

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

FRANCISCO CARREÑO LOPEZ  
JUAN SEBASTIÁN MÁCIAS DÍAZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BOGOTÁ, D.C.  
2017

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

FRANCISCO CARREÑO LOPEZ  
JUAN SEBASTIÁN MACÍAS DÍAZ

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

Director  
CARLOS ALBERTO ESPINOSA MORA  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C.  
2017

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

Jurado 1

---

Jurado 2

---

Jurado 3

Bogotá D.C. Marzo de 2017

## **DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

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 Posgrados

**Dr. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano Facultad de Ingeniería

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

**Geólogo. EDGAR CEDEÑO LIGARRETO**

Las directivas de la Fundación 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 manifiestan su agradecimiento en primera instancia al Convenio Interinstitucional entre la Universidad de América y Ecopetrol S.A., gracias a este convenio se nos permitió desarrollar el trabajo de investigación, y nos dio acceso a la información de las bases de datos de la Empresa.

Al Semillero de Investigación de Nuevas Tecnologías de Perforación, en el cual se desarrolló la idea y luego el tema, para que finalmente se materializara en el presente trabajo, agradecerle a la Ingeniera Eliana Mesa, coordinadora del Semillero, por su arduo labor y compromiso, además de su orientación durante las fases del proyecto.

Especial agradecimiento al Ingeniero Jefferson Said Mateus, Asesor en Ecopetrol, por su incansable apoyo, guía y paciencia durante todo el avance del proyecto.

Por último y no menos importante, al Ingeniero Carlos Alberto Espinosa, Director del proyecto de investigación, por su colaboración, apoyo, y consejos prácticos que nos permitió terminar el presente trabajo.

## DEDICATORIA

*Primero quiero dedicarle este trabajo a Dios, a pesar de que las cosas no salen como se planean, en lo más profundo sé que es la voluntad del Señor.*

*A mi mamá María Elena, por su fortaleza, cariño y confianza, que me ha enseñado que las cosas se ganan con esfuerzo y dedicación, gracias a esto es que estoy donde estoy, mi mayor agradecimiento, te quiero inmensamente.*

*A mis hermanos Sandra y Felipe, por su apoyo y comprensión incondicional. A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron a que se cumpliera esta meta en mi vida, a todos ellos infinitas gracias.*

*Por último, agradecerle sinceramente a mi compañero Juan Sebastián Macías, por su ayuda y esfuerzo, que hizo que lográramos sacar este trabajo adelante a pesar de todas las adversidades que se presentaron en el camino.*

*Francisco Carreño López*

## DEDICATORIA

*Quiero dedicar este trabajo en primera medida a Dios, a la vida y al esfuerzo mismo, que permitieron que tuviera la constancia necesaria para terminar con esta investigación.*

*A mis padres Hugo y Alexandra, por su apoyo incondicional y quienes me enseñaron que la disciplina y el trabajo duro dan sus frutos. A ustedes muchas gracias por todo, los amo y les estaré agradecido toda la vida.*

*A mis hermanos Andrés y Hugo por su toda su ayuda a lo largo de mi vida. A mis amigos, profesores, y todas las personas que de alguna u otra forma contribuyeron en la realización de este proyecto. A todos ellos mil gracias.*

*Para finalizar, le dedico este trabajo a mi compañero Francisco Carreño, gracias por todo el esfuerzo realizado a lo largo de estos casi 2 años de lucha, espero que el futuro nos vuelva a encontrar.*

*Juan Sebastián Macías*



## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	25
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	25
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	25
1.3 MARCO GEOLÓGICO	26
1.3.1 Columna Estratigráfica.	27
1.3.2 Estratigrafía.	27
1.3.2.1 Formación Guadalupe Unidad K2.	29
1.3.2.2 Formación Guadalupe Unidad K1.	29
1.3.2.3 Formación Mirador, Unidad T2.	30
1.3.2.4 Formación Carbonera, Unidad Lutita E4.	30
1.3.2.5 Formación Carbonera, Unidad T1	30
1.3.2.6 Formación Carbonera, Unidad Lutita E3.	30
1.3.2.7 Formación Carbonera, Unidad C5.	30
1.3.2.8 Formación Carbonera, Unidad C4	31
1.3.2.9 Formación Carbonera, Unidad C3.	31
1.3.2.10 Formación Carbonera, Unidad Lutita E.	31
1.3.2.11 Formación Carbonera, Unidad Arenisca Superior (C1)	31
1.3.2.12 Formación Guayabo.	31
1.3.3 Geología estructural del Campo Castilla.	32
1.3.4 Geología del petróleo.	33
1.3.4.1 Roca Generadora.	33
1.3.4.2 Roca Reservorio.	33
1.3.4.3 Migración.	34
1.3.4.4 Roca Sello.	34
1.3.4.5 Trampas.	34
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA	34
1.4.1 Método de producción.	34
1.4.2 Gráfica de producción acumulada.	35
1.4.3 Características del yacimiento.	35
1.5 MODELO GEOMECÁNICO DEL CAMPO CASTILLA	36
1.5.1 ANÁLISIS DE EVENTOS.	36
1.5.2 Orientación y Estado de Esfuerzos.	39
1.5.2.1 Fase de 17 ½" y 12 ¼":	41
1.5.2.2 Fase de 8 ½":	42

2. SELECCIÓN DE LOS POZOS MEDIANTE UN ANALISIS ESTADISTICO	46
2.1 POBLACIÓN DE ANÁLISIS.	46
2.2 ANALISIS DE EVENTOS SEGÚN DATA ANALYZER.	49
2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE TIEMPOS NO PLANEADOS.	51
2.3.1 Pega de Tubería	52
2.3.1.1 Pega mecánica de tubería.	53
2.3.1.2 Pega de tubería por presión diferencial	58
2.3.1.3 Métodos de liberación de la tubería pegada.	58
2.3.1.4 Mecanismo para determinar la Pega de Tubería	59
2.3.2 Problemas del hueco.	60
2.3.2.1 Pérdidas de Circulación	60
2.3.3 Herramientas en el subsuelo.	62
2.3.3.1 Broca.	62
2.3.3.2 Motores de fondo.	63
2.4 MUESTRA DE ANÁLISIS.	64
2.4.1 Análisis del criterio de costo de perforación.	64
2.4.2 Análisis del criterio de tiempo de perforación.	67
2.4.3 Análisis del criterio de Tiempo no planeado o NPT's.	68
2.5 TAMAÑO DE LA MUESTRA.	70
2.5.1 Selección basada en la información obtenida.	70
2.5.2 Selección basada en la ubicación de los pozos.	70
3. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	72
3.1 METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA	72
3.1.1 Terminología	73
3.1.1.1 Objeto.	73
3.1.1.2 Peligro.	73
3.1.1.3 Evento.	73
3.1.1.4 Barreras.	74
3.1.1.5 Causas.	74
3.1.2 Análisis de la Metodología: ¿Qué pasó?	75
3.1.3 Análisis de la Metodología: ¿Cómo paso?	76
3.1.4 Análisis de la Metodología: ¿Por qué paso?	77
3.2 PROCEDIMIENTO PARA EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	78
3.3 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	81
3.3.1 Información General.	82
3.3.2 Reportes Adicionales	82
3.3.2.1 Herramientas de Subsuelo	83
3.3.2.2 Otros informes.	83
3.3.3 Organización de la Información.	83
4. DETERMINACIÓN DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS POZOS K, L Y M MEDIANTE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA	84

4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CAUSAS RAÍZ DEL POZO M	84
4.1.1 Pozo M.	84
4.1.1.1 ¿Qué paso en el Pozo M?	84
4.1.1.2 ¿Cómo paso el Evento en el Pozo M?	89
4.1.1.3 ¿Por qué paso el Evento en el Pozo M?	90
4.1.1.4 Resultados del Pozo M	97
4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CAUSAS RAÍZ DEL POZO L	.99
4.2.1 Pozo L	.99
4.2.1.1 ¿Qué paso en el Pozo L?	100
4.2.1.3 ¿Por qué pasó el evento en el Pozo L?	104
4.2.1.4 Resultados del Pozo L.	107
4.3 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CAUSAS RAÍZ DEL POZO K	110
4.3.1 Pozo K.	110
4.3.1.1 ¿Qué paso en el Pozo K?	110
4.3.1.2 ¿Cómo paso el Evento en el Pozo K?	112
4.3.1.3 ¿Por qué paso el Evento en el Pozo K?	112
4.3.1.4 Resultados del Pozo K.	115
4.3.2 Investigación realizada por Ecopetrol S.A. sobre el Evento #2	118
5. CONCLUSIONES	121
6. RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFÍA	123

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización Campo Castilla	26
Figura 2. Columna Estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales	28
Figura 3. Columna Estratigráfica Subcuenca Apiay Ariari.	29
Figura 4. Estructura de fallas en Castilla	33
Figura 5. Producción de Crudo Castilla 2000-2013.	35
Figura 6. Propiedades petrofísicas del yacimiento en el Campo Castilla	36
Figura 7. NPT Castilla (2005 – 2015)	37
Figura 8. Registro de imágenes Unidad K2 del Campo Castilla.	38
Figura 9. Vista en planta de pegas por empaquetamiento Campo Castilla.	39
Figura 10. Mapa en planta de la orientación de SHmáx – Campo Castilla.	40
Figura 11. Estado de esfuerzos generalizado – Campo Castilla.	41
Figura 12. Cartas polares Unidad Lutita E3 y E4 – Campo Castilla.	42
Figura 13. Modelo Geomecánico – Castilla Sur	43
Figura 14. Modelo Geomecánico – Castilla Centro.	44
Figura 15. Ventana operacional de un pozo tipo del Campo Castilla.	45
Figura 16. Esquema de Query en Data Analyzer de los pozos	47
Figura 17. Causas comunes de pega de tubería	52
Figura 18. Recortes depositados	53
Figura 19. Lutita reactiva (Según Shell UK)	54
Figura 20. Lutitas presurizadas	54
Figura 21. Formaciones fracturadas y falladas	55
Figura 22. Formaciones no consolidadas (Según Amoco TRUE)	56
Figura 23. Cemento y basura en el pozo	56
Figura 24. Formaciones móviles (Según Shell UK)	57
Figura 25. Hoja de Trabajo de Mecanismo de Pega (Según Amoco TRUE)	60
Figura 26. Tipos de formaciones de pérdidas de circulación	61
Figura 27. Clasificación de las pérdidas de circulación	62
Figura 28. Clasificación y ejemplos de brocas de perforación	63
Figura 29. Motores de Fondo	64
Figura 30. Metodología Tripod Beta básica	73
Figura 31. Esquema de la metodología Tripod Beta Modificada.	75
Figura 32. Ejemplo Árbol Tripod Beta general.	76
Figura 33. Ejemplo Árbol Tripod Beta con análisis de barreras	77
Figura 34. Ejemplo de causas Árbol Tripod Beta.	78
Figura 35. Query para relacionar los tiempos no planeados con las formaciones.	79
Figura 36. Query de Data Analyzer	79
Figura 37. Esquema de línea de tiempo para la metodología Tripod Beta Modificada	81
Figura 38. Reporte diario de Perforación del Pozo M	85
Figura 39. Registro FEL del Pozo M	87

Figura 40. Esquema Tripod Beta Base del Pozo M.	89
Figura 41. Incident Log del Pozo M	93
Figura 42. Simulación de Hidráulica del Pozo M de la sección de 12 ¼	94
Figura 43. Programa de Perforación del Pozo M.	95
Figura 44. Resumen de Píldoras utilizadas en el Pozo M.	95
Figura 45. Composición del BHA del Pozo M.	96
Figura 46. Esquema del BHA según la litología atravesada para el Pozo M	97
Figura 47. Reporte diario de perforación del Pozo L	100
Figura 48. Registro FEL intervalo problema Pozo L	103
Figura 49. Esquema Tripod Beta Pozo L	104
Figura 50. Restricción reportada en el Incident Log del Pozo K.	110
Figura 51. Evidencia de la desconexión de la sarta en el Incident Log del Pozo K.	111
Figura 52. Esquema Tripod Beta del Pozo K.	112
Figura 53. Resultado de la Hidráulica del Pozo K.	113
Figura 54. Registro FEL del Pozo K.	114
Figura 55. Horas acumuladas de rotación del BHA del Pozo K.	119
Figura 56. Junta Fallada de la sarta del Pozo K.	119

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos correspondientes a la Población de Análisis	47
Tabla 2. Tipo y Duración de NPT's de los pozos de la población	49
Tabla 3. Parámetros para el análisis estadístico del criterio de costo	65
Tabla 4. Frecuencia del criterio de costo de perforación	66
Tabla 5. Parámetros para el análisis estadístico del criterio de tiempo	67
Tabla 6. Frecuencia del criterio de tiempo de perforación	67
Tabla 7. Parámetros para el análisis estadístico del criterio de NPT's	68
Tabla 8. Frecuencia del criterio de NPT's de perforación	69
Tabla 9. Pozos correlacionados	70
Tabla 10. Caracterización del Tubular fracturado de la sarta del Pozo K	120

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Diagrama de torta de los Tipos de NPT's de los pozos de análisis	50
Gráfica 2. Diagrama de barras de la duración de NPT's por unidad	51
Gráfica 3. Histograma y Polígono de Frecuencia del criterio de costo perforación	66
Gráfica 4. Histograma y Polígono de Frecuencia del criterio de tiempo perforación	68
Gráfica 5. Histograma y Polígono de frecuencia del criterio de NPT'S	69
Gráfica 6. Survey direccional del Pozo M.	88
Gráfica 7. Avance en tiempo, eventos mas relevantes y litología del Pozo M.	91
Gráfica 8. Presión y Caudal del Pozo M.	91
Gráfica 9. ECD Y Cavings del Pozo M.	92
Gráfica 10. Torque y RPM del Pozo M.	92
Gráfica 11. Comportamiento del WOB en las paradas perforadas Pozo L.	105
Gráfica 12. Survey Direccional del Pozo K	116

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Ubicación de los pozos según el cluster	71
Cuadro 2. Cambio de nombre de los pozos	71
Cuadro 3. Hoja de Mecanismo de Pega del Pozo M	86
Cuadro 4. Resumen de la aplicación de la Metodología al Pozo M	98
Cuadro 5. Conclusiones y recomendaciones del Pozo M	99
Cuadro 6. Hoja de Mecanismo de Pega para el Pozo L	102
Cuadro 7. Conclusiones y recomendaciones Pozo L	108
Cuadro 8. Resumen de aplicación de metodología al Pozo L.	109
Cuadro 9. Resumen de la aplicación de la Metodología Tripod beta Modificada al Pozo K	117
Cuadro 10. Conclusiones y Recomendaciones del Pozo K	118



## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Información de los pozos	27
Anexo B. Peligros de la Metodología Tripod Beta Modificada	28
Anexo C. Barreras de la Metodología Tripod Beta Modificada	130
Anexo D. Estado Mecánico y Curva de Profundidad de la Broca vs Tiempo del Pozo M	131
Anexo E. Línea del Tiempo Pozo M (en impresión anexa)	133
Anexo F. Registro Incident Log del Pozo M	134
Anexo G. Árbol Tripod Beta del Pozo M	135
Anexo H. Estado mecánico y Curva de Profundad de la Broca vs Tiempo del Pozo L	136
Anexo I. Línea del tiempo del Pozo L (en impresión anexa)	138
Anexo J. Registro Incident Log del Pozo L	139
Anexo K. Survey Direccional del Pozo L	140
Anexo L. Reporte Direccional del Pozo L	141
Anexo M. Configuración del BHA del Pozo L	142
Anexo N. Comparación del BHA y la litología del Pozo L	143
Anexo O. Árbol Tripod Beta del Pozo L	144
Anexo P. Estado mecánico y Curva de Profundad de la Broca vs Tiempo del Pozo K	145
Anexo Q. Línea del tiempo del Pozo L (en impresión anexa)	147
Anexo R. Árbol Tripod Beta del Pozo K	148

## LISTA DE ABREVIATURAS

°: Grados

“: Pulgadas

’: Pies

**Bbl/hr:** Barriles por hora

**Bbl:** Barriles

**BHA:** Bottom Hole Assembly / Ensamblaje de fondo.

**Bph:** Barriles por hora.

**DLS:** Dog leg severity / Pata de perro.

**Ft:** Pies

**GPM:** Galones por minuto.

**HWDP:** Heavy Weight Drill Pipe

**KBBPD:** Miles de barriles por día

**MD:** Measure Depth / Profundidad medida

**NPT:** Tiempos no planeados

**PPG:** Pounds per galon / libras por galón.

**ROP:** Tasa de penetración.

**RPM:** Revoluciones por minuto.

**S&S:** Stick and slip

**SPP:** Stand Pipe Pressure

**TVD:** True Vertical Depth / Profundidad vertical verdadera.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**ARENISCA:** roca sedimentaria formada por granos de arena de cuyo nivel de compactación dependerá la dureza de la roca. Es la principal roca reservorio de petróleo.

**AZIMUTH:** dirección del pozo medida de 0° a 360° con respecto al norte.

**BACK OFF:** operación donde se corta la tubería cuando ésta se encuentra pegada en fondo. Su realización concluye con la presencia de un pescado.

**BACKREAMING:** operación que consiste en bombear y rotar la sarta de perforación mientras se viaja a superficie. Ocasiona daño mecánico en la formación.

**BLOW OUT:** patada de pozo. Incremento de la presión que ocasiona venida de fluidos de la formación hacia la superficie a través del pozo.

**BOTTOM HOLE ASSEMBLY:** ensamblaje de fondo que se encuentra encima de la broca. Entre sus funciones se encuentra darle peso a la broca, permitir el paso de fluido a la broca y realizar el control direccional en la perforación de un pozo.

**CAMA DE CORTES:** acumulación en fondo de los sólidos que no fueron transportados a superficie por el fluido de perforación. En pozos desviados, disminuyen el diámetro del hueco.

**CAVINGS:** medida en barriles por hora de los cortes generados en la perforación.

**CLUSTER:** conjunto de pozos ubicados en un área específica.

**DENSIDAD DE FLUIDO DE PERFORACIÓN:** propiedad de fluido de perforación que se encarga de darle estabilidad al pozo mediante el mantenimiento de la presión hidrostática, además de llevar los cortes a superficie.

**DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD):** densidad efectiva del fluido de perforación cuando está siendo circulado por el pozo, teniendo en cuenta las caídas de presión en el espacio anular.

**DIÁMETRO DEL HUECO:** medida en pulgadas de diámetro del hoyo generada por el diámetro de la broca. Un hueco está en calibre cuando su diámetro es igual al de la broca y está bajo calibre cuando su diámetro es menor al de la broca.

**DOG LEG SEVERITY:** lugar del pozo donde su trayectoria cambia rápidamente. Se mide en °/100 ft.

**ENSANCHADOR:** herramienta que permite aumentar el diámetro del hueco por encima del diámetro de la broca.

**FRIABLE:** que tiende a derrumbarse o a desmoronarse con facilidad.

**GEOMECANICA:** ciencia que estudia la deformación de las rocas debido a esfuerzos que las afectan.

**INCIDENT LOG:** registro que reporta los diferentes parámetros usados en la perforación en tiempo real. (Caudal, presión, torque, RPM, ROP, galonaje, peso sobre la broca, tensión sobre el gancho, cromatografía, etc)

**INCLINACION:** desviación del pozo con respecto a la vertical. Se mide entre 0° y 90°.

**LINER:** tubería que se cuelga del revestimiento anterior y que permite la realización del completamiento.

**LITOLOGÍA:** parte de la geología que estudia la composición de las rocas.

**LUTITA:** roca sedimentaria compuesta por partículas de tamaño arcilla y limo, hidrofílica, que tiende a desmoronarse y que cuentan con bajas permeabilidades.

**MOTOR DIRECCIONAL:** herramienta de subsuelo que permite cambiar la inclinación y el azimuth del pozo.

**PANDEO DE TUBERÍA:** tendencia de la tubería de doblarse que ocasiona contactos con la pared del hueco.

**PERFORACIÓN:** operación que permite la construcción de un hoyo que comunica el yacimiento con la superficie.

**PESCADO:** parte de la sarta de perforación que queda atrapada en el hueco luego de una operación de back off.

**PÍLDORA:** volumen pequeño de fluido de perforación que cumple una función específica en una operación de perforación.

**PROGRAMA DE PERFORACIÓN:** documento en donde se plantean los lineamientos a seguir en la perforación de un pozo.

**PUNTO APRETADO:** restricción del hueco abierto que impide el normal paso de la sarta de perforación.

**QUERY:** proceso para la obtención de información de los pozos de la base de datos de Ecopetrol.

**RECAP DE FLUIDOS:** reporte final sobre los fluidos utilizados y sus propiedades en la perforación de un pozo.

**REGISTRO DE EVALUACION DE FORMACIONES (FEL):** registro que permite evidenciar las diferentes litologías que se están atravesando en la perforación de un pozo.

**ROTARY STEERABLE SYSTEM:** herramienta direccional que permite rotar y bombear en la perforación de un pozo direccional, asegurando un mejor control del mismo.

**SIDETRACK:** operación de perforación de un pozo nuevo utilizando la trayectoria de un pozo existente.

**SIMULACIÓN DE HIDRAÚLICA:** simulación donde se obtiene el comportamiento de los fluidos de perforación

**STICK AND SLIP:** movimiento irregular presentado en la broca que altera la velocidad de rotación de ésta ocasionando desgastes y huecos bajo calibre.

**SURVEY:** medida realizada cada 100 pies donde se registra los parámetros direccionales de un pozo.

**TIEMPOS NO PLANEADOS:** tiempo adicional generado por una operación no planeada en el programa de perforación que genera sobrecostos.

**VIAJE DE ACONDICIONAMIENTO:** viaje de tubería realizado para repasar las secciones del hueco que presentan restricciones.

**WASHOUT:** cavernas generadas en el hueco debido a derrumbamiento de las paredes del mismo.

## RESUMEN

El Campo Castilla es el campo más importante de Ecopetrol S.A. y, al mismo tiempo, el campo que presenta la mayor cantidad de tiempos no planeados y sobre costos en la perforación de sus pozos de desarrollo.

La presente investigación consiste en la aplicación de una metodología propuesta para concluir con un estudio realizado por un grupo de investigadores de la Universidad de América que permita identificar las causas raíz de los problemas operacionales presentados en el campo.

Para ello, se realiza primero un estudio sobre las generalidades del Campo Castilla, luego por medio de un análisis estadístico se realiza la selección de los pozos de interés, luego se explica el procedimiento para la aplicación de la metodología propuesta y por último se realiza la aplicación de dicha metodología con el fin de encontrar las causas raíz de los problemas operacionales presentados en los pozos de estudio.

**Palabras clave:** Campo Castilla, perforación, tiempos no planeados, análisis causa raíz, Metodología Tripod Beta Modificada.

## INTRODUCCIÓN

El Campo Castilla es el campo de desarrollo más importante del país en la actualidad debido a su producción de barriles de crudo diario. Sin embargo, en los últimos años las campañas de perforación han presentado sobrecostos generados por tiempos no planeados en las operaciones, lo cual ha hecho que Ecopetrol S.A. se preocupe por la determinación de las causas raíz que permitan evitar la ocurrencia de dichos tiempos no planeados en un futuro. Por ello, esta investigación se enfoca en la aplicación de la metodología Tripod Beta Modificada, diseñada por el grupo investigador, como posible solución a la determinación de las causas raíz de los problemas operacionales en el Campo Castilla.

En este documento se explica la aplicación de la metodología a tres pozos de estudio, la forma de selección de dichos pozos mediante un análisis estadístico el cual se basa en los criterios de mayores costos de perforación, mayores tiempos de perforación y mayor cantidad de tiempos no planeados de la campaña de perforación comprendida entre enero de 2014 y abril de 2015. Cabe aclarar que se tuvieron en cuenta los problemas relacionados únicamente a pegas de tubería, pérdidas de fluido y fallos en las herramientas de subsuelo.

Adicionalmente se tienen en cuenta los aspectos relacionados con la geología de las formaciones presentes en el Campo Castilla y su respectivo modelo geomecánico con el fin de determinar la relación presente entre las litologías y los parámetros utilizados, así como las herramientas, con los problemas presentados. La determinación de las causas raíz implicará un beneficio para la compañía ya que esto les permitirá optimizar la perforación de pozos futuros disminuyendo el tiempo y los sobrecostos que implican la presencia de tiempos no planeados.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Aplicar la Metodología Tripod-Beta modificada para el diagnóstico de las causas raíz de los problemas durante la operación de perforación de los pozos K, L y M en el Campo Castilla.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

1. Describir las generalidades del Campo Castilla.
2. Seleccionar tres pozos bajo los criterios de: mayores NPT, costos y tiempo de perforación, mediante un análisis estadístico.
3. Analizar la información de la perforación de los tres pozos seleccionados mediante la metodología Tripod Beta Modificada.
4. Determinar las causas raíz de los problemas durante las operaciones de perforación de los tres pozos mediante la metodología Tripod Beta Modificada.



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

En el siguiente capítulo se presentan las generalidades y principales características del Campo Castilla operado por Ecopetrol S.A. y sobre el cual se desarrolló el presente proyecto de investigación.

El Campo Castilla es uno de los principales campos productores en Colombia, puesto que tiene una de las mayores producciones de barriles de crudo por día en el país, razón por la cual Ecopetrol S.A. ve la necesidad de realizar proyectos de investigación que mejoren la rentabilidad del campo disminuyendo los costos tanto de perforación como de producción.

En primera medida, es necesario conocer la litología de las formaciones que componen el campo, la geología estructural y el modelo geomecánico del mismo para tener una idea de cómo dichas unidades geológicas están compuestas y cómo afectan las operaciones de perforación de los pozos del campo.

### **1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA**

En el año 1945 se iniciaron los trabajos en la región del Meta para la búsqueda y exploración de yacimientos petrolíferos. Pero fue para el año 1969 cuando la compañía Chevron Petroleum Company descubrió el campo amparada por el contrato de concesión Cubarral.<sup>1</sup>

Chevron se encargó de la operación del campo durante 25 años desde 1975 hasta el año 2000, gracias al primer contrato de asociación firmado en el país. Una vez terminado este periodo, Ecopetrol otorgó a Chevron la operación del campo por 6 meses más, mientras se realizaba el debido empalme entre las compañías.<sup>2</sup> Luego, el 1 de agosto de 2000, Ecopetrol asumió la administración del Campo Castilla en su totalidad, a pesar de que ya había perforado pozos en el mismo, y proponiéndose a mejorar las operaciones de recobro y producción reduciendo el impacto ambiental.

### **1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA**

El Campo Castilla se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, a 54 km al sur de la ciudad de Villavicencio en el departamento del Meta. Está bajo la jurisdicción de los municipios Castilla La Nueva y Acacías, al Noroccidente del departamento; y se encuentra aproximadamente a 156 km de Bogotá. Para llegar al campo se debe recorrer la vía que conduce de Bogotá a Villavicencio (90 km),

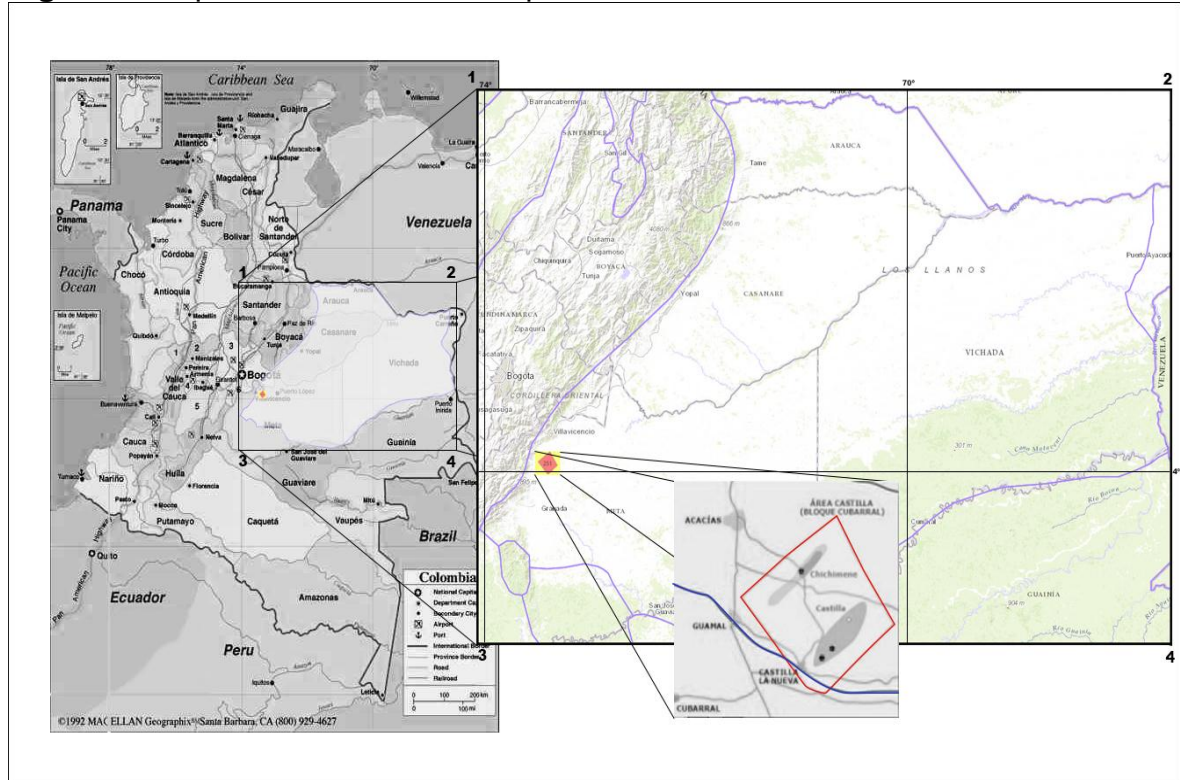
---

<sup>1</sup> ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado mayo 20 de 2016] Disponible en World Wide Web: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

<sup>2</sup> Ibid.,

Villavicencio a Acacias (30 km) y Acacias a Castilla La Nueva (36 km). Además, estos municipios se encuentran ubicados en la zona adyacente al piedemonte de la Cordillera Oriental, en la región de la Orinoquia, geológicamente hablando<sup>3</sup>. El mapa de localización del Campo Castilla se presenta en la **Figura 1**.

**Figura 1.** Mapa de localización Campo Castilla



Fuente: Geovisor ANH, Modificado por los autores.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca de los Llanos Orientales está limitada por el sistema de fallas de Guaicaramo al oeste y por el Escudo de Guyana al este, incluyendo una cuña de depósitos Cenozoicos que se van adelgazando hacia el este. La geometría de la cuenca y las relaciones de traslape (*onlap*) de los estratos del Cenozoico sobre las rocas más antiguas, indican que la cuenca de los Llanos constituye un sistema antepaís adyacente a un Orógeno, que corresponde a la Cordillera Oriental.

<sup>3</sup> ARIAS MARTÍNEZ Heidy Yurany. 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). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012. p.25

Las fases de deformación y configuración de las cargas tectónicas a lo largo de la Cordillera Oriental han cambiado durante el Maastrichtiano – Cenozoico, según Bayona.<sup>4</sup>

Durante el Oligoceno y el Mioceno, el relleno de la cuenca flexural (*foredeep*) y el levantamiento continuo de la Cordillera Oriental generó espacio de acomodación en la parte distal de la cuenca de antepaís, reactivación de fallas y la migración hacia el este del alto flexural (*forebulge*).<sup>5</sup>

La migración hacia el este de la ondulación flexural generó las condiciones para la depositación de las areniscas cuarzosas basales, uno de los reservorios más importantes del área. La parte proximal de la cuenca fue rellenada con areniscas fluvio-deltáicas y lodolitas de la Formación Carbonera, provenientes del oeste (Cordillera Oriental) y del este (Escudo de la Guyana).

La reactivación de las fallas pre-Cenozoicas controló localmente la distribución de los ambientes de depósito y la arquitectura de los estratos de los depósitos continentales.

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** En el Campo Castilla se han depositado rocas desde el periodo Precretáceo hasta el Antropoceno. La columna estratigráfica del campo corresponde a la descrita en la **Figura 2**. Principalmente, el campo produce de la unidad K2 (Guadalupe Masivo) de la Formación Guadalupe, la cual se encuentra a una profundidad promedio de 10500 pies en promedio y de la unidad K1 (Guadalupe Superior), que pertenece al mismo yacimiento.

**1.3.2 Estratigrafía.** El orden de depositación de las unidades formacionales del Campo fue: Formación Une y Formación Chipaque, de edad Cretáceo medio; suprayaciendo discordantemente se depositó la Formación San Fernando, Formación Carbonera y la Formación Guayabo del Terciario. Las unidades productoras del campo son K2, K1 y T2.

