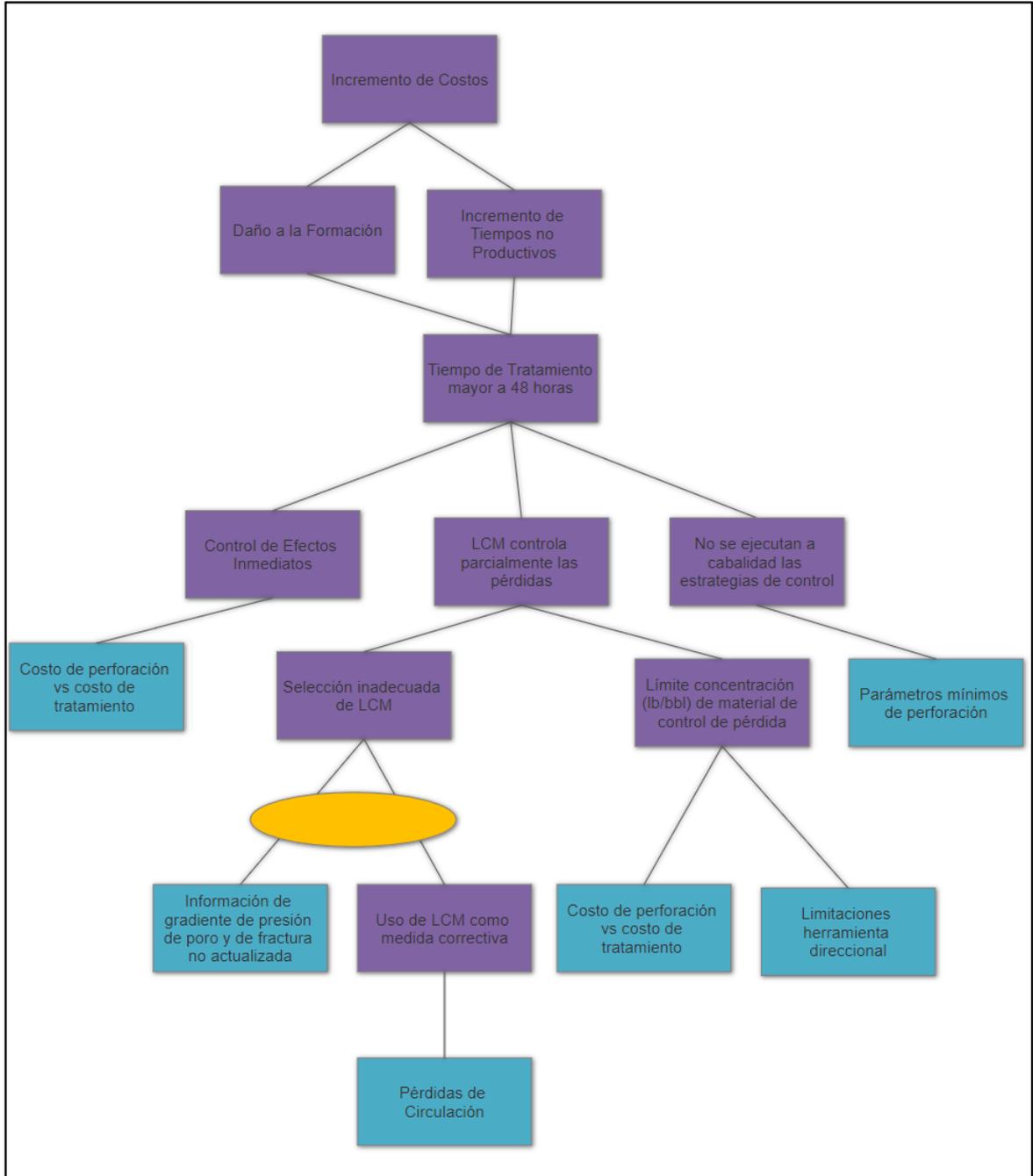
**Gráfico 9. Salidas para cada evento del diagrama de interrelación**



Como se observa para el Gráfico 9 sólo los dos primeros eventos con más salidas son causas, mientras que el evento cuando la presión excede presión de fractura a pesar de ser un efecto tiene una alta incidencia en otros efectos. El evento de pega de tubería también presenta un alto número de salidas, sin embargo, se considera un efecto que no incide ni es causa directa de las pérdidas de circulación en los pozos de estudio. Se corroboran las causas identificadas en el anterior capítulo donde aparece el diseño del fluido con información no actualizada y la perforación con un sobrebalance mayor a lo planeado. Dentro de los eventos identificados como efectos más significativos se encuentran el incremento de costos, el daño a la Unidad K1 y el incremento de los tiempos no productivos, los cuales obtuvieron una mayor cantidad de entradas que el resto de los eventos.

Una vez realizado el diagrama de interrelación se realiza el Diagrama de Realidad Actual, también descrito en el capítulo de análisis de causa raíz, el cual permite consolidar la información presentada en la Tabla 6 de forma lógica. Se presentan los eventos de abajo hacia arriba, en donde los de color turquesa representan sucesos básicos y los violetas intermedios. El óvalo color amarillo, representa una puerta condicional tipo “y”, es decir, se requiere que todos los sucesos cuyas líneas estén conectadas mediante este símbolo se deben cumplir para que ocurra el efecto en la parte superior del mismo. El Diagrama de Realidad Actual se ilustra en la Figura 31.

**Figura 31. Diagrama de Realidad Actual**



Como se puede observar en la Figura 31, los efectos últimos son el incremento de los costos, el aumento de los tiempos no productivos y el daño a la formación, en este caso la Unidad K1. Estos efectos son más severos en cuanto más tarde se controlen las pérdidas de circulación, es por esto por lo que el evento intermedio es el tiempo de tratamiento mayor a 48 horas.

El retraso en el control de las pérdidas de circulación puede deberse a un control de los efectos inmediatos, es decir, se aplican medidas correctivas para los “síntomas” y no para las causas latentes del problema de pérdidas. Todo esto es mejor remarcarlo en tres escenarios:

1. Un escenario económico. El cual se continúa perforando controlando parcialmente las perdidas puesto que los costos de parar la perforación son mucho más altos que los costos por fluido perdido.
2. Un escenario de límites técnicos. Debido a que se tiene una restricción de la concentración de LCM por las herramientas direccionales.
3. Un escenario de procedimientos. Debido a que no se puede perforar con parámetros bajos o controlados porque el performance es muy pobre (en cuanto a ROP, limpieza de hueco o detección de pulsos del MWD)

Finalmente, y haciendo referencia a la selección inadecuada del material para control de pérdida, se relaciona el hecho de que la información del gradiente de poro y de fractura está desactualizado. Para asegurar el éxito de cualquier medida, ya sea de control o de prevención, se debe partir de información veraz y lo más completa posible, en este caso es relevante pues se podría estimar eficazmente que materiales proveerían mayores ventajas para el control de las pérdidas.

## 5.1 ANÁLISIS DE COSTOS

En el presente numeral se analizarán los impactos de costos para el Pozo A y el Pozo B –B ST1, para lo cual se tendrán en cuenta los costos de fluidos y costos diarios de perforación en la sección de 8½. Esta información es obtenida a partir de la información presente en los reportes diarios de perforación y los Recap de cada pozo.

**5.1.1 Análisis de impacto de costos en el Pozo A.** Se realizará el análisis de los impactos de los costos del Pozo A respecto al evento de pérdida de circulación ocurrido en la perforación de la sección 8½ por medio de una comparación con los datos programados y reales representados en la Tabla 7. Allí se muestra un resumen general del volumen preparado, los costos de los productos químicos y el costo de los equipos correspondiente al tanque de mezcla (shearing tank).

**Tabla 7. Costos Totales para el Pozo A**

Valor	Programado	Real
Volumen preparado (bbl)	1861	3609
Costos de productos químicos (USD)	97,696.09	143,827.96
Costo de equipos (USD)	9,600.00	12,800.00

Como se muestra en la Tabla 7 los valores de volumen preparado, costo de productos químicos y el costo de los productos se ven incrementados respecto al programado, en un 193,9%, 147,2% y 133,3% respectivamente. En la Tabla 8 se mostrará detalladamente la variación del uso en cada uno de los productos químicos y su costo total, la tarifa de los ingenieros a cargo de la operación y el costo de los equipos.

**Tabla 8. Relación de los productos químicos, ingeniería y equipos en el costo final del fluido de perforación de la sección 8 ½ para el Pozo A**

Producto	Unidad lbs /gal	Costo Unidad Dólares	Cantidad Usada (Libras)		Costo Total (Dólares)	
			Programa	Real	Programa	Real
Qxan	55	206,55	66	121	13,632.30	24,992.55
Q Start HT	50	103,43	147	169	15,204.21	17,479.67
Q Pac L	50	103,43	147	174	18,974.76	22,159.92
Soda Caustica	55	30,32	13	38	394.16	1,152.16
Q Cide L 14	5	77,45	17	19	1,316.65	1,471.55
Carbonato de Calcio Malla 325	110	10,71	669	480	7,164.99	5,140.80
Carbonato de Calcio Malla 200	110	10,71	83	280	888.93	2,998.80
Q Fiber	40	24,75	53.1	233	1,314.23	5,766.75
Carbonato de Calcio Malla 10-40	110	10,71	0	20	0	214.2
Carbonato de Calcio Malla 1200	110	13,03	83	60	1,081.49	781.8
Carbonato de Calcio Malla 40-100	110	10,71	0	250	0	2,677.50
Q Inhibidrol G	55	935,31	7	8	6,547.17	7,482.48
Q Lube	55	1.162,01	15	34	17,430.15	39,508.34
Q Drill UP	55	916,47	15	11	13,747.05	10,081.17
Cal Hidratada	55	7,87		11		86.57
Q Defoam OS	5	109,55		14		1,533.70
<b>COSTO TOTAL DE PRODUCTOS</b>					97,696.09	143,827.96
<b>COSTO TOTAL DE PRODUCTOS CON IVA</b>					113.327,46	164,812.87
<b>SHEARING TANK</b>	<b>1</b>	<b>400,00</b>	<b>24</b>	<b>32</b>	<b>9.600,00</b>	<b>12.800,00</b>
<b>COSTO TOTAL DE EQUIPOS</b>					<b>9.600,00</b>	<b>12.800,00</b>
<b>COSTO TOTAL DE EQUIPOS CON IVA</b>					<b>11.136,00</b>	<b>14,848.00</b>

**Tabla 8. (Continuación)**

Producto	Unidad lbs /gal	Costo Unidad Dólares	Cantidad Usada (Libras)		Costo Total (Dólares)	
			Programa	Real	Programa	Real
Costo total ingeniero de fluidos1		876,18	12 días	15 días	10.514,16	13,142.70
Costo total ingeniero de fluidos 2		584,46	12 días	15 días	7.013,52	8,766.90
<b>COSTO TOTAL DE INGENIERÍA</b>					17.527,68	21,909.60
<b>COSTO TOTAL DE INGENIERÍA CON IVA</b>					20.332,11	25,415.14
<b>COSTO TOTAL INTERVALO III</b>					124.823,77	178,537.56
<b>COSTO TOTAL INTERVALO III CON IVA</b>					144.795,57	205,076.01
<b>COSTO POR BARRIL (USD/bbl)</b>					52,50	39.85
<b>COSTO POR PIE (USD/ft)</b>					30,92	52.99

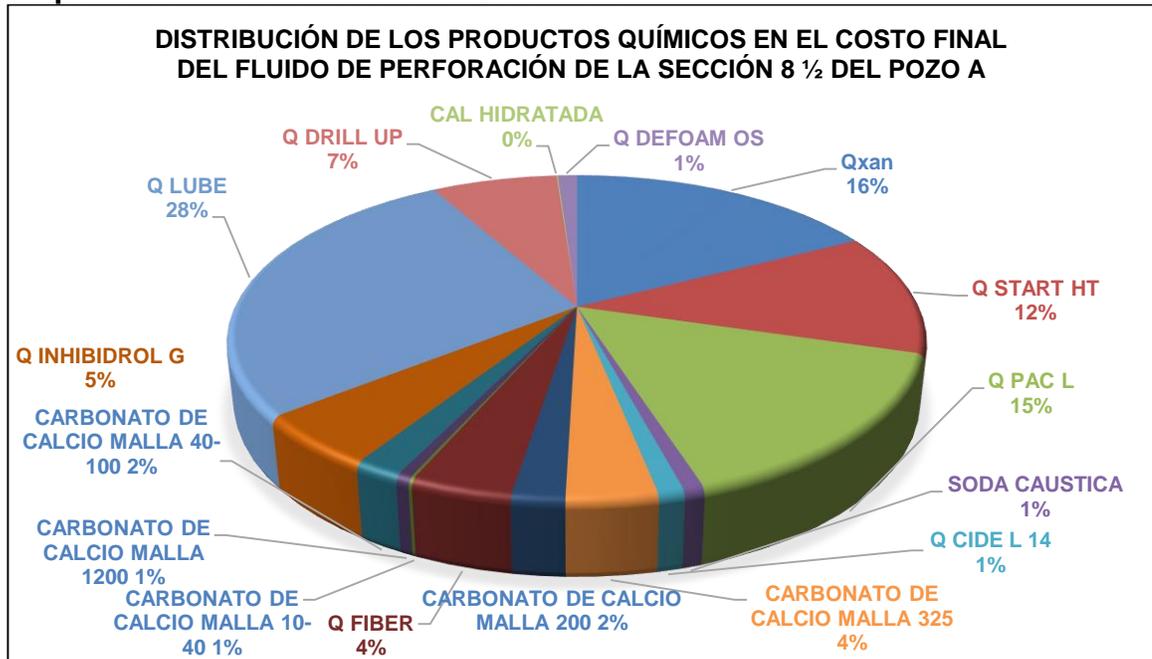
En la Tabla 8 muestra la cantidad usada y sobrecostos de los productos químicos, de igual forma contiene los costos incluidos dentro del costo total del intervalo 8 ½. Con el fin de identificar qué costos incrementan el valor final de dicho intervalo se realiza el Gráfico 10.

**Gráfico 10. Distribución de Costos del fluido de perforación en la sección de 8 1/2 en el Pozo A**



Como se ve en el Gráfico 10 los costos totales de productos representan el 80 % de los costos en el intervalo 8 ½, en menor porcentaje el costo total de ingeniería en un 13% y el costo total de equipos en un 7%. A continuación, en el Gráfico 11 se muestra la distribución de los costos respecto a cada uno de los productos químicos.

**Gráfico 11. Distribución de los productos químicos en el costo final del fluido de perforación de la sección 8½ del Pozo A**

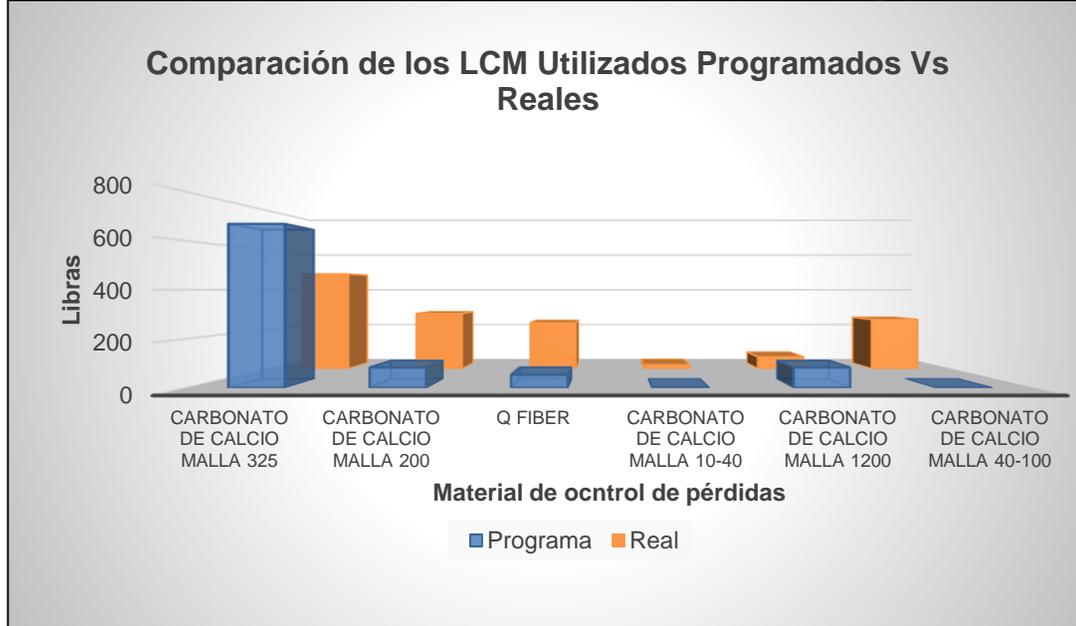


Del Gráfico 11 se identifica que los productos químicos para control de pérdidas de circulación tienen un porcentaje entre el 1 al 4 % en el incremento de costos, dicho porcentaje es mucho menor comparado con el producto Q lube de 28 % o el Q pac L con un 14%, por lo tanto no generan un impacto directo sobre los costos del intervalo respecto a fluido de perforación.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta el incremento en costos debido a la reposición del volumen del fluido perdido, y en consecuencia de los productos químicos requeridos para que el fluido siga cumpliendo con las funciones necesarias para una operación de perforación estándar para el campo.

Un análisis adicional, se realiza a partir del Gráfico 12, y corresponde a la comparación entre las libras utilizadas de los productos de LCM respecto a las planeadas, representado en el Gráfico 12, donde el color azul representa las libras programadas y el color naranja las libras reales utilizadas en la perforación de la sección 8 ½ .

**Gráfico 12. Comparación de Libras de LCM Utilizados Programados Vs Reales**



En general, respecto al Gráfico 12 se observa que cuatro de los seis productos emplearon mayor cantidad de libras, los cuales corresponden a carbonato de calcio malla 200 con un 337,3% donde se planeó 83 libras y fueron utilizadas 280 libras, carbonato de calcio malla 10-40 y malla 40-100 no se había planeado su utilización y se emplearon 20 libras y 250 libras respectivamente y fibras con incremento del 438,8% donde se planearon utilizar 53,1 libras y realmente se emplearon 233 libras para el control de pérdidas. En el Gráfico 13 se comparan los costos programados y reales, específicamente para los productos de control de perdidas (LCM).

**Gráfico 13. Comparación de Costos Programados Vs Reales**



En consecuencia, observando el Gráfico 13, los mismos cuatro productos de los seis correspondientes a control de pérdida de circulación generan un incremento en su costo respecto al planeado representado en el Gráfico 12, para carbonato de calcio malla 200 con un 337,3%, carbonato de calcio malla 40-100 y malla 10-40 100%, y Fibras con incremento del 438,8%, porcentajes proporcionales al incremento del uso en la perforación de la sección 8½.

Con el fin de analizar el impacto en los costos generado diariamente por el incremento del material para control de pérdidas utilizado y el fluido perdido en la formación en el intervalo 8 ½ se realiza la Tabla 9. Esta tabla se realiza a partir de la información presente en los reportes diarios de perforación, generando un compilado de costos diarios, libras de material de control de pérdida de circulación utilizados y pérdidas de fluido diario. Posteriormente se observará el comportamiento de los costos en los días de perforación de la sección 8½ en el Gráfico 14.

**Tabla 9. Impactos de costos diarios en el evento de pérdidas de circulación de la sección de 8 ½ para el Pozo A.**

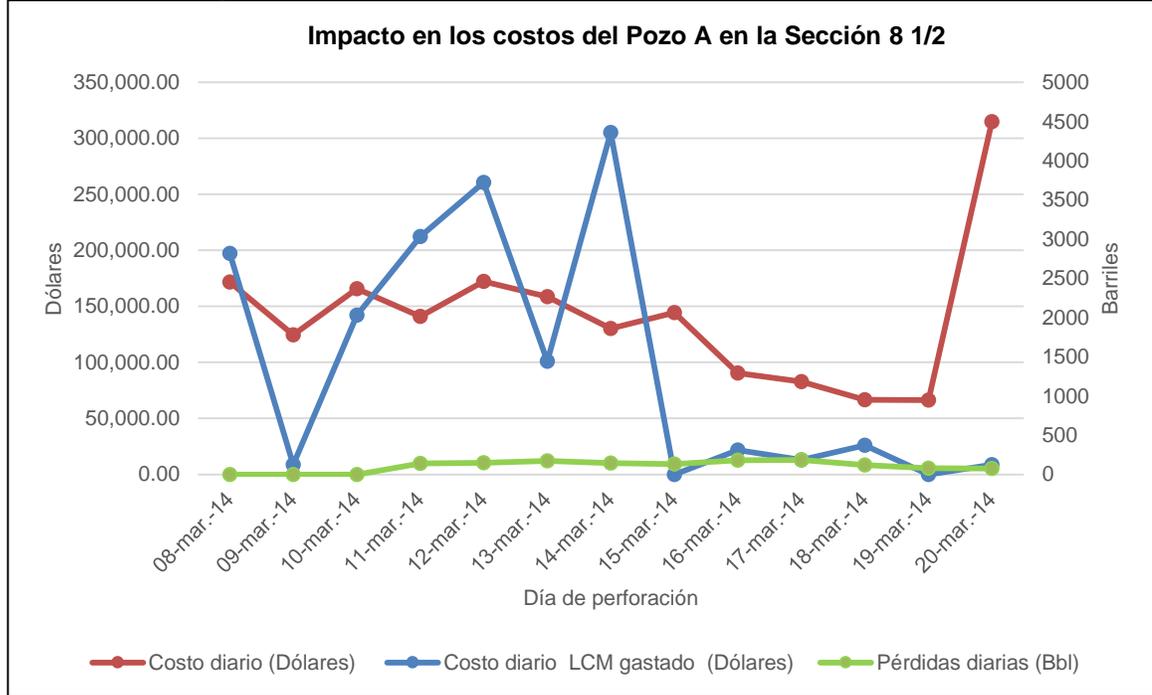
Día	Costo diario (Dólares)	Producto de material de control de pérdida utilizado	Cantidad de LCM gastado (Lb)	Costo diario LCM gastado (Dólares)	Pérdidas diarias (bbl)
<b>08-mar-14</b>	171,688.84	Carbonato de Calcio M 200	40	496.96	0
		Carbonato de Calcio M 325	120	1490.88	
		Carbonato de Calcio M 1200	5	75.575	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso) Ar	22	631.62	
		Carbonato de Calcio M 40-100	10	124.24	
<b>09/03/2014</b>	124,565.30	Carbonato De Calcio M 40-100	10	124.24	0
<b>10/03/2014</b>	165,640.77	Carbonato De Calcio M 325	40	496.96	0
		Carbonato de Calcio M 1200	5	75.575	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso) Ar	40	1,148.40	
		Carbonato de Calcio M 40-100	25	310.6	
		Carbonato de Calcio M 200	40	496.96	
<b>11/03/2014</b>	141,035.83	Carbonato de Calcio M 325	40	496.96	139
		Carbonato de Calcio M 1200	20	302.3	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso) Ar	28	803.88	
		Carbonato de Calcio M 40-100	75	931.8	

**Tabla 9. (Continuación)**

Día	Costo diario (Dólares)	Producto de material de control de pérdida utilizado	Cantidad de LCM gastado (Lb)	Costo diario LCM gastado (Dólares)	Pérdidas diarias (bbl)
12/03/2014	172,291.06	Carbonato de Calcio M 200	20	248.48	147
		Carbonato de Calcio M 325	40	496.96	
		Carbonato de Calcio M 1200	30	453.45	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso) Ar	62	1,780.02	
		Carbonato de Calcio M 40-100	60	745.44	
		Carbonato de Calcio M 200	20	248.48	
13/03/2014	158,539.10	Carbonato de Calcio M 325	40	496.96	173
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso) Ar	20	574.2	
		Carbonato de Calcio M 40-100	10	124.24	
		Carbonato de Calcio M 200	120	1,490.88	
14/03/2014	130,263.28	Carbonato de Calcio M 325	50	621.2	145
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso) Ar	61	1,751.31	
		Carbonato de Calcio M 40-100	40	496.96	
		-	-	-	
15/03/2014	144,474.52	-	-	-	133
16/03/2014	90,403.90	Carbonato de Calcio M 325	25	310.6	180
17/03/2014	82,947.73	Carbonato de Calcio M 325	15	186.36	184
18/03/2014	66,691.33	Carbonato de Calcio M 326	30	372.72	120
19/03/2014	66,202.81	-	-	-	80
20/03/2014	314,844.95	Carbonato de Calcio M 200	10	124.24	76

Como se menciona anteriormente, a partir de la Tabla 9 se realiza el Gráfico 14 correspondiente a los impactos de costos del Pozo A en la sección de 8½ , donde se presentan los días de perforación en el eje horizontal, en el eje vertical izquierdo los costos diarios y el eje vertical derecho las libras de producto LCM utilizado y los barriles de fluidos perdidos en la formación.

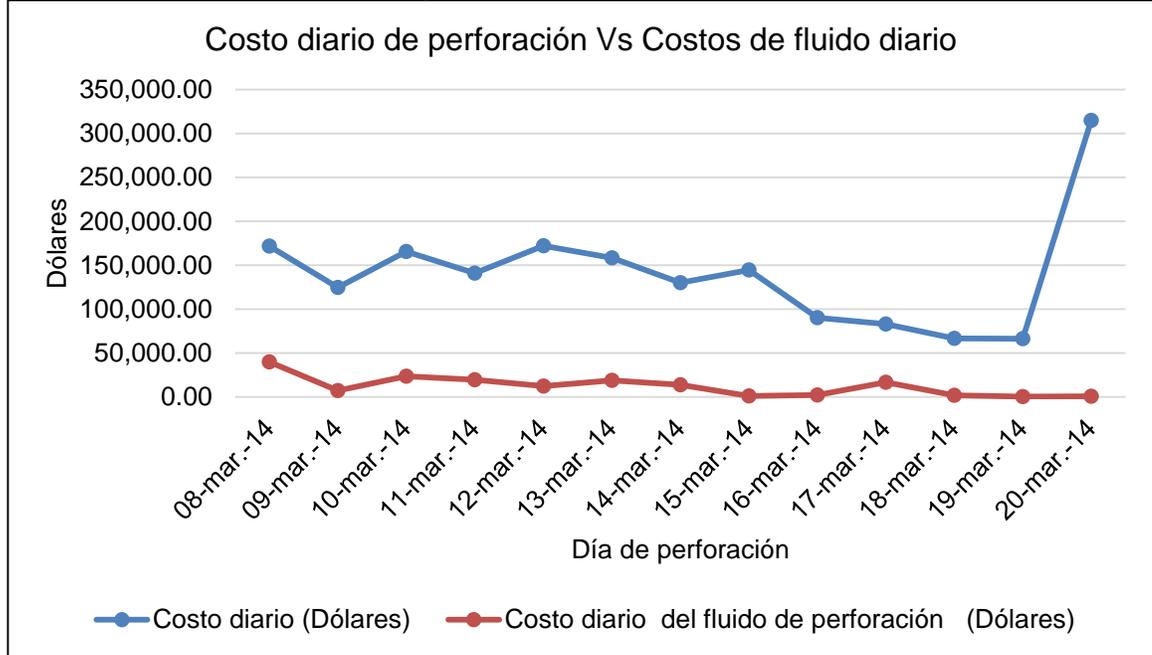
**Gráfico 14. Impacto en los costos del Pozo A en la Sección 8½**



El Gráfico 14 representa el comportamiento de los costos diarios presentes en la perforación del Pozo A en la sección de 8½. La primera relación analizada corresponde a la cantidad de libras empleadas en el control de pérdidas de circulación y la variación de los de costos. De acuerdo a la comparación del comportamiento de las curvas se tiene que: en momentos donde suben los costos de los LCM el costo diario tiende a subir, sin embargo el comportamiento no es constante lo largo de los días de perforación, por lo tanto la Gráfico 15 permitirá una mejor comparación, donde se tiene en cuenta el costo total del fluido de perforación empleados.

La segunda relación analizada corresponde al cambio de los costos frente a las pérdidas diarias, el cual tiende a presentar un incremento cuando se presenta pérdidas fluido de perforación en barriles hacia la formación, específicamente entre los días 11 y 15 de marzo del 2014 donde se tienen pérdidas constantes de filtración con volumen acumulado del orden de 737 barriles acumulados. Posteriormente se continúa con la finalización del Pozo A, en el cual los costos se ven reducidos pero las pérdidas de fluido continúan con un valor de 640 barriles acumulados. Para el día 20 de marzo del 2014 se observa un incremento de costo de 314,844.95 dólares que podría otorgarse a la operación de pesca de la tubería de producción de siete pulgadas realizada debido a una pega presentada el día 17 de marzo del 2014. De igual forma el análisis de la curva de barriles perdidos en la formación y cantidad de LCM empleado tiene a presentar un comportamiento similar, debido a que fue la barrera de control empleada para reducir los volúmenes perdidos en la formación.

**Gráfico 15. Costo diario de perforación Vs Costos de fluido diario**



El Gráfico 15 muestra un comportamiento de las curvas de costo diario de perforación y de costos de fluido diario similares, donde se muestra el aumento de los costos diarios de perforación desde el 10 de marzo al 16 de marzo, días en los cuales se presentan las pérdidas de circulación. De acuerdo con lo mencionado se podría llegar a la conclusión que las pérdidas de fluido generan un impacto negativo sobre los costos en la sección 8½.

**5.1.2 Análisis de impacto de costos en el Pozo B.** Se realizará el análisis de los impactos de los costos del Pozo B respecto al evento de pérdida de circulación que ocurrió en la perforación de la sección 8 ½, teniendo en cuenta el incremento del costo respecto al programado en la Tabla 10.

**Tabla 10. Costos Totales para el Pozo B**

Pozo B			
Variables	Programado	Real	Unidades
Costo total fluido de perforación	\$142,015.04	374,350.97	Dólares
Volumen preparado de fluido de perforación	1521	22258	Barriles
Adición total de productos químicos	-	752.5	Barriles

**Tabla 10. (Continuación)**

<b>Pozo B</b>			
<b>Variables</b>	<b>Programado</b>	<b>Real</b>	<b>Unidades</b>
<b>Adición total agua</b>	-	20,583.30	Barriles
<b>Fluido de perforación Total Preparado</b>	-	21,335.80	Barriles
<b>Costo Total Intervalo 8 1/2</b>	-	402,900.37	Dólares

Como se observa en la Tabla 10 el incremento del costo total del fluido en el intervalo 8½ es de 263,6% debido al aumento en el volumen preparado con una diferencia de 20737 barriles. Del mismo modo se presentan los costos correspondientes a la adición total de productos químicos, adición de agua total, el total fluido de perforación total preparado y el costo total de intervalo.

Otro factor que se tienen en cuenta para el análisis es el de valor total del intervalo 8½ en Pozo B. Estos elementos son mostrados en la Tabla 11 incluyendo los productos químicos empleados (aditivos), la cantidad usada de cada uno de estos y el costo que representan la labor de los ingenieros de fluidos.

**Tabla 11. Productos químicos, ingeniería y equipos en el costo final del fluido de perforación de la sección 8 ½ para el Pozo B**

<b>Tipo de aditivo</b>	<b>Producto</b>	<b>Unidad lb/gal</b>	<b>Cantidad Usada Libras</b>	<b>Costo Dólares</b>
			<b>Real</b>	<b>Real</b>
<b>Alkalinity Control</b>	BDF-599 -50 lbm BG	50 lbm BG	5	752.3
	CAUSTIC SODA	25 kg BAG	8	230.32
	LIME	25 kg BAG	60	448.2
<b>Defoamer</b>	BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	18	3,257.82
<b>Filtration Control</b>	FILTER-CHEK	50 lbm BAG	1,155.00	165,777.15
	PAXCEL HV	50 lbm BAG	417	51,103.35
	PAXCEL LV	50 lbm BAG	108	13,235.40
<b>Lost Circulation Additive</b>	BAROFIBRE COARSE	40 lbm BAG	95	1,395.55
	BAROFIBRE	25 lbm BAG	365	5,361.85
	CALCIUM CARBONATE 10-40	50 kg BAG	400	4,068.00

**Tabla 11. (Continuación)**

Tipo de aditivo	Producto	Unidad lb/gal	Cantidad Usada Libras	Costo Dólares
			Real	Real
Lost Circulation Additive	CALCIUM CARBONATE 200	50 kg BAG	950	9,661.50
	CALCIUM CARBONATE 325	50 kg BAG	936	9,519.12
	CALCIUM CARBONATE 40-100	50 kg BAG	1,190.00	12,102.30
	CALCIUM CARBONATE 600	50 kg BAG	520	7,592.00
	WALL-NUT MEDIUM	50 kg BAG	8	194.08
Lubricant	BARO-LUBE GOLD SEAL	55 gal DRUM	17	18,755.59
	GRAPHITE	50 lbm BAG	35	3,234.70
Misc Additive	GLUTARALDEHYDE - BIOCIDES	5 gal CAN	66	4,852.98
Shale Control Agent	BARO-TROL PLUS	50 lbm BAG	14	1,193.08
	CLAYSEAL PLUS	55 gal DRUM	12	10,656.24
Viscosifier	BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	264	51,773.04
<b>COSTO TOTAL DE PRODUCTOS CON IVA</b>				<b>374,350.97</b>
Ingeniero de Fluidos Junior			20	11,098.20
Ingeniero de Fluidos Senior			20	16,637.60
<b>COSTO TOTAL INTERVALO III</b>				<b>27,735.80</b>
<b>COSTO TOTAL INTERVALO III CON IVA</b>				<b>402,900.37</b>

Para realizar un análisis de la influencia de los datos presentados en la Tabla 11 en el costo total del intervalo, se realiza el Gráfico 16 en el cual se observa el porcentaje de productos químicos empleados (aditivos), la cantidad usada de cada uno de estos y el costo horas laboradas de los ingenieros de fluidos.



De acuerdo con el Gráfico 17 los materiales de control de pérdida representan un valor de 13% distribuido de la siguiente forma: para carbonato de calcio malla 40 - 110, malla 325, malla 200 un 3 %, carbonato de calcio malla 600 2%, para barofibre y carbonato de calcio malla 10-40 un 1%. De igual forma se concluye que el impacto generado sobre los costos en comparación con los materiales de control de pérdida es mayor por la adición del aditivo filter check, con un 44% de costos y un 17 % de uso en los productos químicos.

Otro tipo de análisis que se realiza al igual que para el Pozo A, es comparar el incremento de costos diarios con los barriles de fluido perdido en la formación y las libras de material de control de pérdida utilizado. Para este fin se realiza la Tabla 12, cuya información es obtenida a partir de los reportes diarios de perforación.