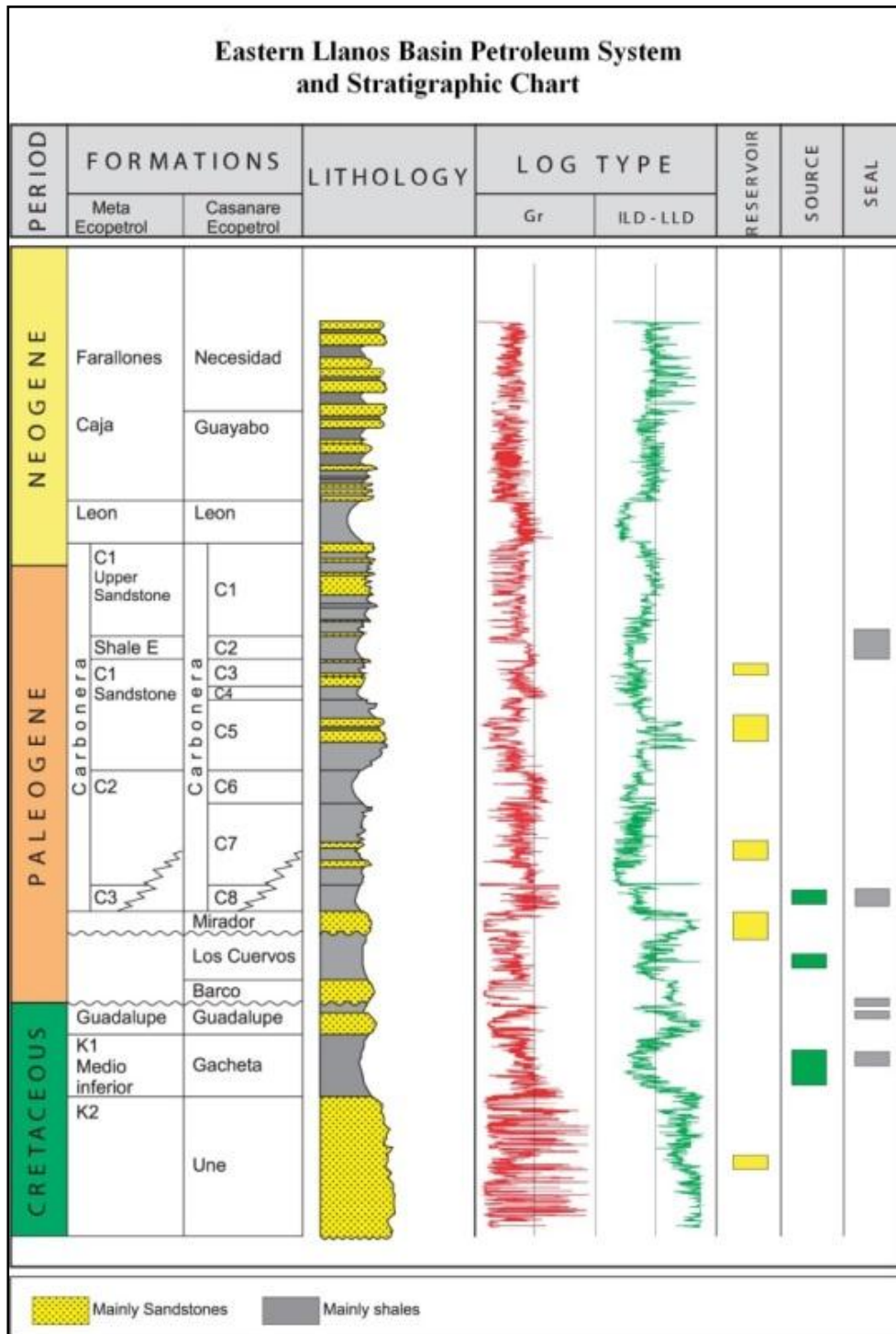
A continuación se puede ver la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales, y la **Figura 3** muestra la columna estratigráfica específica del sector Apiay Ariari, donde se encuentra el campo. La descripción de cada una de las diferentes litologías y unidades litoestratigráficas se presentan a continuación.

---

<sup>4</sup> BAYONA, G., Cortes, M., Jaramillo, C., Ojeda, G., Aristizabal, J., and Reyes-Harker, Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte Distal de la Cuenca Antepaís de los Llanos de Colombia. Diciembre 2008. Vol. ISSN-0072-0992. Revista de Geología Colombiana, Universidad Nacional de Colombia, p.10

<sup>5</sup> *Ibíd.*, p. 10

Figura 2. Columna Estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: ANH. "Eastern Llanos Basin". Poster.

**1.3.2.1 Formación Guadalupe Unidad K2.** Corresponde a areniscas de grano grueso a medio y gravas arenosas, con estratificación cruzada depositadas masivamente o como ciclos granodecrecientes en el Cretáceo Tardío.<sup>6</sup> Ocasionalmente entre estos cuerpos de arena se presentan intercalados arcillas y limos, que no presentan mucha continuidad lateral. Su espesor total varía entre 680 y 750 pies.<sup>7</sup>

**Figura 3.** Columna Estratigráfica Subcuenca Apiay Ariari.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	Nomenclaturas Estratigráficas						
				PIED LLAN INGEOMINAS	META ECOPELROL	CASANARE ELF-AQUITAINE	ARAUCA INTERCOL	ARAUCA OCCIDENTAL		
CENOZOICO	TERCIARIO	Pleistoceno								
		Plioceno	Tardío	CORNETA	Fm. NECESIDAD	Fm. GUAYABO	Fm. ISNOTU-PALOMAR	Fm. GUAYABO		
			Temprano	CAJA	Fm. GUAYABO					
		Mioceno	Medio	DIABLO	SHALE LEÓN	SHALE LEÓN	SHALE LEÓN	SHALE LEÓN	SHALE LEÓN	
			Temprano	SAN FERNANDO	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA	
		Oligoceno	Tardío	Fm. MIRADOR	T 2	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	
Temprano	SOCHA / LOS CUERVOS Areniscas			Fm. LOS CUERVOS	Fm. LOS CUERVOS					
Eoceno Tardío	Priaboniano			Fm. BARCO	Fm. BARCO					
Paleoceno										
MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maastrichtiano	Fm. GUADALUPE		Fm. GUADALUPE	Fm. GUADALUPE	Fm. GUADALUPE	Fm. GUADALUPE	K1
			Campaniano	Fm. GUADALUPE		Fm. OACHETA			Fm. OACHETA	Fm. OACHETA
			Santoniano	Fm. CHIPAQUE	Fm. GUADALUPE	K1				Fm. CHIPAQUE
		Coniaciano								
		Turoniano								
Temprano	Albano Aptiano	Fm. UNE						Fm. UNE	K3	
MESOZOICO	TRIÁSICO-JURÁSICO			Fm. BATA						
PALEOZOICO	CAMBRICO-DEVONICO			Fm. FARALLONES						
				Fm. GUETAME						
PRECAMBRIICO				BASAMENTO CRISTALINO						

Fuente: Fajardo 2000. Modificado por: Arias Martinez Heydy Yurani. 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).

**1.3.2.2 Formación Guadalupe Unidad K1.** Son intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y arcillas. Se diferencian dos patrones de depósito, la parte inferior corresponde a una secuencia retrogradacional. Se genera una depositación progradacional, la cual culmina con una inconformidad que marca el tope de esta unidad y el inicio de una nueva secuencia deposicional de larga duración, representada por la base de la Unidad San Fernando.

<sup>6</sup> ROJAS, P. op. cit, p. 4-5

<sup>7</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización de Análisis de Núcleos. Bogotá: Diciembre 2012. p. 48

Su espesor varía entre 500 y 600 pies<sup>8</sup>. Su ambiente de depositación es estuarino de dominio mareal, en donde se identifica un nivel arcilloso que corresponde a depósitos de bahía restringida y planicies de marea. Data del Cretáceo Tardío.

**1.3.2.3 Formación Mirador, Unidad T2.** Establecida como de edad Terciario (Eoceno Tardío), la unidad T2 está constituida por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos niveles conglomeráticos, e intercalaciones limosas y arcillosas. Su ambiente de depósito se interpreta como fluvial de corrientes entrelazadas.<sup>9</sup> Al tope de T2 se encuentra la Lutita E4 en contacto concordante bien definido entre lutita y arenisca. El espesor varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio.<sup>10</sup>

**1.3.2.4 Formación Carbonera, Unidad Lutita E4.** Ésta unidad se caracteriza por la desaparición de las arenas calcáreas y limolitas de la Unidad T1 a una secuencia lutítica predominante. Tiene un espesor aproximado de 532 pies. Los procesos de sedimentación de esta formación comienzan con un proceso de profundización de la cuenca llegando a una superficie máxima de inundación durante la acumulación de la secuencia lutítica, de posibles aguas tranquilas con aporte de materia orgánica, en la base se observan posibles ambientes de deposición transicional.<sup>11</sup>

**1.3.2.5 Formación Carbonera, Unidad T1.** Esta unidad representa primordialmente depósitos marinos marginales someros depositados en aguas salobres. Las facies lodosas son depositadas principalmente como llanuras de mareas a los lados del estuario. Esta unidad está caracterizada litológicamente por predominancia de limolitas de tonalidades grisáceas y verdosas intercaladas con areniscas calcáreas y esporádicos niveles de lutitas verdosas y raros niveles de calizas.<sup>12</sup>

**1.3.2.6 Formación Carbonera, Unidad Lutita E3.** Ésta unidad se encuentra constituida por una secuencia homogénea de lutitas hacia la base, con intercalaciones menores de arcillolitas y se observan esporádicas intercalaciones de limolitas. Las lutitas son de colores grises a oliva a gris oscuro moderado, con buen grado de consolidación, con texturas laminares y sublaminares, y no son de composición calcárea en forma general. El espesor promedio es de 415 pies.<sup>13</sup>

**1.3.2.7 Formación Carbonera, Unidad C5.** Es una unidad lodososa acumulada en ambientes lacustres con incursiones salobres como lo indican las lodolitas y asociaciones de fósiles. Además presenta depósitos marinos marginales someros depositados en aguas salobres. Esta unidad es la más amplia, se puede decir que

---

<sup>8</sup> GUERRERO, J. y SARMIENTO, G. Estratigrafía Física, Paninológica, Sedimentológica y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera. Revista Geológica Colombiana n. 20, p. 3

<sup>9</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS op, cit. p 49

<sup>10</sup> ECOPETROL S.A. Plan de perforación pozo K, 2014. p, 20

<sup>11</sup> Ibíd., p.20

<sup>12</sup> Ibíd., p.21

<sup>13</sup> ARIAS MARTÍNEZ (2012) op, cit. p. 42



es predominantemente arcillosa, se observan arcillolitas con intercalaciones de limolitas y arenas calcáreas, e intercalaciones de lutitas hacia la parte baja cercana con la unidad Lutita E3. Su espesor aproximado es de 1940 pies.<sup>14</sup>

**1.3.2.8 Formación Carbonera, Unidad C4.** Esta unidad se caracteriza por intervalos arenosos de grano fino a muy fino en su parte superior, hacia la base se observa intercalaciones de arcillolitas y limolitas. Según la ANH, es difícil de identificar sus características geológicas en la Cuenca.<sup>15</sup>

**1.3.2.9 Formación Carbonera, Unidad C3.** La unidad C3 es de afinidad continental marginal y se interpreta como una disconformidad causada por el avance de un sistema fluvio-deltaico. Su tope se define por el aumento porcentual de arena cuarzosa de grano fino, y ausencia de lutita gris verdosa a gris oliva. Tiene un espesor entre 150 y más de 700 pies aproximadamente.<sup>16</sup>

**1.3.2.10 Formación Carbonera, Unidad Lutita E.** La unidad Lutita E consta de grandes niveles de arcillolita de tonalidades gris y gris verdosa, de textura blanda, amorfa y pegajosa, muy soluble que no se considera calcárea. Según el reporte de Ecopetrol S.A., es alternada con esporádicos niveles de lutita gris verdosa, oliva gris de textura sublamina, subastillosa, no soluble y no calcárea<sup>17</sup>. Además presenta niveles de arena de composición cuarzosa, de tamaño de grano fino a muy fino. Tiene un espesor promedio de 260 pies.<sup>18</sup>

**1.3.2.11 Formación Carbonera, Unidad Arenisca Superior (C1).** Esta unidad está constituida principalmente por niveles de arena sublítica, amarillo claro, cuarzo hialino, grano medio en partes grano grueso y en partes grano fino, redondeado a subangular, subesférico, de moderada selección. Presenta menores intercalaciones de arcillolita en la cual predominan los tonos grisáceos y en minoría tonos verdosos, rojizos y púrpuras. Presenta además intercalaciones de arcillolita gris clara y marron, blanda, gomosa y pegajosa, soluble e hinchable. Además hay presencia de arena cuarzosa de grano medio, menor fino, ocasional grueso incoloro, translúcido, subredondeado, de moderada selección. Su espesor aproximado es de 1250 pies.<sup>19</sup>

**1.3.2.12 Formación Guayabo.** La Formación Guayabo presenta un aporte de detritos extracuenca y el relleno de la cuenca por sedimentos acumulados en

---

<sup>14</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá. 2012, p. 51

<sup>15</sup> *Ibíd.*, p. 52

<sup>16</sup> *Ibíd.*, p. 52

<sup>17</sup> ECOPETROL S.A., Reporte final de perforación. Prognosis geológica. Bogotá 2014, p. 30

<sup>18</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá. 2012, p. 52

<sup>19</sup> ECOPETROL S.A. Reporte Final de Perforación. Prognosis geológica. Bogotá 2014, p. 30

ambientes fluviales.<sup>20</sup> Los estratos superiores de la formación son una acumulación de canales meandriformes con aporte probable de estratos expuestos en la Cordillera Oriental; algunos factores como el transporte y las condiciones climáticas tropicales solo permitieron preservar los detritos más estables, como el cuarzo. Esta formación data del Cenozoico – Cuaternario, y tiene un espesor aproximado de 1090 pies.<sup>21</sup>

**1.3.3 Geología estructural del Campo Castilla.** El Campo Castilla colinda a lo largo de su margen oriental con una zona de fallas de tipo compresional conocida como Sistema del Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicaramo, caracterizado por la presencia de anticlinales y sinclinales limitados por fallas inversas con tendencia al NE y buzando hacia el W; con escalonamiento normal en el fallamiento, como se muestra en la **Figura 4**.

Su estructura corresponde a un anticlinal elongado en dirección N 60 E, de 4 Km. de ancho y 10 Km. de largo, delimitado al Este por una falla inversa. Presenta fallas normales con saltos que varían de 30 a 120 pies y fallas inversas con saltos entre 30 y 50 pies.<sup>22</sup> Se cree que las fallas internas que afectan la estructura no tienen un carácter sellante, puesto que el contacto agua-aceite no presenta ningún tipo de cambio alrededor de las fallas, mostrando en general una misma inclinación a lo largo del campo.

Luego, se tiene la creencia que Castilla es un campo naturalmente fracturado, y Ecopetrol S.A. se ha propuesto a comprobar dicha creencia mediante el uso de registros de imágenes en la perforación, que lo han llevado prácticamente a validar dicha hipótesis.

---

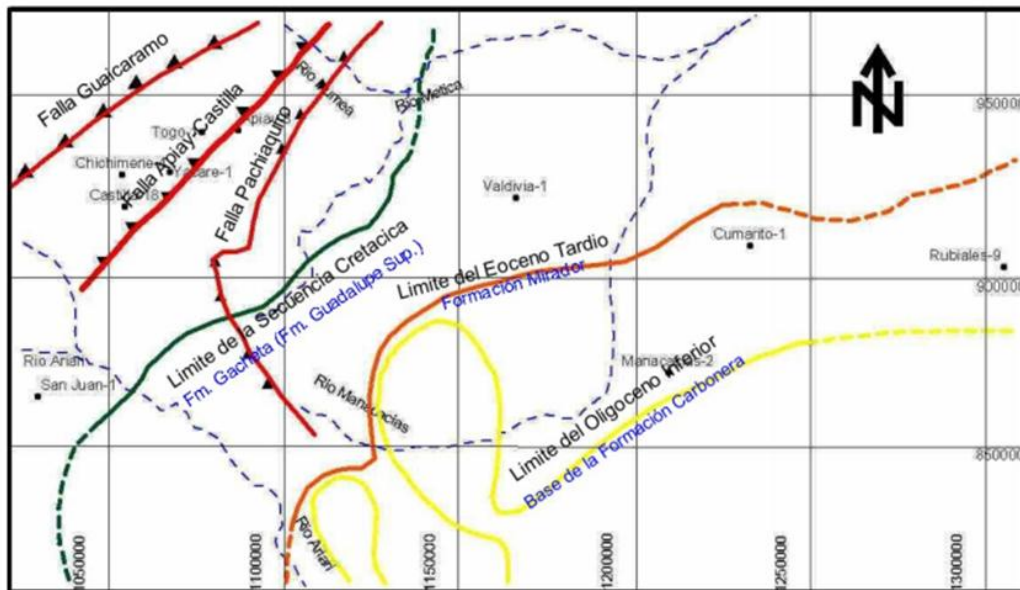
<sup>20</sup> *Ibíd.*, p. 30

<sup>21</sup> *Ibíd.*, p. 31

<sup>22</sup> RODRIGUEZ, A. Estudios de Control de Pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el Campo Apiay y Castilla La Nueva, Universidad Industrial de Santander, 2008, p. 29



**Figura 4.** Estructura de fallas en Castilla



Fuente: Blanco N., Rendon A., 1991. Geología Estructural y Evolución Tectónica de la Subcuenca Apiay - Ariari, Llanos Orientales de Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. Colombia.

**1.3.4 Geología del petróleo.** La geología del petróleo permite al investigador hacerse una idea de dónde vienen los hidrocarburos (roca madre), dónde se almacenan (roca reservorio), cómo viajan por el subsuelo (migración) y qué mecanismo permite que se almacenen (roca sello y trampa). Para la Cuenca de los Llanos Orientales, la ANH<sup>23</sup> describe el sistema petrolífero de la siguiente manera:

**1.3.4.1 Roca Generadora.** La principal roca generadora de la Cuenca de los Llanos Orientales son las lutitas marino-continuales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1% y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros.<sup>24</sup>

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** Las areniscas de las Formaciones Carbonera (C3, C5 y C7) y Mirador, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos a lo largo de la cuenca. Sin embargo, para el Campo Castilla, son las rocas de la Formación

<sup>23</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Ronda Colombia. 1010 [en línea] [citado mayo 20 de 2016] Disponible en World Wide Web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

<sup>24</sup> Ibíd.,

Guadalupe las que cumplen la función de albergar los hidrocarburos, y son el principal target a la hora de realizar la perforación.<sup>25</sup>

**1.3.4.3 Migración.** A lo largo del tiempo, se han identificado dos pulsos de migración en la Cuenca de los Llanos Orientales: el primero, durante el Eoceno tardío – Oligoceno y el segundo, que dio comienzo en el Mioceno y continúa en la actualidad.<sup>26</sup>

**1.3.4.4 Roca Sello.** El sello regional de la cuenca es la Formación León. Sin embargo, para el Campo Castilla la Unidad Lutita E4 actúa como un sello intraformacional de las formaciones Gachetá y Guadalupe. Además, las unidades C2, C4, y C6 son reconocidas como sellos locales a lo largo de la cuenca.

**1.3.4.5 Trampas.** La trampa estructural del Campo Castilla está asociada a una falla inversa que delimita el campo, así como los anticlinales asociados a las estructuras de bajo relieve y trampas estratigráficas.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

Antes de que el campo pasara a propiedad de Ecopetrol en el año 2000, el Campo Castilla producía entre 10000 y 20000 barriles de petróleo al día, y alcanzó una producción máxima de 22479 barriles bajo la operación de Chevron<sup>27</sup>. Una vez que Ecopetrol asumió el campo, se ha presentado un crecimiento considerable en la cantidad de barriles producidos por día. En la siguiente parte del documento se presenta el mecanismo de producción del campo, la producción acumulada y las características del yacimiento.

**1.4.1 Método de producción.** El mecanismo de producción del campo se basa en un empuje de agua fuerte que otorga como ventaja para la producción mantenimiento de la presión del yacimiento. La profundidad promedio de la formación productora se encuentra a 10500 pies, y es la Unidad K2 en mayor medida.<sup>28</sup>

---

<sup>25</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Ronda Colombia. 1010 [en línea] [citado mayo 25 de 2016] Disponible en World Wide Web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

<sup>26</sup> *Ibíd.*,

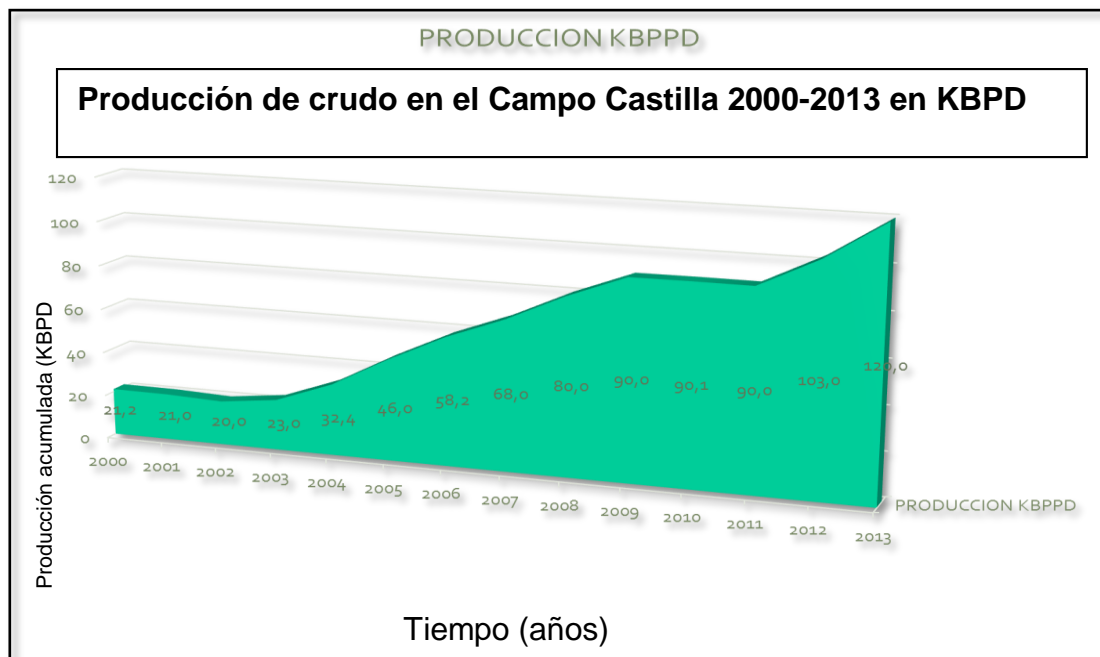
<sup>27</sup> ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado mayo 25 de 2016] Disponible en World Wide Web: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

<sup>28</sup> ECOPETROL S.A. Programa de Perforación. 2014, p. 15

**1.4.2 Gráfica de producción acumulada.** Tal como se expresó anteriormente, el Campo Castilla produce mediante acuífero activo, y actualmente es asistido por un bombeo electrosumergible.

Cuenta con una producción acumulada de 327 millones de barriles, de los cuales 291 millones corresponden a K2 y 36 millones a K1, distribuidos de la siguiente forma: cerca de 80 mil barriles de petróleo por día corresponden a K2, 30 mil barriles por día a K1 inferior y 10 mil barriles por día a K1 superior y una producción marginal de aproximadamente 400 barriles por día correspondía a la unidad T2 para el año 2012.<sup>29</sup> Ésta información se puede apreciar en la **Figura 5**.

**Figura 5.** Producción de Crudo Castilla 2000-2013.



Fuente: “Tecnología de manejo de petróleo y gas en superficie”. Unidades tecnológicas de Santander. 2014. [Diapositivas]. Modificada por los autores

**1.4.3 Características del yacimiento.** El Campo Castilla es un yacimiento de petróleo subsaturado, cuya porosidad promedio es de 19 % y su permeabilidad promedio es de 1500 mD en K2, aunque puede llegar hasta 2000 mD en promedio en la Unidad T2. El crudo producido en Castilla es de 12.5° API y tiene una viscosidad a temperatura de yacimiento de 134 cp, con lo cual se puede catalogar como crudo pesado<sup>30</sup>. En la **Figura 6** se pueden ver algunos datos relacionados con las características petrofísicas del Campo Castilla.

<sup>29</sup> INSTITUTO CEC PETROL. Cuencas Sedimentarias de Colombia, 2012, pág. 17.

<sup>30</sup> ECOPETROL S.A. Programa de perforación Pozo K, ECOPETROL S.A. 2014, p. 20

**Figura 6.** Propiedades petrofísicas del yacimiento en el Campo Castilla

<b>Campo Castilla</b>	<b>Unidad K1-K2</b>	<b>Unidad T2</b>
Profundidad del Yacimiento (ft) TVDSS	7000	6800
Espesor Neto Promedio (ft)	500	60
Mecanismo de producción	Acuífero	Acuífero
Existencia de Capa de Gas	No	No
Temperatura del Yacimiento (°F)	198	185
Porosidad promedio (%)	18	19
Permeabilidad promedio (mD)	1500	2000
Gravedad °API	12.5	9
Viscosidad aceite (cP) @ T° Yto	134	450
Factor Volumétrico RB/STB	1.042	1.03
Presión Inicial (psia) @ Datum -5600 TVDSS	2830	3100
Presión Actual (psia) @ Datum -5600 TVDSS	2450	3000

Fuente: Programa de Perforación Pozo K, Ecopetrol S.A. pág. 20, 2014. Modificado por los autores

## **1.5 MODELO GEOMECÁNICO DEL CAMPO CASTILLA**

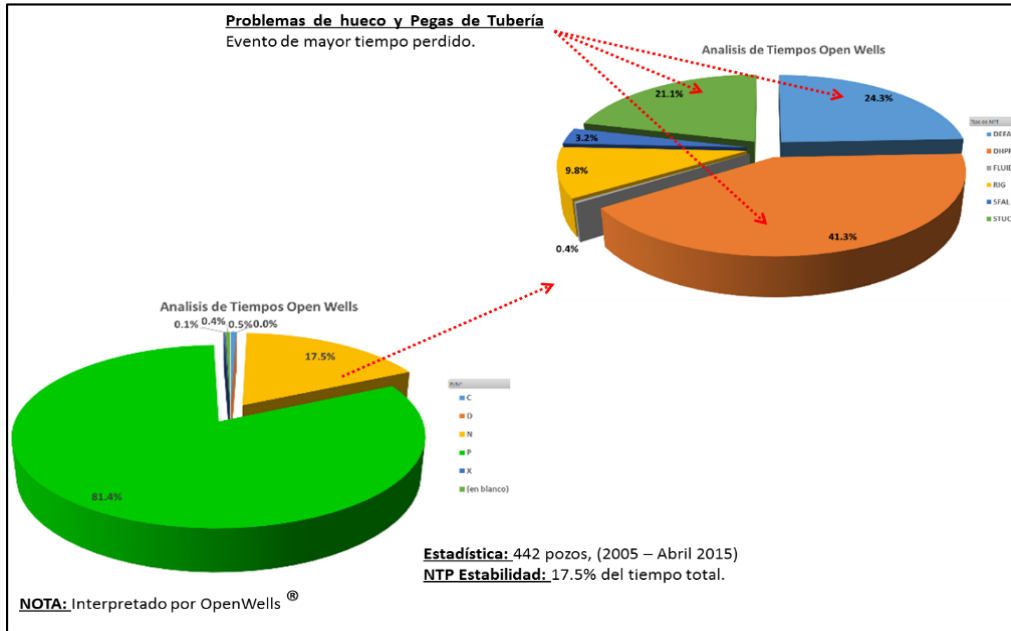
**1.5.1 ANÁLISIS DE EVENTOS.** El modelo geomecánico del campo se basa en conocer los esfuerzos que deforman y alteran el volumen y la geometría de una roca. Dichos esfuerzos pueden ocasionar muchos problemas operacionales como un grado excesivo de pérdida de fluido de perforación, inestabilidad del pozo, compresión, cizalladura del revestimiento, compactación del yacimiento, entre otros<sup>31</sup>

Para el campo Castilla, se ha evidenciado que de acuerdo al análisis de eventos de más de 400 pozos en el área desde 2005 hasta el tercer trimestre de 2015, y según OpenWells, el 17% de los problemas operacionales se han visto relacionados con tiempos no planeados (NPT por sus siglas en inglés) vinculados a problemas de hueco y pegadas de tubería,<sup>32</sup> como se evidencia en la **Figura 7**.

<sup>31</sup> COOK, J, et al. Las rocas importan: Realidades de la geomecánica. OilField Review, Schlumberger., 2007, p. 1

<sup>32</sup> ECOPETROL S.A. Bases de Diseño-Pozos Castilla, Modelo geomecánico, 2016, p. 12

**Figura 7. NPT Castilla (2005 – 2015)**



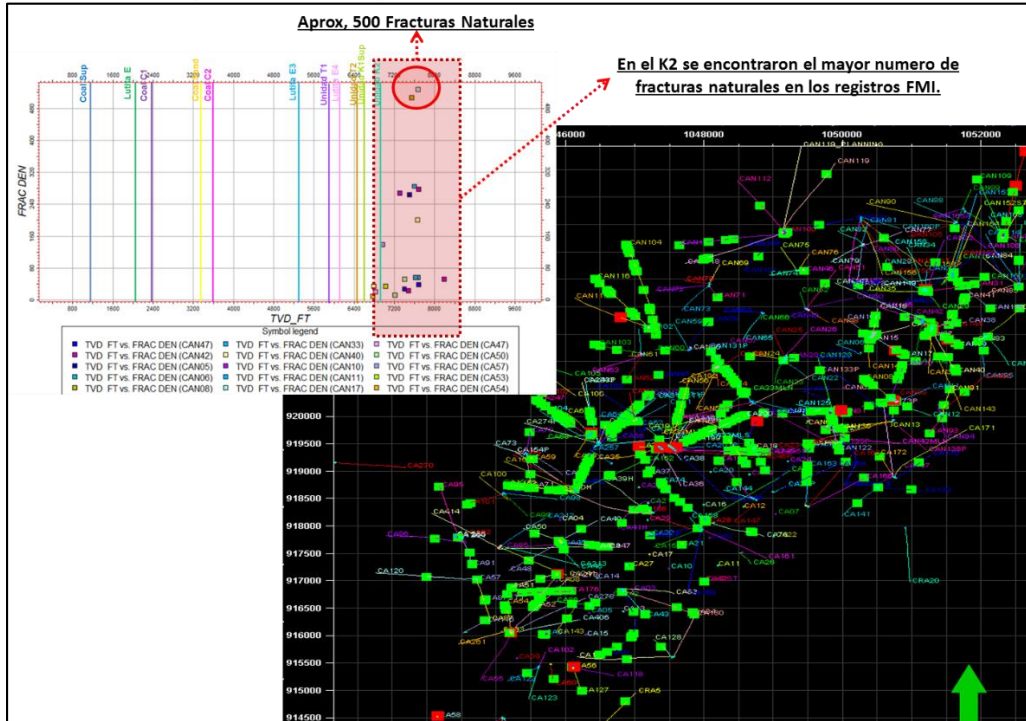
Fuente: Ecopetrol S.A.

Durante los viajes de tubería, además, se ha presentado con alta frecuencia eventos de pegas diferenciales, geométricas y empaquetamientos, relacionados con factores combinados como: gradientes de presión de poro y de colapso altos y bajos en una misma sección, trayectorias direccionales negativas, baja respuesta para mantener patas de perro (DLS por sus siglas en inglés) continuos, deficiencia en la limpieza de huecos de alto ángulo y por factor humano.<sup>33</sup>

A pesar de esto, el evento que tiene mayor relevancia en el campo es el de pérdida de fluido hacia la formación debido a baja presión de poro de la formación y por presencia de discontinuidades relacionadas con fallas y fracturas naturales. Del análisis de los registros de imágenes de los pozos del área se indica que la Unidad K2 presenta la mayor densidad de fracturas naturales, correlacionándose esto con eventos de altas pérdidas al perforar esta unidad, como se puede ver en la **Figura 8.**

<sup>33</sup> Ibíd., p. 13

**Figura 8.** Registro de imágenes Unidad K2 del Campo Castilla.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Los eventos de influjos no son muy frecuentes en el campo, aunque si se han presentado durante la perforación de la Formación Guayabo, lo cual puede estar asociado a acuíferos superficiales.<sup>34</sup>

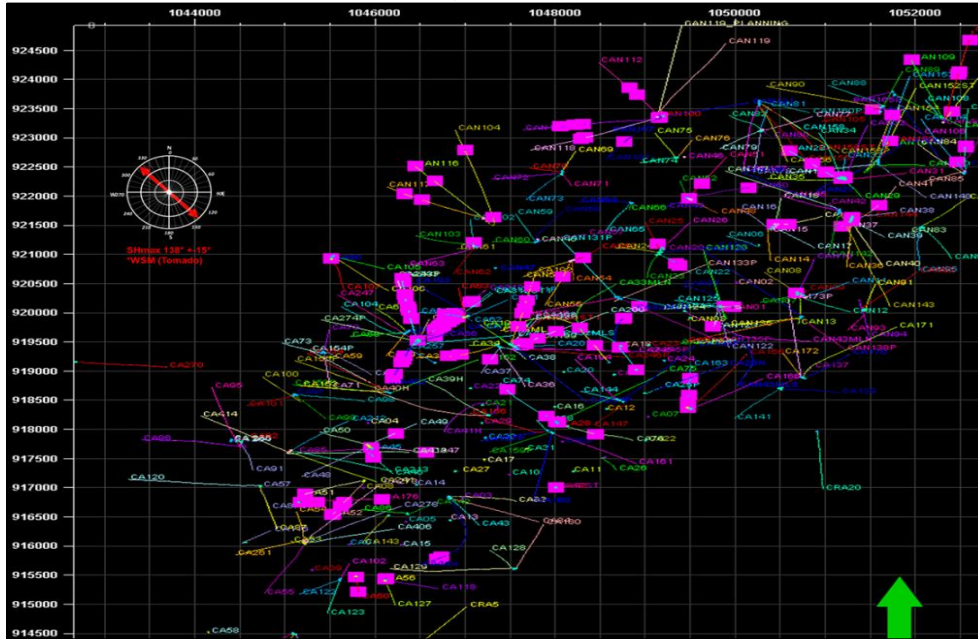
Los eventos de pega diferencial y por empaquetamiento no tienen una trayectoria específica, es decir, que existen condiciones diferentes a la orientación de los pozos con respecto a la orientación de los esfuerzos horizontales que aumentan en gran parte las condiciones de riesgo, tales como: bajo control direccional, parámetros operacionales inadecuados, mala limpieza y malas prácticas.

Todo lo anterior se da en escenarios de gradientes de presión de poro y de colapso altos y bajos.<sup>35</sup> La **Figura 9** evidencia la vista en planta para las pegas por empaquetamiento.