**Tabla 12. Impactos de costos diarios en el evento de pérdidas de circulación de la sección de 8 ½ para el Pozo B.**

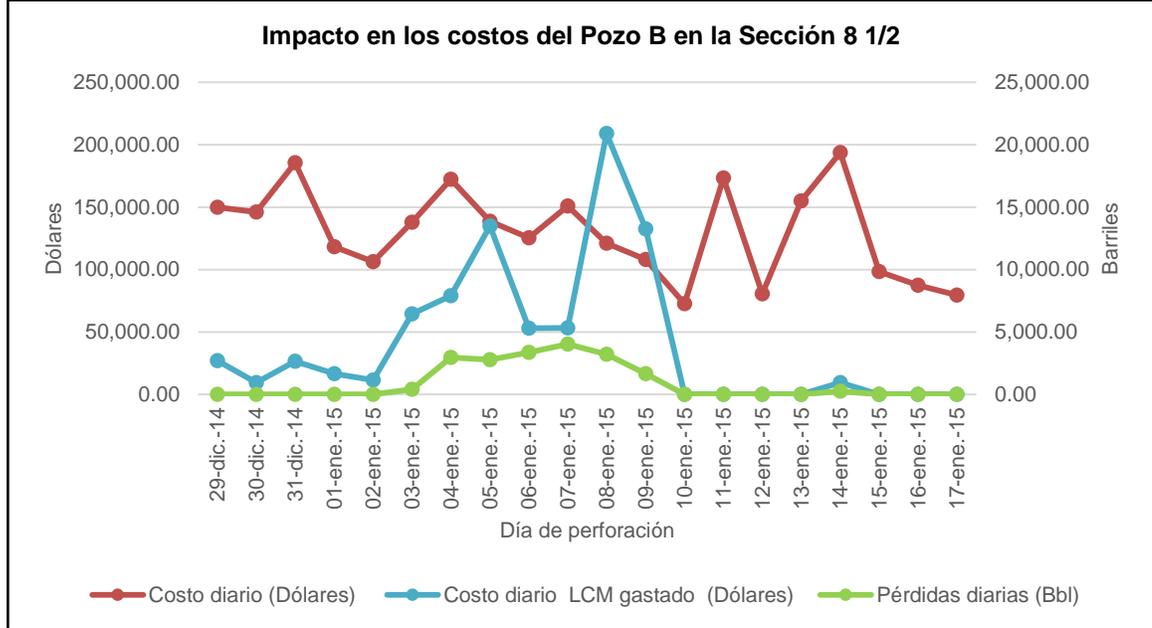
Día	Costo diario (Dólares)	Producto de material de control de pérdida utilizado	Cantidad de LCM gastado (Lb)	Costo diario LCM gastado (Dólares)	Pérdidas diarias (bbf)
29-dic-14	149,813.95	Carbonato de Calcio M 600	40	677.60	0
		Carbonato de Calcio M 325	96	1,132.80	
		Carbonato de Calcio M 200	45	531	
		Carbonato de Calcio M 40-100	30	354	
30-dic-14	146,122.44	Carbonato de Calcio M 325	40	472	0
		Carbonato de Calcio M 200	40	472	
31-dic-14	185,685.12	Carbonato de Calcio M 200	25	295	0
		Carbonato de Calcio M 40-100	200	2,360.00	
01-ene-15	118,166.88	Carbonato de Calcio M 200	40	472	0
		Carbonato de Calcio M 40-100	100	1,180.00	
02-ene-15	106,232.10	Carbonato de Calcio M 600	40	677.6	0
		Carbonato de Calcio M 40-100	40	472	
03-ene-15	137,931.53	Carbonato de Calcio M 325	160	1,888.00	400
		Carbonato de Calcio M 200	120	1,416.00	
		Carbonato de Calcio M 40-100	100	1,180.00	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	115	1,959.60	
04-ene-15	172,334.75	Carbonato de Calcio M 600	160	2,710.40	2,950
		Carbonato de Calcio M 325	160	1,888.00	
		Carbonato de Calcio M 200	280	3,304.00	
05-ene-15	138,704.03	Carbonato de Calcio M 600	200	3,388.00	2,760.00
		Carbonato de Calcio M 325	160	1,888.00	
		Carbonato de Calcio M 200	80	944	

**Tabla 12. (Continuación)**

Día	Costo diario (Dólares)	Producto de material de control de pérdida utilizado	Cantidad de LCM gastado (Lb)	Costo diario LCM gastado (Dólares)	Pérdidas diarias (bb)
05-ene-15	138,704.03	Carbonato de Calcio M 10-40	160	1,888.00	
		Carbonato de Calcio M 40-100	80	944	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	260	4,430.40	
		Carbonato de Calcio M 600	40	677.6	
06-ene-15	125,450.11	Carbonato de Calcio M 325	80	944	3,360.00
		Carbonato de Calcio M 200	160	1,888.00	
		Carbonato de Calcio M 40-100	80	944	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	50	852	
		Carbonato de Calcio M 325	160	1,888.00	
07-ene-15	150,800.17	Carbonato de Calcio M 200	40	472	4,020.00
		Carbonato de Calcio M 10-40	80	944	
		Carbonato de Calcio M 40-100	120	1,416.00	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	35	596.4	
		Carbonato de Calcio M 325	80	944	
		Carbonato de Calcio M 10-40	120	1,416.00	
08-ene-15	120,968.08	Carbonato de Calcio M 40-100	160	1,888.00	3,200.00
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	100	16,649.00	
		Carbonato de Calcio M 600	40	677.6	
		Carbonato de Calcio M 200	40	472	
09-ene-15	107,988.56	Carbonato de Calcio M 10-40	40	472	1,650.00
		Carbonato de Calcio M 40-100	280	3,304.00	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	50	8,324.50	
10-ene-15	72,635.96	-	-	-	0
11-ene-15	173,281.43	-	-	-	0
12-ene-15	80,400.35	-	-	-	0
13-ene-15	154,924.81	-	-	-	0
14-ene-15	193,649.45	Carbonato de Calcio M 200	80	944	250.4
15-ene-15	98,286.37	-	-	-	0
16-ene-15	87,527.30	-	-	-	0
17-ene-15	79,379.07	-	-	-	0

En la Tabla 12 se reportan diariamente los costos de perforación, la cantidad y costos diarios de material de control de pérdida empleado y cantidad de barriles de fluido de perforación perdidos en la formación. Con fin de realizar un análisis de los impactos de las pérdidas de circulación en los costos del intervalo se realiza el Gráfico 18.

**Gráfico 18. Impacto en los costos del Pozo B en la Sección 8 1/2**

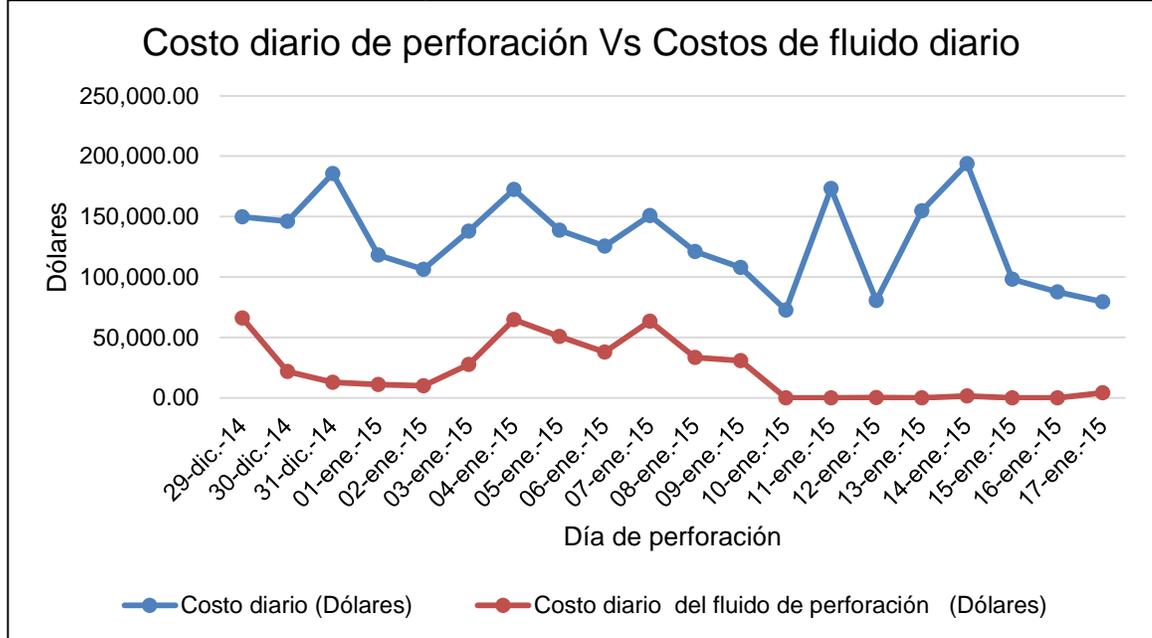


El Gráfico 18 permite desarrollar tres tipos de análisis, el primero corresponde a los costos diarios en comparación con el costo diario de LCM, donde en algunos días se ve que el costo diario de LCM y el costo diario de perforación se incrementa. No obstante, no es un comportamiento unificado a lo largo de la gráfica, por lo cual el Gráfico 19 permitirá generar un análisis más acertado, identificando el impacto de las pérdidas de circulación por medio del comportamiento del fluido de perforación diario.

Como segundo análisis se observan las pérdidas diarias de fluido de perforación en barriles respecto a los costos diarios. Se puede afirmar que las pérdidas ocurren entre el día tres de enero al diez de enero. En estos días los costos diarios presentan una disminución, lo cual puede ser otorgado a otros costos incluidos en el costo diario de perforación como lo son la compañía de registros eléctricos, operación de cementación, control de sólidos, aguas, inspección de tubería, entre otros. Posterior al día 11 de enero los barriles de fluido perdidos disminuyen, debido a que la pega de tubería limita la comunicación del pozo a superficie y se observa un incremento de los costos de perforación por el sidetrack en el Pozo B.

El tercer análisis corresponde al incremento del costo diario de LCM gastado respecto a las pérdidas de circulación. Entre el tres y el diez de enero se observa un aumento directo, ya que corresponde a la barrera de control empleada en la perforación del Pozo B.

**Gráfico 19. Costo diario de perforación Vs Costos de fluido diario**



El Gráfico 19 muestra un comportamiento similar de la curva de costo diario de perforación y costo diario de fluido de perforación donde son presentadas las pérdidas (entre el tres de enero y el día diez de enero), considerándose un impacto negativo por parte de las pérdidas de circulación. Posterior a este día los costos de perforación se ven incrementados debido a la pega de tubería y realización del sidetrack.

**5.1.3 Análisis de impacto de costos en el Pozo B ST1.** Para el análisis del impacto de costos generado por las pérdidas de circulación en el Pozo B ST1 se tendrá en cuenta la Tabla 13, donde se encuentran los valores reales de volumen preparado, los costos totales de fluido y del intervalo, respecto a los programados.

**Tabla 13. Costos Totales para el Pozo B ST1**

Pozo B ST1			
	Programado	Real	Unidades
<b>Costo total fluido</b>	\$130,920.72	234,263.39	Dólares
<b>Volumen preparado</b>	1558	3580.1	Barriles
<b>Costo Total Intervalo</b>	-	272,723.72	Dólares

De acuerdo con la Tabla 13 para el costo total del fluido en la sección 8½ se tiene un incremento del 178,94% respecto al programado, de igual forma el volumen

preparado presenta un incremento de 229,79% correspondiente a 2022,1 barriles. La Tabla 14 representa la relación de los productos químicos en cuanto a cantidad utilizada y el costo en dólares, de igual forma se mencionan otros valores que son incluidos en el costo final de fluidos de perforación en la sección 8½.

**Tabla 14. Relación de los productos químicos, ingeniería y equipos en el costo final del fluido de perforación de la sección 8 ½ para el Pozo B ST1**

Tipo de aditivo	Producto Químico	Unidad lb/gal	Cantidad Libras	Costo Dólares
			Real	Real
	<b>BDF-599 -50 lbm BG</b>	50 lbm BG	15	2,256.90
<b>Alkalinity Control</b>	Caustic Soda	25 kg BAG	55	1,583.45
	Lime	25 kg BAG	85	634.95
<b>Defoamer</b>	Bara-Defoam W300	5 gal CAN	9	1,628.91
<b>Filtration Control</b>	Filter-Chek	50 lbm BAG	680	97,600.40
	Paxcel Hv	50 lbm BAG	10	1,225.50
<b>mykyLost Circulation Additive</b>	Barofibre Coarse	40 lbm BAG	179	2,629.51
	Barofibre	25 lbm BAG	515	7,565.35
	Calcium Carbonate 10-40	50 kg BAG	215	2,186.55
	Calcium Carbonate 200	50 kg BAG	480	4,881.60
	Calcium Carbonate 325	50 kg BAG	440	4,474.80
	Calcium Carbonate 40-100	50 kg BAG	380	3,864.60
<b>Lubricant</b>	Baro-Lube Gold Seal	55 gal DRUM	18	19,858.86
	Lubra-Beads Fine	40 lbm BAG	18	3,126.42
<b>Misc Additive</b>	Glutaraldehyde - Biocide	5 Gal CAN	62	4,558.86
<b>Shale Control Agent</b>	Baro-Trol Plus	50 lbm BAG	47	4,005.34
	Clayseal Plus	55 Gal DRUM	18	15,984.36
<b>Viscosifier</b>	Barazan D Plus	25 kg BAG	167	32,750.37
<b>COSTO TOTAL DE PRODUCTOS CON IVA</b>				234,263.39
<b>Ingeniero de Fluidos Junior</b>			27	14,982.57
<b>Ingeniero de Fluidos Senior</b>			27	22,460.76
<b>COSTO TOTAL INTERVALO III</b>				37,443.33
<b>COSTO TOTAL INTERVALO III CON IVA</b>				272,723.72

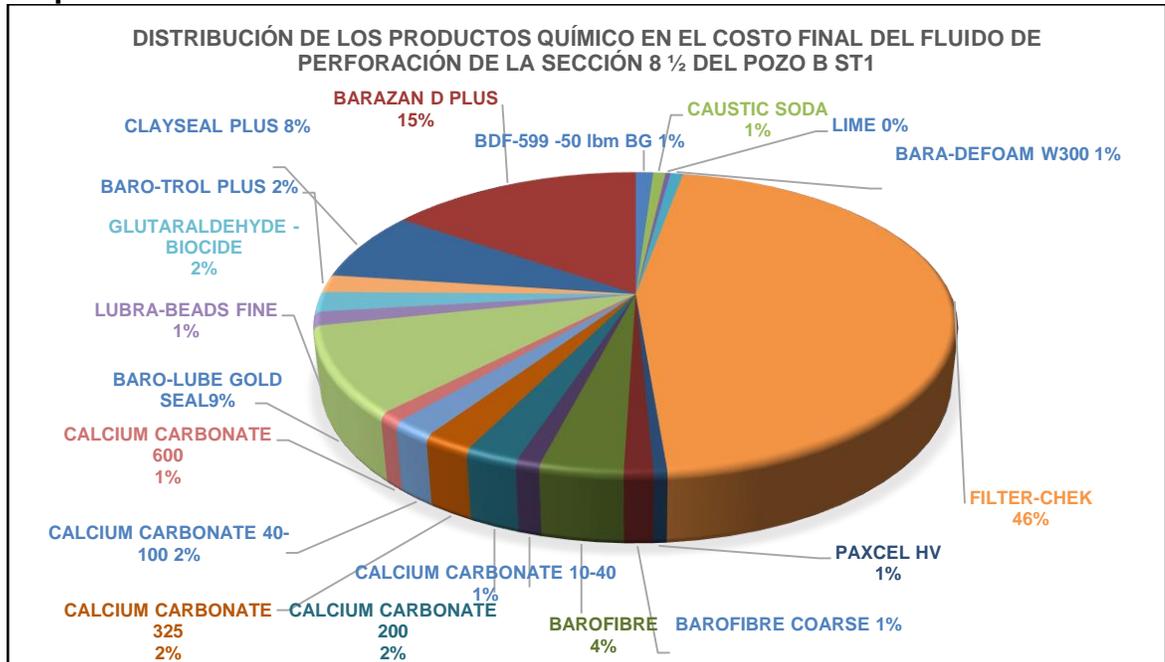
Como se observa en la Tabla 14 diferentes valores son incluidos el costo final de fluidos de perforación en la sección 8 ½. Estos valores son representados en el Gráfico 20.

**Gráfico 20. Distribución de Costos del fluido de perforación en la sección de 8 1/2 en el Pozo B ST1**



El Gráfico 20 representan la distribución costos del fluido de perforación en el Pozo B ST1 donde el 86% de los costos del fluido de perforación en la sección de 8½ corresponde a los productos químicos empleados. Como segundo porcentaje dentro de los costos en el fluido de perforación corresponde a la hora labor de los ingenieros de fluidos con un 14%. En el Gráfico 21 se representará la distribución de los costos de productos químicos por cada aditivo empleado en el Pozo B ST1.

**Gráfico 21. Distribución de los productos químico en el costo final del fluido de perforación de la sección 8 1/2 del Pozo B ST1**



Del Gráfico 21 se puede mencionar que los materiales de control de perdida representan el 13% dentro del costo total del fluido de perforación para el Pozo B ST1, este 13% está distribuido de la siguiente forma: Carbonato de calcio malla 600

y malla 10-40 un 1%, carbonato de calcio malla 40-100, malla 325 y malla 200 un 2%, barofibre 4% y barofibre coarse 1%.

Con el fin de realizar un análisis en el aspecto de los costos de perforación diario se realiza la Tabla 15, donde se encuentra la información correspondiente a: el día de perforación, costo diario, cantidad y costo de LCM empelado en el control de pérdida de circulación y pérdidas de fluido diarias.

**Tabla 15. Impactos de costos diarios en el evento de pérdidas de circulación de la sección de 8 ½ para el Pozo B ST1**

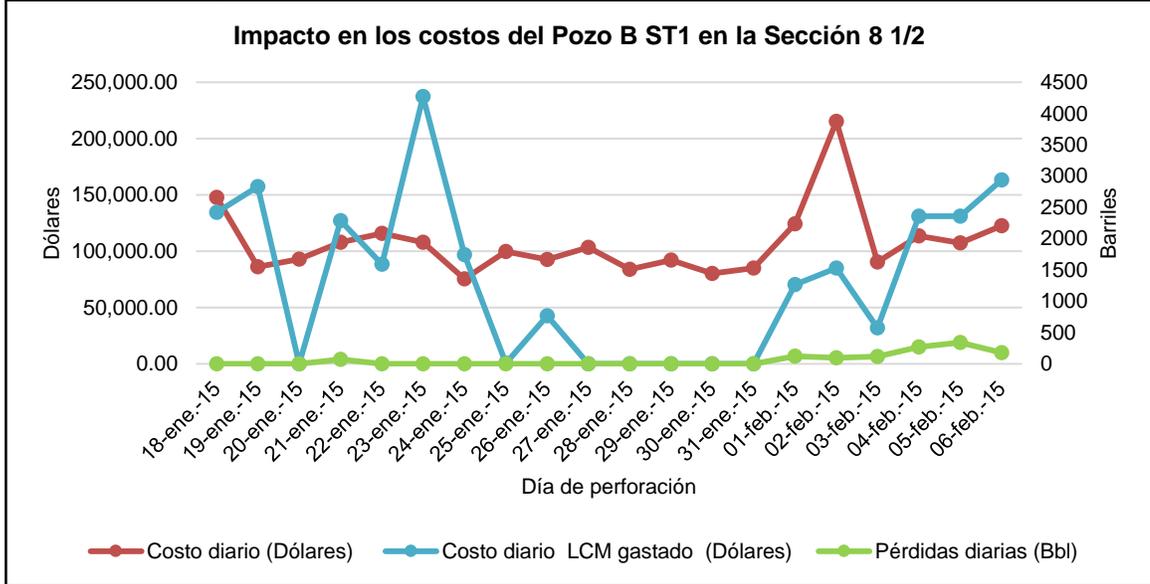
Día	Costo diario (Dólares)	Producto de material de control de pérdida utilizado	Cantidad de LCM gastado (Lb)	Costo diario LCM gastado (Dólares)	Pérdidas diarias (bbf)
18-ene-15	147,845.83	Carbonato de Calcio M 600	35	592.9	0
		Carbonato de Calcio M 325	115	1,357.00	
		Carbonato de Calcio M 200	40	472	
19-ene-15	86,167.84	Carbonato de Calcio M 325	200	2,360.00	0
		Carbonato de Calcio M 200	40	472	
20-ene-15	92,886.06	-	-	-	0
21-ene-15	107,897.86	Carbonato de Calcio M 600	40	677.6	70
		Carbonato de Calcio M 200	40	472	
		Carbonato de Calcio M 40-100	10	118	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	60	1,022.40	
22-ene-15	115,970.58	Carbonato de Calcio M 200	40	472	0
		Carbonato de Calcio M 40-100	30	354	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	45	766.8	
		Carbonato de Calcio M 200	40	472	
23-ene-15	107,846.79	Carbonato de Calcio M 10-40	40	472	
		Carbonato de Calcio M 40-100	80	944	0
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	140	2,385.60	
24-ene-15	75,584.23	Carbonato de Calcio M 600	75	1,270.50	0
		Carbonato de Calcio M 10-40	40	472	
25-ene-15	99,826.87 \$	Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	10	170.4	0
26-ene-15	92,789.23	Carbonato de Calcio M 325	45	531	0
		Carbonato de Calcio M 40-100	20	236	

**Tabla 15. (Continuación)**

Día	Costo diario (Dólares)	Producto de material de control de pérdida utilizado	Cantidad de LCM gastado (Lb)	Costo diario LCM gastado (Dólares)	Pérdidas diarias (bbi)
27-ene-15	103,338.18\$	-	-	-	0
28-ene-15	83,941.33	-	-	-	0
29-ene-15	92,209.34	-	-	-	0
30-ene-15	80,323.65	-	-	-	0
31-ene-15	85,117.03	-	-	-	0
01-feb-15	124,448.91	Carbonato de Calcio M 10-40	10	118	120
		Carbonato de Calcio M 40-100	25	295	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	50	852	
02-feb-15	215,479.26	Carbonato de Calcio M 10-40	30	354	96
		Carbonato de Calcio M 40-100	35	413	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	45	766.8	
03-feb-15	90,364.92	Carbonato de Calcio M 10-40	10	118	119
		Carbonato de Calcio M 40-100	10	118	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	20	340.8	
04-feb-15	113,557.68	Carbonato de Calcio M 200	20	236	268
		Carbonato de Calcio M 10-40	45	531	
		Carbonato de Calcio M 40-100	55	649	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	179	3,050.16	
		Carbonato de Calcio M 325	40	472	
05-feb-15	107,477.42	Carbonato de Calcio M 200	120	1,416.00	340
		Carbonato de Calcio M 10-40	20	236	
		Carbonato de Calcio M 40-100	10	118	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	25	118	
		Carbonato de Calcio M 325	40	472	
06-feb-15	122,638.64	Carbonato de Calcio M 10-40	20	236	180
		Carbonato de Calcio M 40-100	85	1,003.00	
		Material Celulósico Fibroso (Fino, Medio, Grueso)	72	1,226.88	

Una vez compilada la información diaria de perforación de la sección de 8½ en la Tabla 15, se realiza el Gráfico 22 donde se interpreta el comportamiento de las curvas para generar un análisis del impacto de los costos de perforación diarios.

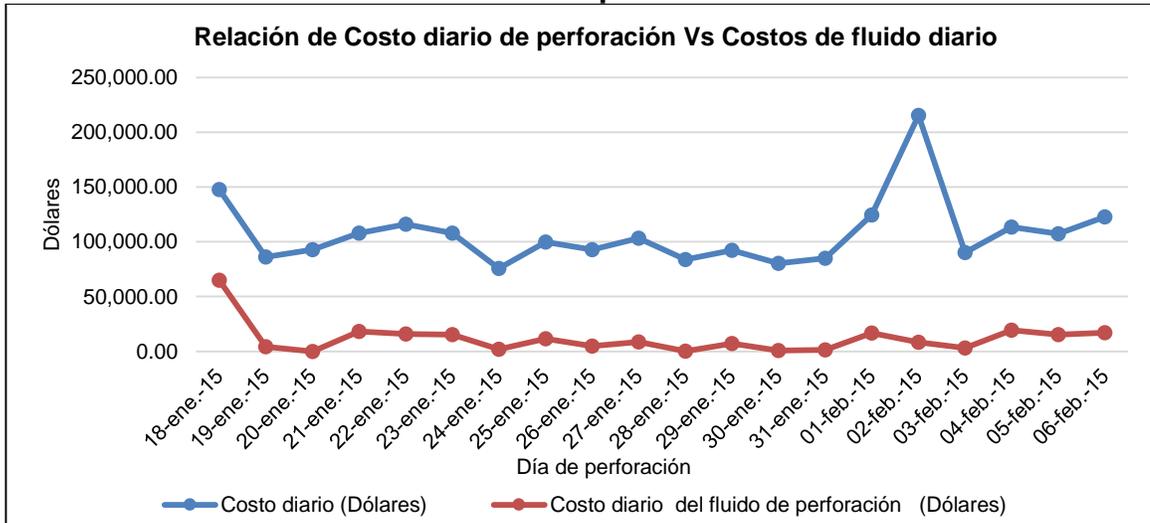
**Gráfico 22. Impacto en los costos del Pozo B ST1 en la Sección 8 1/2**



En el Gráfico 22 se observa que el comportamiento de los costos diarios y el costo diario de LCM gastado y tienen similitud después del día 31 de enero del 2015 donde las pérdidas de circulación se presentan.

Este análisis será comprobado mediante el Gráfico 23, respecto a la comparación del comportamiento de la curva de costo diario de LCM gastado frente a las pérdidas diarias en barriles no se observa un comportamiento similar antes del 31 de enero, ya que al inicio de la perforación del Pozo B ST 1 se emplean LCM sin presentar pérdidas de circulación.

**Gráfico 23. Relación de Costo diario de perforación Vs Costos de fluido diario**



El Gráfico 23 muestra un comportamiento similar entre las curva de costo diario de perforación y de costos de fluido diario desde el día en que se presentan las pérdidas (31 de enero), por lo tanto se establece que las pérdidas de circulación generan un impacto negativo sobre los costos diarios de perforación.

## **5.2 DAÑO DE FORMACIÓN**

Otro de los impactos que se presentan debido a las pérdidas de circulación es el daño a la formación, que, para los pozos de estudio, es específicamente la Unidad K1. El daño a la formación se define como cualquier proceso o evento que pueda causar una reducción en la productividad o inyectividad de una formación, principalmente por una afectación a la permeabilidad de esta.

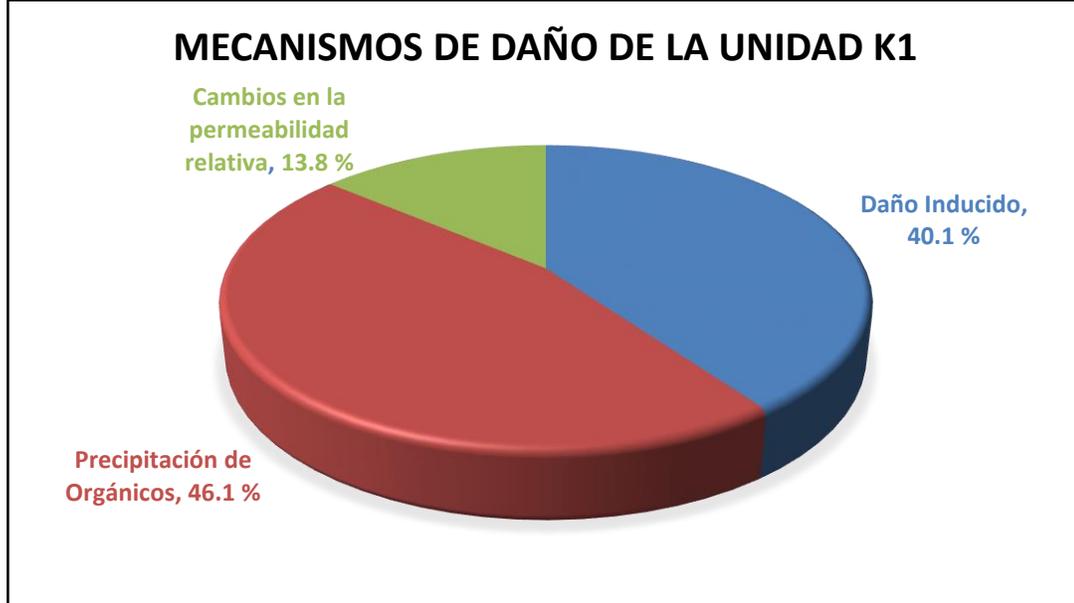
Al perforar en sobrebalance, se induce un daño a la formación por efecto mecánico, que opera bajo tres principios, la migración de finos por invasión de un fluido que moje la roca, el entrapamiento de fases por una invasión de agua en las zonas donde la saturación de agua es baja o por la invasión de los sólidos que están suspendidos en el fluido de perforación.<sup>199</sup> Ahora, teniendo en cuenta que en el caso de las pérdidas de circulación el fluido de perforación invade de forma severa la formación productora, los efectos que ocurren por la perforación sobrebalance se verán incrementados drásticamente.

En el Campo Castilla se ha identificado daños a la formación, específicamente para la Unidad K1, causado por diversos mecanismos, los cuales se muestran en el Gráfico 24.

---

<sup>199</sup> QUTOB,Hani. Underbalanced Drilling; Remedy for Formation Damage, Lost Circulation & Other Related Conventional Drilling Problems. vol. SPE 88698, p. 2

**Gráfico 24. Mecanismos de Daño en la Formación K1**



Fuente: ITALO BAHAMON,J., et al. Successful Implementation of Hydraulic Fracturing Techniques in High Permeability Heavy Oil Wells in the Llanos Basin-Colombia. SPE-177119-MS, p. 6-7. Modificado por Autores

Como se observa en el Gráfico 24 un 40.1% del daño en la Unidad K1 es causado por fuentes externas (daño inducido) el cual se atribuye principalmente a la incompatibilidad entre los fluidos de perforación y la formación. Además de la caracterización del daño, se han realizado pruebas de restauración de presión con el fin de cuantificarlo, en las que se obtienen valores para el factor de daño de 20,196 para la Unidad K1 Inferior.<sup>200</sup>

---

<sup>200</sup> ITALO BAHAMON,J., et al. Successful Implementation of Hydraulic Fracturing Techniques in High Permeability Heavy Oil Wells in the Llanos Basin-Colombia. SPE-177119-MS, p. 6-7.

## **6. PLAN DE MEJORAMIENTO PARA LA DISMINUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN**

En el presente capítulo se presenta el desarrollo del plan de mejoramiento para las pérdidas de circulación, una vez ejecutado el análisis de causa raíz y el análisis de impactos generados por las pérdidas de circulación en los pozos de estudio. Para tal fin, se analizará en primera instancia las estrategias de prevención, las cuales corresponden a aquellas estrategias que son ejecutadas antes de que se presente el evento de pérdida. Posteriormente, serán descritas las estrategias de control, las cuales se ejecutan en el momento que ocurre el incidente y tienen como propósito la disminución total o parcial de la tasa de pérdida hacia la formación.

Cada una de las estrategias de prevención y control que se presentan, son el resultado de la revisión del estado del arte de investigaciones realizadas en múltiples países para tal fin. Como parámetros de selección se tuvo en cuenta que las formaciones donde se evaluaron estas estrategias presentaran condiciones similares a las de la Unidad K1 en el Campo Castilla. Estas condiciones son: que los eventos de pérdida se presenten en formaciones depletadas, cuya presión de poro y gradiente de fractura se ha disminuido por la producción del campo y que sean areniscas productoras.

Las estrategias serán descritas en un cuadro en donde se menciona su composición (si son materiales de control de pérdida de circulación), el funcionamiento de la tecnología, las ventajas y desventajas. Además, se describe el caso de estudio, las condiciones bajo las cuales la tecnología puede ser aplicada y la validación de la estrategia propuesta. Para llevar a cabo la aplicación de las estrategias es necesario cumplir con ciertos requisitos de tipo técnico y económico, los cuales son presentados en diagramas de árbol de transición. Este diagrama presenta el plan de realización de las estrategias, mostrando los objetivos intermedios que deben ser alcanzados para cumplir sus requerimientos de aplicación.

### **6.1 ESTRATEGIAS DE PREVENCIÓN**

A continuación, se mostrarán las estrategias de prevención correspondiente al Cuadro 25, el cual contiene estrategias como:

- Perforación en condiciones de bajo balance.
- Fortalecimiento de pozo en la perforación de arenas depletadas.
- Materiales Inteligentes de Pérdida de Circulación para el Fortalecimiento de Pozo.
- Fluido de ultra baja invasión.

El Cuadro 25 tendrá la descripción de las estrategias de prevención con cada una de las características mencionadas anteriormente.

**Cuadro 25. Estrategias para la prevención de pérdida de circulación en el Pozo A y B**

Perforación en Condiciones de Bajo Balance				
Funcionamiento de la tecnología	Ventajas	características del caso de estudio	Condiciones	Validación
<p><b>En operaciones de perforación bajo balance, la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de perforación es mantenida intencionalmente por debajo de la presión de poro de la formación en la sección del pozo a hueco abierto.</b></p>	<p>Durante la perforación bajo balance los fluidos de la formación fluyen hacia el pozo cuando se perforan las formaciones permeables, permitiendo no sólo la producción de fluidos durante la operación sino el incremento de la misma con respecto a las operaciones convencionales.</p> <p>No se genera daño a la formación</p>	<p>El estudio se aplica a la principal formación productora, Guadalupe, la cual está constituida por las unidades litoestratigráficas K1 (Guadalupe Superior e Inferior) y K2 (Guadalupe Masivo). Debido a la magnitud de los problemas operacionales, también se tiene en cuenta la formación San Fernando T2.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La litología descrita no representa inconveniente alguno para su ejecución, debido a los altos rangos en que se encuentran las resistencias tensiles de ambas unidades (Unidad K1 800 Psi y Unidad K2 1500-2500 Psi).</li> <li>2. Las propiedades del crudo hacen del campo un buen candidato a perforación bajo-balance</li> <li>3. La presión de yacimiento baja también es un indicativo de que el campo es candidato a perforación bajo balance.</li> </ol>	<p>Altos rangos de las resistencias tensiles de ambas unidades del Campo Castilla (800-2500 psi).</p> <p>Presión de yacimiento baja (2691 Psi).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se realizan mapas de distribución de pozos en donde se observa la magnitud del problema por pozos individuales. A continuación, se estima no sólo el principal problema operacional sino la zona mayormente afectada, con el fin de obtener una mejor visualización de las áreas afectadas en el campo.</li> <li>2. Se generan mapas de distribución de diferentes parámetros correspondientes a propiedades del campo, posteriormente se efectúa una comparación entre estos, de manera que se pueda establecer si la zona afectada se encuentra en condiciones óptimas para la aplicación de la técnica.</li> <li>3. Se procede a evaluar la estabilidad de los pozos que fueron perforados con técnicas convencionales en la misma área. Para esto, se analizan las ventanas operacionales del fluido de perforación, las cuales suministran información sobre la presión de poro, la presión de colapso, la presión de fractura y el peso del fluido utilizado durante la perforación convencional. Como resultado se tiene que los pozos no presentaron inestabilidad a lo largo de la perforación convencional, el cual opera con un peso de fluido de aproximadamente 8.7 ppg. La presión de colapso permanece por debajo de la presión hidrostática durante toda la operación, lo cual indica que los pozos se mantuvieron estables durante la perforación. Esto comprueba que los pozos pueden perforarse con técnicas bajo-balance en las zonas afectadas, siendo viable técnicamente.</li> </ol>

**Cuadro 25. (Continuación)**

<b>Fortalecimiento de pozo en la Perforación De Arenas Depletadas</b>				
<b>Funcionamiento de la tecnología</b>	<b>Ventajas/ Desventajas</b>	<b>Características del caso de estudio</b>	<b>Condiciones</b>	<b>Validación</b>
<p><b>Busca aumentar artificialmente la presión que puede soportar el pozo y por lo tanto ampliar la ventana operacional del fluido de perforación. Esto se realiza mediante el desarrollo de la torta de filtrado cuando los fluidos ingresan hacia una formación permeable.</b></p> <p><b>Se busca aumentar la presión de iniciación de fractura (FIP) y la presión de propagación de fractura (FPP) para prevenir la pérdida de circulación.</b></p> <p><b>El método de celda de esfuerzos se ha implementado para mitigar las pérdidas inducidas mediante el fortalecimiento de la pared del pozo y el aumento efectivo de la resistencia a la fractura de las formaciones.</b></p>	<p><b>Ventajas:</b> El fortalecimiento del pozo es de fácil operación ya que no requiere de equipos adicionales y tiene un costo relativamente bajo.</p> <p><b>Desventaja:</b> Requiere un conocimiento de la geomecánica del intervalo en el cual se desea aplicar, específicamente la magnitud de la tensión de compresión y rigidez de la roca para determinar el ancho de la fractura, que deberá ser tapada con partículas sólidas añadidas.</p> <p>Dificultad de obtener la información geomecánica respecto a las mediciones directas de las propiedades clave in situ (como lo son esfuerzo horizontal mínimo (Sh), Modulo de Young).</p>	<p>El escenario de estudio incluye la perforación en yacimientos agotados (lo que generalmente conduce a una reducción de la presión de poro y en resultado una reducción del gradiente de fractura). Adicional se considera que la pérdida de circulación es común en los pozos con una ventana del fluido de perforación estrecha.</p> <p>En las formaciones depletadas la mayoría de los eventos de pérdida de circulación ocurren cuando la presión hidráulica en el pozo excede el FIP y el FPP de la roca de formación.</p> <p>También es aplicado a formaciones con presencia de micro fracturas, que pueden desarrollarse naturalmente a partir de movimientos tectónicos, compactación rápida de sedimentos y / o expansión de fluidos térmicos. En este caso, la presión superada es la presión de propagación de las micro fracturas, en lugar de la presión de iniciación de fractura. Por esto esta presión se considera como una nueva FIP.</p> <p>Desde el punto de vista de la permeabilidad, los métodos de fortalecimiento de pozos podrían ser más efectivos para yacimientos agotados con mayores diferencias entre presión de poro (Pp) y esfuerzo horizontal mínimo (Shmin). En comparación con formaciones de alta presión en las cuales las diferencias entre Pp y Shmin son relativamente pequeñas.</p> <p>En formaciones permeables la tasa de pérdida de filtrado es suficientemente alta para formar un tapón de filtro efectivo, adicional se libera presión o energía de la fractura hacia la formación y en consecuencia la presión queda atrapada dentro de la fractura evitando el crecimiento de esta; es por esto que las areniscas son el tipo de formación idónea para fortalecimiento de pozo.</p>	<p>Se requiere información como: datos de perforación, mecánica de rocas y análisis de estrés, junto con la distribución de tamaños y la concentración de materiales particulados en el fluido de perforación.</p> <p>Teniendo en cuenta que la presión de entrada capilar es un parámetro de importancia en el fortalecimiento de pozo, es preferible aplicar la tecnología en rocas mojadas con agua y fluido de perforación base agua. En tal caso el fluido puede invadir fácilmente las aberturas de los poros, dejando las partículas sólidas y formando así un tapón o torta de filtración.</p> <p>Si el fluido es base aceite, el fluido de perforación no puede entrar fácilmente en las aberturas de los poros debido a la alta tensión interfacial (IFT) entre los fluidos inmiscibles, por lo tanto, el tapón no será eficiente).</p>	<p>La presión capilar de entrada (Pce) es una consideración importante para analizar el comportamiento de pérdida de líquido, especialmente si los capilares de poro son relativamente pequeños. El Pce aumenta a medida que disminuye el tamaño de apertura de poro. Cuando la diferencia entre la presión del pozo y la presión del poro excede el Pce, el fluido del pozo (filtrado) será empujado a la formación y desplazará el fluido del poro.</p> <p>En la arenisca el Pce es de aproximadamente 10 a 50 psi, y para las lutitas es de aproximadamente 200 a 800 psi en aguas profundas en el Golfo de México. Debido a que la arenisca tiene un Pce significativamente menor que las lutitas, es más fácil que el fluido del pozo se filtre en la arenisca, facilitando el desarrollo de la torta de fluido de perforación.</p>