<sup>34</sup> *Ibíd.*, p. 15

<sup>35</sup> *Ibíd.*, p. 16

Figura 9. Vista en planta de pegas por empaquetamiento Campo Castilla.

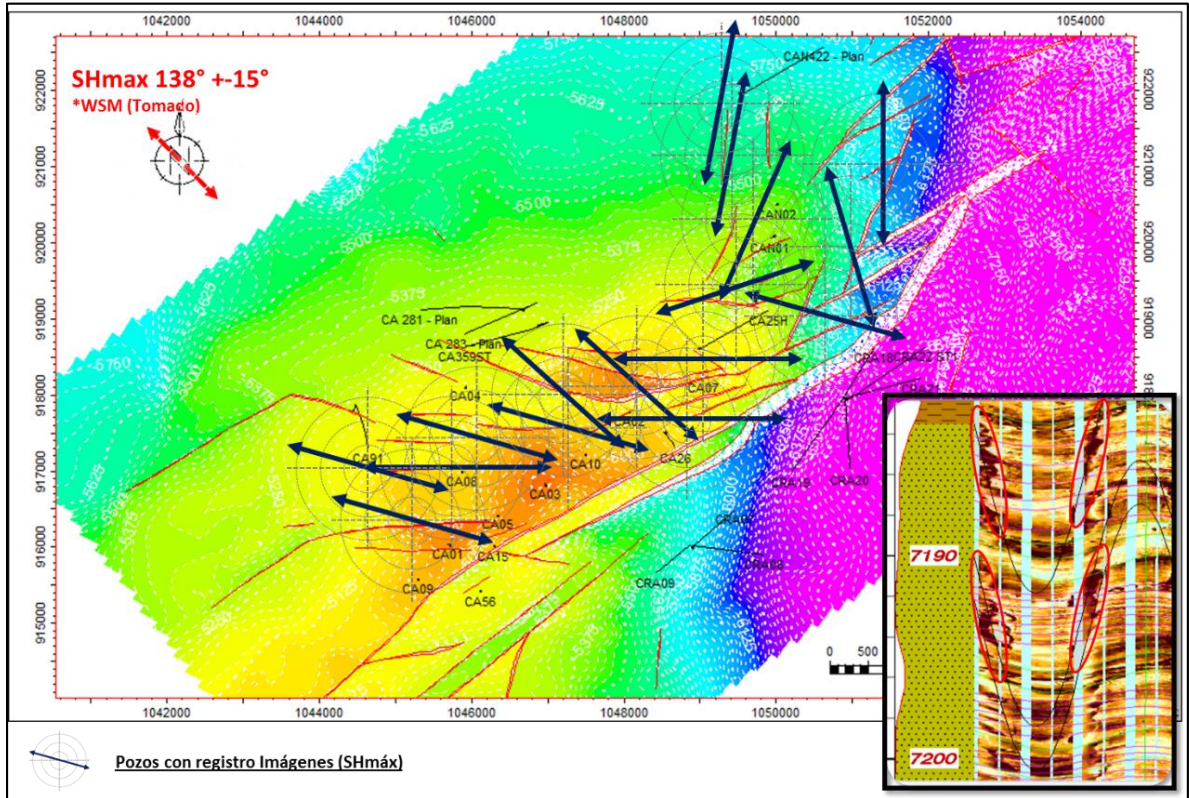


Fuente: Ecopetrol S.A.

**1.5.2 Orientación y Estado de Esfuerzos.** Para el área de Castilla se han tomado registros de imágenes que indican que la orientación del esfuerzo horizontal mínimo ( $Sh_{min}$ ), es ortogonal con la orientación del esfuerzo horizontal máximo ( $Sh_{máx}$ ), como se ve en la **Figura 10**. Adicionalmente, se estableció que la orientación del  $Sh_{máx}$  es  $138^\circ / \pm 15^\circ$ . Sin embargo, esto puede tener una variación a nivel local que es importante de tener en cuenta.



**Figura 10.** Mapa en planta de la orientación de SHmáx – Campo Castilla.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Para el Campo Castilla el régimen de esfuerzos que mejor representa las condiciones de estabilidad es Normal.<sup>36</sup> Esto implica que los pozos orientados en dirección de Shmin tienden a tener mejores condiciones de estabilidad con respecto a la dirección SHmáx. En la **Figura 11** se puede apreciar el régimen de esfuerzos asociado al campo de manera general junto con rosetas de colapso a manera de ejemplo.

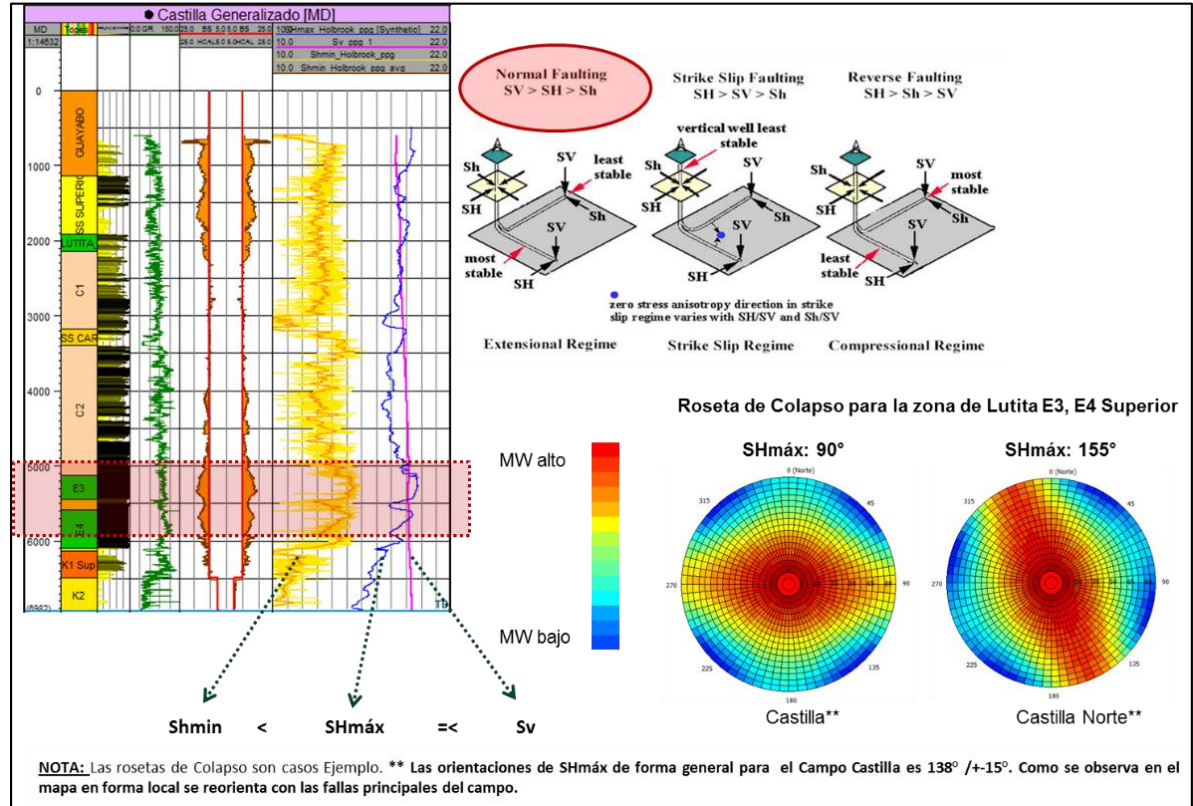
El principal objetivo del modelo geomecánico de un campo es establecer escenarios de riesgos bajo unas condiciones de una densidad del fluido de perforación a utilizar, con la premisa que estaría limitado a los riesgos que se han analizado de la zona en estudio.<sup>37</sup>

<sup>36</sup> *Ibíd.*, p. 21

<sup>37</sup> *Ibíd.*, p. 22



**Figura 11. Estado de esfuerzos generalizado – Campo Castilla.**



Fuente: Ecopetrol S.A.

**1.5.2.1 Fase de 17 ½” y 12 ¼”:** El modelo presenta para la zona Guayabo presiones normales (8.4 ppg), para la zona de Areniscas Superiores, Lutita E y C1 presenta máximos de 8.8 – 10.3 ppg. Para la zona superior de C2 las presiones oscilan entre 8.4 – 8.8 ppg.

A partir de la parte media de C2 se presenta un incremento en la presión de poro hasta un máximo de 10.8 ppg en el tope de la Unidad Lutita E3, ésta última tiene un gradiente de presión de poro promedio de 10.9 ppg y está compuesta por lutitas con intercalaciones delgadas de arcillolitas.<sup>38</sup>

Las zonas con mayor riesgo de generación de cavernas en la primera sección del pozo Castilla son: Areniscas Superiores, Lutita E, intervalos arcillosos de Unidad C1 y Unidad C2 que corresponden a las zonas con un gradiente de presión de poro mayor.<sup>39</sup>

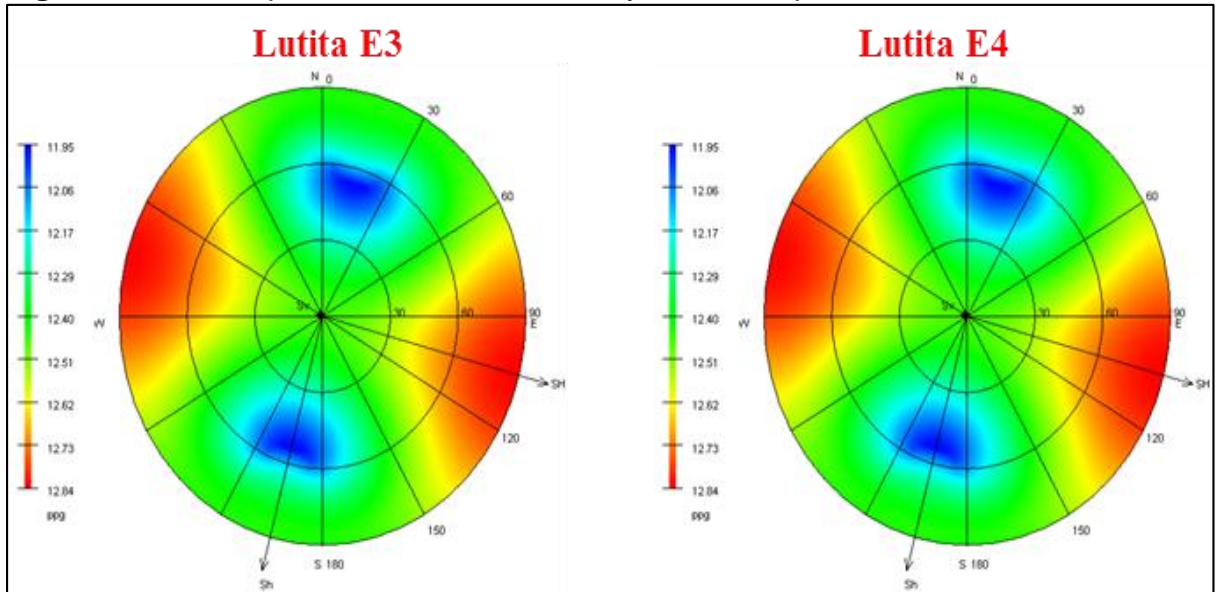
Para la zona donde se empieza la construcción de ángulo y que presenta mayor riesgo de inestabilidad se tiene: parte baja de la Unidad C2, Lutita E3 y Lutita E4.

<sup>38</sup> Ibíd., p. 22

<sup>39</sup> Ibíd., p. 23

La **Figura 12** representa las cartas polares de colapso para la Unidad Lutita E3 y E4 que indica la densidad de fluido de perforación necesaria para mantener las condiciones de estabilidad controladas.

**Figura 12.** Cartas polares Unidad Lutita E3 y E4 – Campo Castilla.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Hay que tener en cuenta que estos rangos de densidad del fluido de perforación son una guía, por lo cual se debe realizar para cada pozo la estimación de densidad mínima correspondiente sabiendo que éstas se realizan en base a la trayectoria direccional y adicionalmente las ventanas de fluido de perforación se limitan a la perforación de los pozos offset y recientemente perforados.

**1.5.2.2 Fase de 8 ½”:** El intervalo en el yacimiento de mayor presión de formación para esta fase está comprendido por intervalos de lutitas de la Unidad K1 Superior, con un valor promedio de 8.8 ppg y máximo de 9.1 ppg.

Así mismo, la zona que presenta mayor índice de deformación de la roca por presión de poro y colapso es el intervalo de la Unidad K1 Superior, presentando igualmente el principal riesgo de pérdida de fluido hacia la formación, lo cual obliga a proponerse una densidad de fluido de perforación que contemple ambos factores.

Para inclinaciones entre 50° - 60° la ventana de operacional utilizada en la zona más crítica con respecto a estabilidad de pozo ésta entre 9.0 – 9.3 ppg para el año 2015, corriéndose el riesgo de presentarse pérdidas de fluido por mecanismos combinados como depletamiento y presencia de fracturas.<sup>40</sup>

<sup>40</sup> Ibid., p. 24

En la **Figura 13** y **Figura 14** se presentan los diferentes gradientes de presión y de poro, Shmin y de fractura para las diferentes unidades geológicas en la zona donde los pozos fueron perforados. Estos datos permiten relacionar los parámetros como el ECD y la densidad del fluido de perforación utilizados a la hora de perforar y si dichos parámetros afectaron o no las condiciones de perforación.

**Figura 13.** Modelo Geomecánico – Castilla Sur

Castilla Sur				
Unidad	TVD	Presión de poro (ppg)	Esfuerzo horizontal mínimo (ppg)	Gradiente de fractura (ppg)
Guayabo	0	8.33	14.4	20
SS Superiores	1180	7.7 - 8.9	12.5 - 14	18 - 20
Lutita E	2300	8.3 – 9.8	12.1 - 13.9	17 - 19.9
C1	2500	8.4 – 10.3	12.9 - 13.5	15.9 - 19
SS Carboneras	3400	8.2 – 9.2	12.2 - 14.9	15.3 - 17.9
C2	3660	8.3 - 10.5	12.4 - 14.1	16.6 - 17
Lutita E3	5577	9.1 – 10.9	13.9 - 15.9	16.2 - 17.8
T1	6020	8 – 9.4	13 - 15	15.3 – 16.7
Lutita E4	6200	9.5 – 10.5	13.9 – 16.4	16.9 – 17.1
T2	6680	4.07 – 6.7	10.2 - 12.2	12.9 - 15.5
K1	6780	4.0 – 10.1	10 - 13.6	12.3 - 16.5
K2	7125	5.6 – 6.9	10.6 - 11.8	13.7 – 15.8

Fuente: Ecopetrol S.A. Modelo Geomecánico Campo Castilla

El modelo geomecánico predice zonas de pérdidas parciales por afectación de los esfuerzos en el reservorio ante un yacimiento con bajos gradientes de presión. Actualmente las presiones de las arenas productoras han disminuido de manera tal que han afectado las condiciones de presión de cierre teniendo la posibilidad de presentarse apertura de fracturas naturales pre-existentes, con ECD de fondo cercano a 9.6 – 10.8 ppg siendo la Unidad K1 inferior la de mayor probabilidad de presencia de fracturas.<sup>41</sup>

<sup>41</sup> *Ibíd.*, p. 26

**Figura 14. Modelo Geomecánico – Castilla Centro.**

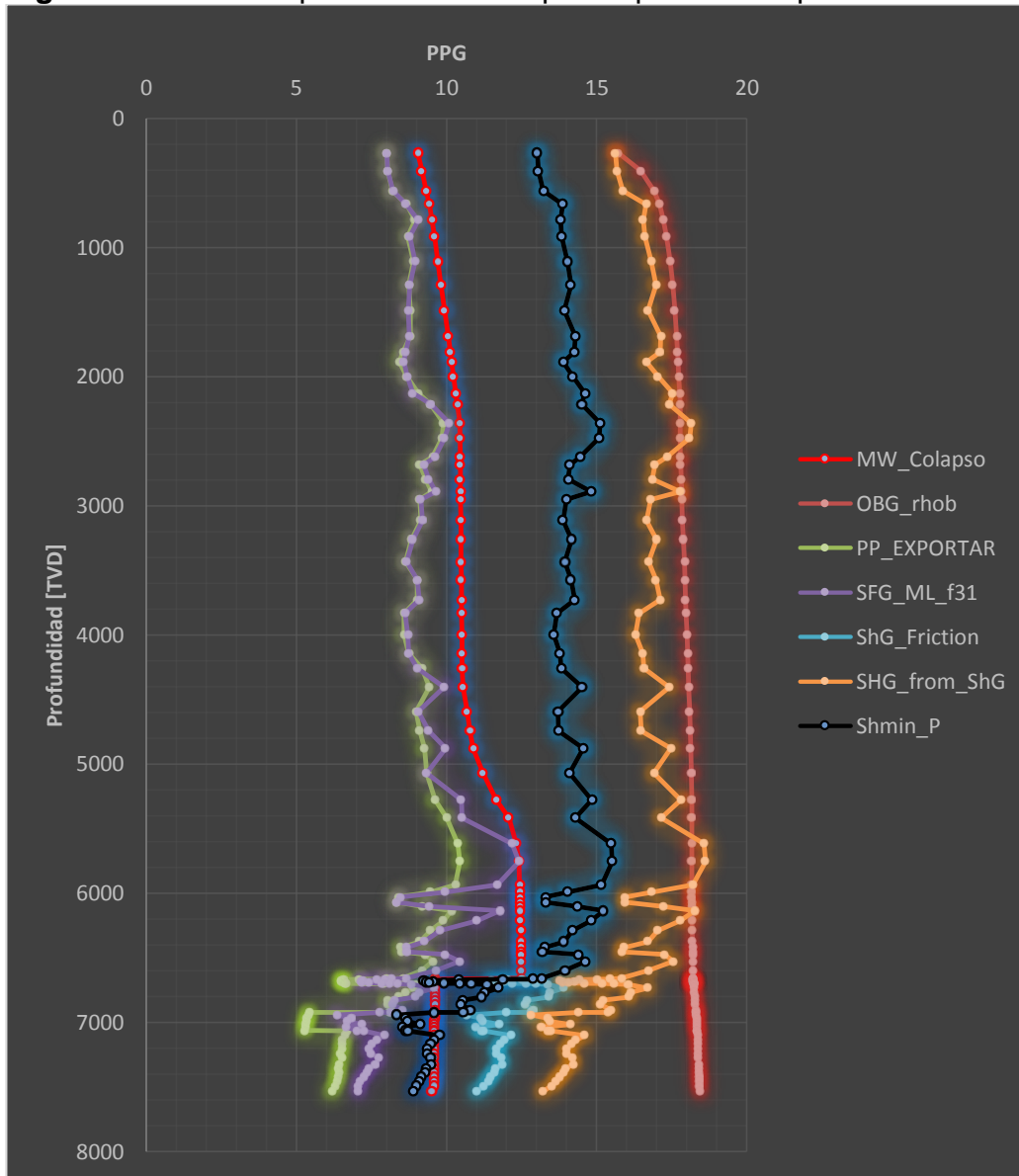
Castilla Centro				
Unidad	TVD	Presión de poro (ppg)	Esfuerzo horizontal mínimo (ppg)	Gradiente de fractura (ppg)
Guayabo	0	8.33	14.4	20
SS Superiores	1041	7.5 - 8.7	12.3 - 14.6	17.5 – 19.6
Lutita E	1965	8.2 – 9.7	12.7 - 13.9	18.1 - 18.7
C1	2162	8.5 – 10.3	12.1 - 13.2	15.9 - 19
SS Carboneras	3016	8.3 – 9.8	12.9 - 13.5	15.5 - 17
C2	3271	8.4 - 10.7	12.3 - 14.5	16.4 - 17.5
Lutita E3	5362	9.3 – 11	13.6 - 15.3	16 - 17.5
T1	5695	8.0 – 9.5	13.1 – 15.5	15.8 – 16
Lutita E4	5837	9.3 – 10.9	14.2 – 16.1	16.1 – 17
T2	6364	2.9 – 5.9	9.9 - 12	12.8 - 15
K1	6463	2.88 – 9.2	9.9- 13.1	12.5 - 15.5
K2	6787	5.0 – 6.9	10.9 - 11.8	14 - 15

Fuente: Ecopetrol S.A. Modelo Geomecánico Campo Castilla

Por ejemplo, en la **Figura 15** se puede observar la ventana operacional de un pozo del Campo Castilla. Lo que se busca al realizar la perforación es que el peso del fluido de perforación no sobrepase los esfuerzos de fractura de la formación para no ocasionar fracturas inducidas y pérdidas del fluido ni que sea menor que la presión de colapso y de poro, ya que esto significará que los fluidos de la formación se vendrán en el pozo y que la misma se derrumbará.

Es importante tener claros estos parámetros en TVD para así saber que densidad de fluido de perforación se debe usar en cada sección y lograr que la perforación se logre de la mejor manera posible. Monitorear el peso del fluido de perforación en cada sección junto con los esfuerzos del modelo geomecánico permitirá evitar posibles problemas operacionales y hace parte de las buenas prácticas en la perforación.

**Figura 15.** Ventana operacional de un pozo tipo del Campo Castilla.



Fuente: Ecopetrol S.A.

## 2. SELECCIÓN DE LOS POZOS MEDIANTE UN ANALISIS ESTADISTICO

A continuación se presenta un análisis estadístico realizado a los pozos del Campo Castilla en el periodo de Enero de 2014 a Marzo de 2015 para determinar la muestra de estudio, basándose en los criterios de mayor costo, tiempo total de la perforación y tiempos no planeados o NPT's. La información que se muestra fue extraída de la herramienta de Ecopetrol S.A. Data-Analyzer y por motivos de confidencialidad los nombres de los pozos fueron cambiados por letras.

### 2.1 POBLACIÓN DE ANÁLISIS

La población requerida para el presente estudio se determinó teniendo en cuenta los siguientes criterios de selección:

- Pozos perforados en el Campo Castilla
- Pozos con mayor costo, tiempo total de perforación y tiempos no planeados.
- Pozos perforados entre el periodo comprendido del 01/01/2014 al 30/04/2015.

Para llevar a cabo la determinación de la muestra se utilizó la herramienta de Ecopetrol S.A. Data Analyzer mediante la ejecución de una query, filtrando la búsqueda con los criterios anteriores. La herramienta mostro que para esas condiciones en el Campo Castilla fueron perforados 63 pozos<sup>42</sup>, por lo cual la población de estudio correspondería a estos pozos que satisficieron los criterios de selección.

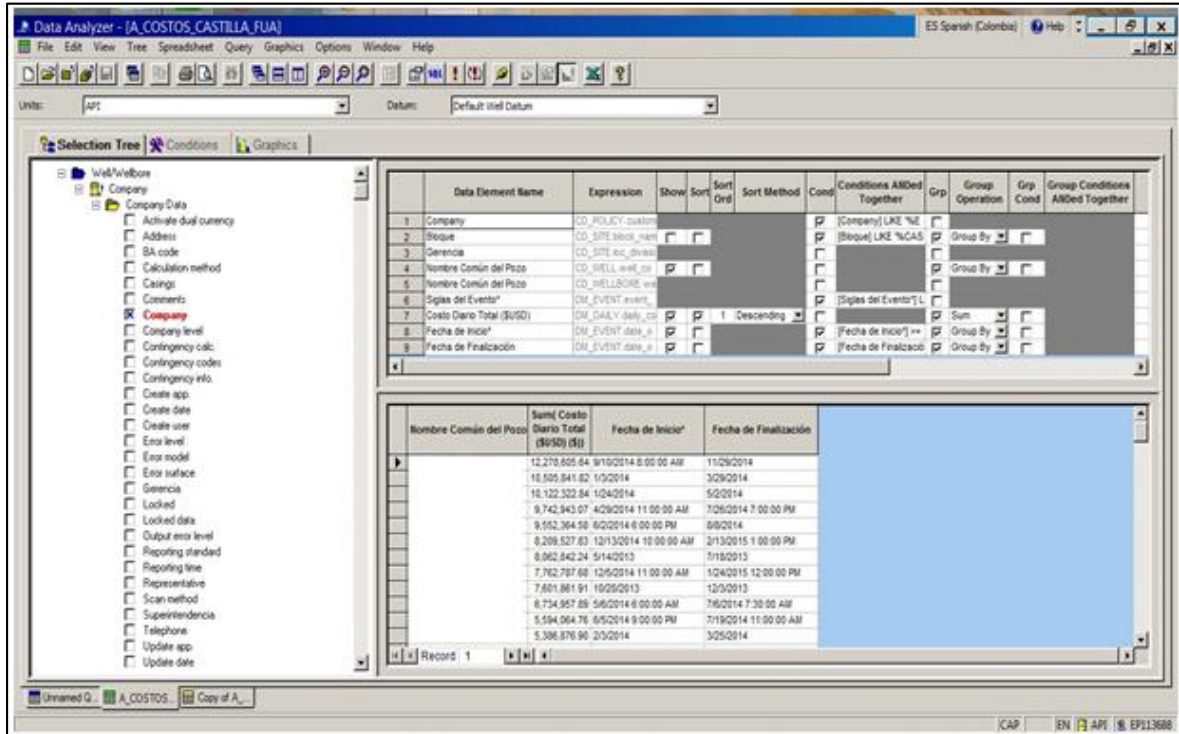
En la **Figura 16** se puede observar el esquema general que presenta la herramienta de Ecopetrol S.A. Data Analyzer y de manera global los mecanismos que se utilizaran para la obtención de los datos de la población como lo es la jerarquía que se tiene para la búsqueda de cada pozo, que conlleva a la delimitación de la información que se desea buscar.

Para el caso solamente se tuvieron en cuenta el Campo Castilla que hace parte de la Vicepresidencia Regional de Orinoquia (VRO), la operación de perforación y se varió el criterio de costo, tiempo de perforación y tiempo no planeado reportado.

---

<sup>42</sup> Data-Analyzer, Ecopetrol S.A., 2015.

**Figura 16.** Esquema de Query en Data Analyzer de los pozos



Fuente: Data Analyzer Ecopetrol S.A.

La **Tabla 1** corresponde a la población de análisis extraída de la herramienta de Ecopetrol S.A., que contiene los costos y tiempo de perforación y los NPT's para cada pozo.

**Tabla 1.** Pozos correspondientes a la Población de Análisis

Pozo	Costo de Perforación (\$US)	Tiempo de Perforación (Días)	NPT'S (hr)
A	\$ 2,180,940.67	13	2
B	\$ 2,725,277.92	16	31
C	\$ 2,934,157.60	16	0
D	\$ 3,022,186.14	18	29
E	\$ 3,041,379.15	21	38
F	\$ 3,073,030.45	18	10
G	\$ 3,160,076.16	18	26
H	\$ 3,163,944.75	17	22
I	\$ 3,173,229.51	20	53
J	\$ 3,267,238.62	27	20
K	\$ 3,277,583.06	19	5
L	\$ 3,286,738.04	20	59



**Tabla 1. (Continuación)**

M	\$	3,322,930.83	18	82
N	\$	3,372,169.54	24	135
O	\$	3,396,198.90	21	42
P	\$	3,398,481.40	23	260
Q	\$	3,417,390.06	20	77
R	\$	3,434,815.17	36	5
S	\$	3,446,076.63	17	20
T	\$	3,488,388.43	19	0
U	\$	3,503,914.03	20	7
V	\$	3,507,644.28	20	42
W	\$	3,510,637.52	19	22
X	\$	3,510,919.45	18	8
Y	\$	3,604,246.64	22	86
Z	\$	3,652,545.74	26	91
AA	\$	3,682,143.98	18	16
AB	\$	3,704,855.33	25	135
AC	\$	3,717,296.05	21	52
AD	\$	3,859,931.78	42	1
AE	\$	3,970,985.53	25	56
AF	\$	3,982,627.68	39	314
AG	\$	3,997,075.00	27	163
AH	\$	4,012,895.17	20	71
AI	\$	4,015,478.63	35	225
AJ	\$	4,095,201.14	26	151
AK	\$	4,169,550.82	23	95
AL	\$	4,201,937.21	26	125
AM	\$	4,228,178.44	29	252
AN	\$	4,234,796.11	28	129
AO	\$	4,289,985.70	31	89
AP	\$	4,319,777.09	23	17
AQ	\$	4,349,741.15	27	84
AR	\$	4,397,499.19	23	26
AS	\$	4,459,449.59	29	85
AT	\$	4,495,979.38	29	192
AU	\$	4,766,493.27	28	149
AV	\$	4,930,336.46	50	31
AW	\$	4,939,429.93	36	106
AX	\$	5,120,381.77	37	30
AY	\$	5,183,529.46	36	513



**Tabla 1. (Continuación)**

AZ	\$	5,209,220.46	36	50
BA	\$	5,381,608.77	44	341
BB	\$	5,392,033.74	50	236
BC	\$	6,036,271.57	38	359
BD	\$	6,558,332.43	61	488
BE	\$	7,762,787.68	50	602
BF	\$	8,450,892.65	62	850
BG	\$	9,445,130.58	66	822
BH	\$	9,640,168.95	88	1376
BI	\$	10,070,338.38	98	831
BJ	\$	10,482,111.43	85	1019
BK	\$	10,633,729.74	80	1384

Fuente: Data Analyzer Ecopetrol S.A.

## 2.2 ANALISIS DE EVENTOS SEGÚN DATA ANALYZER

Teniendo en cuenta el análisis a realizar a los pozos de la población se procedió primero a establecer cuáles eran los eventos por los que se aumentaban los costos, el tiempo total de perforación y que desencadenaban en NPT's.

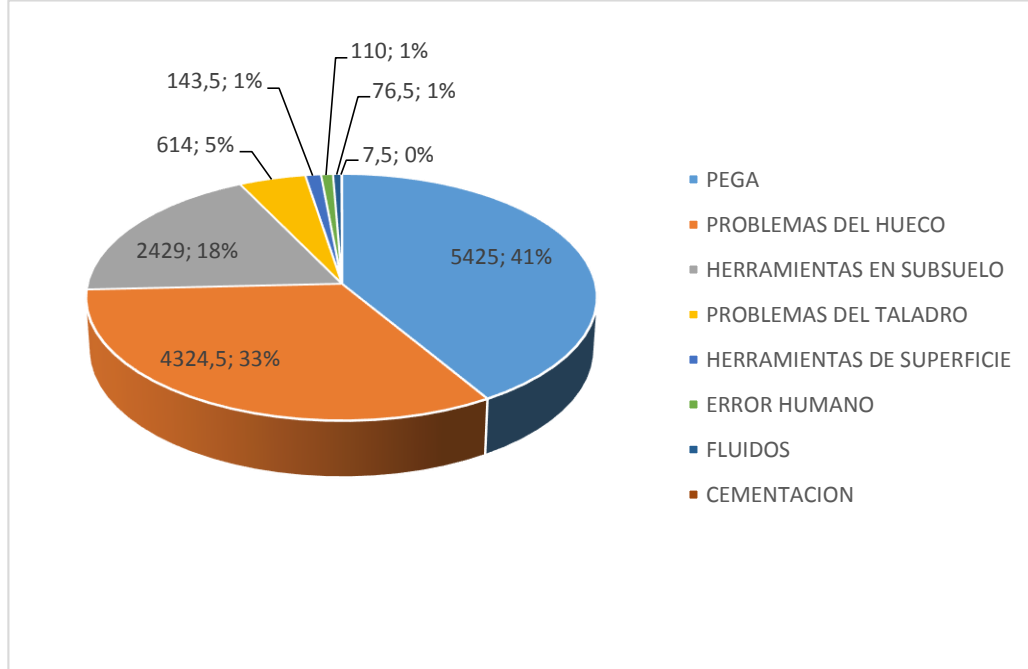
En la **Tabla 2** se presenta la duración que tienen los tipos de tiempos no planeados de los 63 pozos perforados en el Campo Castilla y que en total fueron de 13130 horas no planeadas.

**Tabla 2.** Tipo y Duración de NPT's de los pozos de la población

Tipo de NPT	Duración (Hr)
PEGA	5425
PROBLEMAS DEL HUECO	4324.5
HERRAMIENTAS EN SUBSUELO	2429
PROBLEMAS DEL TALADRO	614
HERRAMIENTAS DE SUPERFICIE	143.5
ERROR HUMANO	110
FLUIDOS	76.5
CEMENTACION	7.5
<b>Total de Horas No Planeadas</b>	<b>13130</b>

Fuente: Data Analyzer Ecopetrol S.A. S.A.

**Gráfica 1** Diagrama de torta de los Tipos de NPT's de los pozos de análisis



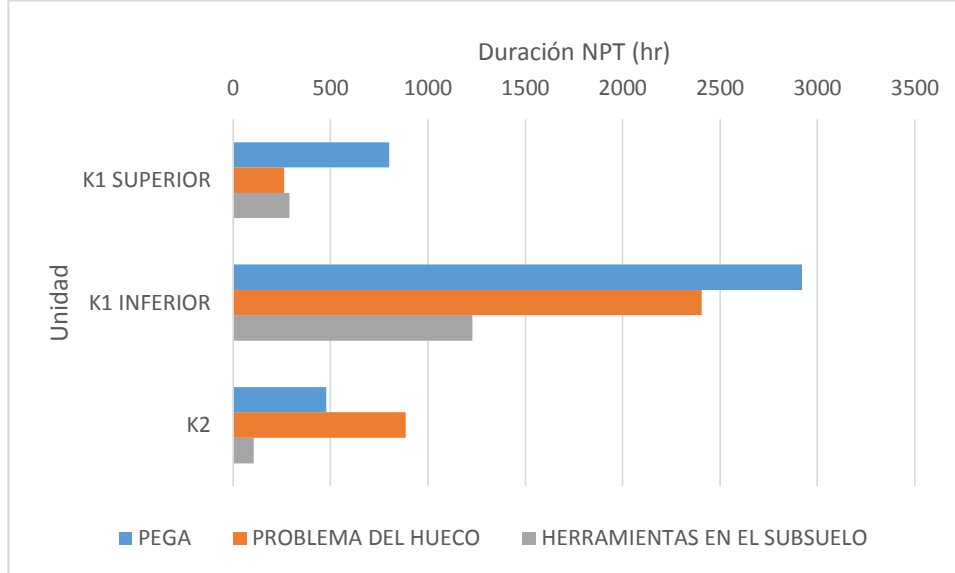
Fuente: OpenWells Ecopetrol S.A.