**Cuadro 25. (Continuación)**

<b>Materiales Inteligentes Fortalecimiento de Pozo evitando las Pérdidas de Circulación.</b>					
<b>Composición</b>	<b>Funcionamiento de la tecnología</b>	<b>Ventajas/ Desventajas</b>	<b>Características del caso de estudio</b>	<b>Condiciones</b>	<b>Validación</b>
<p><b>Es un material de pérdida circulación diseñado a partir de polímeros que se activan con la temperatura de fondo.</b></p> <p><b>Estos polímeros tienen la capacidad de deformarse temporalmente y retornar a su forma original mediante un estímulo externo como el cambio de temperatura o la exposición a ondas electromagnéticas.</b></p>	<p>El material sella la fractura mediante su activación con la temperatura in situ de la formación. Al activarse, el material se expande a su forma original resultando en un sello efectivo.</p> <p>El esfuerzo generado por la expansión de este polímero asegura el sello del borde y garganta de la fractura, lo que provee fuerzas compresionales que fortalezcan el pozo.</p>	<p><b>Ventajas:</b> Tiene doble función de sellar y fortalecer el pozo. El fortalecimiento se logra gracias a que el material proporciona un esfuerzo tangencial adicional en el pozo.</p> <p>Es modificado químicamente para que pueda soportar las condiciones de alta presión y alta temperatura del pozo.</p> <p>Puede ser usado en conjunto con cualquier tipo de fluido de perforación</p> <p>Al ser aplicado de forma granular el material no afecta la permeabilidad de los poros de la formación productora.</p> <p><b>Desventajas:</b> Al ser activable con temperatura, requiere conocer de forma precisa el perfil de temperatura del pozo.</p> <p>Si no se activa no logra ningún tipo de reducción de pérdida de fluido hacia la formación.</p> <p>Se requiere conocer el tamaño de la fractura para establecer la concentración del LCM.</p>	<p>Puede ser aplicado en cualquier tipo de formación fracturada.</p> <p>Se realiza una simulación en OpenFOAM, que es un simulador computacional de dinámicas de fluidos, en el que se evaluó el aumento de presión y la eficiencia de la concentración del LCM. Otra simulación evaluó el esfuerzo compresivo generado por el LCM.</p> <p>Se demostró que el material sella gradualmente desde la punta de la fractura hacia la garganta. El aumento de presión se genera instantáneamente una vez la fractura se ha sellado completamente</p>	<p>Se debe conocer de forma precisa el perfil de temperatura del pozo.</p> <p>El material debe estar en forma de partículas para reducir el esfuerzo de los 18MPa hasta los 8MPa, evitando dañar o romper la roca.</p>	<p>Se hace un procedimiento experimental mediante una prueba de taponamiento con partículas con un PPA (Aparato de Taponamiento de Permeabilidad). Se diseñó el LCM en tamaños de 2.5 mm y 5 mm, con una temperatura de activación de 70 °C.</p> <p>Se realizaron pruebas en un disco ranurado y un disco cónico, para ambos casos se logró una reducción de pérdida de fluido en un 100%.</p> <p>El sello formado puede resistir presiones diferenciales de hasta los 5000 psi.</p>

**Cuadro 25. (Continuación)**

<b>Fluido de ultra baja invasión</b>				
<b>Composición</b>	<b>Funcionamiento de la tecnología</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Características del caso de estudio</b>	<b>Validación</b>
<p><b>Se diseña químicamente el fluido para que forme una barrera flexible y delgada, pero resistente.</b></p> <p><b>Presenta una distribución de tamaño de partícula que depende si las fracturas son naturales o son inducidas.</b></p>	<p>El aditivo deposita una barrera delgada e impermeable sobre los poros y microfracturas.</p> <p>Permite perforar zonas con fluctuaciones de presión y mantiene la formación de interés aislada.</p>	<p>Aplicable a fluidos de perforación base agua y base aceite.</p> <p>La barrera formada incrementa la presión de iniciación de fractura y también previene la propagación de éstas.</p> <p>Previene otros problemas operacionales como la pega diferencial.</p> <p>Permite mejorar el diseño esquemático de los pozos, requiriendo menos secciones de casing, pues la barrera provee una mayor estabilidad al pozo.</p>	<p>Aplicado en arenas consolidadas con gradientes de poro reducidos.</p> <p>La producción de la arena comenzó hace más de 77 años.</p> <p>Ejecutado en zonas depletadas y zonas sobre presurizadas.</p>	<p>Fue implementado en varios campos de Venezuela para operaciones de perforación de zonas intermedias y exploratorias.</p> <p>Se obtuvo un mejor rendimiento de los pozos, la producción fue mayor a la esperada gracias a la disminución de la invasión de fluidos hacia la formación. (11 pozos produjeron 1800 bopd extra).</p>

Fuente:

HERDES,M., et al. Ultra-Low-Invasion Fluid Technology Increases Operational Window to Enhance Drilling, Reduce Damage in Unstable Venezuela Formations. vol. SPE-186409-MS.

KHALED,A.; DAHI,A. and GUOQUIANG,L. Smart Lost Circulation Materials for Wellbore Strengthening. ARMA 17-0492

LOZANO SALAZAR,Viera, et al. Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones de bajo-balance. Aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol S.A. En: REVISTA FUENTES: EL REVENTÓN ENERGÉTICO. Julio,.vol. Vol. 9, p. 71

REZA,Majidi, et al. &nbsp;Drilling Depleted Sands: Geomechanics, Challenges and Mitigations. En: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION HELD IN HOUSTON, TEXAS,. Septiembre,.no. SPE-174741-MS, p. 19

YONGCUN,Feng; JONES,John andGRAY,K. E. A Review on Fracture Initiation and propagation Pressures for Lost Circulation and Wellbore Strengthening. En: SPE DRILLING AND COMPLETION. Abril 12,.p. 16.

Una vez descritas cada una de las estrategias de prevención en el Cuadro 25, se realiza el plan de mejoramiento por medio del diagrama de árbol de transición encontrado en la Figura 32, en el cual el cuadro azul corresponde a la estrategia planteada, el rombo naranja a los objetivos intermedios a cumplir y el cuadro verde de la acción a realizar para cumplir el objetivo intermedio.

**Figura 32. Diagramas de árbol de transición para las estrategias de prevención de pérdidas de circulación.**

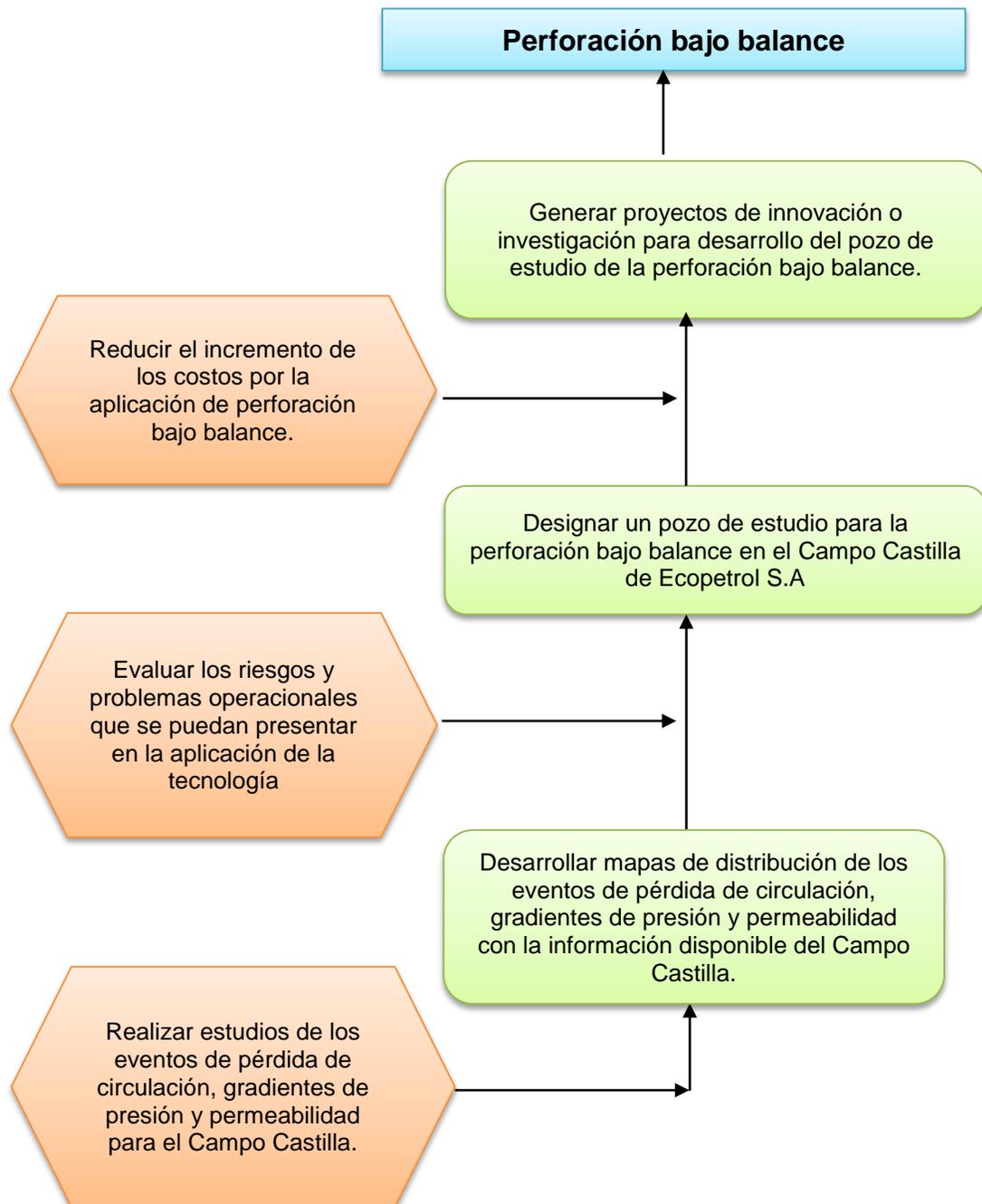


Figura 32. (Continuación)

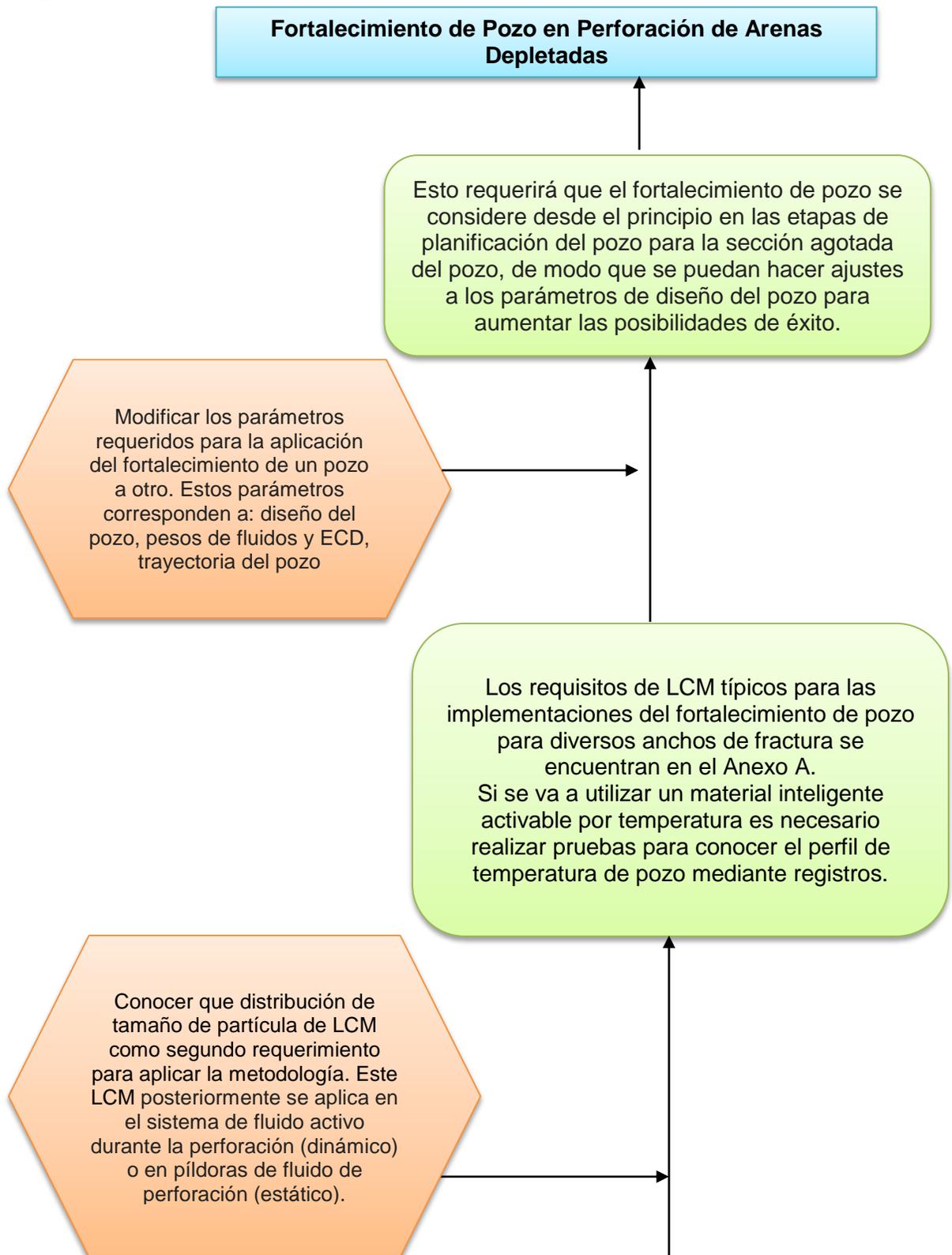
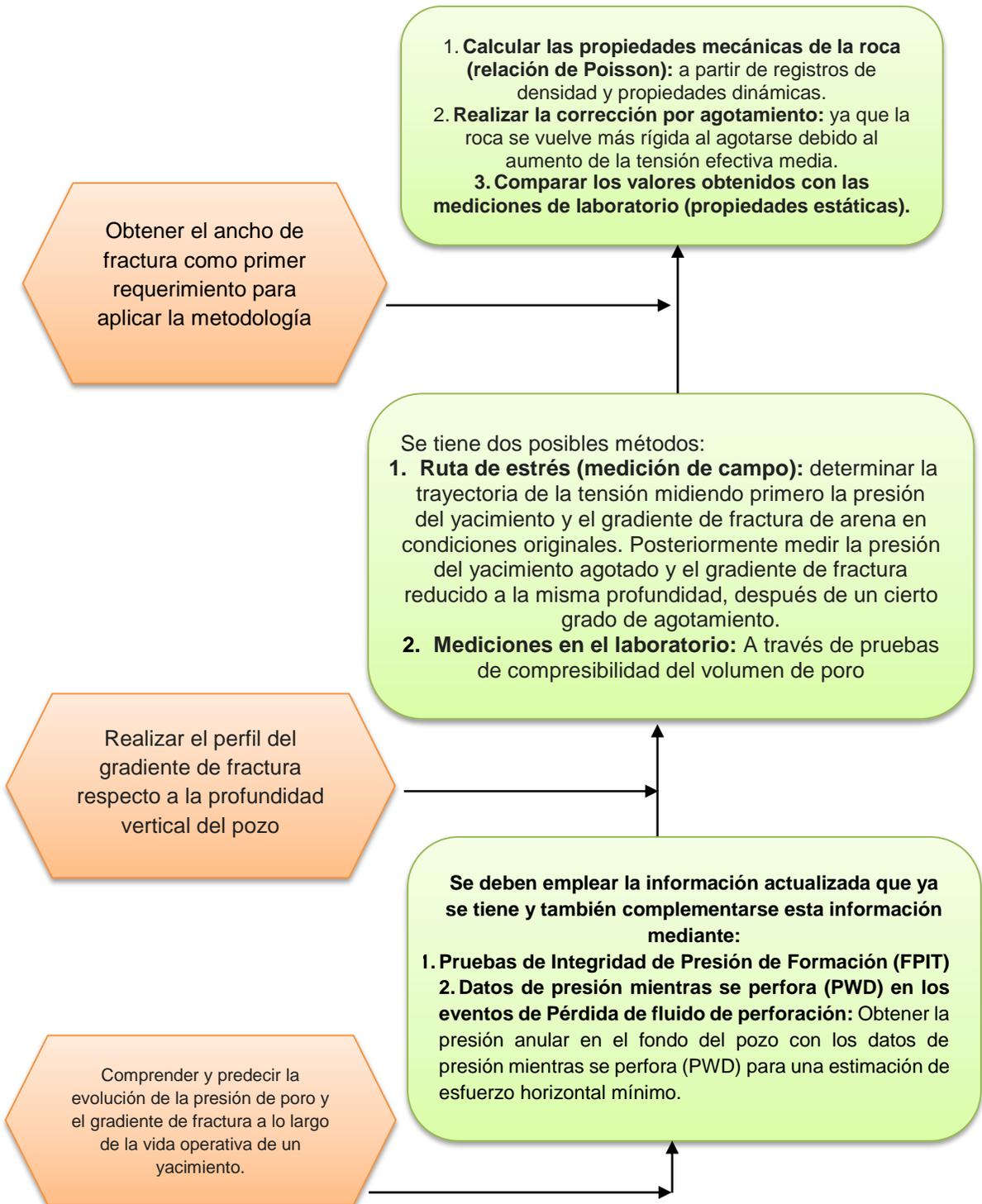


Figura 32. (Continuación)



## **6.2 ESTRATEGIAS DE CONTROL**

A continuación, se mostrarán las estrategias de control correspondiente al Cuadro 26, las estrategias mencionadas son:

- Material de pérdida de circulación soluble en ácido para uso en yacimientos naturalmente fracturados.
- Píldoras basadas en fibras diseñadas mediante ingeniería (EFLCC) para control de pérdidas de fluido total en formaciones complejas, depletadas y naturalmente fracturadas.
- Fibras de celulosa micronizadas.

El Cuadro 26 tendrá la descripción de las estrategias de control con cada una de las características mencionadas anteriormente.

**Cuadro 26. Estrategias para el control de pérdida de circulación en el Pozo A y B**

Material de Pérdida de Circulación Soluble en Ácido para uso en grandes yacimientos naturalmente fracturados				
Composición	Funcionamiento de la tecnología	Ventajas/ Desventajas	Características del caso de estudio	Validación
<p><b>Material de pérdida de circulación multimodal diseñado mediante ingeniería (ECS por sus siglas en inglés).</b></p> <p><b>El material de pérdida de circulación multimodal es una solución compuesta por partículas sólidas y fibras solubles en ácido. También se emplea un LCM adicional (soluble en ácido) para mejorar la eficiencia de la aplicación.</b></p> <p><b>El ECS está diseñado para incluir partículas y fibras de varios tamaños y formas, para tapar fracturas de menor a intermedio y grande amplitud.</b></p> <p><b>El material suplementario soluble en ácido en combinación con el ECS, se propone cuando el ECS, por sí mismo, no logra la efectividad requerida. El LCM suplementario es un material de escamas a base de carbonato de calcio, con una distribución de tamaño de partícula (PSD) suficientemente grande para ayudar al ECS a ser más eficiente en el sellado de fracturas más grandes.</b></p>	<p>La distribución de tamaño multimodal proporciona el tamaño de partícula necesario para sellar un amplio rango de anchos de fractura, incluidas fracturas de gran tamaño donde pueden tenerse pérdidas totales.</p> <p>Cualquier solución presentada para remediar pérdidas severas a totales en una zona de producción puede requerir que el LCM sea ácido soluble. El ECS presentado probó a nivel de laboratorio una solubilidad en ácido clorhídrico (HCl) al 15% y ácido fórmico al 10%.</p>	<p><b>Ventajas:</b> Un ECS con una distribución de tamaño de partícula multimodal (d10, d50 y d90), reduce la incertidumbre sobre el tamaño de fracturas, por la capacidad de conectar una amplia gama de aberturas y permitir el sellado de las pérdidas severas a totales en las formaciones de yacimientos naturalmente fracturados.</p> <p>50ppb de ECS, por sí solo, tuvo éxito al taponar de manera eficiente hasta un disco ranurado de 3.000 micras.</p> <p>La combinación de ECS y LCM suplementario fue capaz de conectar discos ranurados de 7.000 micras hasta 0.5 pulgadas.</p> <p><b>Desventaja:</b> Cuando se usa la solución de ECS y LCM suplementario, la píldora se debe bombear en un BHA convencional con extremo abierto o con un tratamiento (debido al gran tamaño de la solución suplementaria).</p>	<p>Como caso de estudio se tienen pérdidas severas a totales en yacimientos con formaciones naturalmente fracturadas.</p>	<p>Fue probado en el laboratorio para validar su capacidad de puentear la zona de pérdidas.</p> <p>La Prueba de celda de pérdida de fluido (PPA) fue realizada con una diferencia importante: En lugar de utilizar discos de aloxita o cerámica como medios de filtro, se usan discos ranurados de tamaños variados.</p> <p>Las pruebas se realizaron a temperatura ambiente y presión diferencial de 1.000 psi. La pérdida de fluidos se reporta al final de un período de prueba de 30 minutos. El tapón se formó a temperatura ambiente en un disco de aloxita ranurado de 190 micras usando 80 lbm/bbl de la solución de ECS y LCM suplementario.</p> <p>Se realizaron pruebas de solubilidad en ácido para la solución de ECS y LCM suplementario. El tapón formado en el disco de aloxita ranurado, se dividió en cuatro partes iguales, para preparar cuatro combinaciones diferentes de ácidos. Dos partes del tapón LCM se trataron con ácido: una con 10% de ácido clorhídrico (HCl) y la otra con 10% de ácido fórmico. Las otras dos partes se trató con dispersante (basado en hidrocarburos de perforación), seguidos por 10% HCl + disolvente + tensioactivo o 10% de ácido fórmico + disolvente + tensioactivo.</p>

**Cuadro 26. (Continuación)**

<b>EFLCC píldoras basadas en fibras diseñadas mediante ingeniería para control Pérdidas de Fluido Total en Yacimientos Naturalmente Fracturados.</b>					
<b>Composición</b>	<b>Funcionamiento de la tecnología</b>	<b>Ventajas/ Desventajas</b>	<b>Características del caso de estudio</b>	<b>Condiciones</b>	<b>Validación</b>
<p><b>Es una mezcla compuesta de fibras con sólidos de forma plana y gránulos.</b></p> <p><b>Utiliza el principio de la distribución de tamaño de partícula en una píldora viscosa.</b></p> <p><b>1. Viscosificante: se utiliza para suspender y distribuir uniformemente las fibras y sólidos en el fluido base. La suspensión de las fibras y sólidos es el requisito para una píldora eficaz.</b></p> <p><b>2. Fibras de ingeniería: son mezcla de fibras blancas y sólidos en forma plana. Los tamaños son optimizados y diseñados para maximizar la eficiencia de taponamiento y mejorar el rendimiento.</b></p> <p><b>3. Sólidos: Es una mezcla de partículas gruesas, medias y finas.</b></p>	<p><b>1. Dispersión.</b> La píldora viscosa mantiene los sólidos y las fibras suspendidas correctamente. Las fibras están diseñadas de manera que queden dispersas en el sistema de fluidos.</p> <p><b>2. Puenteo.</b> Las fibras de material compuesto permiten la penetración parcial, a través de la fractura en la zona de pérdida haciendo un puenteo en la formación. Esto es importante para asegurar que el puenteo no se retire cuando se reanuda la circulación.</p> <p><b>3. Tapón.</b> Las fibras puentean a través de las fracturas, sin embargo, todavía hay espacios entre las fibras que necesitan ser taponadas. Para esto, la combinación de partículas de diferente tamaño asegura que se tapen eficientemente los espacios restantes y eviten cualquier pérdida de fluido a través del puente.</p> <p><b>4. Sostenimiento del tapón</b> Una vez que las pérdidas de circulación son controladas, las operaciones posteriores en la perforación requieren la circulación de fluidos a través de la zona de pérdidas, por lo tanto, en caso de que el tapón sea muy superficial puede retirarse fácilmente. Es por esto que se emplea la combinación de 2 fibras. El sistema de doble fibra se asegura en la fractura, haciéndolo más resistente frente a los procesos de recirculación y aumentos de presión.</p>	<p><b>Ventajas:</b> La estructura plana de sólidos mejora la resistencia a la elevada presión diferencial a través de la zona de pérdida.</p> <p>La mezcla de fibras blancas y sólidos mejora el rendimiento de las fibras en fluidos de bajo contenido de sólidos tales como fluido base aceite de baja toxicidad (LTOBM) y espaciador de cemento.</p> <p>También se ha demostrado que la píldora de fibra de ingeniería (EFLCC) puede ser bombeada a través de brocas de perforación, herramientas MWD y zapatos flotantes.</p> <p><b>Desventaja:</b> La píldora de fibra no debe ser bombeada a través de las herramientas que contienen mallas, debido al riesgo de tapparlas.</p>	<p>El pronóstico geológico indicó un alto grado de agotamiento en las arenas y presencia de fracturas naturales.</p> <p>En las secciones naturalmente fracturadas y agotadas, resulta ser particularmente difícil el control de pérdidas porque en la mayoría de los casos no se conoce el ancho de la fractura. El uso de fibras puede ayudar a mitigar la falta de caracterización de la zona de pérdida.</p> <p>Las pérdidas pudieron deberse a fracturas creadas en el proceso de perforación.</p> <p>LCM convencionales no tuvieron mucho éxito en el control de pérdidas de circulación.</p>	<p>La tecnología mitiga las pérdidas en las fracturas de hasta 5 mm de ancho. Además, el puente que se forma a través de la fractura puede contener un diferencial de presión de hasta 13.790 kPa (2.000 psi).</p> <p>A una mayor temperatura y mayor ancho de fractura, más baja es la presión que el tapón de fibra puede soportar</p>	<p>La combinación de fibras y sólidos especiales fue diseñada y probada en el laboratorio para validar su capacidad de puentear la zona de pérdidas.</p> <p>La prueba de laboratorio corresponde a una celda de pérdida de fluido estándar, experimentando el funcionamiento del tapón en diferentes áreas de flujo y geometrías. Se utiliza un software especialmente diseñado para optimizar la concentración de partículas sólidas de diferentes tamaños que se añadirán al fluido portador. A esta píldora se añade posteriormente una mezcla de fibra con partículas de forma plana, cuya concentración depende principalmente de la tasa de pérdida.</p>

**Cuadro 26. (Continuación)**

<b>Fibras de Celulosa Micronizadas</b>					
<b>Composición</b>	<b>Funcionamiento de la tecnología</b>	<b>Ventajas/ Desventajas</b>	<b>Características del caso de estudio</b>	<b>Condiciones</b>	<b>Validación</b>
<p><b>Fibras de celulosa micronizadas que se pueden retirar con soluciones alcalinas, con tamaños entre los 20 micrones de diámetro y longitudes entre los 2 y 200 micrones.</b></p> <p><b>Otros estudios han utilizado agentes oxidantes para acelerar la remoción de las fibras de celulosa.</b></p>	<p>Las fibras de celulosa micronizada forman un sello en la cara del pozo en la mayoría de las formaciones de areniscas.</p> <p>Las orientaciones de las fibras en el fluido en movimiento hacen que se genere un sello efectivo gracias a las múltiples disposiciones del material</p> <p>Una vez se inicia la producción del campo, las fibras son retiradas mediante el flujo de fluidos, sin embargo, para asegurar que el material sea retirado por completo se utilizan soluciones alcalinas.</p>	<p><b>Ventajas:</b> Puede ser utilizado en una amplia variedad de fluidos de perforación.</p> <p>A diferencia de otros LCM, las fibras de celulosa son compresibles, hinchables en baja proporción y se pueden retirar parcialmente.</p> <p>Forman sellos a concentraciones más bajas que otros LCM.</p> <p>Bajo condiciones controladas puede existir una estimulación del pozo gracias a las soluciones alcalinas.</p> <p><b>Desventajas:</b></p> <p>Son restringidos en las zonas de interés por su baja solubilidad en ácido. Pero son fácilmente retirables con álcalis.</p> <p>Pueden presentar fenómenos de contraflujo en completamientos de empaque con grava o con mallas.</p> <p>Las soluciones alcalinas pueden causar daños a la formación si no se operan bajo condiciones específicas.</p>	<p>Aplicado en una arenisca productora. Se prueban las condiciones para retirar las fibras de celulosa sin generar daño a la formación.</p>	<p>Para evitar el daño a la formación por las soluciones alcalinas se sugiere utilizar espaciadores con soluciones buffer una vez se haya retirado las fibras.</p>	<p>Se realiza una prueba de laboratorio con núcleos de la formación los cuales fueron expuestos a soluciones ácidas y alcalinas para su comparación.</p> <p>Mediante un microscopio electrónico de barrido ambiental y una espectrometría de energía dispersiva se determinó cuáles minerales estaban presentes en la roca, la profundidad de penetración de las soluciones y si se presentaban reacciones adversas en la roca.</p> <p>Se demostró que exponer el álcali (KOH) a iones divalentes, como el calcio y el magnesio, reducen el rendimiento de la estimulación.</p>

Fuente: REZA, Majidi, et al. &nbsp;&nbsp;&nbsp;Drilling Depleted Sands: Geomechanics, Challenges and Mitigations. En: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION HELD IN HOUSTON, TEXAS,. Septiembre,.no. SPE-174741-MS, p. 19

ROBIN, Verret, et al. Use of Micronized Cellulose Fibers to Protect Producing Formations. Feb 23, 2000.

SHARATH, Savari; WHITFILL, Donald L. and WALKER, Jonathan. &nbsp;&nbsp;&nbsp;Acid-Soluble Lost Circulation Material for Use in Large, Naturally Fractured Formations and Reservoirs. En: SPE MIDDLE EAST OIL & GAS SHOW AND CONFERENCE HELD IN MANAMA, KINGDOM OF SAUDI ARABIA. Marzo 6, No. SPE-183808-MS.

SHARATH, Savari; WHITFILL, Donald L. and WALKER, Jonathan. &nbsp;&nbsp;&nbsp;Lost Circulation Management in Naturally Fractured Reservoirs. En: SPE/IADC MIDDLE EAST DRILLING TECHNOLOGY CONFERENCE AND EXHIBITION HELD IN ABU DHABI, UAE,. Enero 28,.no. SPE/IADC-178165-MS, p. 7

Una vez descritas cada una de las estrategias de control para las pérdidas de fluido en el Cuadro 26, se realiza el plan de mejoramiento por medio del diagrama de árbol de transición encontrado en la Figura 33.