En la **Gráfica 1** se observan los tipos de tiempos no planeados según la duración del evento que lo ocasiono y se puede determinar que el de mayor incidencia es la pega de tubería con 5425 horas equivalente al 41% de tiempo total de los pozos, seguido de problemas en el hueco con 4324.5 horas (33%), herramientas en el subsuelo con 2429 horas (18%) y el que en menor medida ocurre es la cementación con 7.5 horas.

Teniendo en cuenta esto el análisis estará centrado en pega de tubería, problemas del hueco asociado a pérdidas de circulación y herramientas en el subsuelo, por ser los tres tipos de NPT's con mayor porcentaje de ocurrencia en la perforación de los pozos en el Campo Castilla, ahora bien es de importancia saber en qué unidades presentaron la mayor cantidad de tiempo no planeado en estos problemas.

En la **Gráfica 2** se presenta las formaciones que muestran el mayor tiempo no planeado de los problemas operacionales, siendo la Unidad K1 Inferior la de mayor relevancia.

**Gráfica 2** Diagrama de barras de la duración de NPT's por unidad



Fuente: OpenWells Ecopetrol S.A.

### 2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE TIEMPOS NO PLANEADOS

En la perforación de un pozo existen dos tipos de tiempos, los tiempos normales que son aquellos que permiten el desarrollo con regularidad de los lineamientos de la planeación del pozo sin ningún contratiempo y existen los tiempos no planeados, que son tiempos que no fueron considerados al momento de la planeación del pozo, y ocurren como imprevisto en las actividades de perforación, lo cual conlleva a un incremento en los costos y tiempos operacionales, por el uso de actividades adicionales.<sup>43</sup>

Según Cris Rhodes<sup>44</sup>, en la industria estos tiempos no planeados conlleva el 20% del tiempo total en la perforación y puede ser mayor dependiendo del tipo de campo, orientación, entre otros factores, pero los problemas más comunes que ocasionan estos tiempos son la pega de tubería y las pérdidas de circulación.

A través del tiempo se han tratado de minimizar estos NPT's con el uso de nuevas tecnologías, sin embargo, la principal falla que se presenta es el desconocimiento de las condiciones del pozo, ya que la información de subsuelo es de suma importancia al momento de realizar la planeación y la ejecución, por lo que en la mayoría de los casos lo que se planea es muy distinto a lo que se realiza o ejecuta en la realidad.

<sup>43</sup> NGOSI, Reuben; MUNGAI, Kamau. *Analysis of non-productive time in geothermal drilling-case study Menengai field in Kenya*. En Proceedings 5th African Rift geothermal Conference Arusha. 2014. p. 29-31.

<sup>44</sup> RHODES, Cris, La planificación inteligente reduce el tiempo no productivo. En: Oilfield Review, Schlumberger.

Con relación a los tipos de NPT's en el Campo Castilla de mayor afluencia se van a describir, en base a los de mayores duraciones que correspondería a Pega de tubería, Problemas en el hueco y Herramientas en el subsuelo<sup>45</sup>.

**2.3.1 Pega de Tubería.** Cuando el movimiento de la sarta de perforación se encuentra impedido, ya sea vertical o rotacional, puede indicar que la tubería está pegada; se puede reconocer en superficie a través de los parámetros como el aumento del torque y de la tensión en el gancho, seguido de aumentos de presión. La causa de la pega debe ser identificada en la menor brevedad para evitar complicaciones en el hueco y generar operaciones adicionales; además que entre mayor sea el tiempo de liberación de la tubería, la probabilidad de que sea despegada será menor.<sup>46</sup>

A continuación se presenta la **Figura 17** con las causas más comunes de la pega de tubería, haciendo relación a su frecuencia, porcentaje y su porcentaje de liberación en la industria.

**Figura 17. Causas comunes de pega de tubería**

Operación	Frecuencia	% Total	% Liberadas Después de la Colocación
Parada	42	23,6	90,4
Saliendo del pozo	33	18,5	90,9
Entrando en el pozo	20	11,2	75,0
Realizando una conexión	18	10,1	100,0
Tubo de lavado pegado	16	8,9	81,2
Rotura por torsión	12	6,7	91,6
Descenso de la tubería de revestimiento	11	6,2	72,7
Perforando o ensanchando	11	6,2	81,8
Pérdida de circulación	7	3,9	57,1
Gas o agua salada	6	3,3	33,3
Otra	2	0,56	100,0
Total	178	100	

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 464.

La pega de tubería se puede clasificar de la siguiente manera:

- Pega mecánica de tubería
- Pega por presión diferencial

<sup>45</sup> OpenWells, Ecopetrol S.A., 2015.

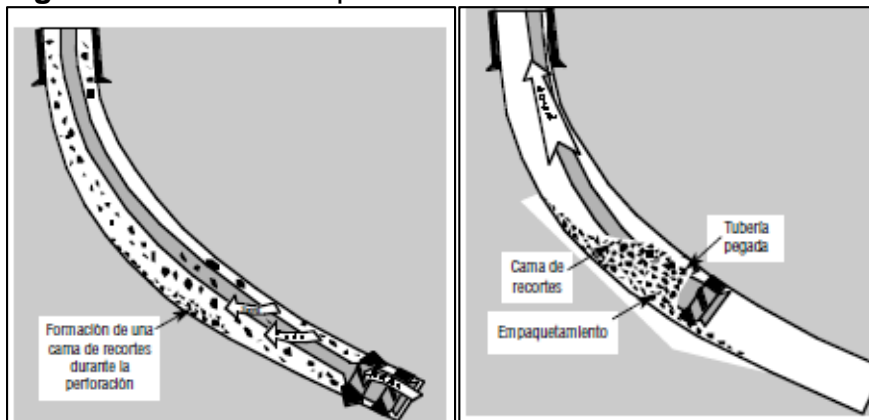
<sup>46</sup> INSITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 452.

**2.3.1.1 Pega mecánica de tubería.** La pega mecánica se da generalmente durante el movimiento de la columna de perforación y se caracteriza por tener una obstrucción física por lo que la circulación está impedida o bloqueada. Las principales causas de la pega mecánica pueden ser:

➤ **Empaquetamiento del pozo y puentes.** El empaquetamiento ocurre cuando los recortes no son retirados del pozo y se empiezan a acumular; con mayor frecuencia sucede en secciones agrandadas y en casos donde el pozo este desviado. Los recortes se acumulan en la parte baja del pozo y pueden caer dentro del mismo, causando el empaquetamiento, como se puede apreciar en la **Figura 18**.

Los puentes son obstrucciones generados por materiales que tienen un mayor diámetro y tamaño y que se acumulan en el espacio anular restringiendo el movimiento<sup>47</sup>.

**Figura 18.** Recortes depositados



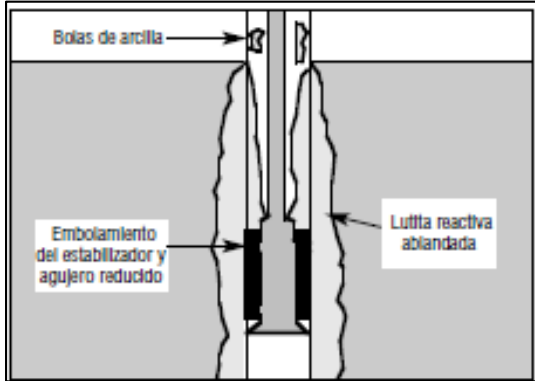
Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 453.

➤ **Inestabilidad de la lutita.** Causan obstrucción y pegadura cuando caen dentro del pozo, y se pueden clasificar en:

- **Lutitas reactivas:** Son lutitas hidrofílicas, es decir, tienen mayor afinidad con el agua; al estar en presencia de este fluido, las lutitas lo absorben y luego al aplicar un esfuerzo se derrumban dentro del pozo, como se ve en la **Figura 19**.

<sup>47</sup> Ibíd., p. 453.

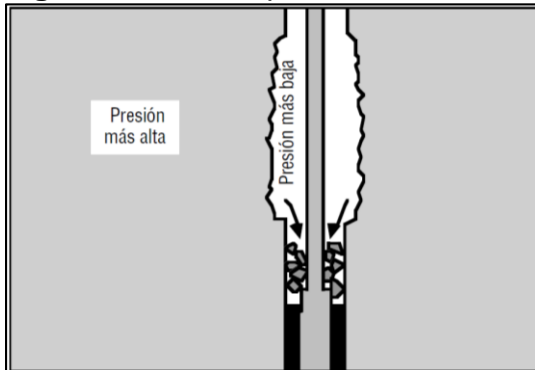
**Figura 19.** Lutita reactiva (Según Shell UK)



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 454.

- **Lutitas presurizadas.** Estas lutitas están en contacto con esfuerzos mecánicos como el peso de sobrecarga o presión de confinamiento o esfuerzos tectónicos, y al ser perforados con un peso del fluido de perforación insuficiente causa que se desprendan dentro del pozo<sup>48</sup>, como se ve en la **Figura 20**.

**Figura 20.** Lutitas presurizadas



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 454.

Si se presenta en la formación un derrumbe a causa de la inestabilidad de la lutita, proceder a realizar rápidamente lo siguiente:

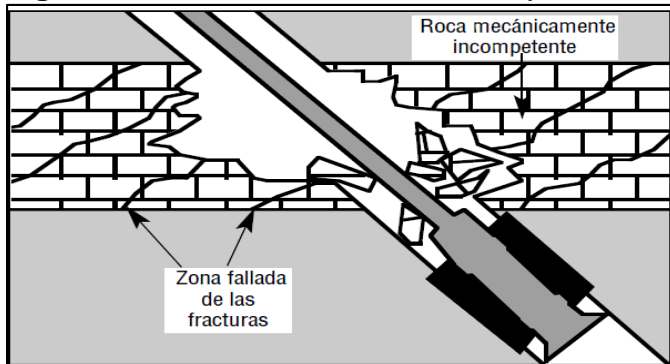
- Interrumpir la perforación.
- Circular el pozo con fluido de perforación viscoso.
- Aumentar la viscosidad del fluido para mejorar la capacidad de transporte.
- Aumentar la densidad del fluido de perforación, cuando sea aplicable.

<sup>48</sup> *Ibíd.*, p. 454.

- Implementar prácticas de perforación para mejorar el transporte de los recortes y reducir la posibilidad de pega de tubería.

➤ **Formaciones fracturadas y falladas.** Son formaciones que tienen un comportamiento frágil característico de fracturas y fallas, la inestabilidad está marcada en planos de estratificación inclinados. La **Figura 21** representa lo que sucede en el pozo cuando existe la presencia de formaciones fracturadas y falladas.

**Figura 21.** Formaciones fracturadas y falladas



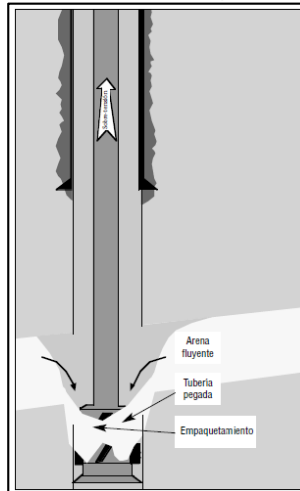
Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 454.

➤ **Formaciones no consolidadas.** Este tipo de formaciones se encuentran en profundidades someras y durante la perforación de las zonas de producción, es causado porque la formación no puede ser soportada por el sobrebalance hidrostático solo, claro ejemplo es la arena y gravilla no consolidada que cae dentro del pozo causando la obstrucción y por ende el atascamiento de la tubería<sup>49</sup>, como se observa en la **Figura 22**.

---

<sup>49</sup> Ibíd., p. 455.

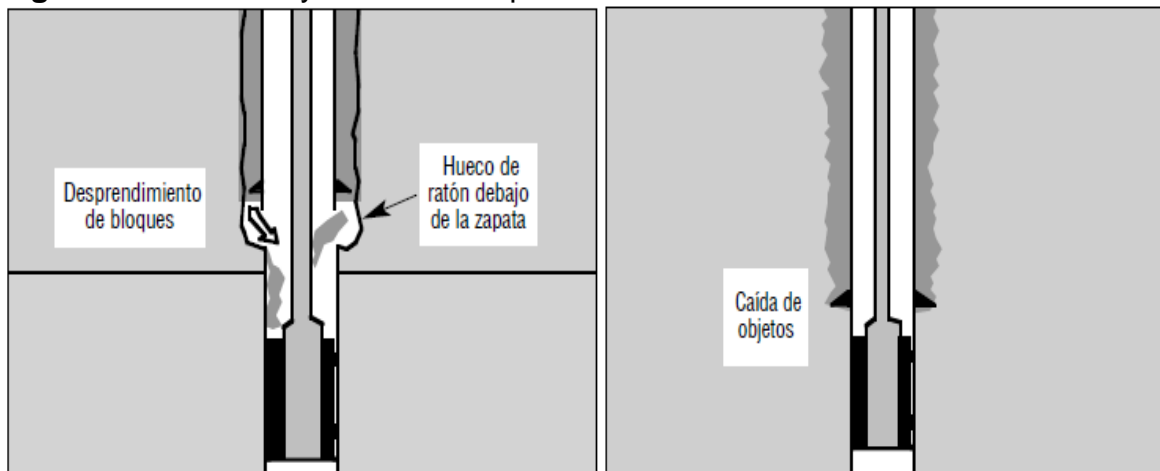
**Figura 22.** Formaciones no consolidadas (Según Amoco TRUE)



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 455.

➤ **Cemento o basura en el pozo.** Ocurre cuando hay desprendimiento de porciones de cemento que caen dentro del pozo provocando que se atasque la sarta de perforación, de igual forma si cae basura proveniente de la superficie de forma accidental como herramientas del piso de equipo de perforación o inducida, sea el caso donde no se tenga más recursos en campo para evitar problemas de pérdida de fluidos de circulación<sup>50</sup>. La **Figura 23** muestra el efecto de la basura o cemento dentro del pozo.

**Figura 23.** Cemento y basura en el pozo



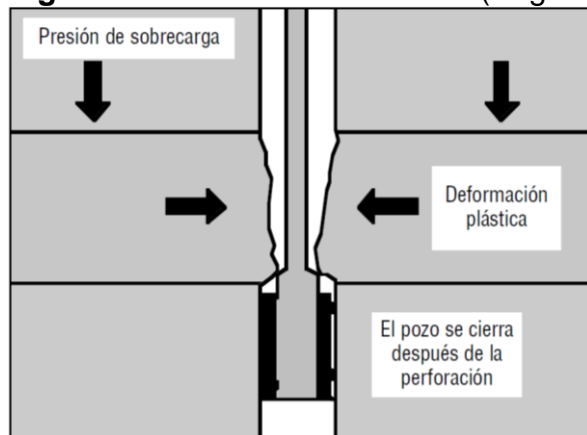
Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 456.

<sup>50</sup> Ibid., p. 456.



- **Perturbaciones de la geometría del pozo.** Con respecto a la geometría se hace referencia al diámetro y el ángulo del pozo, estos factores están directamente relacionados con el atascamiento ya que entre mayor sea el cambio de ángulo y de dirección, aumenta el riesgo de que la tubería se pegue mecánicamente. Los cambios principales en la geometría del pozo se relacionan a continuación.
- **Ojos de llave.** La tubería se atasca al ser levantada, cuando pasa por la estrecha ranura del ojo de llave, y siempre y cuando este en movimiento. Puede que después de pegarse por ojo de llave, es decir, mecánicamente, suceda una pega por presión diferencial.
- **Pozo por debajo del calibre.** Un pozo por debajo del calibre se da cuando se perfora profundamente una sección abrasiva, además que las formaciones abrasivas causan la disminución en el calibre del pozo y que se desafilen las brocas o barrenas, como se explica más adelante.
- **Formaciones móviles.** Por efectos de presión de sobrecarga o esfuerzos tectónicos en la geología del subsuelo puede haber una deformación plástica en la lutita o la sal plástica, causando que haya un atascamiento del Conjunto de Fondo BHA en el pozo por debajo de calibre. Es más pronunciado en formaciones por encima de los 610 pies y en capas de sal con temperaturas mayores a 121 °C<sup>51</sup>, como se muestra en la **Figura 24**.

**Figura 24.** Formaciones móviles (Según Shell UK)



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 458.

<sup>51</sup> *Ibíd.*, p. 458.

**2.3.1.2 Pega de tubería por presión diferencial.** Su definición según el Manual de Fluidos de Perforación de API dice: “La pega por presión diferencial se define como el atascamiento de la tubería causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de fluido sobrebalanceada que actúan sobre la columna de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable”<sup>52</sup>

Para que haya pegadura por presión diferencial deben existir dos condiciones.

- La presión hidrostática del fluido de perforación debe exceder la presión de la formación adyacente.
- Una formación permeable y porosa.

➤ **Medidas preventivas.** Se puede reducir la formación de una pega de tubería por presión diferencial realizando buenas prácticas de perforación, ya que no es posible eliminar los efectos producidos por esta pega, entre las medidas tenemos:

- Reducir la presión de sobrebalance manteniendo el peso del fluido de perforación al nivel más bajo permitido por las buenas prácticas de perforación
- Reducir el área de contacto entre el pozo y la tubería.
- Mantener la tubería en movimiento cuando sea posible.
- Reducir el espesor del revoque.
- Estar atento a las zonas depresionadas, donde la pega por presión diferencial ocurre frecuentemente.

**2.3.1.3 Métodos de liberación de la tubería pegada.** A continuación se presentan los métodos convencionales para la liberación de la tubería pegada.

➤ **Liberación de la tubería por medios mecánicos.** Este método debe iniciarse inmediatamente cuando se determine que la tubería este pegada, se utiliza en pega por presión diferencial o en asentamientos ojos de llave; consiste en golpear hacia abajo con martillos de perforación, mientras que se aplica torsión a la tubería. El tiempo es clave en este método ya que a medida que aumenta el tiempo va a hacer más difícil liberar la tubería.

➤ **Liberación de la tubería pegada con fluidos de emplazamiento.** Una vez determinada que la columna de perforación ha sido pegada por presión diferencial, el espacio anular debe ser desplazado con un fluido de emplazamiento desde la broca hasta el espacio libre.

---

<sup>52</sup> Ibíd., p. 459.

Se debe planear la mezcla y colocación la solución que va a ser desplazada por el fluido viscoso por otro inmiscible o solución de imbibición, esta depende de varios factores como el tipo de fluido de perforación que se va a utilizar.

Como en el caso de que se utilice uno base agua, se maneja una solución base aceite, pero se deben tener en cuenta las especificaciones ambientales, debido a que estos fluidos pueden causar alteraciones en el entorno de donde sea utilizado.

En general, aceites, fluido de perforación base aceite, agua salada saturada, ácidos o agentes tenso activos pueden ser usados para ubicar y liberar la tubería pegada, según la situación.

**2.3.1.4 Mecanismo para determinar la Pega de Tubería<sup>53</sup>.** La **Figura 25** muestra una hoja de trabajo según Amoco True, donde se muestran algunas características representativas de la pega de tubería y la cual debe desarrollarse de la siguiente manera:

- Contestar las preguntas sombreadas trazando un círculo alrededor de todos los números en la hilera que contiene la respuesta correcta.
- Sumar las columnas.
- La columna con el número mayor indicara el mecanismo de pegadura más probable.

---

<sup>53</sup> Ibíd., p.475.

**Figura 25.** Hoja de Trabajo de Mecanismo de Pega (Según Amoco TRUE)

¿Movimiento de la Tubería Antes de la Pegadura?	Empaquetamiento/ Puente	Presión Diferencial	Geometría del Pozo
Movimiento hacia arriba	2	0	2
Rotación hacia arriba	0	0	2
Movimiento hacia abajo	1	0	2
Rotación hacia abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
<b>¿Movimiento de la Tubería Después de la Pegadura?</b>			
Libre hacia abajo	0	0	2
Limitado hacia abajo	1	0	2
Imposible hacia abajo	0	0	0
<b>¿Rotación de la Tubería Después de la Pegadura?</b>			
Rotación libre	0	0	2
Rotación limitada	2	0	2
Rotación imposible	0	0	0
<b>¿Presión de Circ. Después de la Pegadura?</b>			
Circulación libre	0	2	2
Circulación limitada	2	0	0
Circulación imposible	2	0	0
<b>Totales</b>			

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 475.

**2.3.2 Problemas del hueco.** En este tipo de problema operacional el tiempo no planeado está relacionado a la parte de fluidos en pérdidas de circulación.

**2.3.2.1 Pérdidas de Circulación.** Las pérdidas de circulación se producen por un desbalance en la columna hidrostática, es generado por una alta densidad del fluido de perforación, ya que ejerce una presión hidrostática mayor en a la de la formación lo que ocasiona el fractura miento en la formación y por consiguiente la pérdida del fluido en las fracturas inducidas.

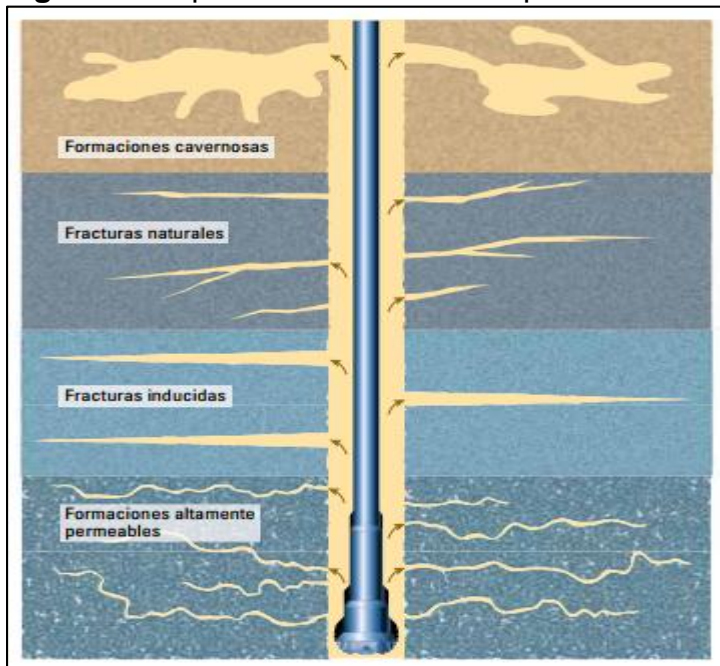
En el trayecto del fluido de perforación existen características de la formación que también permiten la pérdida, es el caso de fracturas naturales, zonas cavernosas y formaciones altamente permeables; la densidad del fluido de perforación dependerá si el fluido sigue por estas características de la formación<sup>54</sup>.

En la **Figura 26** se puede observar los tipos de formaciones donde puede ocurrir una pérdida de circulación.

<sup>54</sup> BAGGINI, Santiago, et al, Sellado de fracturas: Avances en el control de pérdidas de circulación. En: OilField Review Otoño. No 3 (2014). p. 5.

- **Fracturas Naturales.** Son generados por procesos tectónicos, causando fisuras o grietas en la roca, lo que permite el paso del fluido a través de estas fracturas.<sup>55</sup>
- **Formaciones cavernosas.** Son generadas por el proceso de enfriamiento de magma o ceniza volcánica por lo que se relaciona con formaciones volcánicas o también carbonatos o calizas al generar cavernas por procesos de disolución. Al momento de perforar estas formaciones el fluido va a dirigirse a estas cavernas causando la pérdida y desbalance en la columna hidrostática.
- **Fracturas inducidas.** Pueden ser creados por el aumento en la densidad del fluido de perforación necesario para mantener la estabilidad del hueco, o se puede dar mediante procesos de estimulación de a formación como fracturamiento hidráulico para optimizar la producción.
- **Formaciones altamente permeables.** Son formaciones que tienen espacios porales suficientemente grandes e interconectados para que el fluido de perforación se dirija a través de ellos y se produzca la pérdida de circulación, son comunes las arenas y formaciones de ambientes de depositación arrecifales que tengan una alta permeabilidad<sup>56</sup>.

**Figura 26.** Tipos de formaciones de pérdidas de circulación



Fuente: BAGGINI, Santiago, Sellado de fracturas: Avances en el control de pérdidas de circulación. En: OilField Review Otoño. No 3 (2014). p. 5.

<sup>55</sup> Tiab, D., Restrepo, D. P., & Igbokoyi, A. O. Fracture Porosity of Naturally Fractured Reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers, 2006. p. 1.

<sup>56</sup> BAGGINI, Santiago, et al, Op. cit., p. 6.

El grado en que se pierde circulación en el pozo se puede clasificar según la cantidad volumétrica de la pérdida en cuatro: pérdidas por filtración, parcial, severa y total, como se muestra en la **Figura 27**.

**Figura 27.** Clasificación de las pérdidas de circulación

Tipo de pérdida	Severidad de la pérdida
Filtración	Menos de 1,6 m <sup>3</sup> /h [10 bbl/h]
Parcial	Entre 1,6 y 16 m <sup>3</sup> /h [10 y 100 bbl/h]
Severa	Más de 16 m <sup>3</sup> /h
Total	No retoma fluido alguno a la superficie

Fuente: BAGGINI, Santiago, Sellado de fracturas: Avances en el control de pérdidas de circulación. En: OilField Review Otoño. No 3 (2014). p. 5.

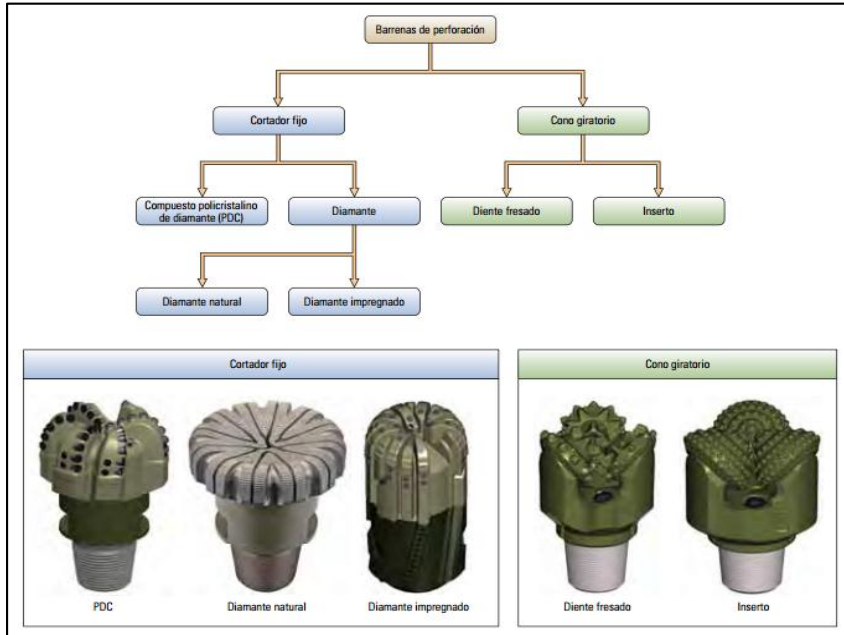
**2.3.3 Herramientas en el subsuelo.** Las herramientas de subsuelo referente al tipo de tiempo no planeado hace alusión a la parte de componentes para la perforación direccional, por lo que son el conjunto de herramientas necesarias que se requieren para la perforación del pozo direccional, y son conocidas como ensamblaje de fondo o BHA y pueden ser la broca, estabilizadores, collares de perforación o drill collars, heavy weight drill pipe (HWDP) y motores de fondo. Los componentes que pueden presentar fallas son:

**2.3.3.1 Broca.** Conocida también como barrena, es la encargada de realizar los cortes a la roca mediante el movimiento rotacional, se encuentra ubicada en el fondo de la sarta de perforación, y está a su vez contribuye al parámetro de peso sobre la broca o WOB por sus siglas en inglés<sup>57</sup>.

El principal problema que se presenta en las brocas es el desgaste de los dientes producto de la perforación de intercalaciones de formaciones duras y blandas, interpretado como la variación de la ROP. En la **Figura 28** se muestra la clasificación de las brocas y ejemplos.

<sup>57</sup> CENTALA, Prabhakaran, et al, El diseño de las barrenas: Desde arriba hacia abajo. En: OilField Review Verano, No 2, 2011. p. 1.

**Figura 28.** Clasificación y ejemplos de brocas de perforación

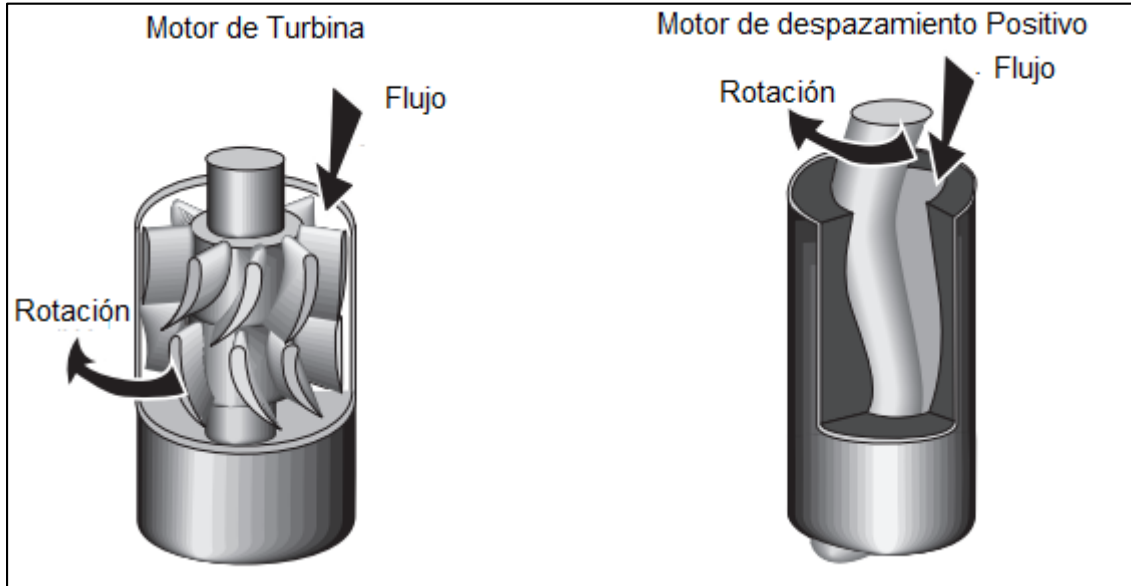


Fuente: CENTALA, Prabhakaran, et al, El diseño de las barrenas: Desde arriba hacia abajo. En: OilField Review Verano, No 2, 2011. p. 3.

**2.3.3.2 Motores de fondo.** Según el Manual de Perforación Direccional de Schlumberger los motores de fondo son herramientas direccionales que permiten desviar la trayectoria del pozo, aunque pueden ser utilizados en la perforación de pozos verticales. Su principio de acción es el fluido de perforación y se pueden dividir en dos tipos, motores de turbina y de desplazamiento positivo<sup>58</sup>, el principio de funcionamiento de cada uno se puede observar en la **Figura 29**:

<sup>58</sup> SCHLUMBERGER, *Directional Drilling Training Manual*, Version 1.1, 1996.p. 155.

**Figura 29. Motores de Fondo**



Fuente: SCHLUMBERGER, *Directional Drilling Training Manual*, Version 1.1, 1996.p. 156. Modificado por los autores.

El principal problema con los motores de fondo es el fallo que puedan presentar en el momento de la perforación que pueda ocasionar que los parámetros direccionales como el ángulo de inclinación varíen a lo planeado y ocasionen problemas operacionales, de igual forma se pueden presentar atascamiento de la herramienta cuando el pozo presenta diferentes calibres producto de formaciones inestables o deterioro de la broca de perforación causando que el motor quede atrapado por la diferencia de diámetros al momento de repasar la perforación o un viaje a superficie.

## 2.4 MUESTRA DE ANÁLISIS

Para determinar la muestra de análisis se procedió a someter los datos de la población a un análisis estadístico con el fin de determinar la distribución de los datos, para realizar esto se efectúa el histograma y polígono de frecuencia para cada criterio (costo, tiempo y NPT's de perforación) utilizando el programa Microsoft Excel.

Para el análisis del presente trabajo se le dio más valor al costo de perforación, debido a que se pretende analizar los eventos que provocaron que se aumentaron los costos y desencadenaran actividades adicionales como sidetracks, operaciones de pesca cambios de BHA's, entre otros.

**2.4.1 Análisis del criterio de costo de perforación.** Primero se realiza el análisis con el criterio de costo hallando los parámetros como el número de datos, el valor mínimo y máximo, el rango (diferencia entre el valor máximo y mínimo), número de



intervalos y la amplitud de cada intervalo (relación entre rango y el intervalo), tal como se muestra en la **Tabla 3**.

**Tabla 3.** Parámetros para el análisis estadístico del criterio de costo

<b>Número de datos</b>	<b>63</b>
<b>Valor mínimo</b>	\$ 2,180,940.67
<b>Valor máximo</b>	\$ 10,633,729.74
<b>Rango</b>	\$ 8,452,789.07
<b>Intervalos</b>	7
<b>Amplitud</b>	\$ 1,207,541.30
<b>PROMEDIO</b>	\$ 4,556,513.06

Donde, el número de intervalos es hallado según la fórmula de Sturges<sup>59</sup>:

**Ecuación 1.** Número de intervalos

$$Intervalos = 1 + 3.333 * \log(Número\ de\ datos)$$

De la anterior fórmula tomando el número de datos correspondientes al número de pozos de la población que corresponde a 63, se aplica la fórmula para hallar los intervalos aproximando el resultado:

$$Intervalos = 1 + 3.233 * \log(63)$$

$$Intervalos = 7$$

Luego se procede a realizar la tabla de frecuencia que contiene el número de intervalos, el límite inferior y superior de cada intervalo, el valor medio de cada intervalo, frecuencia de datos, frecuencia absoluta acumulada, frecuencia relativa y frecuencia relativa acumulada, tal como se muestra en la **Tabla 4**.