**Figura 33. Diagramas de árbol de transición para las estrategias de control de pérdidas de circulación.**

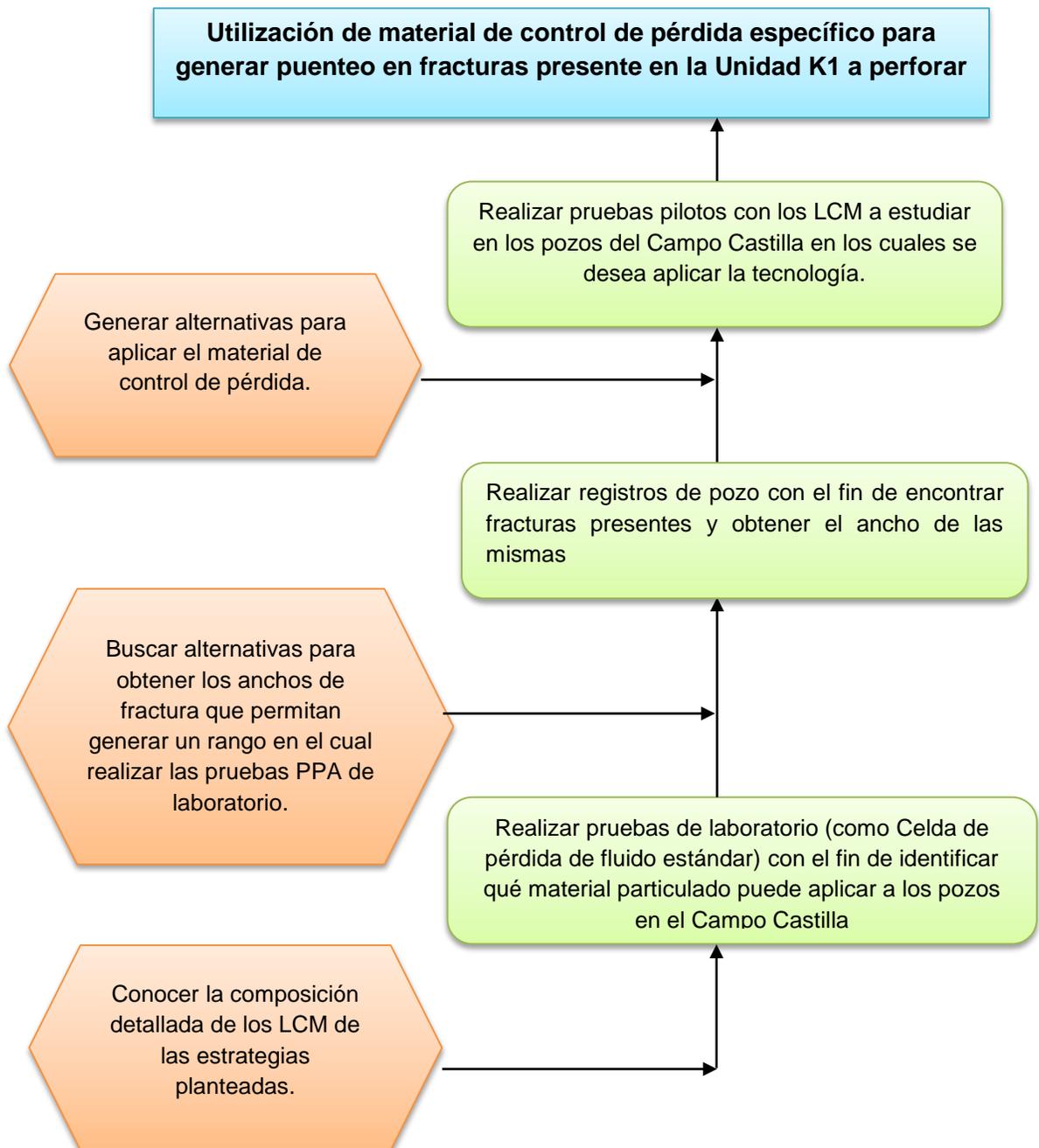
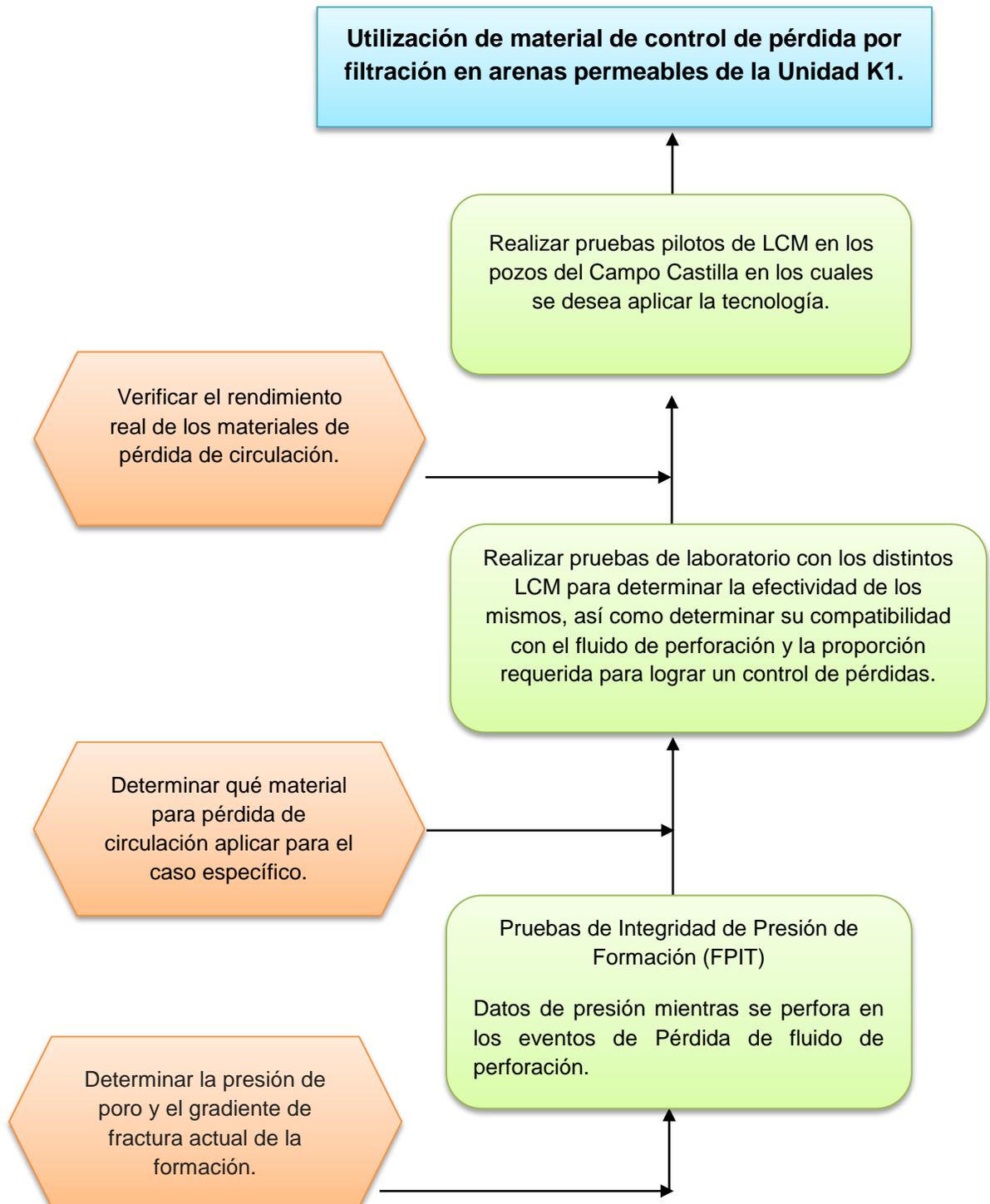


Figura 33. (Continuación)



## 7. CONCLUSIONES

- ❖ Dentro de las generalidades geológicas del Campo Castilla se tiene que la Formación de interés corresponde a la Formación Guadalupe conformada por la Unidades K1 y K2, donde regionalmente la Unidad K2 está constituida por arenas limpias homogéneas y la Unidad K1 está constituida por areniscas delgadas con alto contenido arcilloso.
- ❖ Para el Pozo A se consideran pérdidas por invasión, con una tasa de pérdida de 10-16 bbl/h (pérdida por filtración) con un total de 1848 barriles (pérdidas severas); para el Pozo B se tuvieron pérdidas por fracturamiento, con una tasa de pérdida de 60 a 200 bbl/h (pérdidas totales) con un total de 18650 barriles (pérdidas severas); para el Pozo B ST1 20 a 55 bbl/h (pérdidas totales) con un total de 2022 barriles perdidos (pérdidas severas).
- ❖ Para el diagnóstico causa raíz se desarrollaron los diagramas de Ishikawa con el fin de identificar las causas que generaron el evento de pérdida de circulación. Estas causas fueron agrupadas en cuatro conjuntos: de condiciones geológicas (formaciones permeables, presencia de fracturas naturales), de producción del Campo Castilla (depletamiento), de gestión (manejo de información) y de procesos (desarrollo operacional).
- ❖ Las barreras de control empleadas durante las pérdidas del Pozo A permitieron cumplir con una perforación controlada pero no mitigaron los barriles de fluido perdidos en la formación. La falla de la barrera de control de Pozo A corresponde a una inadecuada selección de las estrategias de control debido al desconocimiento de las verdaderas causas de la pérdida de circulación y la limitación en la concentración del material para pérdida de circulación (debido a los requisitos mínimos para el funcionamiento adecuado de las herramientas direccionales).
- ❖ El Pozo B tiene como barreras de control el uso de LCM los cuales logran una reducción inicial de la tasa de pérdida de 130 a 60 bbl/hora (3 horas), pero posteriormente la tasa de pérdida de circulación se mantiene entre 60 a 200 bbl/hora en los próximos 6 días, lo cual evidencia que los tratamientos realizados no generan un tratamiento adecuado sobre la causa raíz del problema pues son enfocados en los efectos instantáneos.
- ❖ Las barreras preventivas empleadas en los Pozos A y B fueron enfocadas en controlar la densidad del fluido de perforación para evitar una alta densidad de circulación equivalente. No obstante, la información con la que fue diseñado el fluido de perforación para la sección de 8 ½ no considera el factor de reducción de gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura (depletamiento de la Unidad K1 Inferior). Por lo tanto, la densidad del fluido de perforación genera una sobrepresión mayor a la planeada. Aun así, la compañía aseguró poseer la

información correspondiente a la presión de poro y presión de fractura y mencionan que el sobrebalance tiene como función la estabilización de las lutitas adyacentes (Dicha información no fue reportada en los informes de perforación utilizados para el desarrollo del análisis de los pozos).

- ❖ Por medio de la herramienta Árbol de fallas como causa raíz de los eventos directos ocurridos en los pozos de estudio, se tiene que la Unidad K1 Inferior se encuentra depletada, adicionalmente, las pérdidas por filtración son ocasionadas por la perforación sobrebalance y la presencia de areniscas permeables. Respecto a las pérdidas severas se tiene como causa la gestión administrativa en el diseño de fluido de perforación (uso de información no actualizada debido a la reducción del gradiente de fractura y la presión de poro de la Unidad K1), induciendo pérdidas por fracturas generadas por un sobrebalance mayor a lo planeado.
- ❖ A partir del Diagrama de interrelación se establece que para los pozos de estudio los principales efectos son el incremento de costos, el daño a la Unidad K1 y el incremento de los tiempos no productivos. De igual manera, las principales causas que permitió identificar este diagrama fue el diseño de fluido con información no actualizada y la perforación con un sobrebalance mayor a lo planeado.
- ❖ El Diagrama de realidad actual se obtiene que los efectos últimos son el incremento de los costos, el aumento del tiempo no productivo y el daño a la formación (comprobando los resultados de acuerdo con el Diagrama de interrelación). Estos efectos pueden verse afectador por el evento de tratamiento mayor a 48 horas.
- ❖ De acuerdo con el análisis de los impactos en los costos por las pérdidas de circulación, dentro del costo total del fluido de perforación, se obtuvo que para el Pozo A el 80 % corresponde al costo total de los productos, para el Pozo B el 93% y para el Pozo B ST1 el 86%. Posteriormente por medio del análisis gráfico para los Pozos A, B y BST1, se identifica que dentro del porcentaje de costo de fluido de perforación los materiales de control de pérdida en el Pozo A representa el valor de 14%, para el Pozo B y sidetrack BST1 del 13%.
- ❖ Para el Pozo A de acuerdo con el grafico costo programados vs costos reales se tiene cuatro productos de control de pérdidas que generan un incremento en el costo del fluido de perforación respecto al planeado: carbonato de calcio malla 200 con un 337,3%, carbonato de calcio malla 40-100 y malla 10-40 100%, y Fibras con incremento del 438,8%, porcentajes proporcionales al incremento del uso en la perforación de la sección 8½.

- ❖ A partir de los gráficos de costos diarios de perforación vs costo diario de fluido de perforación se identifica una relación directa de los días en que son presentadas las pérdidas de circulación teniendo así un impacto negativo sobre estos costos.
- ❖ La herramienta de análisis de causa raíz (Teoría de restricciones) permitió realizar una representación del plan de acción por medio de diagramas de transición. En estos diagramas se describen los objetivos intermedios que se requieren cumplir para lograr la implementación de las estrategias. Así mismo, se mencionan las acciones a llevar a cabo para lograr la consecución de estos objetivos.
- ❖ Dentro de las estrategias de prevención se considera el uso de técnicas de fortalecimiento de pozo en el que se busca aumentar artificialmente la presión que puede soportar el pozo aumentando la ventana operacional del fluido de perforación mediante el uso de diversos materiales (convencionales o inteligentes) que aislen la punta de las fracturas o que generen una celda de esfuerzos.
- ❖ Dentro de las estrategias de prevención se plantea la perforación bajo balance, la cual mantiene la presión ejercida por la columna hidrostática por debajo de la presión de poro para evitar las pérdidas de circulación y otros problemas relacionados como el daño a la formación.
- ❖ Se plantea el uso de fluidos de perforación de ultra baja invasión como medida preventiva, en el que el fluido desarrolla una barrera flexible y delgada para perforar zonas con fluctuaciones de presión como la Unidad K1 Inferior, evitando el daño a la formación durante la perforación.
- ❖ Como estrategias de control se plantea el uso de material de pérdida de circulación soluble en ácido para yacimientos naturalmente fracturados, el cual incluye fibras y partículas de distintos tamaños y formas para puentear fracturas de amplitud variable.
- ❖ El uso de píldoras basadas en fibras diseñadas mediante ingeniería (EFLCC) para el control de pérdidas de circulación se presenta como otra estrategia de control, la cual emplea una mezcla compuesta de fibras con sólidos de forma plana y granular, el cual utiliza el principio de la distribución de tamaño de partícula para sellar las fracturas eficientemente.
- ❖ La aplicación de fibras de celulosa micronizada es la última de las estrategias de control propuesta, la cual permite formar un sello en la cara de pozo en la mayoría de las formaciones de areniscas, lo que la hace ideal para las pérdidas

por infiltración, las cuales son fácilmente retiradas mediante soluciones alcalinas.

## 8. RECOMENDACIONES

- ❖ Abarcar toda la información relacionada a las formaciones de interés, no sólo con información de perforación sino integrar un conjunto completo que permita caracterizar el yacimiento con información de tipo geomecánico, registros de imágenes, análisis estructural del yacimiento, entre otros.
- ❖ Complementar el estudio del impacto de las pérdidas de circulación en la producción posterior de la Unidad K1, mediante un análisis de pruebas de restauración de presión (PBU) para determinar la severidad del daño de formación.
- ❖ Cumplir con los objetivos intermedios mediante las acciones mencionadas en los diagramas de transición para lograr la implementación de las estrategias propuestas.
- ❖ Realizar una evaluación técnico-financiera de las estrategias propuestas para la prevención y control de las pérdidas de circulación con el fin de facilitar la selección de la misma.
- ❖ Establecer específicamente que tipos de compuestos son utilizados en las estrategias de control y prevención, pues en la mayoría de los casos no se presenta la composición química de los productos por estar patentados o ser productos de investigación.

## BIBLIOGRAFÍA

- A Mark Doggett. Root Cause Analysis: A Framework for Tool Selection. En: THE QUALITY MANAGEMENT JOURNAL. Oct 1, vol. 12, no. 4, p. 34
- ABBAS,Rafat, et al. Una Red de Seguridad para Controlar las Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. p. 1-10
- ACERO NAVARRO,Elías Germán. Administración de operaciones aplicando la teoría de restricciones en una Pyme. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Programa Cybertesis PERÚ,
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. Cuenca Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Colombia: 2012. 48 p.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. [0]:2012.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca de los Llanos Orientales, estudio integrado de crudos pesados.&nbsp; [0]. [Consultado el Junio2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-integrados-y-modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and petroleum Geology, a new proposal. Colombia: 2007. 40 p.
- ALFARO ANTOR,Marycruz andARANDA DOMÍNGUEZ,Gilberto. El análisis causa raíz utilizado como herramienta en la evaluación de eventos no deseados en instalaciones de una refinería. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de estudios superiores Zaragoza, 2014. p. 124.
- ARIAS,Heydy. Patronamiento de las Tendencias Direccionales en las Formaciones en la Cuenca de los Llanos Orientales. (Municipios de Acacias y Castilla la Nueva, departamento del Meta). Universidad Industrial de Santander., 2012. p. 54.
- Asociación Colombiana del Petróleo. Informe Estadístico Petrolero. [0]:2017.
- AYAN,Cosan, et al. Caracterización de la permeabilidad con probadores de formación. En: OIFIELD REVIEW. 2001/.

BAGGINI ALMARGO,Santiago Pablo, et al. Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación. En: OIFIELD REVIEW OTOÑO. vol. 26, no. 3, p. 3

Baker Hughes Drilling Fluids. Fluidos Manual de Ingeniería. Houston, USA: Fluids Marketing Departament, 2005. 122 p.

BRATTON, Tom, et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. En: OIFIELD REVIEW. p. 3

CAICEDO,Hector, et al. Geomechanics, ECD Management and RSS to Manage Drilling Challenges in a Mature Field. En: SPE OIL AND GAS INDIA CONFERENCE AND EXHIBITION. Jan 20,,no. SPE\_129158\_MS, p. 1-13

CALVACHI PRIETO,Brigitte Natalia andGONZALEZ VARGAS,Fabian Alberto. Teoría de las restricciones (toc): modelo de gestión gerencial para el crecimiento productivo de las pymes en Colombia. Caso aplicado a CIDMA S.A.S. Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario, 2013. p. 20.

CHÁVEZ VÁSQUEZ,Guadalupe; Dubón Peniche, María del Carmen and GONZÁLEZ FERNÁNDEZ,Celia Luz. Identificación de riesgos asociados a un modelo organizacional de causalidad de eventos adversos. [0]:México, D.F: 2014. 18

Comisión Federal de Electricidad; VIDAL LEON,Roberto and ón. Procedimiento para el análisis causa raíz (ACR), de fallas relevantes en equipos, accidentes e incidentes, ocurridos en las instalaciones de CFE. [0]:México: 2008. 75

COOK,John, et al. Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. vol. 23, no. 4, p. 1-10

COOPERSMITH,Ellen, et al. La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas. En: OILFIELD REVIEW. p. 9

D.J. AHong; GARY,Teixeira andU.B. Singh. Successful Use of a Modified MWD Tool in a High-Concentration LCM Mud System. En: SPEIADC DRILLING CONFERENCE HELD IN AMSTERDAM SPE DRILLING AND COMPLETION. Marzo,,no. SPE 25690, p. 5

DARLEY,H. C. H. andGRAY,George R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 5h ed. ed. US: Gulf Professional Publishing, 1998. 1-3 p.

Datalog Colombia, S A S. Reporte Final Pozo Castilla A. [0]:Bogota D.C: 2014. 432

DAVILA BARON,Rolando andMORALES CASTRO,Andrea. Programa de Perforación Y Completamiento CA B.&nbsp; [0]:Bogotá D.C: 2014. 46

DE ANDRADE,Alexandre, et al. Fiber Technology Simply and Effectively Cures Total Losses in Southern Mexico Without Knowing Size of Fractures.&nbsp; En: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE. no. SPE-150844-MS, p. 1-9

DEEG,J. andWANG,H. Changing Borehole Geometry And Lost-Circulation Control. En: ROCK MECHANICS ACROSS BORDERS AND DISCIPLINES. Jun 5,.no. ARMA\_04\_577, p. 1-10

Department of Petroleum Engineering, Heriot Watt University. Glossary of Terms. p. 9

División de Compensación para Trabajadores, Departamento de Seguros de Texas. El Análisis de Fallas con Diagramas de Árbol. [0]:Texas, Estados Unidos: 2006. 3

Drilling Specialties Company a division of Chevron Phillips Chemical Company, L P. Lost Circulation Guide. 2014. 10 p.

Drilltek Colombia, S A S. Informe Final Pozo Castilla B. [0]:Bogota D.C: 2014. 473

DSI. PBL Bypass Systems. [0]:

DUARTE DÍAZ,Paula Daniela andPRADA FONSECA,María Angélica. Propuesta de una metodología de análisis causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación del Pozo A en el Campo Castilla. Fundación Universidad de América, 2016. p. 102.

DUARTE,P. andPRADA,M. Propuesta de una Metodología de Análisis Causa Raíz para el Diagnóstico de las Causas de los Problemas Durante la Perforación del Pozo A en el Campo Castilla. Fundación Universidad de América, 2016. p. 31.

DYMOV,S.; KRETSUL,V. andDOBROKLEB,P. Drilling Optimization in Achimov Horizontal Wells by Integrating Geomechanics and Drilling Practices. En: SPE NORTH AFRICA TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. no. SPE 175815, p. 1-16

Ecopetrol. Castilla, recargado. [0]. Noviembre 2003 - Enero. [Consultado el Junio2017]. Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

Ecopetrol. Campos de Ecopetrol en el Meta alcanzaron cifra récord de producción de 171.151 barriles/día. [0]. Octubre 30,. Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es!/ut/p/z0/04\\_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljypNzrflzU6xSDA0t0pITLXSTLI1NdE1SU5J0Ey2SLXWTEIOMEk3TzIxTjMz0C7ldFQFYsPJG/](http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljypNzrflzU6xSDA0t0pITLXSTLI1NdE1SU5J0Ey2SLXWTEIOMEk3TzIxTjMz0C7ldFQFYsPJG/)

Ecopetrol. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. [0]. Diciembre 1,. [Consultado el Junio2017]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>

ECOPETROL S.A. Daily Executive Report, Pozo B. [0]:Bogotá D.C: 2015. 268

ECOPETROL S.A. Reporte Final Pozo Castilla A. [0]:2014. 18

ECOPETROL,S. A.; ´QUINTERO,Diana and´LEAL,Cesar Andres. Justificación de la perforación del Cluster 87, Pozos CA356, CA 358, CA 360, CA 423 y CA 446. Enero,.

GARCIA,Vanessa. Modelo de James Reason. [0]. Marzo 13,. [Consultado el Septiembre 11,2017]. Disponible en: <https://prezi.com/gwq9aeljrgx6/modelo-de-james-reason/>

GHALAMBOR,Ali, et al. Integrated Workflow for Lost Circulation Prediction. En: SPE INTERNATIONAL SYMPOSIUM AND EXHIBITION ON FORMATION DAMAGE CONTROL. vol. SPE 168123, p. 8

Glossary Schulumberger. Cambio Angular. [0]. [Consultado el Abril 19,2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dogleg.aspx?p=1>

Halliburton Baroid. STOPPIT LCM stops oil-based fluids losses in horizontal wellbore. En: CASE HISTORY LOST CIRCULATION MATERIALS HALLIBURTON. no. H09685, p. 1

HERDES,M., et al. Ultra-Low-Invasion Fluid Technology Increases Operational Window to Enhance Drilling, Reduce Damage in Unstable Venezuela Formations. vol. SPE-186409-MS,

HERMINA,Elisabeth andAnişor. Improving quality through root cause analysis in corrective-preventive actions within QMS. En: ACADEMIC JOURNAL OF MANUFACTURING ENGINEERING. Febrero,vol. VOL. 10, p. 65

ILLIDGE, Edgar, et al. Ant Tracking Seismic Attribute and Its Application to Detect Discontinuities Areas That Thent to Present Lost Circulation Events - Case Study in Castilla Field. En: SUSTAINABLE HEAVY OIL EXPLOITATION, INNOVATION AND GEOMECHANICAL CONTRIBUTIONS. p. 2

Impact Fluids. Wellbore Shielding® & Stabilization. [0]. 2017]. Disponible en: <http://impact-fluids.com/products/drilling-fluid-chemicals-additives>

Instituto Americano de Petróleo. Manual de fluidos de perforación, Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación&nbsp; Dallas, USA: 2001. 426 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN INTERNACIONAL. NTC 1486: Documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá, Colombia. 2008.

\_\_\_\_\_. NTC 5613: Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. Bogotá, Colombia. 2008.

\_\_\_\_\_. NTC 4490: Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. Bogotá, Colombia. 1998.

International Association of Drilling Contractors. IADC Drilling Manual. Houston, USA: Technical Toolboxes, Inc., 2000a. 2 p.

International Association of Drilling Contractors. IADC Drilling Manual. 2000b. 25 p.

ITALO BAHAMON, J., et al. Successful Implementation of Hydraulic Fracturing Techniques in High Permeability Heavy Oil Wells in the Llanos Basin-Colombia. vol. SPE-177119-MS, p. 6-7

KARIMI, Moji, et al. A Review of Casing Drilling Advantages to Reduce Lost Circulation, Improve Wellbore Stability, Augment Wellbore Strengthening, and Mitigate Drilling-induced Formation Damage. En: MIDDLE EAST DRILLING TECHNOLOGY CONFERENCE AND EXHIBITION. no. 148564, p. 1-8

KHALED, A.; DAHI, A. and GUOQUIANG, L. Smart Lost Circulation Materials for Wellbore Strengthening. vol. ARMA 17-0492,

LAVROV, Alexandre. Lost Circulation. Elsevier Science, 2016. 163-206 p. ISBN 0128039167

LOPEZ,N., et al. Reporte Final de Fluidos de Perforación, Pozo A. [0]:Bogotá D.C: 2014. 28

LOZANO SALAZAR, Viera, et al. Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones de bajo- balance. Aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol S.A. En: REVISTA FUENTES: EL REVENTÓN ENERGÉTICO. Julio,.vol. Vol. 9, p. 71

LUZARDO,J., et al. Alternative Lost Circulation Material for Depleted Reservoirs. En: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. no. OTC-26188-MS, p. 1-20

MAHTO,Dalgobind andKUMAR,Anjani. Application of root cause analysis in improvement of product quality and productivity. En: JOURNAL OF INDUSTRIAL ENGINEERING AND MANAGEMENT. Dec 24,.vol. 1, no. 2, p. 16

MAJIDI,Reza, et al. Drilling Depleted Sands: Geomechanics, Challenges and Mitigations. En: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION HELD. Septiembre 28,.p. 19

MANSURE,A. J. Polyurethane Grouting Geothermal Lost Circulation Zones. Feb 26,.no. SPE 74556,

MARTINEZ,Felipe, IBARRA,Daniel andVELAZQUEZ,David. Límite Técnico de la Perforación de Pozos Horizontales en la Cuenca de Chicontepec. [0]. [Consultado el Abril 14,2017]. Disponible en: <http://www.aipmac.org.mx/mexico/Trabajos/Aula4/04.pdf>

MATEUS,Jefferson; ARIAS,Henry andSANCHEZ,Edwin. Critically Stressed Fracture Analysis to Evaluate Mud Losses Mechanism in Castilla Field, Colombia. En: SUSTAINABLE HEAVY OIL EXPLOITATION, INNOVATION AND GEOMECHANICAL CONTRIBUTIONS. p. 2

MILLER,Matthew, et al. The Development of a Geopolymer-Based Pill as an Engineered Solution to Lost Circulation . En: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. no. SPE 166123, p. 1-10

Ministerio de Minas y Energía. Instructivo Diligenciamiento Plan de Mejoramiento. [0]. 2017]. Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/590601/INSTRUCTIVO+DILIGENCIAMIENTO+PLAN+DE+MEJORAMIENTO.pdf/27ff8839-0b36-4b76-ad67-5d942672cd77>

MOAZZENI,A. andNABAEI,M. Drilling Engineering. 2nd ed. Kankash Publication, 2010. 321-322 p.

MOAZZENI,Ali, et al. Mechanical Earth Modelling Improves Drilling Efficiency and Reduces Non-Productive time (NPT). En: SPE DEEP GAS CONFERENCE AND EXHIBITION. Enero 24,.no. SPE 131718 MS, p. 1-14

MORALES,Oscar. ¿Qué es TOC? [0]:Colonia del Valle, Mexico:

MURRAY,David, et al. Case Study - ECD Management Strategy Solves Lost Circulation Issues On Complex Salt Diapirs/Paleocene En: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. no. SPE 166134,

NIMISHA,Menon; KRISHNANANDA,Kamath andSHABARAYA,A. Conducting root cause analysis and its implementation: a perspective. En: MANIPAL JOURNAL OF PHARMACEUTICAL SCIENCES. Septiembre,.vol. Volumen 2, p. 25

NOREEN,Eric, et al. "Apéndice: Introducción a los Procesos de Razonamiento" © The IMA Foundation for Applied Research Inc., 1995. [0]:1

NUMBERE,Otokini andOKOLI,Ugochukwu. The Importance of Geomechanical Analysis for Well Design and Engineering. En: SPE NIGERIA ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION. no. SPE-172387-MS, p. 1-8

Oilfield Glossary. Gradiente de Fractura. [0]. [Consultado el Abril 14,2017]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fracture\\_gradient.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fracture_gradient.aspx)

Oilfield Glossary. Pérdida de Circulación. [0]. [Consultado el Abril 14,2017]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lost\\_circulation.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lost_circulation.aspx)

Organización de Aviación Civil Internacional. Manual de gestión de la seguridad operacional. [0]:español, árabe, chino, francés, inglés y ruso: 2006. 323

PDVSA. Causas y tipos de pérdidas de circulación. [0]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/98576907/Perdidas-de-Circulacion>

PEMEX Aprendizaje Virtual. Guia de Aprendizaje. Metodología de Análisis de Causa Raíz (ACR). [0]:

PIQUÉ ARDANUYM,Tomás andLAPEÑA,Antonio Cejalvo. NTP 333: Análisis probabilístico de riesgos: Metodología del "Árbol de fallos y errores". [0]:1999.

PNUD, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, et al. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia&nbsp; Colombia: 2016. 17 p.

QUTOB,Hani. Underbalanced Drilling; Remedy for Formation Damage, Lost Circulation & Other Related Conventional Drilling Problems. vol. SPE 88698, p. 2

REINOSO RODRIGUEZ,Guillermo. Se Revierte primer contrato de asociación de petróleo. [0]. Abril 19,. [Consultado el Junio,2017]. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1211777>

REZA,Majidi, et al. &nbsp;Drilling Depleted Sands: Geomechanics, Challenges and Mitigations. En: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION HELD IN HOUSTON, TEXAS,. Septiembre,.no. SPE-174741-MS, p. 19

ROBIN,Verret, et al. Use of Micronized Cellulose Fibers to Protect Producing Formations. Feb 23, 2000.

RUIZ-LÓPEZ,Pedro; GONZÁLEZ RODRÍGUEZ-SALINAS,Carmen andALCALDE-ESCRIBANO,Juan. Análisis de causas raíz. Una herramienta útil para la prevención de errores. En: REVISTA DE CALIDAD ASISTENCIAL. vol. 20, no. 2, p. 9-79

SANDERS,Mark; SCORSONE,Jason andFRIEDHEIM,James. High-Fluid-Loss, High-Strength Lost Circulation Treatments. En: SPE DEEPWATER DRILLING AND COMPLETIONS CONFERENCE. no. SPE-135472-MS., p. 1-6

SARMIENTO,Luis. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT, Departamento de Geología, 2011. 103 p.

SAVARI,Sharath andWHITFILL,Donald. Lost Circulation Management in Naturally Fractured Formations: Efficient Operational Strategies and Novel Solutions. En: IADC/SPE DRILLING CONFERENCE AND EXHIBITION. no. IADC/SPE- 178803-MS., p. 1-12

SAVARI,Sharath; WHITFILL,Donald andMILLER,Matthew. Reservoir Friendly Setting Fluid Arrests Lost Circulation While Minimizing Reservoir Damage. En: SPE INTERNATIONAL SYMPOSIUM AND EXHIBITION ON FORMATION DAMAGE CONTROL. no. SPE 168127., p. 1-5

Schlumberger. Caracterización de los yacimientos fracturados, Modelos predictivos confiables para optimizar el desempeño de los yacimientos carbonatados.

Schlumberger. XBolt Accelerated drilling service. [0]:Bogotá D.C: 2017. 2

SHARATH,Savari; WHITFILL,Donald L. andWALKER,Jonathan. &nbsp;Acid-Soluble Lost Circulation Material for Use in Large, Naturally Fractured Formations and Reservoirs. En: SPE MIDDLE EAST OIL & GAS SHOW AND CONFERENCE HELD IN MANAMA, KINGDOM OF BAHRAIN. Marzo 6,.no. SPE-183808-MS,

SMARTDRAW,LLC. Interrelationship Diagram Examples. [0]. [Consultado el Octubre 3,2017]. Disponible en: <https://www.smartdraw.com/interrelationship-diagram/>

SUAREZ,wilson. Informe Sección 17 ½” de Fluidos de Perforación Y Completamiento Pozo Castilla B ST 1. [0]:Bogotá D.C: 2015. 160

Universidad Nacional del Rosario andPASOTTI,Pierina. Rocas sedimentarias. 3 p.

University Street, Montréal, Quebec, Canada, Organización de Aviación Civil Internacional. Manual de gestión de la seguridad operacional. [0]:Quebec, Canada: tercera Edición 2013, 2013. 272

VAN OORT,Eric, et al. Avoiding Losses in Depleted and Weak Zones by Constantly Strengthening Wellbores. En: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. no. 125093-MS, p. 1-12

VARGAS NUÑEZ,Pedro. Castilla, el único gran campo donde la producción de crudo ha mejorado. [0]. Mayo 9,. [Consultado el Junio2017]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/unico-campo-colombia-produccion-crudo-mejorado-495497>

VELAZQUEZ,David. Predicción De Sobrepresiones a Tiempo Real Para La Perforación De Pozos En México. [0]. [Consultado el Abril 14,2017]. Disponible en: [https://www.academia.edu/5049505/Predicci%C3%B3n\\_de\\_sobrepresiones\\_a\\_tiempo\\_real\\_para\\_la\\_perforaci%C3%B3n\\_de\\_pozos\\_en\\_M%C3%A9xico](https://www.academia.edu/5049505/Predicci%C3%B3n_de_sobrepresiones_a_tiempo_real_para_la_perforaci%C3%B3n_de_pozos_en_M%C3%A9xico)

WHITFILL,Donald andHEMPHILL,Terry. All Lost-Circulation Materials and Systems Are Not Created Equal. Oct 5,.no. 84319-MS, p. 1-9

WHITFILL,Donald, et al. Preventing Lost Circulation Requires Planning Ahead. En: INTERNATIONAL OIL CONFERENCE AND EXHIBITION. vol. ., no. SPE-108647-MS, p. 1-4

WOODWARD,Suzette. Seven steps to patient safety. En: REVISTA DE CALIDAD ASISTENCIAL. vol. 20, no. 2, p. 66-70

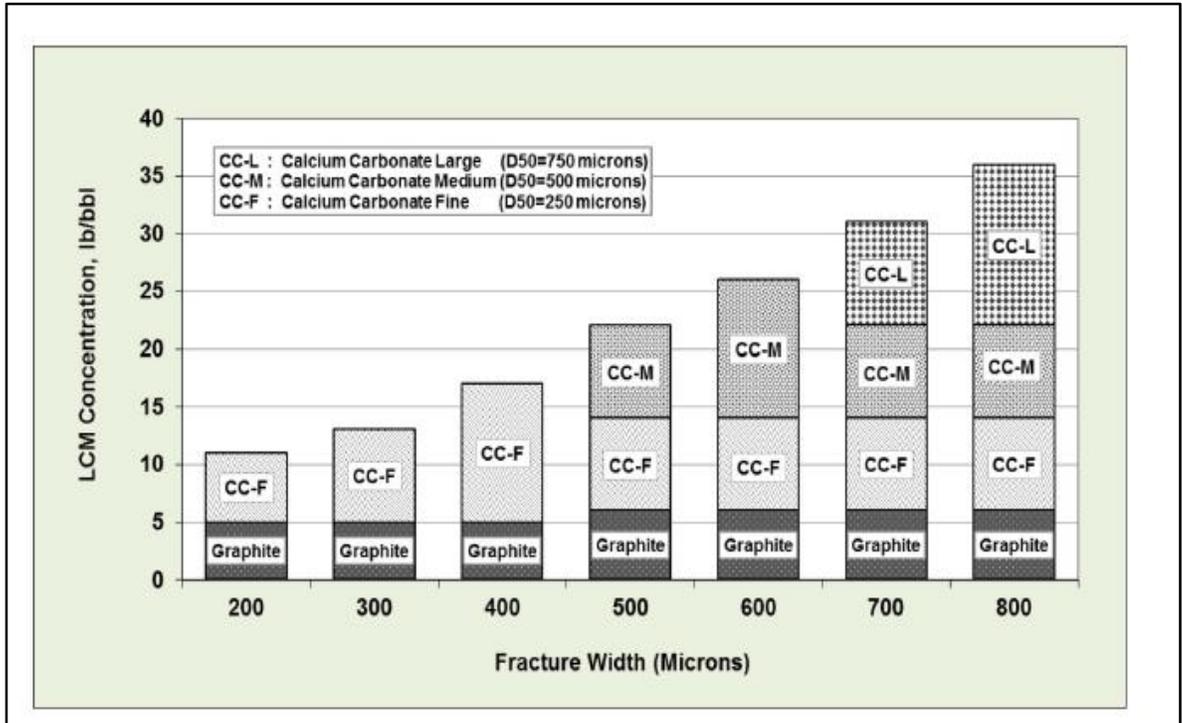
YONGCUN,Feng; JONES,John andGRAY,K. E. A Review on Fracture Initiation and propagation Pressures for Lost Circulation and Wellbore Strengthening. En: SPE DRILLING AND COMPLETION. Abril 12,.p. 11-16

ZULMA ORTIZ,María Eugenia andESANDI,Elsa Andina. El análisis causa-raiz.&nbsp;Instrumento para la búsqueda e implementación de soluciones para evitar las muertes maternas, fetales y neonatales. [0]:Buenos Aires: 2011. 114

# **ANEXOS**

## ANEXO A

### TÍPICOS DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE PARTÍCULA Y CONCENTRACIÓN DE LCM USADOS PARA DIFERENTES ANCHOS DE FRACTURAS



Fuente: REZA, Majidi, et al. &nbsp;Drilling Depleted Sands: Geomechanics, Challenges and Mitigations. En: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION HELD IN HOUSTON, TEXAS,. Septiembre,.no. SPE-174741-MS, p. 15

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros, Diana Carolina Chacón Carrero y Bryan García Munévar en calidad de titulares de la obra PROPUESTA DE UN PLAN DE MEJORAMIENTO PARA LA PREVENCIÓN Y CONTROL DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS A Y B EN EL CAMPO CASTILLA DE ECOPETROL S.A., elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	<b>Atribución- no comercial- sin derivar:</b> permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	<b>Atribución – no comercial:</b> permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	<b>Atribución – no comercial – compartir igual:</b> permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

**Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.**

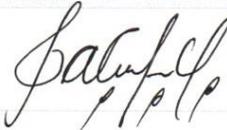
De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	
<b>Información Confidencial:</b> este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 9 días del mes de Febrero del año 2018.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
DIANA CAROLINA	CHACÓN CARRERO
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1022393108	

##### Autor 2

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
BRYAN	GARCÍA MUNÉVAR
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1014275872	