---

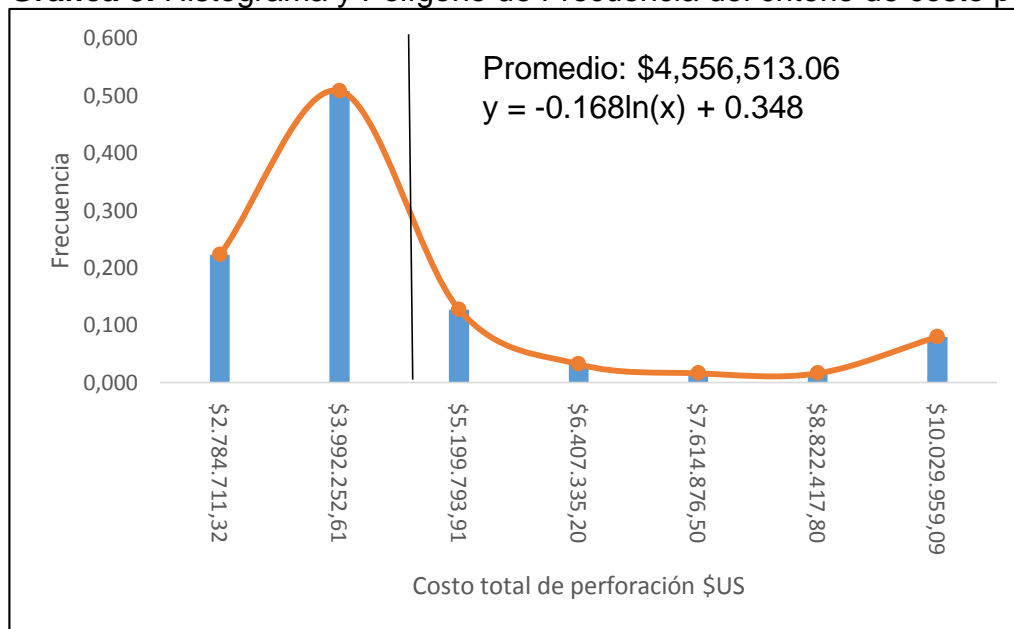
<sup>59</sup> SARMA, K., *Statistic Made Simple Do It*, Cuarta Edición, New Delhi, Prentice Hall, 2006, pág. 16.

**Tabla 4.** Frecuencia del criterio de costo de perforación

Intervalos	Límite Inferior	Limite Superior	Promedio	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Absoluta Acumulada	Frecuencia Relativa	Frecuencia Relativa Acumulada
1	\$ 2,180,940.67	\$ 3,388,481.97	\$ 2,784,711.32	14	14	0.222	0.222
2	\$ 3,388,481.97	\$ 4,596,023.26	\$ 3,992,252.61	32	46	0.508	0.730
3	\$ 4,596,023.26	\$ 5,803,564.56	\$ 5,199,793.91	8	54	0.127	0.857
4	\$ 5,803,564.56	\$ 7,011,105.85	\$ 6,407,335.20	2	56	0.032	0.889
5	\$ 7,011,105.85	\$ 8,218,647.15	\$ 7,614,876.50	1	57	0.016	0.905
6	\$ 8,218,647.15	\$ 9,426,188.44	\$ 8,822,417.80	1	58	0.016	0.921
7	\$ 9,426,188.44	\$ 10,633,729.74	\$ 10,029,959.09	5	63	0.079	1.000

De esta forma, se realiza el histograma y el polígono de frecuencia graficando la frecuencia relativa contra el promedio de los intervalos en un gráfico de barras para el caso del histograma y un diagrama de dispersión de los mismos valores para el caso del polígono de frecuencia, como se muestra en la **Gráfica 3**.

**Gráfica 3.** Histograma y Polígono de Frecuencia del criterio de costo perforación



En la gráfica anterior se puede determinar que tiene una tendencia de distribución logarítmica normal comprobada con la ecuación de la tendencia en la gráfica por lo que sus valores están dentro del rango del eje positivo y se caracteriza por tener un sesgo que es determinado por la densidad de probabilidad de la distribución, además este tipo de distribución es característica de datos de ocurrencia de costos para un evento.

Por lo que se puede concluir que según el promedio de los datos de la población correspondiente a \$4,556,513.06, el 73% equivalente a 46 de los 63 pozos se encuentran por debajo de este valor y por ende no se pueden considerar para la muestra dentro del análisis, debido a que no serían anómalas al ser inferiores al promedio del criterio, pero los pozos restantes que corresponden a 17, pueden ser la muestra necesaria para el análisis.

**2.4.2 Análisis del criterio de tiempo de perforación.** De igual manera, se realiza el mismo procedimiento para el criterio de tiempo de perforación, como se muestra en la **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Parámetros para el análisis estadístico del criterio de tiempo

<b>Número de datos</b>	<b>63</b>
<b>Valor mínimo</b>	16
<b>Valor máximo</b>	80
<b>Rango</b>	63
<b>Intervalos</b>	7
<b>Amplitud</b>	9
<b>PROMEDIO</b>	31

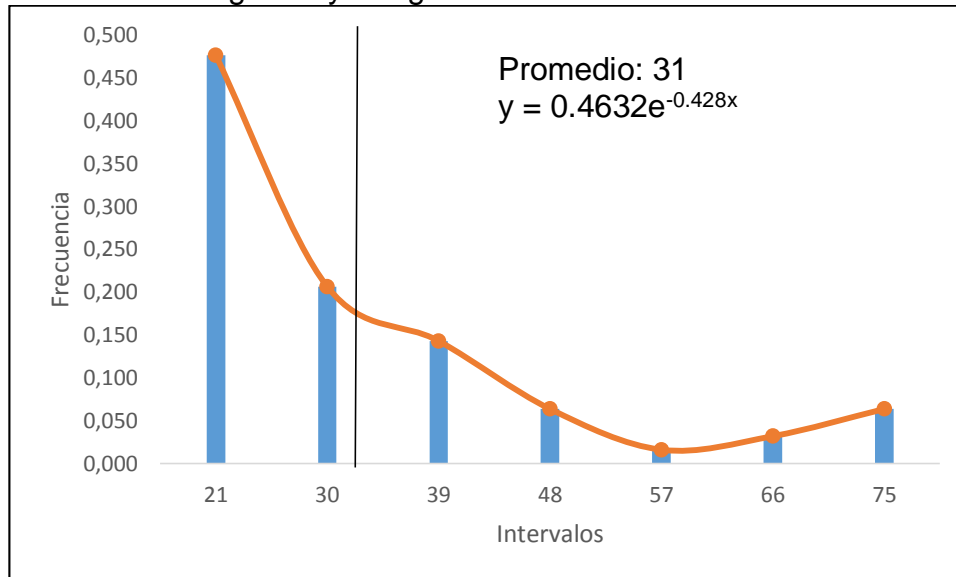
Con esta información se procede a realizar la **Tabla 6** de distribución de frecuencia para poder graficar la frecuencia relativa y el promedio de los intervalos.

**Tabla 6.** Frecuencia del criterio de tiempo de perforación

Inter- valos	Límite Inferior	Limite Superior	Promedio	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Absoluta Acumulada	Frecuen cia Relativa	Frecuencia Relativa Acumulada
1	13	22	18	24	24	0.381	0.381
2	22	32	27	19	43	0.302	0.683
3	32	41	37	8	51	0.127	0.810
4	41	51	46	5	56	0.079	0.889
5	51	61	56	0	56	0.000	0.889
6	61	70	65	3	59	0.048	0.937
7	70	80	75	4	63	0.063	1.000

Con los datos de la tabla de frecuencia del criterio de tiempo de perforación se realiza el histograma y polígono de frecuencia de este mismo criterio en la **Gráfica 4**.

**Gráfica 4** Histograma y Polígono de Frecuencia del criterio de tiempo perforación



En la gráfica anterior se puede observar que tiene una tendencia distribución exponencial, debido a que esta distribución analiza el tiempo de ocurrencia de eventos y en este caso el criterio analizado es el tiempo de perforación, además se establece que según el promedio que corresponde a 31 de los datos, el 67% de la población está por debajo de este valor, es decir, 42 pozos; lo que indica que solo 21 datos son anómalos y pueden ser analizados según este criterio.

**2.4.3 Análisis del criterio de Tiempo no planeado o NPT's.** Del mismo modo en que se realizó el análisis de los demás criterios, se procede a hallar la **Tabla 7** de parámetros requeridos para el análisis, y la **Tabla 8** de frecuencia y la gráfica de histograma y polígono de frecuencia.

**Tabla 7.** Parámetros para el análisis estadístico del criterio de NPT's

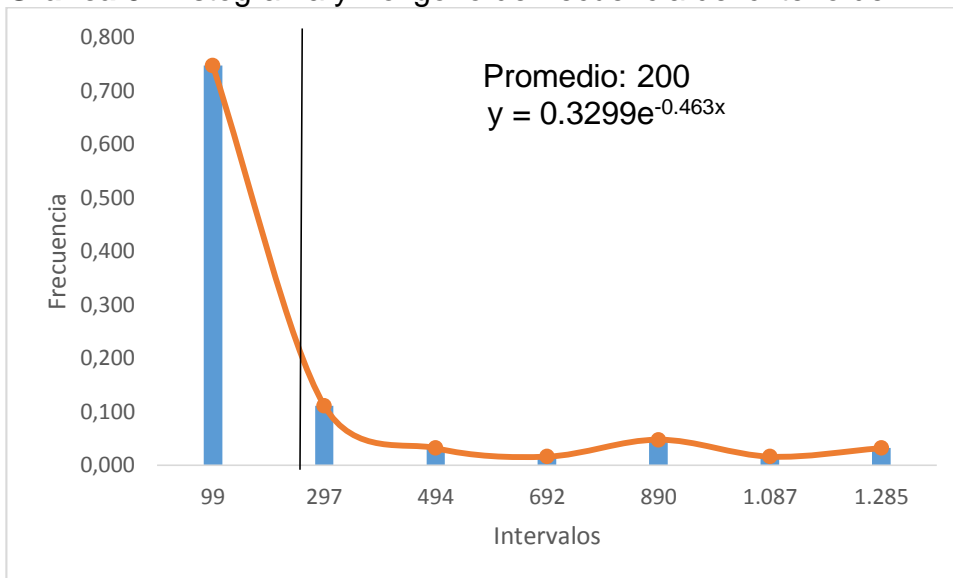
<b>Número de datos</b>	<b>63</b>
<b>Valor mínimo</b>	0
<b>Valor máximo</b>	1,384
<b>Rango</b>	1,384
<b>Intervalos</b>	7
<b>Amplitud</b>	198
<b>PROMEDIO</b>	200

**Tabla 8.** Frecuencia del criterio de NPT's de perforación

Intervalos	Límite Inferior	Límite Superior	Promedio	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Absoluta Acumulada	Frecuencia Relativa	Frecuencia Relativa Acumulada
1	0	198	99	47	47	0.746	0.746
2	198	395	297	7	54	0.111	0.857
3	395	593	494	2	56	0.032	0.889
4	593	791	692	1	57	0.016	0.905
5	791	989	890	3	60	0.048	0.952
6	989	1,186	1,087	1	61	0.016	0.968
7	1,186	1,384	1,285	2	63	0.032	1.000

Con los datos de la tabla de frecuencia del criterio NPT's de perforación se realiza el histograma y polígono de frecuencia de este mismo criterio que se muestra en la **Gráfica 5.**

**Gráfica 5.** Histograma y Polígono de frecuencia del criterio de NPT'S



De la gráfica anterior se puede observar que los datos siguen una distribución exponencial verificado con la ecuación de la tendencia en la gráfica, además es común observar esta distribución al analizar el tiempo de eventos, y que según el promedio de los valores correspondiente a 200, 47 de los pozos están por debajo de este valor equivalente al 75% de los datos totales analizados, por lo que solo el 25% o 16 pozos de la población se pueden considerar para el análisis.

A partir de esto se procedió a correlacionar los criterios de selección cruzándolos entre sí para poder obtener los pozos que cumplían con los tres parámetros, obteniendo la **Tabla 9** que se presenta a continuación.

**Tabla 9.** Pozos correlacionados

	<b>POZO</b>	<b>Costo de Perforación (\$US)</b>	<b>Tiempo de Perforación (Días)</b>	<b>NPT'S (hr)</b>
1	AF	\$ 3,982,627.68	39	314
2	AI	\$ 4,015,478.63	35	225
3	AM	\$ 4,228,178.44	29	252
4	AY	\$ 5,183,529.46	36	513
5	BA	\$ 5,381,608.77	44	341
6	BB	\$ 5,392,033.74	50	236
7	BC	\$ 6,036,271.57	38	359
8	BD	\$ 6,558,332.43	61	488
9	BE	\$ 7,762,787.68	50	602
10	BF	\$ 8,450,892.65	62	850
11	BG	\$ 9,445,130.58	66	822
12	BH	\$ 9,640,168.95	88	1376
13	BI	\$ 10,070,338.38	98	831
14	BJ	\$ 10,482,111.43	85	1019
15	BK	\$ 10,633,729.74	80	1384

Fuente: Data Analyzer Ecopetrol S.A.

## 2.5 TAMAÑO DE LA MUESTRA

Una vez determinados los 15 pozos de la muestra se procede a determinar el tamaño de muestra, teniendo en cuenta que este proyecto es derivado de un proyecto global que contaba con la participación de tres grupos, cada uno de dos personas, por lo que los 15 pozos se repartieron equitativamente a cada grupo.

**2.5.1 Selección basada en la información obtenida.** El presente proyecto se vio limitado por la información requerida, ya que no se obtuvo la totalidad, por lo cual la selección se basó en la información que fue suministrada de los pozos. En el Anexo A se muestra los pozos que cuentan con la información.

**2.5.2 Selección basada en la ubicación de los pozos.** De los ocho pozos con información se tuvo en cuenta la ubicación de los pozos, en referencia, a que pertenecieran al mismo Cluster para que las causas se pudieran correlacionar. Por lo que en el **Cuadro 1** se muestra si los pozos con información se encuentran en el mismo Cluster.

**Cuadro 1.** Ubicación de los pozos según el Cluster

<b>AGRUPACIÓN DE LOS POZOS POR PERTENECER AL MISMO CLUSTER</b>		
<b>CLUSTER A</b>	<b>CLUSTER B</b>	<b>CLUSTER C</b>
BF	BD	AI
	BI	BE
	BB	BC
	AN	

Basado en lo anterior se seleccionaron los pozos del Cluster C, debido a que cada grupo selecciono los pozos en orden de los Clusters.

De acuerdo a esto, se procede a cambiar el nombre de los pozos para que concuerden con el título del proyecto, en el **Cuadro 2** se muestra el cambio de nombre de los pozos seleccionados.

**Cuadro 2.** Cambio de nombre de los pozos

<b>NOMBRE A CAMBIAR</b>	<b>NUEVO NOMBRE</b>
AI	K
BE	L
BC	M

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Una vez han sido seleccionados los pozos de estudio mediante el análisis estadístico, se procedió a recopilar la información por parte de los investigadores mediante el requerimiento de la misma a la empresa ECOPETROL S.A., quien a su vez pidió la información a las diferentes compañías prestadoras de servicios que estuvieron involucradas en la perforación de los pozos de estudio.

Dicha información fue solicitada por recomendación de los ingenieros asesores y por parte de los investigadores, con el objetivo de analizarla y desarrollar la metodología propuesta para encontrar la causa raíz, con base en las lecciones pasadas de la compañía, es decir, las lecciones aprendidas de problemas ocurridos en perforaciones anteriores, y con la intención de generar una cultura de análisis de información en la compañía.

#### 3.1 METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA

La metodología Tripod Beta Modificada es una herramienta de análisis causa raíz de tipo deductivo que permite a los investigadores facilitar el análisis de información recolectada para identificar la causa raíz que conllevó al problema operacional y que causó el tiempo no planeado.

Ésta metodología nació como parte del trabajo de otro grupo de investigadores<sup>60</sup> quienes se dieron a la tarea de buscar y proponer una forma clara y precisa de encontrar la causa raíz. Sin embargo, la metodología Tripod Beta Modificada está ligada principalmente a la metodología Tripod Beta, como se ve en la **Figura 30** la cual es usada para identificar causas raíz de problemas relacionados con la seguridad industrial de los procesos no solo en la industria del petróleo, sino en cualquier industria en que se quiera aplicar.

Además, la metodología Tripod Beta permite identificar el error humano de una manera puntual y específica, cosa que resulta muy complicado a la hora de tratarse de problemas operacionales de perforación de pozos de petróleo.

Por cuanto se espera identificar la causa del problema a raíz del comportamiento de todos aquellos parámetros que tienen que ver con la formación, con las propiedades del fluido y con la trayectoria del pozo (factores que se encuentran intrínsecamente relacionados entre sí), y no el señalamiento de un error humano, de cualquiera de las personas que se encontraban perforando el pozo.

---

<sup>60</sup> DUARTE, P., PRADA, A., 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. Bogotá: Universidad de América, 2016. p.67



No obstante, la metodología tiene la capacidad de arrojar este tipo de resultados y serán concluidos de ser así, más no es la intención puntual del proyecto de investigación.

**3.1.1 Terminología.** La metodología a trabajar maneja los siguientes términos que permiten el desarrollo de la misma:

**3.1.1.1 Objeto.** El objeto corresponde a aquel elemento que existe y es afectado por un peligro o *hazard* en inglés, el cual hace que se alteren sus condiciones y lo obliga a cambiar parcial o totalmente. En el estudio realizado, los pozos perforados corresponden al objeto cuya culminación exitosa se ve afectado por los diferentes peligros que conlleva una operación de perforación, y que serán descritos más adelante.

**3.1.1.2 Peligro.** Representa un agente de cambio, un factor de alteración de las propiedades del objeto. Tiene las propiedades y las condiciones para cambiar, perjudicar o dañar al objeto sobre el que actúa. En la investigación realizada, los peligros corresponden a todos los factores que inciden negativamente en el pozo y que generan que no se pueda perforar el pozo de la manera que se tenía planeada. Dichos peligros se pueden encontrar en el Anexo B del presente documento.

**3.1.1.3 Evento.** El evento es el acontecimiento causado por el cambio de estado del objeto que se ve negativamente afectado por el peligro. En los diferentes casos de estudio analizados, se encontró que los tiempos no planeados que afectaron la operación y que fueron ocasionados por la incidencia de los diferentes peligros corresponden a los diferentes eventos que alteraron las condiciones del pozo e impidieron que éste se completara de la manera que estaba planeada.

**Figura 30. Metodología Tripod Beta básica**



Fuente: CGE Risk Management Solutions. *Tripod Beta Method* [en línea]<  
<http://www.cgerisk.com/knowledge-base/incident-analysis-methods/the-tripod-beta-method>> [citado en 10 de octubre de 2016]. Modificado por los autores.

**3.1.1.4 Barreras.** Las barreras son todas aquellas acciones preventivas que habían sido contempladas y analizadas al momento de la planeación de la perforación con el objetivo de que los peligros no se materializaran.

Las barreras deben dar respuesta a las siguientes preguntas: ¿Cuáles barreras debieron haber evitado la exposición de los objetos a la amenaza que ocasionó el evento?, y ¿Qué barreras debían haber protegido al objeto del peligro, una vez que éste fuera inminente?

Las barreras son una de las partes esenciales de la metodología pues permiten al investigador acercarse a entender cómo se pudo haber evitado el peligro, lo cual ayuda a encontrar la causa raíz del problema. Si se sabe qué debía estar presente y no estuvo, se puede visualizar de una mejor manera el problema.

Las barreras pueden ser de dos tipos:

➤ **Barreras de control.** Corresponden a aquellas barreras que se encontraban presentes en el lugar establecido, pero que fallaron a la hora de realizar su función de controlar el peligro una vez presentado. Las barreras de control se ubican entre el peligro y el evento en el esquema, y de ellas se desplegarán las causas que permitirán encontrar la causa raíz.

➤ **Barreras de defensa.** Las barreras de defensa son todas aquellas barreras que debieron haber estado en el lugar de exposición del peligro, pero que por alguna razón no se encontraban ahí para impedir que el objeto se viera afectado. Las barreras de defensa se ubican entre el objeto y el evento en el diagrama.

Para ver las barreras que fueron tenidas en cuenta en el desarrollo de la metodología, remitirse al Anexo C del presente documento.

**3.1.1.5 Causas.** Las causas son todas aquellas condiciones, parámetros, o hechos, que hicieron que las barreras fallaran. Luego, si la barrera falló, esto ocasionará la materialización del peligro sobre el objeto, llevando a la consecución del problema y al incremento de costos y tiempo para su solución. Estas causas pueden ser de tres tipos:

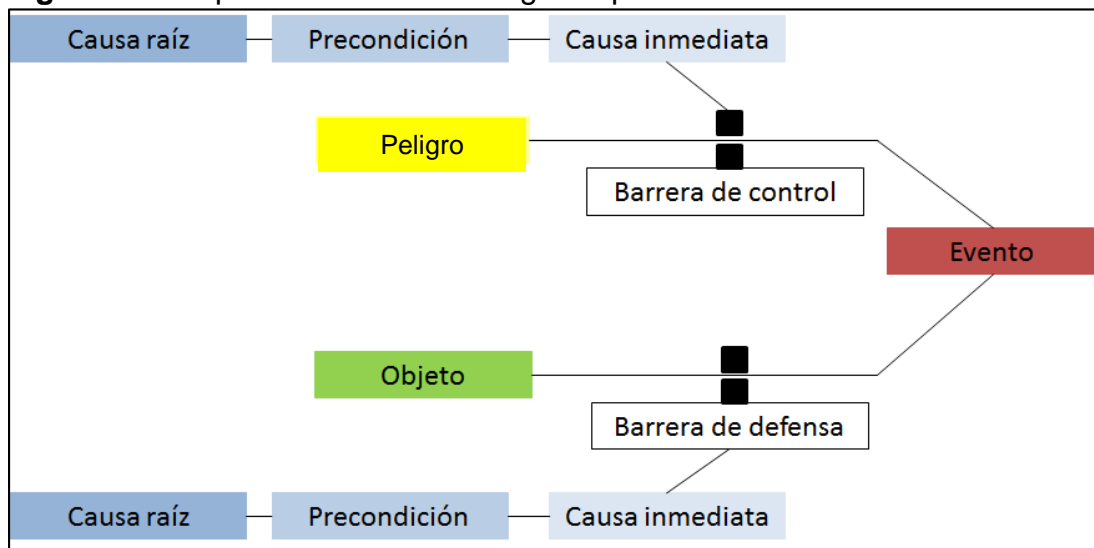
➤ **Causa Inmediata:** Representa la razón por la cual la barrera fue vencida, ya sea por una acción, omisión o suceso ocurrido en un momento determinado. Se trata de condiciones inseguras, condiciones que harían que la barrera fallara tarde o temprano y sobre las cuales no se tomaron medidas de prevención. Es llamada también como “falla activa”.

➤ **Precondición:** Corresponde al contexto en el que se desarrolla el evento situacional. Estas condiciones promueven directamente a la ocurrencia de la causa inmediata.

➤ **Causa subyacente o causa raíz:** También conocida como “falla latente”, son deficiencias o anomalías que crean las condiciones que dan lugar a la ocurrencia de las fallas activas y que por consecuente causan el fallo de las barreras. Se caracteriza principalmente porque ha estado presente en la operación antes de que cualquier secuencia de incidentes sea reconocida, es decir, antes de que las barreras fallen o que las precondiciones se generen. Es a lo que se espera llegar para poder corregirse y evitar así en el futuro los mismos eventos.

Entonces, el esquema de la metodología Tripod Beta Modificada queda como se ve en la **Figura 31**.

**Figura 31.** Esquema de la metodología Tripod Beta Modificada.

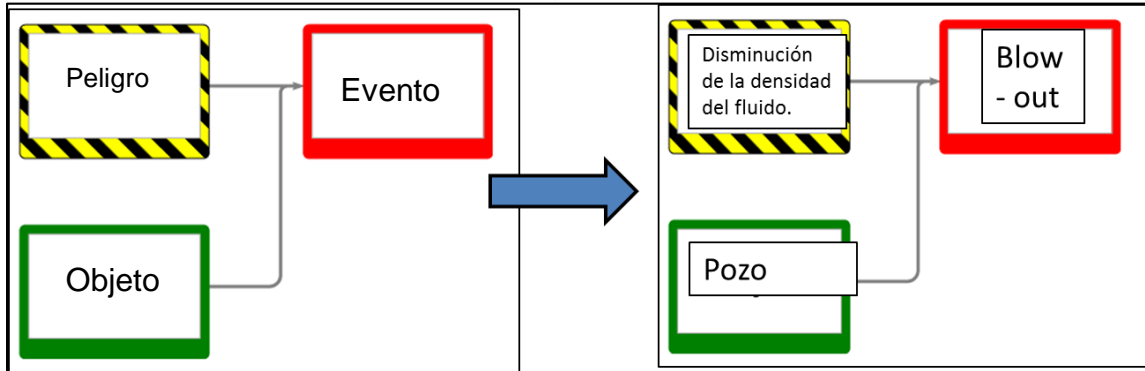


Fuente: CGE Risk Management Solutions. *Tripod Beta Method* [en línea] <<http://www.cgerisk.com/knowledge-base/incident-analysis-methods/the-tripod-beta-method>> [citado en 10 de octubre de 2016]. Modificado por los autores.

**3.1.2 Análisis de la Metodología: ¿Qué pasó?** En primera medida para entender qué pasó en el evento en general se debe realizar la identificación del peligro, del objeto y del evento. La **Figura 32** muestra un ejemplo aplicado por los investigadores a la industria a manera general donde se evidencia el qué pasó mediante la identificación de estos tres elementos.

Se debe construir el árbol Tripod Beta para dar una vista rápida y precisa de que sucedió en el evento y cuál fue el peligro que ocasionó el evento en cuestión, con el objetivo de entender a manera global qué sucedió para luego preguntarse por qué pasó.

**Figura 32.** Ejemplo Árbol Tripod Beta general.



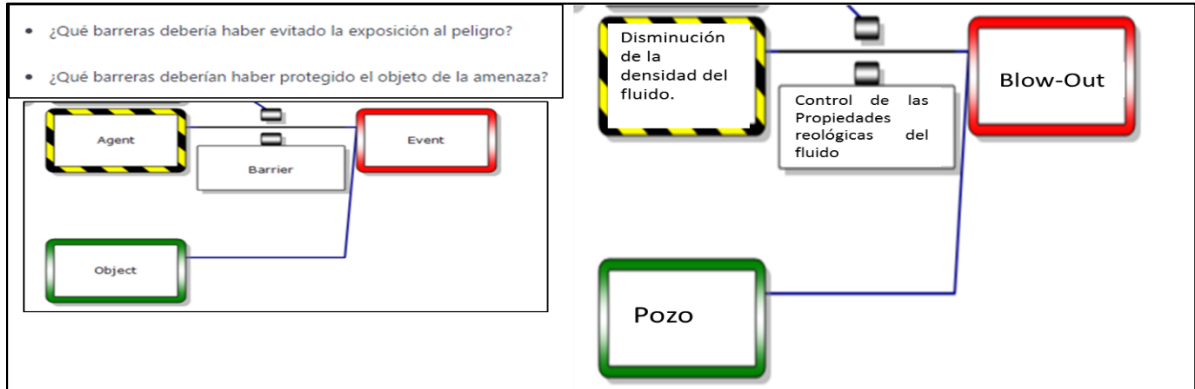
Fuente: CGE Risk Management Solutions. *Tripod Beta Method* [en línea]<  
<http://www.cgerisk.com/knowledge-base/incident-analysis-methods/the-tripod-beta-method>> [citado en 10 de octubre de 2016]. Modificado por los autores.

En el ejemplo se analiza el evento de un blow-out de un pozo cualquiera, y se tiene como peligro la disminución de la densidad del fluido de perforación. Para poder decir esto, se supone que una revisión cronológica y análisis de información tiene que haber sido realizado previamente, y más adelante en este capítulo se explicara el análisis a la información que se le hizo a la presente investigación.

**3.1.3 Análisis de la Metodología: ¿Cómo paso?** Para entender cómo pasó el evento problema se deben analizar las barreras, tanto de defensa como de control, que debieron haber estado para evitar que el peligro se convirtiera en realidad. Una cuantificación y calificación de barreras exacta permitirá a quién este empleando la metodología continuar con el paso de determinación de causas, por lo que es de suma importancia saber identificar las barreras apropiadamente.

En el Anexo C se pueden ver la mayoría de barreras identificadas para los problemas operaciones de perforación y aplicadas en la metodología Tripod Beta Modificada.

**Figura 33.** Ejemplo Árbol Tripod Beta con análisis de barreras



Fuente: CGE Risk Management Solutions. *Tripod Beta Method* [en línea] <<http://www.cgerisk.com/knowledge-base/incident-analysis-methods/the-tripod-beta-method>> [citado en 10 de octubre de 2016]. Modificado por los autores.

Siguiendo con el ejemplo, se añade la barrera de “Control de las propiedades reológicas del fluido” como el ítem que evita la conexión entre el peligro y el evento. Esto significa que si se tiene un buen control de las propiedades reológicas del fluido de perforación no hay forma posible para que el peligro se materialice y ocurra el evento, pero, si por el contrario esta barrera falla, el evento indeseado sucederá.

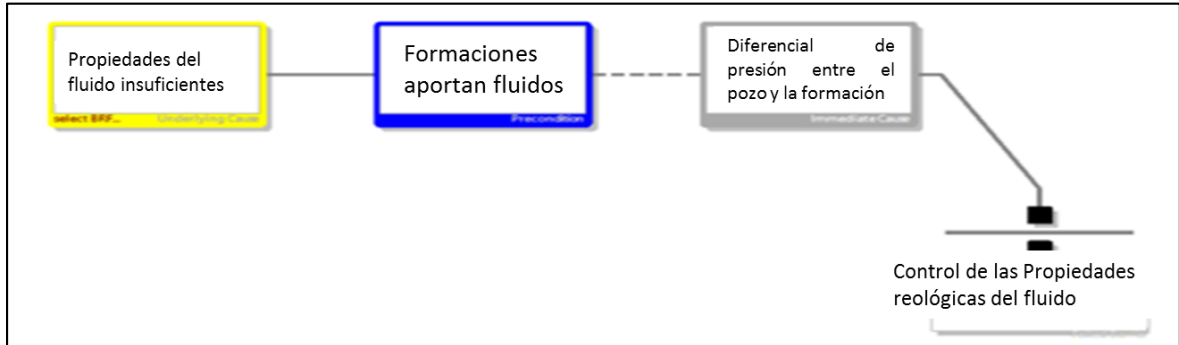
Si se tiene un buen control en las propiedades reológicas, la densidad será la deseada en todo momento de la perforación, siguiendo con el ejemplo. Las barreras pueden ser varias, dependiendo del análisis y el criterio realizado por el investigador que esté proponiendo la metodología, y están ligadas completamente al tipo de peligro presentado.

Una vez finalizado el análisis de barreras, se puede proceder al análisis de por qué paso, es decir por qué fallo la barrera y por qué ocurrió el evento.

**3.1.4 Análisis de la Metodología: ¿Por qué paso?** En este paso se determinan las causas que contempla la metodología y que determinan el fallo de la barrera. Como ya se mencionó previamente, existen tres tipos de causas: la causa inmediata, la precondition o contexto y la causa subyacente. Será la causa subyacente la que determinará la causa raíz del problema evaluado y se hallará respondiendo a la pregunta de por qué existía la precondition o el contexto que ocasionó que la barrera fallara.

En la **Figura 34** se ve el ejemplo planteado anteriormente con la determinación de las causas para la barrera correspondiente.

**Figura 34.** Ejemplo de causas Árbol Tripod Beta.



Fuente: CGE Risk Management Solutions. *Tripod Beta Method* [en línea]<  
<http://www.cgerisk.com/knowledge-base/incident-analysis-methods/the-tripod-beta-method>> [citado en 10 de octubre de 2016]. Modificado por los autores.

En el ejemplo se toma como causa inmediata un diferencial de presión entre el pozo y la formación y representa la causa por la que la barrera fue vencida en primera instancia. Si existía un diferencial de presión entre el pozo y la formación y no había un control apropiado de las propiedades del fluido la barrera fallaría tarde o temprano.

Además, se tiene como contexto una formación que aporta fluidos, acentuando la existencia de dicho diferencial de presión como contexto. Por último, se tiene que la causa subyacente, que corresponde a Propiedades del fluido insuficientes, que para el ejemplo se supone que nunca hubo un control de las mismas y por ello permitieron que se diera el diferencial de presión y que ocurriera el blow-out del pozo.

Una vez realizada la identificación de las causas para cada barrera, se presenta el esquema Tripod Beta general y se da por finalizada la aplicación de la metodología, quedando la realización de conclusiones y recomendaciones sobre las causas del problema para que no se vuelvan a repetir como el último paso a realizar, para terminar con la investigación.

### **3.2 PROCEDIMIENTO PARA EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA**

Para el desarrollo de la metodología se propuso un procedimiento que facilitara a cualquier persona que esté familiarizada con la misma para que pudiera ser usada y así encontrar la causa raíz, no solo del Campo Castilla, sino de cualquier campo petrolero de ECOPETROL S.A. Es un paso a paso que fue desarrollado por una parte del grupo investigador y que se aplicó en los pozos analizados.

El procedimiento es el siguiente:

A.Relacionar los NPT's clasificados en OpenWells-ECP, con las formaciones y profundidades mediante la generación de una query como se ve en la **Figura 35**.

**Figura 35.** Query para relacionar los tiempos no planeados con las formaciones.

AÑO	Pozo	Wellbore	CODE_DESC	SUCODE_DESC	Sum(Duración (hr) (hr)	MD to (ft)	Formación	Litología
2014	CASTILLA 328		PROBLEMAS DEL HUECO	TORTUOSIDAD / CAVERNAS	790,5	9.748,00	K1 INFERIOR	ARENA
2014	CASTILLA 270		PEGA	FALTA DE LIMPIEZA DEL HUECO / POOR HOLE CLEANING	417,5	9.222,00	UNIDAD K1 SUPERIOR	LUTITA
2014	CASTILLA 269		PROBLEMAS DEL HUECO	INESTABILIDAD DEL HUECO / WELLBORE INSTABILITY	371,5	10.428,00	UNIDAD K1 INF	LIMOLITA

Fuente: Data Analyzer ECP

B.Realizar una query en OpenWells-ECP que relacione los costos reales de la perforación, cantidad de eventos NPT's y tiempo de real de perforación.

C.Organizar los tres ítems de mayor a menor y, dándole prioridad a los costos, escoger los más críticos.

D.Hallar el tamaño de muestra representativo mediante el estudio estadístico descrito en el Capítulo 2.

E.Seleccionar los pozos a estudiar mediante un análisis estadístico como el descrito en el Capítulo 2, donde se tome como prioridad el mayor problema operacional que genera los NPT en dichos pozos

F.Una vez identificado el problema operacional que genera el mayor NPT por pozo, analizar la información pertinente al mismo.

G.Obtener una query donde se identifique la fecha de los reportes diarios de los pozos para identificar las actividades reportadas como NPT. (Ver **Figura 36**)

**Figura 36.** Query de Data Analyzer

Pozo	Wellbore	P/N*	Duración (hr) (hr)	Report date	TVD (ft)	MD (ft)	Daily Drilling Hours (hr)

Fuente: Data Analyzer ECP

H.Ubicar en los reportes diarios de perforación los report date obtenidos en la query.

I.Leer las actividades del "STATUS"

- J. Leer las actividades del "Operation summary" y ubicar todas las actividades clasificadas como N (no planeado)
- K. Seguir las actividades en los diferentes reportes de operaciones proporcionados por las compañías para identificar comportamientos anormales.
- L. Hacer un seguimiento de las actividades relacionadas con el problema con la ayuda del programa Visio en forma de línea de tiempo en donde se comparen los parámetros reales con los planeados, teniendo en cuenta las siguientes áreas de investigación:
- Fluidos: Parámetros de bombeo, propiedades de los fluidos, píldoras bombeadas, concentración, profundidad, galones por minuto (GPM), stand pipe pressure (SPP), volumen de píldoras bombeadas (Bl), parámetros de limpieza, posición y trabajo de la sarta.
  - Herramientas de subsuelo: Tipo y configuración de BHA, funcionamiento de herramientas direccionales.
  - Geomecánica: Cavings, geopresiones (esfuerzo horizontal mínimo, esfuerzo de sobrecarga, presión de poro, gradiente de fractura), modelo de estabilidad de pozo (gradiente de colapso, esfuerzo horizontal máximo)
  - Trayectoria direccional del pozo: Azimuth, inclinación, dog leg, micro-dog leg, survey.
- M. Consultar los programas de perforación de la planeación de los pozos con el objetivo de llevar a cabo una comparación entre los eventos planeados y los eventos reales que se realizaron durante la perforación.
- N. Realizar una línea del tiempo para identificar los momentos donde la perforación se distanció de lo planeado, es decir, donde los parámetros u operaciones se realizaron de una forma diferente a como se tenía planeado. La línea del tiempo es una parte vital de la metodología, ya que permite familiarizar al investigador con los sucesos ocurridos en la perforación del pozo día a día, y a su vez cotejar los parámetros reales con los planeados, como se ve en la **Figura 37**.
- O. Aplicar la metodología Tripod Beta Modificada mediante la identificación del evento, el peligro y el objeto, elementos que ya fueron descritos previamente, y que son la base para la construcción del esquema Tripod Beta.

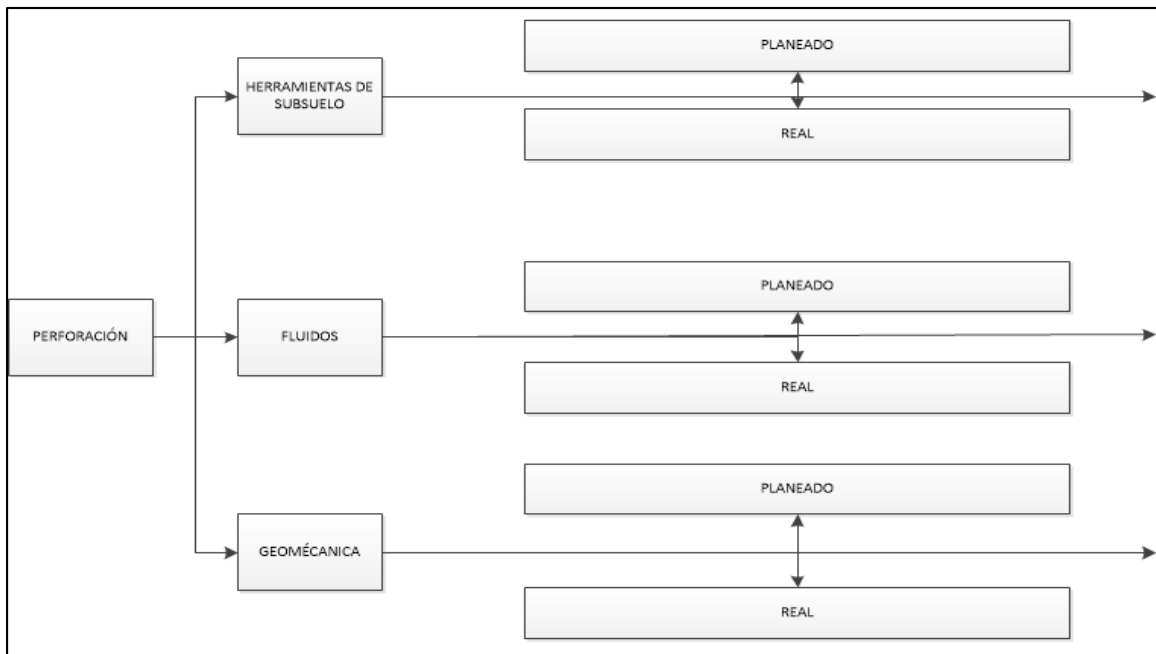


Además, se debe identificar las barreras con sus diferentes tipos y su relación con los peligros para así poder hallar las diferentes causas que incidieron en el evento y que generaron los problemas operacionales. Éste es el paso más difícil de la metodología, puesto que requiere del trabajo conjunto del equipo de investigación junto con los ingenieros asesores especialistas en las distintas áreas de estudio que permitirán realizar el análisis.

Conjuntamente al trabajo integral con los especialistas, para el desarrollo exitoso de la metodología se requiere conocer a profundidad las operaciones que se llevan a cabo en campo y entenderlas, apropiarse de los términos y conceptos que fundamentan cada una de ellas y poder así sacar conclusiones al respecto.

P.Construir el diagrama de la Metodología Tripod Beta Modificada.

**Figura 37.** Esquema de línea de tiempo para la metodología Tripod Beta modificada



Fuente: DUARTE, P., PRADA, A., 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. Bogotá: Universidad de América, 2016. p.67.

### 3.3 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Para la fase de recopilación de información, una vez se tiene la metodología propuesta descrita y lista para emplearse, se debe obtener la información relacionada con cada pozo mediante el uso del software OpenWells-ECP, plataforma empleada por la compañía Ecopetrol S.A. para el almacenamiento y recopilación de la información de todos los campos de la empresa.

Éste software permitirá generar algunos reportes que describirán las actividades de perforación hora por hora, lo cual significa la realización de la línea del tiempo de una manera correcta y oportuna. También se accedió a plataformas de almacenamiento de información de la compañía como lo es GITEP, para la obtención de reportes adicionales que no se encuentran en OpenWells –ECP.

En cuanto a la realización de las queries, se usó el software DataAnalyzer-ECP, el cual permite extraer la información que se requiera y que está almacenada en OpenWells como información de solo lectura, en queries (tablas) que permiten dar un mejor manejo de la misma y que además permite al investigador discriminar la data que quiera.

**3.3.1 Información General.** La información general contempla los reportes diarios de perforación, donde se puede ver hora a hora las actividades realizadas así como un resumen de parámetros de fluidos y la composición del BHA. Los programas de perforación, que se usarán para cotejar lo planeado vs lo ejecutado en la perforación, lo cual es primordial en el desarrollo de la metodología.

Los Incident Log, que son registros tomados por la unidad de Mud Logging en tiempo real de perforación y profundidad, donde se especificarán los parámetros de perforación, viajes de tubería, niveles de tanque del fluido de perforación e influjos de gas si los hay. Es una forma gráfica de ver los parámetros que se presentaron, y que se ven complementados por archivos en formato “.las”, donde están los datos minuto a minuto representados en el Incident log y otros adicionales.

Por último, el Formation Evaluation Log (FEL por sus siglas en inglés), es el reporte que indica la litología de las secciones perforadas y sirve para comparar los parámetros de perforación con las formaciones y la incidencia que éstas tienen con respecto a los problemas que se presentaron en un momento determinado.

**3.3.2 Reportes Adicionales.** Otros reportes que son necesarios para el uso de la metodología son el Recap de fluido de perforación, que es generado por la empresa prestadora que manejó el fluido de perforación del pozo, y en el cual se pueden ver las composiciones de los fluidos usados para cada sección, sus propiedades y sus costos.

El Informe Final de Mud Logging es un informe realizado por la unidad de Mud Logging en donde se realiza un resumen operacional de todos los aspectos de la perforación, considerando aspectos geológicos, reporte de actividades, reportes de BHA usados, características de la broca, entre otros.

Las curvas de geomecánica son curvas realizadas con el objetivo de medir esfuerzos y ventanas operacionales para el campo en general y dan un indicio de

cómo debía ser la perforación dependiendo la presión de poro, presión de colapso, esfuerzo horizontal mínimo y máximo, con respecto al peso del fluido de perforación empleado y a la densidad equivalente de circulación que este tenía en una profundidad específica.

La relación de esta información permite esclarecer las posibles causas de los eventos como pegadas de tubería y pérdidas de circulación. Adicional a esto, los reportes de cavings hora a hora complementan la información de las operaciones de limpieza y viajes que se realizaron en el pozo, ya que dependiendo de estos se pueden visualizar pegaduras por empaquetamientos o problemas en la geometría del hueco.

Teniendo en cuenta que la mayoría sino todos los pozos del Campo Castilla son perforados direccionalmente, el survey direccional tomado por la herramienta MWD ayuda a visualizar la trayectoria que tenía el pozo y cómo ésta puede afectar a los problemas operacionales. Datos de inclinación, azimuth y dog leg severity permiten identificar el estado del hueco y la probabilidad de que un estado inadecuado afectara a la ocurrencia del evento.

**3.3.2.1 Herramientas de Subsuelo.** Se comprobó en el estudio que el fallo en herramientas de subsuelo genera viajes de tubería no planeados que pueden derivar en pegadas o pérdidas, por lo que se requiere revisar el mantenimiento de estas herramientas para revisar si estaban en condiciones de operación.

**3.3.2.2 Otros informes.** Entre otros informes se encuentran los registros de cementación, los informes de mantenimiento de herramientas en superficie y del taladro en general. Para este estudio, como fue descrito en la delimitación, no se tuvo en cuenta ninguno de éstos debido a que en Castilla la mayoría de los tiempos no planeados se provocan por pegadas y pérdidas, como se puede observar en el Capítulo 2.

Sin embargo, la metodología está en la capacidad de integrar estos informes en caso de que se requiera para otro campo o situación, y deberán ser analizados si son estos los problemas que generan los tiempos no planeados.

**3.3.3 Organización de la Información.** Para la organización de la información se tomó en cuenta el desarrollo de una plantilla en Microsoft Excel, donde se les permitía a los investigadores visualizar los parámetros de perforación en tiempo y profundidad al mismo tiempo, siendo de gran ayuda para el desempeño óptimo de la metodología.

En cuanto a los reportes, se organizaron por pozo y su lectura detallada y precisa permitió desarrollar las líneas del tiempo y obtener demás datos para la determinación de las causas.

## **4. DETERMINACIÓN DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS POZOS K, L Y M MEDIANTE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA**

En el presente capítulo se muestra la aplicación de la metodología para los pozos seleccionados K, L y M del Campo Castilla para la determinación de las causas raíz que ocurrieron durante la operación de perforación y que aumentaron el tiempo total, costos y tiempos no planeados o NPT's, el análisis se describe a continuación con base en el orden en el cual fue entregada la información de los pozos.

Las gráficas de parámetros de perforación, survey direccional, ECD, densidad del fluido de perforación y curvas de avance fueron realizadas en un documento de Excel, que sirvió como plantilla para el análisis de la información, por lo que se presentan en este capítulo de manera individual para explicar la determinación de las causas.

### **4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CAUSAS RAÍZ DEL POZO M**

Según el procedimiento propuesto en el capítulo anterior se procede a analizar la información suministrada por Ecopetrol S.A.

**4.1.1 Pozo M.** El Pozo M es un Pozo direccional tipo J de desarrollo, fue planeado para ser perforado en 23.2 días. La profundidad final del pozo planeada fue de 11500 pies MD y 9005 pies TVD. Inicio la perforación el día 23 de febrero de 2015.

Los demás datos relevantes del pozo se encuentran en el Anexo D, que corresponden al estado mecánico del pozo, la curva de avance en profundidad y tiempo con los aspectos más relevantes.

**4.1.1.1 ¿Qué paso en el Pozo M?** En cumplimiento con el procedimiento propuesto por la metodología en el capítulo anterior se procede a analizar la información del reporte diario de perforación. En este reporte se deben leer las operaciones que clasificadas como N (No planeada) en la columna P/N (Planeado/No Planeado), y así empezar la estructuración de lo que sucedió en el pozo. Esto se puede observar en la **Figura 38**.

**Figura 38.** Reporte diario de Perforación del Pozo M

OPERATION SUMMARY								
Desde*	Duration	Fase*	Código*	Subcódigo*	P/N*	MD from (ft)	MD to (ft)	Operación*
0:00	3:00	0004	1100	1107	P	6,314.0	6,314.0	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 EN HUECO ABIERTO CON BOMBA DESDE 4329 FT HASTA 3472 FT CON Q: 850 GPM, P: 1870 - 2100 PSI, TRABAJO ESPERADICAMENTE PUNTOS APRETADOS CON 40 RPM Y TORQUE ENTRE 4-12 KLB-FT. A 3472 PIES OBSERVÓ AUMENTO DE PRESIÓN Y TORQUE. OBSERVO PERDIDA DE RETORNOS.
3:00	1:00	0004	1100	1115	N	6,314.0	6,314.0	TRABAJO SARTA CON TORQUE HASTA 32 KLB-FT Y MARTILLO ABAJO SIN EXITO. AUMENTO CAUDAL GRADUALMENTE HASTA 120

Fuente: Reporte de Perforación Pozo M, Ecopetrol S.A.

En la figura anterior se puede observar que en la columna de P/N que el primer evento no planeado fue a las 3:00 am a una profundidad de 6.314 pies y la operación que estaban haciendo fue “Trabajo sarta con torque hasta 32 Klb-Ft y martillo abajo sin éxito. Aumento caudal gradualmente hasta 120 GPM.”

Posterior a esta operación se mantuvo en la columna de P/N la clasificación N, por lo que es en este instante es donde se realiza el análisis por ser el evento más crítico y con una duración aproximada de 3.5 días.

Para tener un contexto más apropiado del pozo, se procede a realizar la línea del tiempo que relaciona los parámetros de perforación, fluidos de perforación y geo mecánica, y que hace una comparación entre lo planeada y lo ejecutado durante la operación, que se encuentra en el Anexo E, en donde pudo establecer que se encontraban en un viaje de tubería a superficie en la sección de 12 ¼” , y a la profundidad de 3472 pies se pierden retornos y quedan atrapados en este punto, y luego inician los labores de despegue de tubería.

De ahí se puede determinar que el Evento es una pega de tubería, y se procede a determinar el mecanismo de pega, su punto de evaluación se muestra según el Incident Log a la profundidad de 3472 pies que se encuentra en el Anexo F; y mediante el **Cuadro 3** se observa la Hoja de trabajo que se explicó su forma de uso en el Capítulo 2.

**Cuadro 3. Hoja de Mecanismo de Pega del Pozo M**

¿Movimiento de la Tubería Antes de la Pegadura?	Empaquetamiento / Puente	Presión Diferencial	Geometría del Pozo
Movimiento hacia arriba	2	0	2
Rotación hacia arriba	0	0	2
Movimiento hacia abajo	1	0	2
Rotación hacia abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
¿Movimiento de la Tubería Después de la Pegadura?			
Libre hacia abajo	0	0	2
Limitado hacia abajo	1	0	2
Imposible hacia abajo	0	0	0
¿Rotación de la Tubería después de la Pegadura?			
Rotación libre	0	0	2
Rotación ilimitada	2	0	2
Rotación Imposible	0	0	0
¿Presión de Circ. Después de la Pegadura?			
Circulación libre	0	2	2
Circulación limitada	2	0	0
Circulación imposible	2	0	0
<b>Totales</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>4</b>

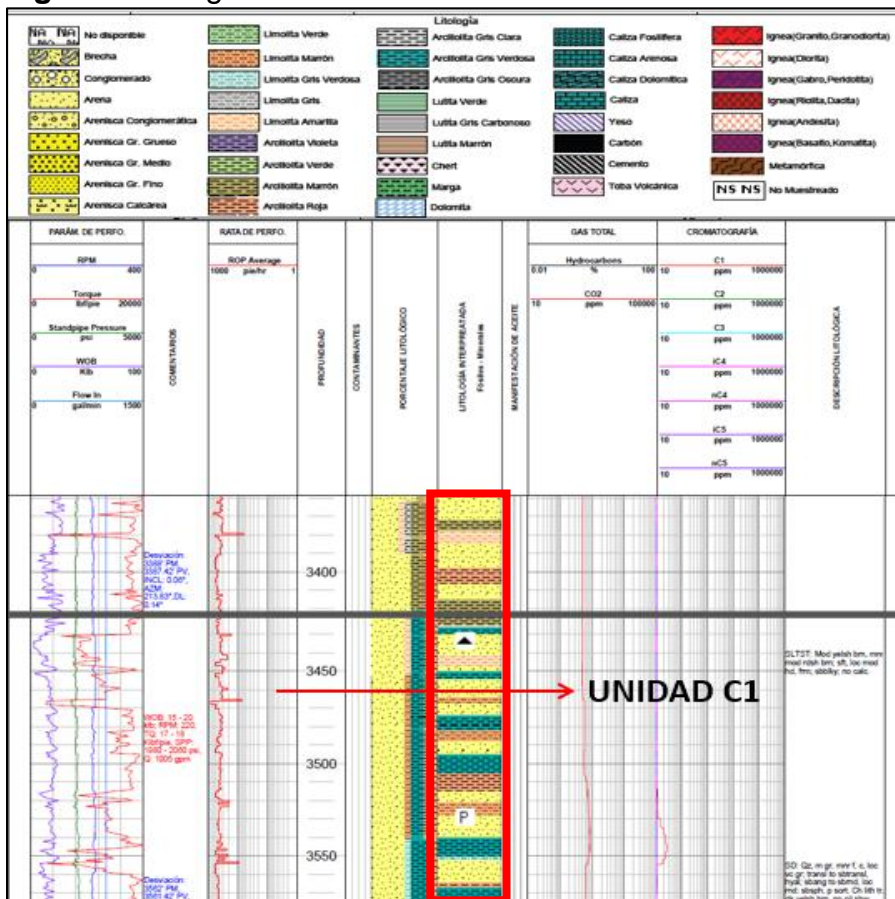
Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 475.

Del cuadro anterior se puede concluir que el mecanismo de pega del pozo M es empaquetamiento, pero como la diferencia de las sumas entre empaquetamiento y geometría del pozo es uno y esto es relativamente cercano se pueden analizar por estos dos tipos de mecanismos.

Basándose en lo anterior se procede a escoger el peligro que contempla la metodología que para este caso se escogió según la lista presentada en el capítulo anterior, el cual sería el escalonamiento de formaciones duras y blandas, debido a que analizando la litología que venía atravesando la tubería en el viaje a superficie, en ese momento estaban en la Unidad C1, que es una unidad que presenta intercalaciones entre lutitas laminadas, limolitas y arena, se puede evidenciar en el registro FEL, donde se registra la variación de la litología.

Teniendo en cuenta esto, es común que se presente que el hueco no esté en calibre en presencia de lutitas laminadas, es decir, presente secciones con diferentes diámetros y que se conocen como cavernas, esto podría indicar que las herramientas con un diámetro mayor puedan quedar en estos espacios y generen el atrapamiento. Esto se puede evidenciar en la **Figura 39** que muestra el registro FEL al momento en que se pegó la tubería.

**Figura 39.** Registro FEL del Pozo M

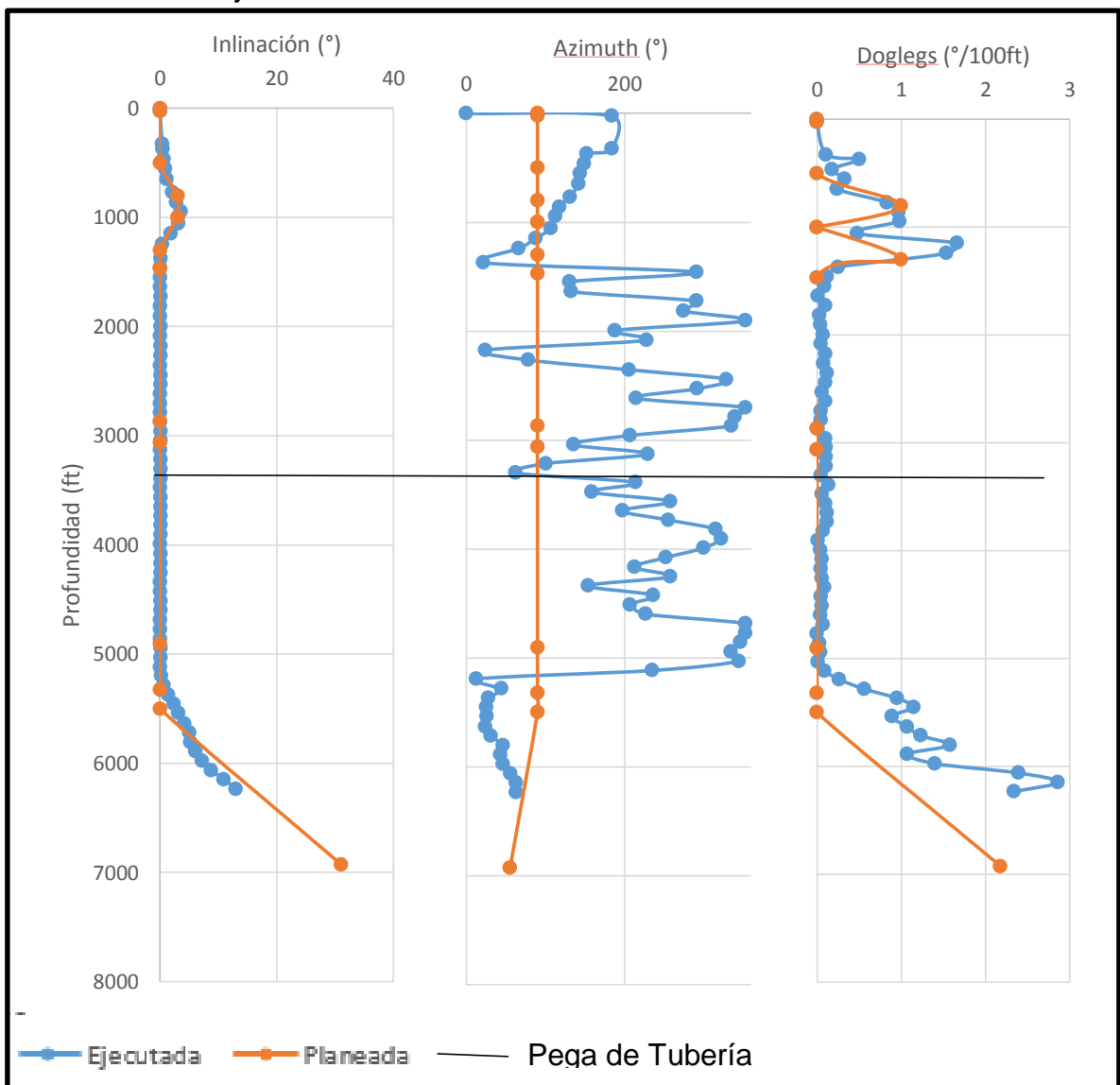


Fuente: Registro FEL Pozo M, Ecopetrol S.A.

En la figura anterior se observa la variación de la litología en el momento de la pega, se atravesaron intercalaciones de arena, arcillolita gris verdosa, arcillolita roja y limolita amarilla, esta última tiende a ser más dura por lo cual queda en calibre y las demás rocas tienden a ser débiles que ocasionas que se desprenden o desamoren dentro del pozo.

Se analiza la parte de la geometría del pozo, para descartar que la parte direccional afectara en la pega de tubería, para esto se grafica de los parámetros del survey direccional: la inclinación, el azimuth y el dogleg severity y se presenta en la **Gráfica 6**.

**Gráfica 6.** Survey direccional del Pozo M.





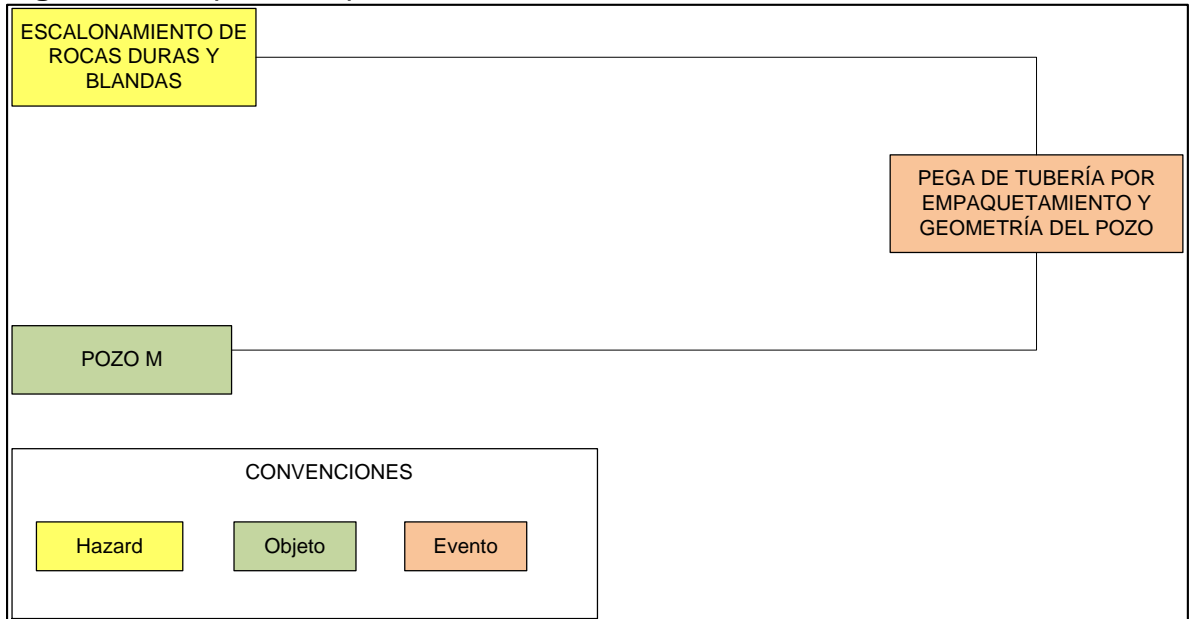
De la gráfica anterior se analiza que las curvas en color azul son los parámetros ejecutados y los naranjas los planeados, por lo que cuando las dos curvas están cercanas es un rango aceptable, caso contrario que estuvieran muy distantes habría deficiencias entre lo planeado y lo ejecutado.

Como la pega se dio durante la fase de 12 ¼, durante el viaje de tubería a superficie el hueco estaba vertical por lo que se puede observar que la inclinación es de cero en el punto donde se pega la tubería.

El azimuth varía entre lo planeado y lo ejecutado pero como la inclinación es de cero en el momento de la pega, es decir el pozo es vertical no afecta en nada que el azimuth varia de esa forma. Por último los doglegs están también dentro de los márgenes de lo planeado y en el punto de pega son aproximadamente cero. Por lo que se determina que la parte direccional no afecto para que la tubería se pegara.

Habiendo establecido que el Evento es la Pega de tubería por empaquetamiento y geometría del pozo, el peligro es el escalonamiento de rocas duras y blandas y por último el Objeto es el Pozo M, se puede visualizar en la **Figura 40** lo anterior según la metodología.

**Figura 40.** Esquema Tripod Beta Base del Pozo M.



**4.1.1.2 ¿Cómo paso el Evento en el Pozo M?** En esta parte se determinan las barreras de defensa que debieron haber estado y no actuaron para que el peligro no se materializara en el Evento, es decir, las barreras que debieron impedir que el

escalonamiento de formaciones duras y blandas ocasionara la pega de tubería por empaquetamiento y geometría del pozo y se identifican las siguientes:

- Practicas operacionales adecuadas
- Limpieza adecuada del Pozo
- Composición del BHA

**4.1.1.3 ¿Por qué paso el Evento en el Pozo M?** Una vez establecida las barreras de defensa que se procede a conocer cuáles son las causas (causa inmediata, precondition y causa subyacente) que provocaran que estas fallaran para cada barrera.

➤ **Prácticas operacionales adecuadas.** Para esta barrera se tienen las siguientes causas.

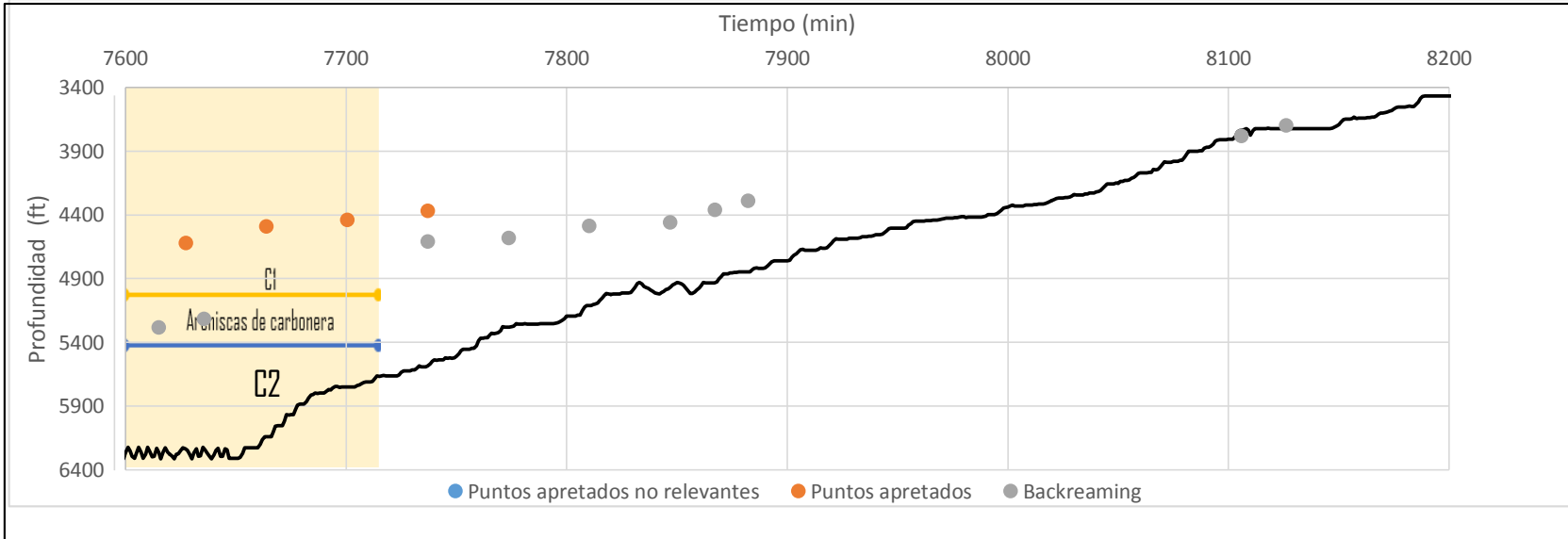
- **Causa Inmediata.** Al momento del viaje de tubería a superficie se realizó la práctica de backreaming, que consiste en bombear y rotar la sarta de perforación mientras se saca del pozo<sup>61</sup>, esto ocasiona que la tubería genera un daño mecánico en las unidades litológicas que están atravesando y ocasiona que el hueco aumente su diámetro, esta práctica no es recomendada por esta consecuencia, además que se debe mantener una buena limpieza por los recortes que genera debido a que puede generar empaquetamiento.

Para comprender con mayor facilidad, por medio del uso de la plantilla de Excel se presentan a continuación el comportamiento del viaje de tubería hasta el momento de la pega, que comprende la **Gráfica 7** del avance en tiempo y los eventos más relevantes con la litología, la **Gráfica 8** de Presión y Caudal, la **Gráfica 9** de Torque y RPM y la **Gráfica 10** de ECD y cavings.

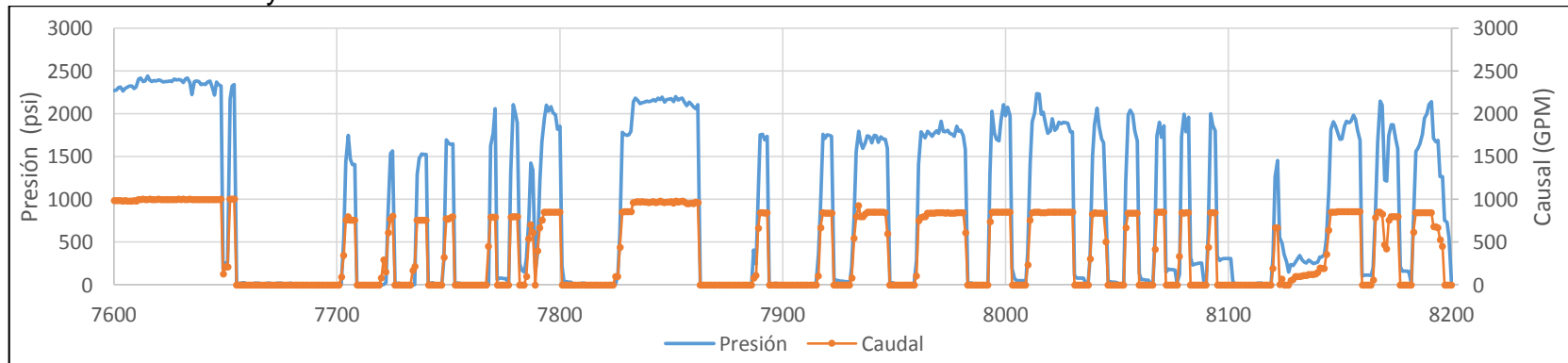
---

<sup>61</sup> YARIM, G., RITCHIE, G. M., & MAY, R. B. *A Guide to Successful Backreaming: Real-Time Case Histories*. Society of Petroleum Engineers. 2010.

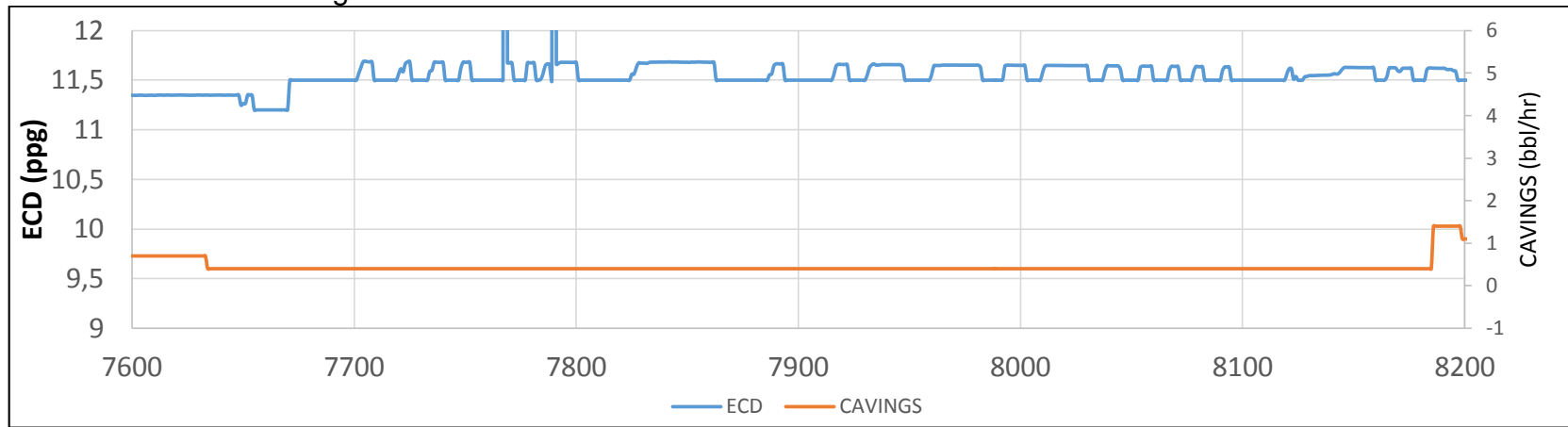
**Gráfica 7.** Avance en tiempo, eventos mas relevantes y litología del Pozo M.



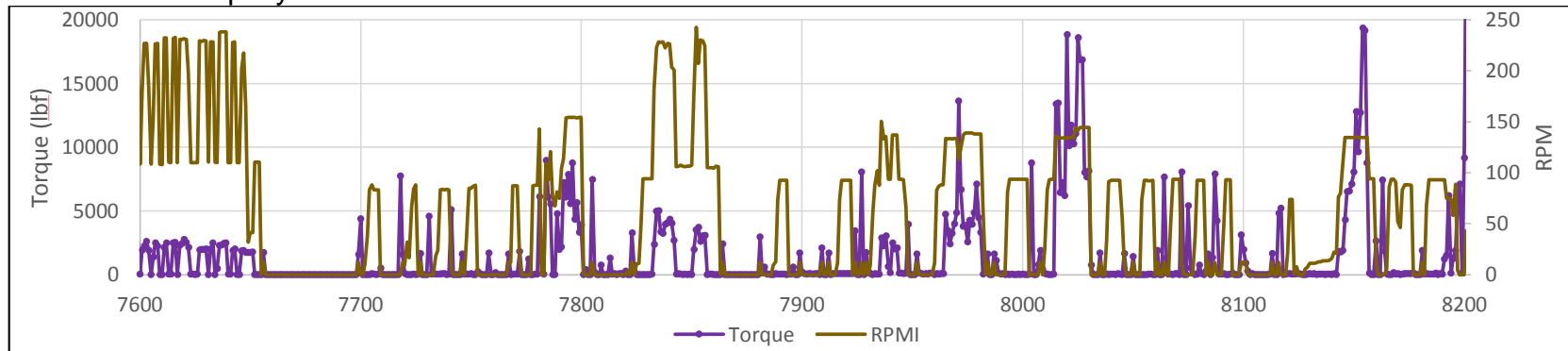
**Gráfica 8.** Presión y Caudal del Pozo M.



**Gráfica 9. ECD Y Cavings del Pozo M.**



**Gráfica 10. Torque y RPM del Pozo M.**



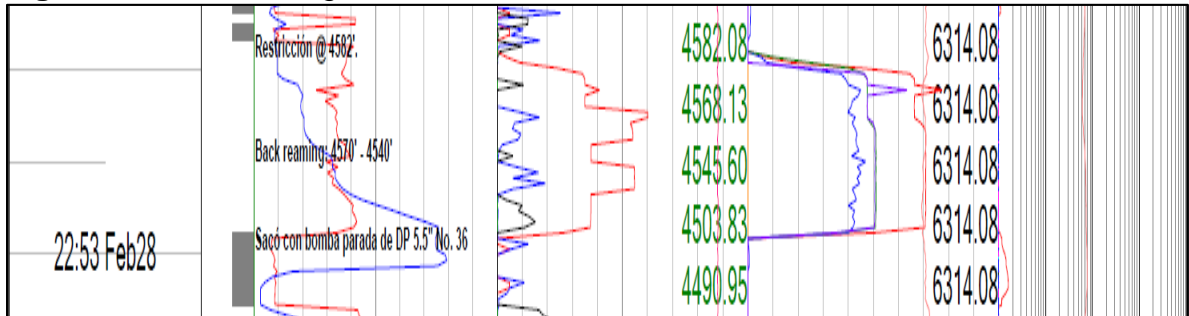
En la **Gráfica 7** se muestra el avance que tuvo la tubería durante el viaje además se observa los eventos de puntos apretados y los intervalos de backreaming. Antes que se pegara la tubería a 3472', se hizo un intervalo de backreaming entre 3723' hasta 3640' esto pudo provocar que el daño mecánico desprendiere cortes que más arriba se acumularon e hicieron que se pegara la tubería, junto con la acción de otras barreras, que se explicaran más adelante.

En la **Gráfica 8** se observa el comportamiento de presión y caudal de la sacada de la tubería en el viaje, lo más relevante es que cuando la tubería se pegó la presión y el caudal se hacen cero justamente por este evento.

La **Gráfica 9** muestra el comportamiento del Torque y las RPM, análogamente a la gráfica anterior se hacen cero al momento de la pega. La **Gráfica 10** contempla que el ECD se mantuvo aproximadamente en 11.5 ppg, un valor que según el Programa de perforación es el correcto para esta sección y respecto a los Cavings se mantuvieron en cero hasta el momento de la pega que subieron a 1.4 bbl/hr.

- **Precondición.** Para determinar esta causa es necesario conocer por qué se realizó el backreaming en el viaje de tubería a superficie, por lo que se revisó el Incident Log y se estableció que cuando se encontraban con alguna restricción en el viaje realizaban un intervalo de backreaming mas adelante. Esto se puede evidenciar en la siguiente **Figura 41** que muestra el Incident Log.

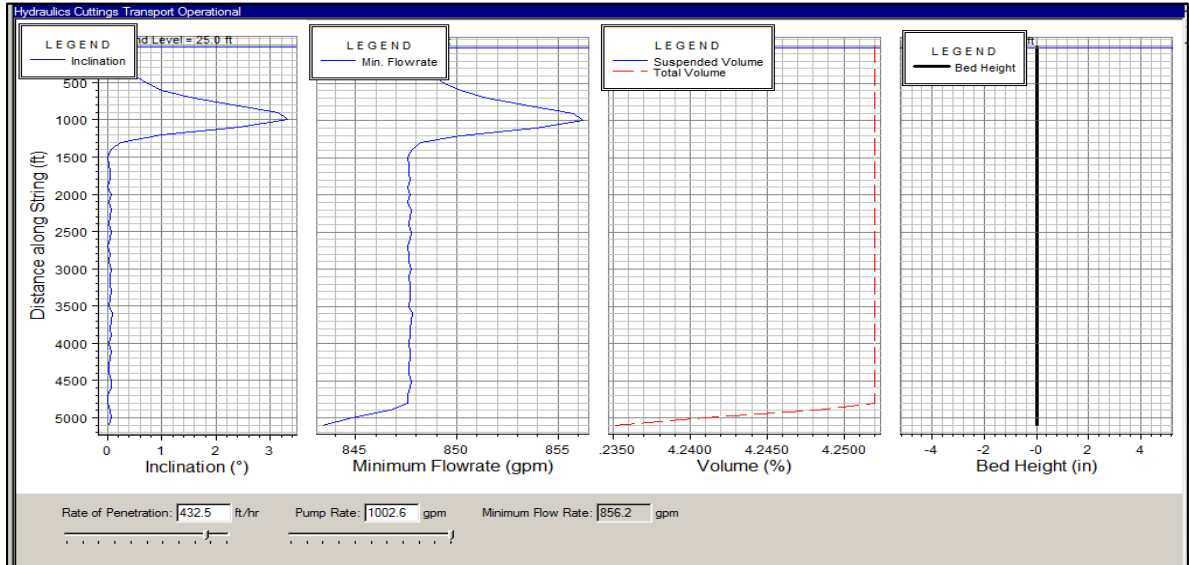
**Figura 41.** Incident Log del Pozo M



Fuente: Incident Log, Pozo M.

- **Causa subyacente.** Esta causa hace referencia a la causa raíz del por qué fallo la barrera. Entonces se determina mediante el cuestionamiento de que por qué habían restricciones al momento del viaje. Por lo que se procedió a realizar la simulación de la Hidráulica en la herramienta WellPlan de Ecopetrol S.A., para esto se tuvo en cuenta que se realiza con los parámetros de perforación de la sección, y además se varió los diámetros del hueco teniendo en cuenta la litología. En la **Figura 42** se observa la simulación en WellPlan.

**Figura 42.** Simulación de Hidráulica del Pozo M de la sección de 12 ¼



Fuente: WellPlan, Ecopetrol S.A.

De la figura anterior se determina que no había cama de cortes y el volumen de sólidos suspendidos es igual al volumen total, por lo que la limpieza del hueco es la adecuada y no hubo acumulación de cortes, pero el caudal mínimo era de 856.2 GPM y el caudal utilizada era de 1002.6 GPM, un caudal mucho mayor por lo que estaban realizando un lavado de la formación que ocasionaba que los cortes se acumularan y provocaran las restricciones.

➤ **Limpieza adecuada del pozo.** Para esta barrera se tienen las siguientes causas.

- **Causa inmediata.** Es importante seguir lo que se planea respecto a la limpieza, ya que de esto va a depender que los recortes no se acumulen y generen empaquetamiento. En el Programa de Perforación se evidencia que durante los viajes se tiene que bombear unas píldoras para asegurar la limpieza y además que si se hace backreaming se deben circular fondos arriba.

En la **Figura 43** se observa la parte del programa de perforación respecto a la limpieza durante los viajes y en la **Figura 44** se evidencia el resumen de píldoras que se utilizaron.

**Figura 43. Programa de Perforación del Pozo M.**

<p><b>Durante los viajes:</b> Abrasiva y Lubricante (anti-acreción)</p>	<p>Lodo del sistema: + 1% de LUBRICANTE LIQUIDO + 3 lpb de WALLNUT M o 3 lpb Cal Carb M 11-40</p>	<p>Si durante los viajes hay que hacer backreaming en la formación Guayabo bombear píldoras con dispersante y materiales abrasivos y utilizar el mayor caudal posible. <b>No bombear píldora abrasiva a partir del tope de la Lutita E3.</b> Al llegar al zapato se recomienda bombear píldora de este tipo.</p>
<p><b>Durante los viajes:</b> Pesada de limpieza, 2 o 3 LPG por encima del peso</p>	<p><b>PESADA:</b> 60 bls Lodo del sistema: + concentración de Barita necesaria para alcanzar 2 o 3 lpb sobre el peso de lodo.</p>	<p>Si durante los viajes hay que hacer "backreaming", circular por lo menos con un fondo arriba cada 1100 pies de "backreaming". Si el "backreaming" es muy severo se recomienda circular cada 500 pies un fondo arriba. Verificar Volumen de "Cavings" &lt; a 1.5 bph y tomar decisión de bombear una píldora de limpieza o de verificación si después de los fondos los Caving no bajan.</p>

Fuente: Programa de Perforación Pozo M, Ecopetrol S.A.

**Figura 44. Resumen de Píldoras utilizadas en el Pozo M.**

5106	PERFORANDO	VISCOGA (10.9 ppg - 200 seg/qt)	40	Limpieza del hueco, Cavings antes: 0.6 bph, durante: 1.2 bph, después: 0.8 bph.
5458	TANDEM PERFORANDO	DISPERSA (10.0 ppg - 38 seg/qt) y VISCOGA (11.0 ppg - 200 seg/qt)	40 y 40	8 ppb de XLR-RATE, 7 ppb de CARBONOX y 10 lpb WALLNUT. Limpieza del hueco, Cavings antes: 0.3 bph, durante: 1.2 bph, después: 0.7 bph.
5896	PERFORANDO	VISCOGA (11.0 ppg - 200 seg/qt)	40	Limpieza del hueco, Cavings antes: 0.6 bph, durante: 1.0 bph, después: 0.5 bph.
6314	TANDEM CIRCULANDO	DISPERSA (10.0 ppg - 35 seg/qt) y VISCOGA (11.2 ppg - 200 seg/qt)	40 y 40	8 ppb de XLR-RATE, 7 ppb de CARBONOX y 10 lpb WALLNUT. Limpieza del hueco, Cavings antes: 0.5 bph, durante: 1.0 bph, después: 0.4 bph.
3472	TANDEM PEGA DE TUBERIA	DISPERSA (10.7 ppg - 35 seg/qt) y VISCOGA (11.7 ppg - 200 seg/qt)	30 y 30	8 ppb de XLR-RATE, 7 ppb de CARBONOX y 10 lpb WALLNUT.
3472	TANDEM PEGA DE TUBERIA	LUBRICADA (11.7 ppg - 60 seg/qt) y VISCOBO PESADA (13.7 ppg - 200 seg/qt)	40 y 40	3% BAROLUBE y 15 ppb de LUBRABEADS y TORQ-LESS.

Fuente: Recap de fluido de perforación del Pozo M, Ecopetrol S.A.

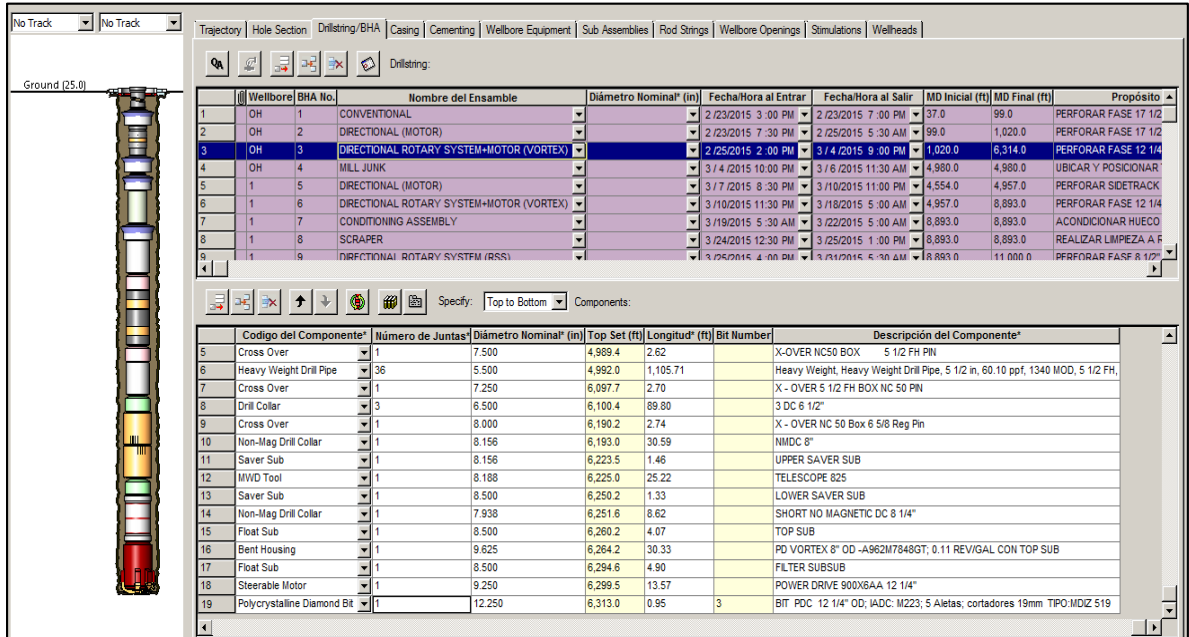
En las figuras anteriores se evidencia que la causa inmediata será que no se siguió lo planeado respecto a las píldoras de la limpieza durante el viaje.

- **Precondición.** Esta causa hace referencia al contexto en que se desarrolla la barrera, para este caso el viaje que se estaba haciendo fue difícil por lo que tuvo que implementar el backreaming.

➤ **Composición del BHA.** Las causas de esta barrera son las siguientes.

- **Causa Inmediata.** Los distintos diámetros de las herramientas en fondo causa que en donde haya diámetros mayores, es decir donde el hueco no esté en calibre puede que las herramientas queden atascadas y se genere la pega de tubería. En la **Figura 45** se muestra la composición del BHA utilizado al momento del viaje con sus diámetros y su longitud.

Figura 45. Composición del BHA del Pozo M.

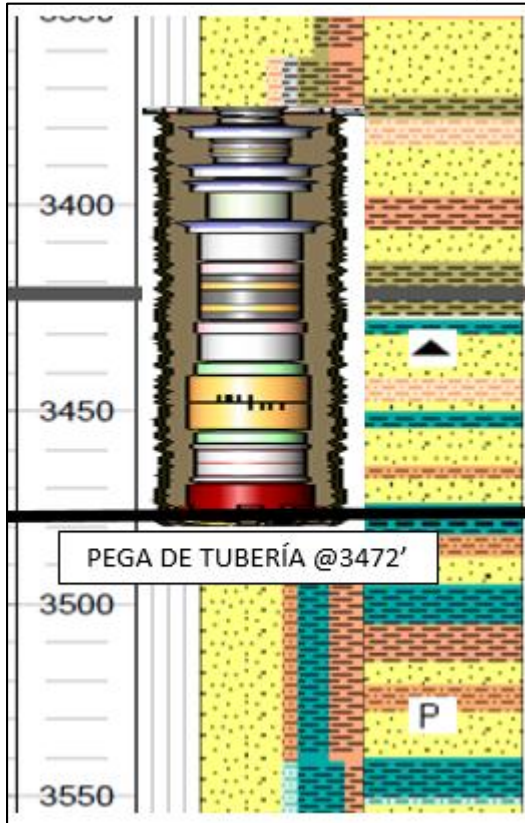


Fuente: Profile, Ecopetrol S.A.

- **Precondición.** Al momento del viaje de tubería se presentaban intercalaciones en la litología entre estratificaciones duras y blandas, se analizó el registro FEL, que se encuentra anteriormente, en donde se observan las intercalaciones que generan diferentes diámetros en el hueco. atascado en una caverna generada por las formaciones blandas. Por lo que a continuación se muestra en la **Figura 46** un esquema del BHA y la litología al momento de la pega que corresponde a 3472'.



**Figura 46.** Esquema del BHA según la litología atravesada para el Pozo M



Fuente: Registro FEL Pozo M, Ecopetrol S.A. Profile, Ecopetrol S.A.

En la figura anterior se puede confirmar que efectivamente las herramientas como el motor Vortex y PowerDrive que tienen un diámetro de 9.625 pulgadas y 9.250 pulgadas respectivamente pudieron haberse atascado en una caverna generado por las intercalaciones.

De mayor posibilidad la herramienta atascada sería el motor Vortex, ya que según el Reporte Diario de Perforación quedó un pescado en fondo que contiene 4.4' de este motor hasta la broca, total de 25.93'.

El árbol Tripod Beta del análisis del evento del Pozo M se encuentra en el Anexo G.

**4.1.1.4 Resultados del Pozo M.** En el **Cuadro 4** se muestran las etapas de la metodología Tripod Beta Modificada.

**Cuadro 4.** Resumen de la aplicación de la Metodología al Pozo M.

¿Qué pasó en el pozo?	¿Cómo pasó el evento en el pozo?		¿Por qué pasó el evento en el pozo?	
	Barreras de defensa	Causa inmediata	Precondición	Causa subyacente
<b>Objeto: Pozo M</b>	Prácticas operacionales adecuadas	Operación de backreaming genera daño mecánico a la formación	Presencia de restricciones reportadas durante el viaje de tubería a superficie	Acumulación de recortes que generan empaquetamiento durante el viaje. Cavings 1.4 bbl/hr.
<b>Evento: pega de tubería por empaquetamiento y geometría del pozo</b>	Limpieza adecuada del Pozo	No se siguió lo planeado con respecto a las píldoras de limpieza cada 500' un fondo arriba cuando el backreaming era muy severo durante el viaje	El viaje de tubería a superficie fue difícil que ocasiono el uso del backreaming entre 3723'-3640'.	
<b>Peligro: escalonamiento de formaciones duras y blandas</b>	Composición del BHA	Herramientas con mayor diámetro (Motores de 9.6" y 9.25") con respecto a otras (HWDP de 5.5") pueden quedar atascadas en donde el pozo no esté en calibre	Intercalaciones de la litología entre estratificaciones duras y blandas generan cavernas. (3077' a 4927')	El Motor Vortex de diámetro de 9.6" quedó atrapado en donde el pozo tenía un diámetro mayor y genero la pega de tubería

El Pozo M, es un pozo que se pegó durante la sección de 12 ¼, no es lo más común que se presente una pega en esta sección debido a que el pozo es vertical, es decir, no hay inclinación que es donde ocurren los mayores problemas en la perforación, además que se analizó que el mecanismo de pega dio empaquetamiento por según la simulación de hidráulica la limpieza fue buena durante la perforación, está más asociado al daño mecánico generado por el backreaming.

Las conclusiones y recomendaciones para este pozo se presentan a continuación mediante el **Cuadro 5**.

**Cuadro 5.** Conclusiones y recomendaciones del Pozo M.

Conclusiones	Recomendaciones
El uso de la práctica de backreaming genera un daño mecánico en la formación que ocasiona la acumulación de recortes durante los viajes de tubería, y un posible empaquetamiento, ya que los cavings antes de la pega fueron 0.2 bph y al momento de la pega subieron a 1.4 bph.	Evitar la práctica de backreaming cuando se está atravesando litología que pueda aumentar la carga de cortes en el pozo.
No se bombearon las píldoras de limpieza durante el intervalo de viaje de tubería (6314' a 3472') lo cual pudo ocasionar aumento de volumen de cortes en áreas donde el pozo no estuviera en calibre.	Seguir el WellPlan programado para cada pozo para evitar problemas operacionales.
No se tuvo en cuenta que la generación de cavernas podría causar el atrapamiento de las herramientas con diferentes diámetros. (Motor Vórtex de 9.625" a HWDP de 5.5")	Mantener los componentes del BHA rígidos durante el viaje para evitar que se atasquen en áreas donde la litología hace que el hueco no esté en calibre (washouts)

## 4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CAUSAS RAÍZ DEL POZO L

Continuando con la metodología que permitió el análisis para los pozos anteriores se realizará el diagnóstico para el pozo de estudio y con la información suministrada por Ecopetrol S.A.

**4.2.1 Pozo L.** El Pozo L es un Pozo direccional tipo J de desarrollo, fue planeado para ser perforado en 26 días. La profundidad final del pozo planeada fue de 11992 pies MD y 8990.94 pies TVD. La perforación se inició el 5 de diciembre de 2014.

Los demás datos relevantes del pozo se encuentran en el Anexo H, que corresponden al estado mecánico del pozo, la curva de avance en profundidad y tiempo junto a las condiciones de operación más relevantes.

**4.2.1.1 ¿Qué paso en el Pozo L?** Siguiendo con el procedimiento propuesto por la metodología Tripod Beta Modificada, se procede a analizar el reporte diario de perforación. Como se ve en la **Figura 47**, se revisa la actividad clasificada como N para empezar la estructuración de lo que pasó en el pozo.

**Figura 47.** Reporte diario de perforación del Pozo L

OPERATION SUMMARY								
Desde*	Duration	Fase*	Código*	Subcódigo*	P/N*	MD from (ft)	MD to (ft)	Operación*
								BOMBEO 35 BBL DE PÍLDORA LCM (40 PPB - 65 SEG) @ 10847 FT.  NOTAS:  PARA EVITAR DAÑO EN LOS PADS DEL POWER DRIVE TRABAJÓ CON CAUDAL DE 470 GPM
11:00	1.50	0010	1400	1415	N	10,893.0	10,893.0	REPASANDO SARTA HACIA ARRIBA @ 10840 FT CON Q: 470 GPM, P: 1580 PSI (OVERPULL: 40 KLBS) OBSERVÓ INCREMENTO DE PRESIÓN HASTA 1650 PSI. TRABAJÓ SARTA HACIA ABAJÓ Y @ 10853 FT RECUPERÓ PARÁMETROS DE OPERACIÓN NORMALES (Q: 470 GPM, P: 1580 PSI, RPM: 150; TQ: 15 - 16 KLBS-FT). SACÓ SARTA CON BACK REAMING DESDE 10853 FT HASTA 10840 FT DONDE OBSERVÓ PÉRDIDA DE ROTACIÓN DE LA SARTA CON RETORNOS EN SUPERFICIE. TRABAJÓ SARTA HACIA ABAJO PARA INTENTAR LIBERAR, SIN ÉXITO.

Fuente: Reporte de Perforación Pozo M, Ecopetrol S.A.

En éste reporte se puede observar que el evento no planeado de mayor relevancia fue a las 11:00 horas del día 29 de diciembre a una profundidad de 10840 pies MD cuando luego de perforar la parada repasaron la misma y se observó un aumento de presión en el movimiento hacia arriba, por lo que se bajó la sarta y se recuperaron los parámetros de operación y se empezó a hacer backreaming para pasar por el punto y se presencié inmediatamente pérdida de rotación y retornos en superficie.

Posterior a esta operación, se tiene en la columna del reporte la actividad como N hasta que se terminó el sidetrack que hubo que realizar en este pozo debido al evento de pega de tubería. Este tiempo no planeado correspondió a 19 días extra de perforación que incluyeron las operaciones de back off de la tubería pegada y la realización del sidetrack.

Para contextualizar de mejor manera el pozo, se procedió a realizar la línea del tiempo al igual que en los pozos anteriores y que se encuentra adjuntada en el Anexo I. Mediante la línea del tiempo se pueden relacionar, como ya se dijo, los parámetros planeados y ejecutados durante la operación.

En la línea del tiempo se evidencian problemas de viajes de tubería no planeados debido a dos sucesos: el primero a que la herramienta MWD falló en la toma de lecturas a una profundidad de 9381ft mientras se perforaba la formación K1. Sin

embargo, a pesar que fue un tiempo no planeado que duro aproximadamente 37 horas, la falla de la herramienta fue súbita y no se reportó desgaste en la herramienta, por lo que no se analizó su causa raíz.

Luego de realizado este viaje y cambiada la herramienta MWD, se presentó otro viaje a superficie inesperado debido al aumento de presión en la turbina del ensanchador y un aumento en las Turbine RPM. Es decir, que hubo un aumento de flujo por las herramientas específicamente por el Bypass del ensanchador lo cual obligó a realizar el viaje para cambiar el BHA para poder continuar con la correcta perforación del pozo.

Estos dos viaje previos al evento de pega de tubería aunque fueron causantes de un aumento de tiempo y costos, no son significantes para el estudio por cuanto no representan la causa raíz de la pega que se presentó a una profundidad mucho mayor, pero no obstante son tenidos en cuenta para poderse realizar recomendaciones con respecto a estos eventos que generan viajes de tubería no deseados en el pozo y que no están acorde al plan de perforación.

Luego, para el Evento de pega de tubería se procede a determinar el mecanismo de pega, cuyo punto de evaluación se determina a 10840' en el Incident Log que se encuentra en el Anexo J. y mediante el **Cuadro 6** se observa la Hoja de trabajo cuyo uso ya se explicó en el pozo anterior.

**Cuadro 6.** Hoja de Mecanismo de Pega para el Pozo L

¿Movimiento de la Tubería Antes de la Pegadura?	Empaquetamiento / Puente	Presión Diferencial	Geometría del Pozo
Movimiento hacia arriba	2	0	2
Rotación hacia arriba	0	0	2
Movimiento hacia abajo	1	0	2
Rotación hacia abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
<b>¿Movimiento de la Tubería Después de la Pegadura?</b>			
Libre hacia abajo	0	0	2
Limitado hacia abajo	1	0	2
Imposible hacia abajo	0	0	0
<b>¿Rotación de la Tubería después de la Pegadura?</b>			
Rotación libre	0	0	2
Rotación limitada	2	0	2
Rotación Imposible	0	0	0
<b>¿Presión de Circ. Después de la Pegadura?</b>			
Circulación libre	0	2	2
Circulación limitada	2	0	0
Circulación imposible	2	0	0
<b>Totales</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>6</b>

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001, p. 475.

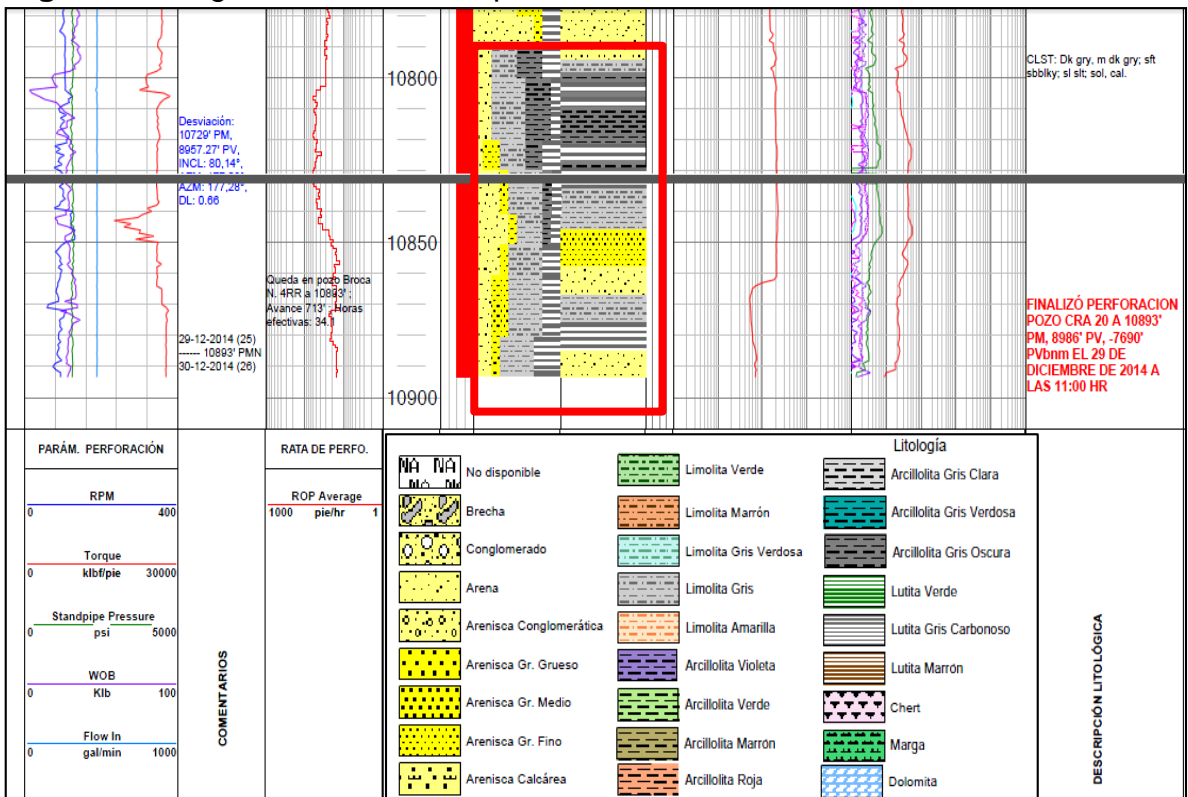
De esta hoja de pega se concluye que el mecanismo de pega del Pozo L se debe a la geometría del hueco, ya que la suma de los factores da mayor para este mecanismo. Esto se debe a que el movimiento de la tubería era para arriba ya que se estaba repasando la última parada perforada, hay movimiento limitado hacia abajo, y la rotación fue imposible.

La circulación, en cambio, siempre estuvo libre y no se presentaron restricciones en este aspecto, lo cual indica que probablemente no hubo empaquetamiento por presencia de cortes.

De acuerdo a esto, el peligro que se escoge contemplado por la metodología sería el escalonamiento de formaciones duras y blandas ya que en el Registro FEL se evidenció que en el intervalo problema perforado correspondía a la Formación K2 y tenía una alta presencia de arena con intercalaciones de lutitas y limolitas, mucho más que en otros intervalos.

Teniendo en cuenta lo anterior, aumentó la dificultad en la repasada de la parada perforada, ya que las lutitas tienden a derrumbarse presentándose posibles cavernas causando así mismo que las herramientas con un diámetro mayor tiendan a quedarse entrapadas en la formación. Esto se evidencia en la **Figura 48**.

**Figura 48.** Registro FEL intervalo problema Pozo L



Fuente: Ecopetrol S.A.

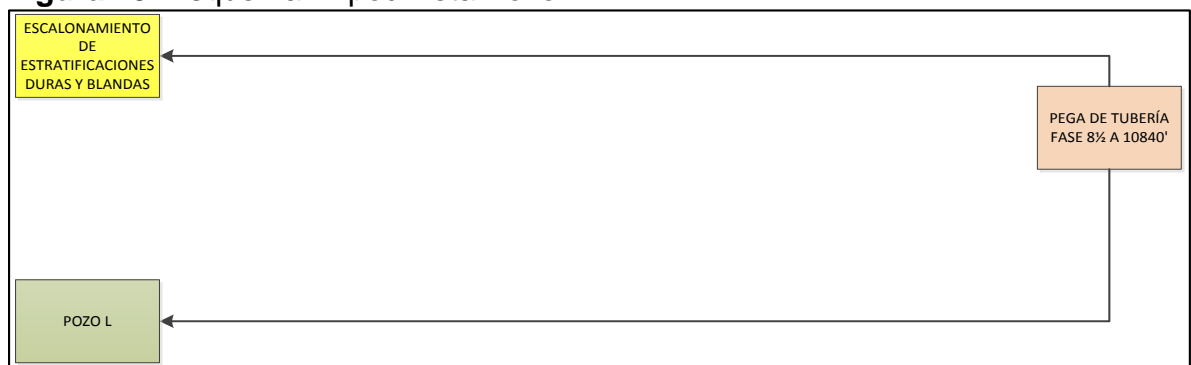
Luego se procede a analizar la parte direccional del pozo para evidenciar problemas asociados a la trayectoria del mismo. Una vez más, se analizan la inclinación planeada vs ejecutada, azimuth planeado vs ejecutado y dog legs planeados vs ejecutados. El Anexo K muestra el survey direccional para el Pozo L.

El survey indica que a la profundidad de 8600 pies hasta 10400 pies aproximadamente, no se siguió la inclinación planeada del pozo. Esto se debió a que en las unidades K1 superior e inferior se evidenció una alta tendencia a tumbar ángulo de la formación que no pudo ser contrarrestada por parte de las herramientas utilizadas puesto que el BHA empleado para este propósito no tenía una respuesta buena.

Adicionalmente, para este pozo se presentaron niveles altos de Stick and Slip (mayores al 100%), lo cual afectó en la perforación a través de estas unidades ocasionando que la broca y las herramientas de subsuelo no funcionaran de manera correcta y trabajaran fuera de especificaciones.

Habiendo establecido que el Evento es la Pega de tubería por geometría de pozo, el peligro es el escalonamiento entre estratificaciones duras y blandas y el Objeto es el Pozo L, como se puede visualizar en la **Figura 49** siguiendo la metodología.

**Figura 49.** Esquema Tripod Beta Pozo L



**4.2.1.2 ¿Cómo pasó el evento en el Pozo L?** En esta sección se procede a determinar las barreras de defensa que debieron haber actuado en el Objeto para evitar que el peligro se materializara en el Evento, es decir, aquellas barreras que debieron haber impedido que la presencia de escalonamiento de estratificaciones duras y blandas ocasionara la pega de tubería por geometría del hueco. Éstas son:

- Configuración del BHA.
- Parámetros operacionales inadecuados.

**4.2.1.3 ¿Por qué pasó el evento en el Pozo L?** Una vez establecidas las barreras de defensa que estaban presentes se procede a determinar las causas (inmediata, precondition y subyacente) que hicieron que las barreras fallaran.

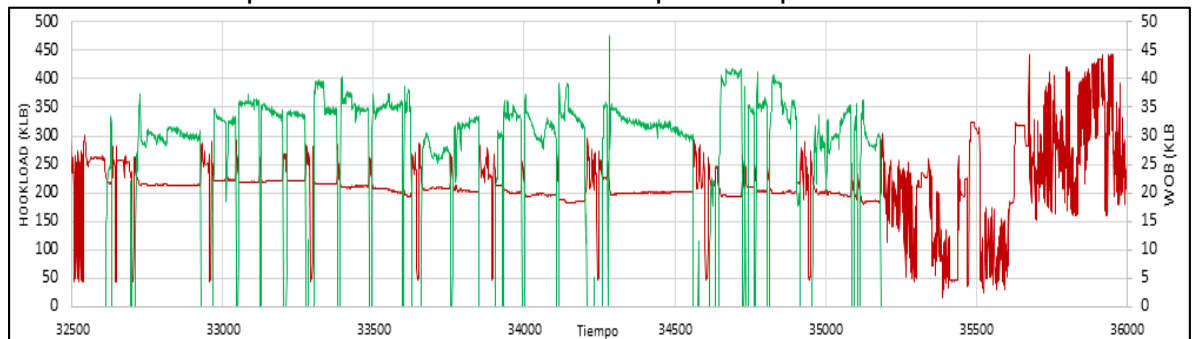


➤ **Parámetros Operacionales Inadecuados:** Las causas que hicieron que esta barrera no funcionara correctamente son las siguientes:

- **Causa inmediata.** La primera causa inmediata que ocasiono el fallo de la barrera corresponde a un elevado WOB (35 klb aproximadamente) que generó pandeo en la sarta de perforación, puesto que se evidenció que algunas juntas de Drill pipe y HWDP salieron torcidas. El tener presencia de WOB tan elevados indica que las herramientas direccionales no respondían correctamente a lo que quería el direccional, lo cual se evidencia en la fuerte tendencia a tumbar ángulo ya mencionado.
- **Precondición.** El contexto general de un elevado peso sobre la broca significa que posiblemente la sarta se recostó en las paredes del pozo causando la deformación del mismo a la hora de perforar.

Además, se sabe que cuando se aplican elevados pesos sobre la broca lo que se busca que las herramientas direccionales respondan a la construcción deseada, al igual que mitigar los valores elevados de Stick and Slip. La **Gráfica 11** representa el WOB (verde) y el peso sobre el gancho en las paradas perforadas antes del problema.

**Gráfica 11.** Comportamiento del WOB en las paradas perforadas Pozo L.



Fuente: Parámetros operacionales del Pozo M, Ecopetrol S.A.

- **Causa inmediata.** Como ya se mencionó, durante la perforación de K1 superior y K1 inferior se reportaron niveles elevados de Stick and Slip que correspondían mayores al 100%. Según Dupriest, et al. la broca se desgasta con la presencia de vibraciones tan altas causando que el hueco no quede en calibre ya que reduce su diámetro.

Adicionalmente, los efectos vibracionales en la sarta y en la broca generan patrones de perforación que ocasionan la mala calidad en el hueco<sup>62</sup> y su desestabilización.

<sup>62</sup> Dupriest F., et al. Borehole Quality Design and Practices to Maximize Drill Rate Performance, SPE 134580. ExxonMobil. Italia, 2010 p. 14.

- **Precondición.** El contexto yace en dos cuestiones básicas. La primera, que la broca tiene un desgaste relacionado a las vibraciones presentados en la perforación de las unidades anteriores a K2 y la segunda, la litología que se estaba atravesando en el momento del problema.

El cambio de litología fue evidente debido a que se incrementaron las ROP de un momento a otro lo cual indica este paso por estratificaciones duras y blandas. Adicionalmente la última parada perforada presento niveles elevados de stick and slip a pesar que la tendencia ya había disminuido al entrar a la formación K2. En el Anexo L se encuentra el reporte de la compañía direccional donde se evidencia este aspecto mencionado.

- **Causa subyacente.** La causa subyacente se ve reflejada en la mala respuesta de las herramientas direccionales a los parámetros de mitigación que no lograron evitar la presencia de vibraciones y por ende perforaron un hueco de mala calidad y con problemas de geometría que ocasionaron la pega.

Si las herramientas hubieran respondido a los parámetros aplicados no se hubieran presentado las vibraciones y por ende no se habría perforado un hoyo con problemas de estabilidad que adicionalmente estaba atravesando una intercalación de estratificaciones de rocas duras y blandas.

- **Configuración del BHA.** Las causas que hicieron que esta barrera no funcionara correctamente son:

- **Causa inmediata.** La configuración del BHA presentaba un estabilizador localizado cerca a la broca (camisa del motor de diámetro 8 3/8”), que se encargaba de realizar el efecto fulcrum de construcción de ángulo.

A la profundidad a la que estaban perforando (10800) ya estaban manteniendo la inclinación de 80° que se quería para cumplir con el perfil direccional, por lo que no se necesitaba un elemento de diámetro tan grande para hacer el efecto flucrum. En el Anexo M se encuentra la configuración del BHA que presentó la pega.

- **Precondición.** Una vez más las condiciones litológicas del hueco aportan al contexto de la configuración del BHA. La parada que presento el problema presentó la presencia de lutitas y limolitas con intercalaciones de areniscas y arenas que se catalogan como formaciones blandas que tienden a dejar el hueco sobre calibre y formaciones duras que tienden a dejar el hueco en condiciones normales, como se evidencia en el registro FEL.

- **Causa subyacente.** La causa raíz del problema fue el atrapamiento de la camisa del motor, es decir, debido a la mala configuración que se tenía, que entre otras

cosas no pudo mitigar las vibraciones (cambiar el diseño del BHA ayuda a controlar las vibraciones), el motor quedo atrapado en la estratificación problema.

El control direccional era bueno, ya que los últimos surveys de las paradas perforadas no indicaban cambios bruscos en el dog leg. El BHA tenía la presencia de 2 estabilizadores, uno arriba y otro debajo del ensanchador, a 160' de la broca y a 10680', profundidad a la que quedaron los estabilizadores, no se presentan cambios en la litología, por lo que se puede decir que las condiciones del hueco en ese punto no están en la capacidad de propiciar un atascamiento para estos dos componentes. En el Anexo N se muestra el comportamiento descrito.

Luego, queda la camisa del motor como el componente con mayor diámetro externo del BHA y si se tiene en cuenta que la broca nunca pudo subir de 10840' es posible afirmar que fue en este componente donde la tubería se quedó pegada.

**4.2.1.4 Resultados del Pozo L.** En el **Cuadro 8** se muestran las etapas de la metodología Tripod Beta Modificada que describen el evento sucedido y las posibles causas.

El Pozo L fue un pozo que presentó bastantes inconvenientes relacionados con las características de la formación pero también con viajes no planeados que ocasionaron exposición del hueco de 8 1/2 ". No se tuvo en cuenta el cambio de litología en la variación de parámetros, lo cual ocasiono que no se perforara bien esta parte dejando un hueco de diferente diámetro (presencia de bordes o microdoglegs).

La limpieza del pozo fue la adecuada, puesto que en ningún momento se evidencio la perdida de circulación. Si hubo un aumento de presión en el momento en que realizaron el backreaming para repasar y existía una cama de cortes debido a la alta inclinación del pozo pero no se puede evidenciar que haya sido un problema de empaquetamiento.

Las vibraciones son factores con los que se lidia en la mayoría del tiempo de la perforación de un pozo y es deber de los ingenieros mitigar estos factores y tomar acciones correctivas que permitan anular la existencia de estos fenómenos y así asegurar la calidad del hueco que se está perforando para evadir pérdidas económicas tan grandes.

El **Cuadro 7** muestra las conclusiones y recomendaciones para el Pozo L.

El árbol Tripod Beta del Pozo L se encuentra en el Anexo O.

**Cuadro 7.** Conclusiones y recomendaciones Pozo L

Conclusiones	Recomendaciones
El exceso de WOB (35klb) aplicado en la construcción de ángulo puede generar pandeos en la tubería (torceduras).	Controlar los parámetros de perforación (menores WOB) para evitar pandeo de la tubería y posibles tendencias a recostarse sobre las paredes del hueco.
No se tuvo en cuenta los efectos de vibraciones en la sarta de perforación en K1 superior e inferior por lo que no se pudo mitigar la presencia de estos eventos (stick & slip de 220 c/min) causando la mala operación de las herramientas direccionales y de la broca.	Controlar los parámetros de vibraciones de la sarta y tener un backup de herramientas direccionales y brocas que permitan cambiar la configuración del BHA para que puedan perforar en estas condiciones en caso de mala respuesta de las mismas.
La limpieza del hueco (Q: 470 gpm) fue adecuada por cuanto no se presentan cavings considerables, asociando el problema de la pega exclusivamente a la geometría del hueco y la mala respuesta direccional.	Tener presente el registro FEL y el GR (>120 API) en campo ante la presencia de estratificaciones con intercalaciones para tomar las acciones requeridas que garanticen el gauge del hueco

**Cuadro 8.** Resumen de aplicación de metodología al Pozo L.

¿Qué pasó en el pozo?	¿Cómo pasó el evento en el pozo?		¿Por qué pasó el evento en el pozo?	
	Barreras de defensa	Causa inmediata	Precondición	Causa subyacente
<b>Objeto: Pozo L</b>	Parámetros operacionales adecuados	Presencia de altos niveles de stick & slip (por encima del 100%) y torque errático.	Formaciones que aportaban niveles elevados de vibración en la sarta causando inestabilidad del hueco	Respuesta inadecuada de las herramientas direccionales a los parámetros de mitigación.
<b>Evento: pega de tubería por geometría del pozo</b>		Elevado WOB (35klb) que genera pandeo en el BHA de construcción de ángulo	La sarta para construir ángulo se tuerce y recuesta en las paredes del hueco. (Alta inclinación del mismo).	
<b>Peligro: escalonamiento de estratificaciones duras y blandas</b>	Configuración del BHA	BHA de construcción de ángulo con presencia de estabilizadores (tres)	Intercalaciones de la litología entre estratificaciones duras y blandas generan que el hueco no este en calibre	Atrapamiento de camisa del motor (8.376") en hueco con posible presencia de microdoglegs o bordes.

### 4.3 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CAUSAS RAÍZ DEL POZO K

Continuando con la metodología que permitió el análisis para los pozos anteriores se realizará el diagnóstico para el último pozo de estudio y con la información suministrada por Ecopetrol S.A.

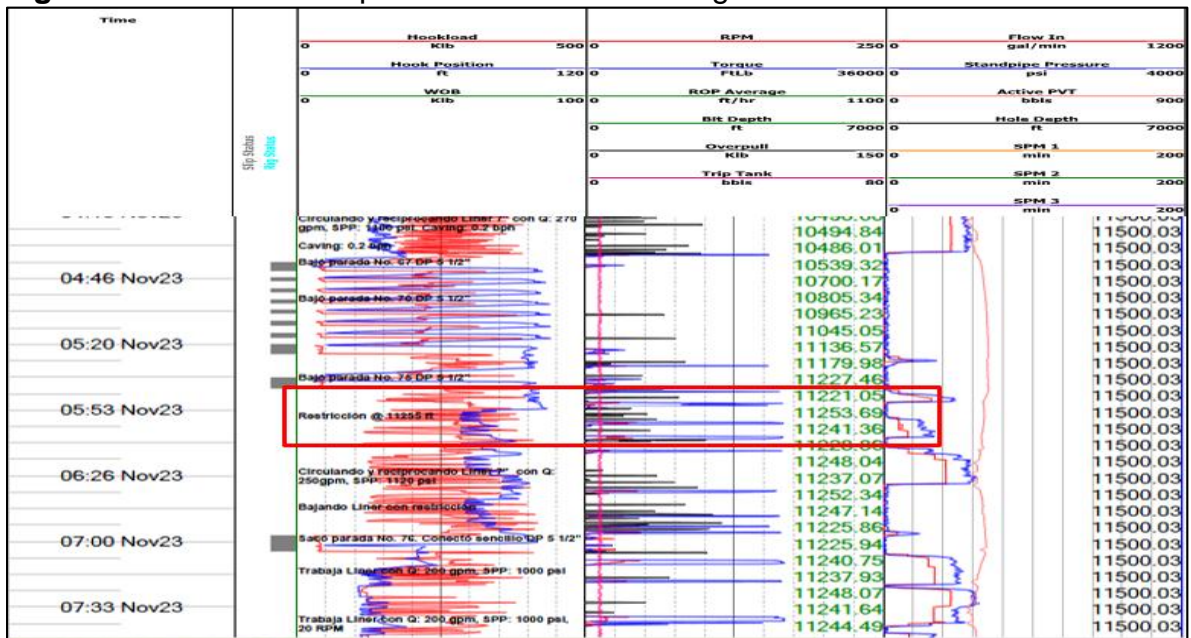
**4.3.1 Pozo K.** El Pozo K es un Pozo direccional tipo J de desarrollo, fue planeado para ser perforado en 24 días y un día de completamiento. La profundidad final del pozo planeada fue de 11836 pies MD y 9003.82 pies TVD. Inicio la perforación el día 28 de octubre de 2014.

Los demás datos relevantes del pozo se encuentran en el Anexo P, que corresponden al estado mecánico del pozo.

**4.3.1.1 ¿Qué paso en el Pozo K?** En esta parte de la metodología se establece el evento, el peligro y el objeto, sabiendo que este último hace referencia al Pozo M. Teniendo en cuenta el Reporte Diario de Perforación, Well Planning y el Recap del fluido de perforación, se realiza la línea del tiempo del Pozo donde se determina que hay dos eventos que ocasionan NPT's.

El primero es una restricción que se presentó cuando estaban asentando el Liner de 7", una vez pasaron esta restricción sacaron el Liner hasta superficie. En la **Figura 50** se observa la evidencia de la restricción según el Incident Log.

**Figura 50.** Restricción reportada en el Incident Log del Pozo K.



Fuente: Incident Log Pozo K, Ecopetrol S.A.

Luego armaron y bajaron un BHA de acondicionamiento para repasar este intervalo donde estaba la restricción, seguido de eso a la profundidad de 11449, observaron caída de presión y pérdida del peso de la sarta, por lo que determinaron posible desconexión de la tubería y dejando un pescado de aproximadamente de 3866', este sería el evento dos y se evidencia en la **Figura 51** del Incident Log.

**Figura 51.** Evidencia de la desconexión de la sarta en el Incident Log del Pozo K.



Fuente: Incident Log Pozo K, Ecopetrol S.A.

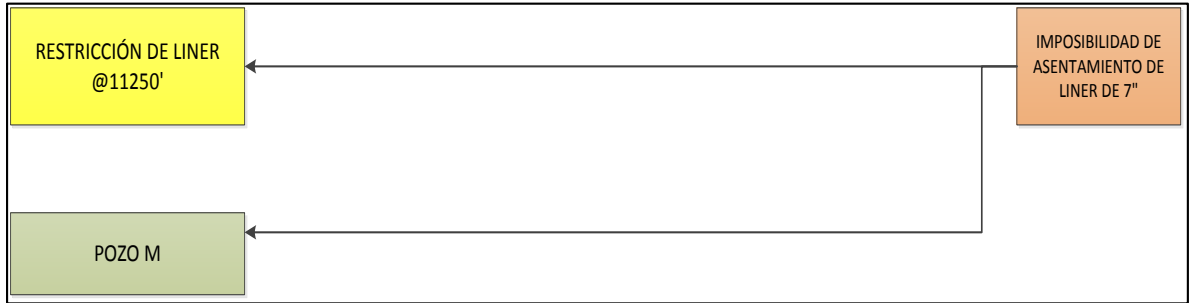
El evento dos se analizó y se determinó que fue ocasionado por error que no compete según la delimitación al proyecto, pero se encontró una investigación realizada por Ecopetrol S.A., donde al finalizar se presentaran las causas encontradas en este evento y las causas encontradas en la presente investigación del evento uno.

Esta secuencia de eventos se puede observar en la línea de tiempo del Pozo que se encuentra en el Anexo Q, que además presenta la comparación entre lo planeado y ejecutado de los parámetros operaciones, fluidos de perforación y geo mecánica.

Con base en lo anterior se estableció que el Evento es la Imposibilidad de Asentamiento del Liner de 7", el peligro sería la Restricción del Liner por acumulación de cortes y el objeto el Pozo M.

En la **Figura 52** se muestra el esquema Tripod Beta para el Pozo K.

**Figura 52.** Esquema Tripod Beta del Pozo K.



**4.3.1.2 ¿Cómo paso el Evento en el Pozo K?** Para responder esta pregunta se determinó cuales barreras debieron haber estado e impedir que el peligro actuara y se llegara al Evento, es decir que barreras permitían que la restricción del Liner o tubería de producción por acumulación de recortes ocasionara la Imposibilidad del Asentamiento del Liner de 7" y se muestran a continuación:

- Limpieza adecuada del Pozo.
- Control Direccional.

**4.3.1.3 ¿Por qué paso el Evento en el Pozo K?** En esta parte se determinan cuáles son las causas que permitieron que la barrera fallara.

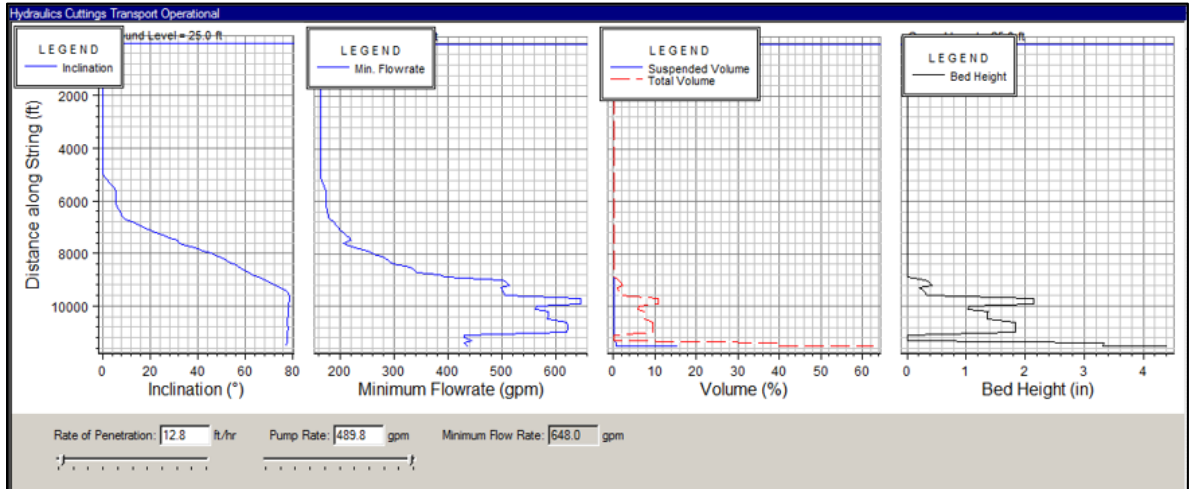
➤ **Limpieza Adecuada del Pozo.** De esta barrera se desprenden las siguientes causas.

- **Causa Inmediata.** Al momento en que se estaba realizando la bajada del Liner se presentó una restricción a una profundidad de 11500', una vez lograron pasar se decidió recuperar el Liner de 7" hasta superficie.

Partiendo de esto, se procedió a realizar las Hidráulicas del pozo del ultimo día perforado que corresponde al 21 de noviembre para la sección de 8 ½, teniendo en cuenta un escenario donde se cambiaron los diámetros en varias secciones con base en la litología que se atravesó y el tamaño de los cortes, el resultado se muestra en la **Figura 53**.



**Figura 53.** Resultado de la Hidráulica del Pozo K.



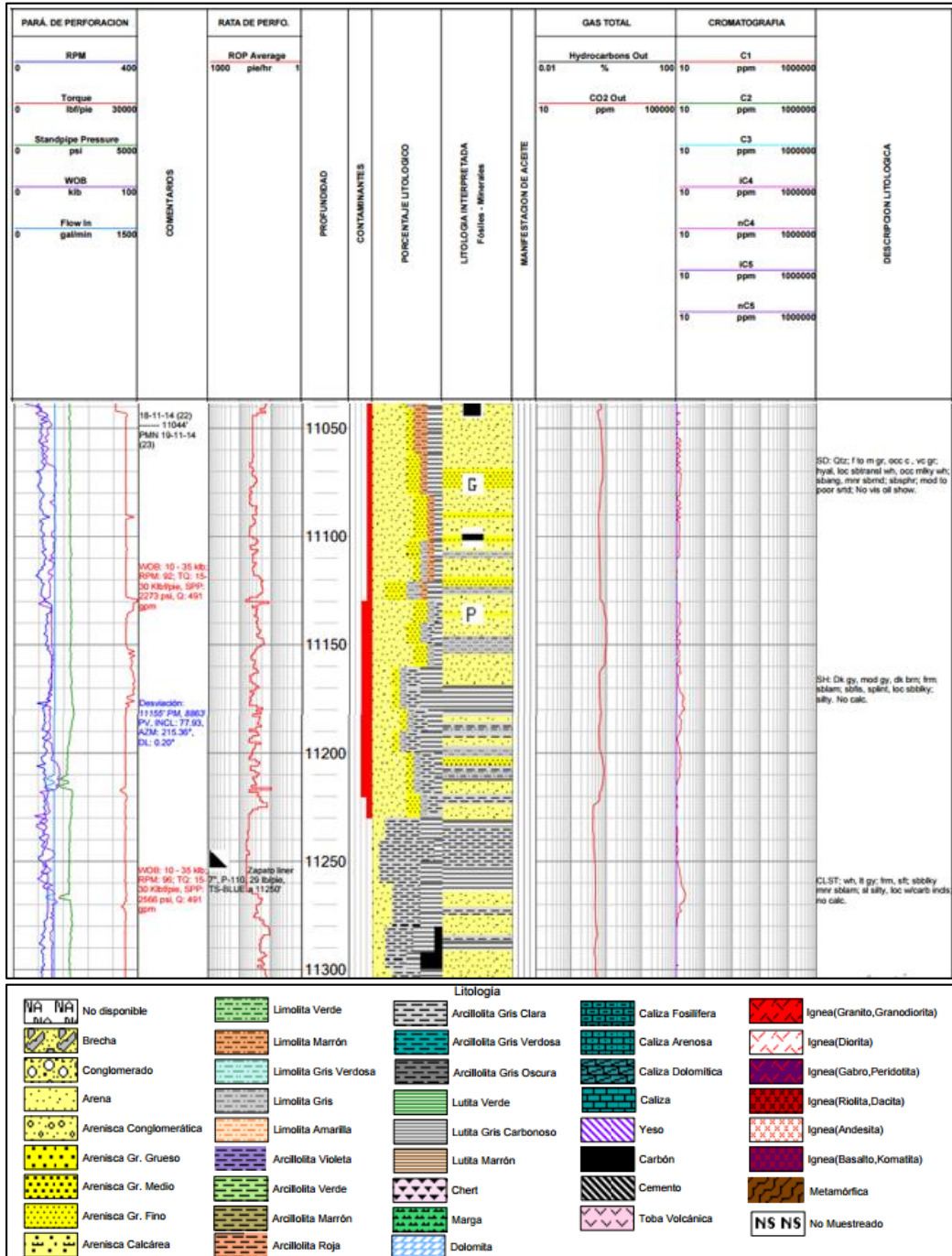
Fuente: WellPlann Ecopetrol S.A.

En esta simulación se muestra que hay una cama de cortes de hasta 4", que indica que los cortes se depositaron en la parte inferior y ocasionaron la restricción, además hay que tener en cuenta que a esta profundidad el pozo era desviado, lo que causaba que la cama de cortes disminuyera el diámetro del mismo, por ende se daba la obstrucción al tener menor espacio las herramientas.

Además hay un intervalo donde los sólidos suspendidos son diferentes al volumen total lo que indica que había una mayor carga de cortes en el Pozo que ocasiona la acumulación y por ende la posibilidad de un empaquetamiento. Según estos datos se establece que la causa inmediata es la aumento en la carga de solidos que ocasiono la generación de cama de cortes de 4" en el pozo.

- **Precondición.** Para esta causa es necesario conocer cuál era el contexto en el cual fallo la barrera, es decir por qué se generó el aumento en el volumen de solidos por lo que se revisó la litología de la sección perforada. A continuación se muestra la **Figura 54** que corresponde al Registro FEL del pozo.

Figura 54. Registro FEL del Pozo K.



Fuente: Registro FEL, Pozo K, Ecopetrol S.A.

De la figura anterior se evidencia que había presencia de rocas que se desprenden de la formación como las lutitas y arena, que generan el aumento en el volumen de sólidos, que correspondería entonces a la Precondición.

- **Causa Subyacente.** La causa subyacente hace referencia al por qué no se dio una buena limpieza en el pozo, consecuente con la litología que ocasionaba la inestabilidad del hueco, por lo que analizando la hidráulica ya presentada, se observa que el caudal mínimo requerido para garantizar una buena limpieza era de aproximadamente 650 GPM, y el caudal utilizado fue de 490 GPM, por lo que se presenta un caudal mucho menor al necesitado generando que la remoción de los sólidos no fuera eficiente, esta premisa correspondería a la causa subyacente.

➤ **Control Direccional.** De esta barrera se consideran las siguientes causas.

- **Causa Inmediata.** Para esta causa se tiene de referencia la **Grafica 12** donde se observa el comportamiento de los parámetros direccionales del pozo.

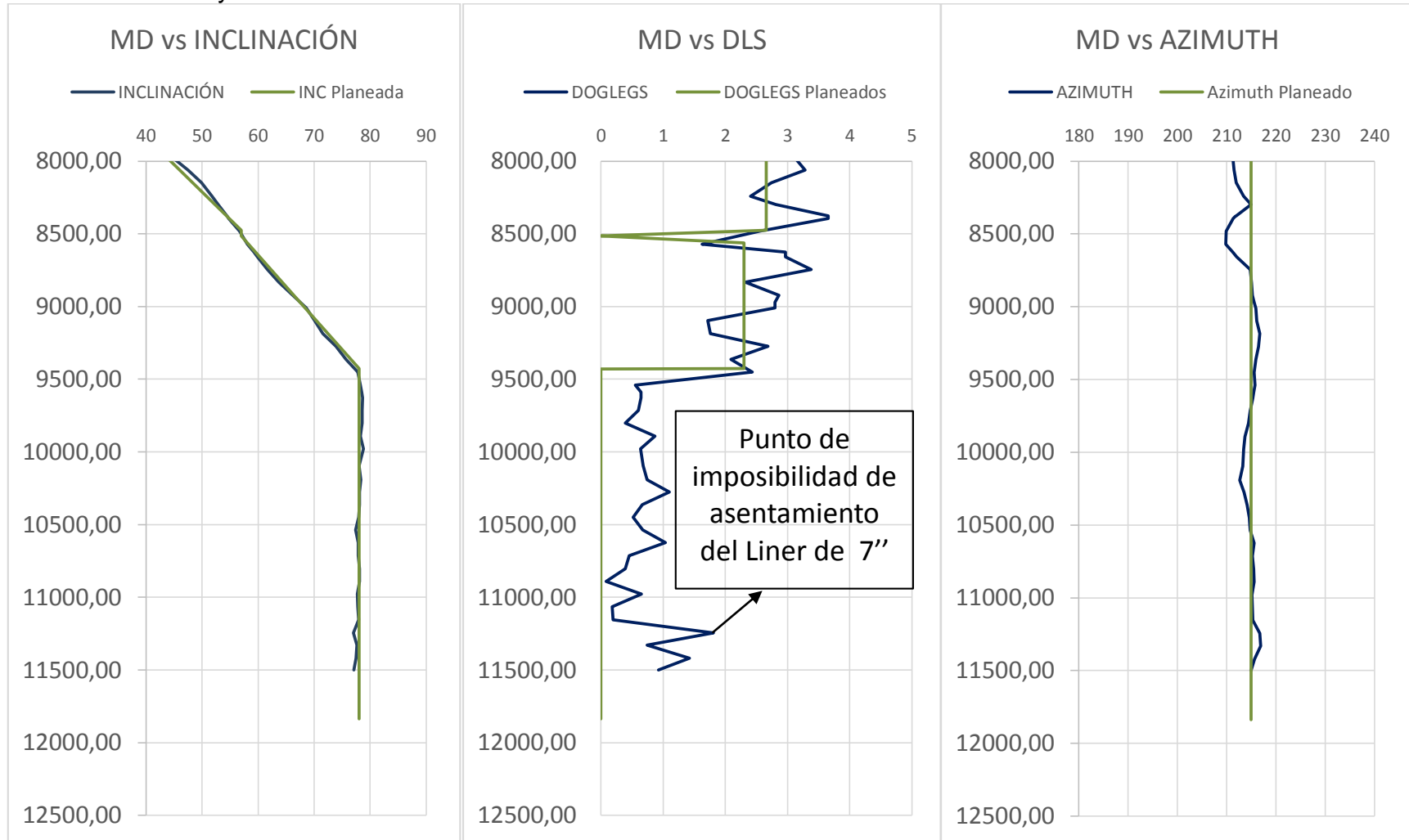
De la gráfica se concluye que en el punto a la profundidad de 11250' que no permitió la asentada del Liner, según el survey a la profundidad de 11155' se registró un valor de DLS de 0.2, luego a la profundidad de 11245', el DLS aumento a 1.81 y descendió a la profundidad de 11333' a 0.71.

Estos cambios generan que el pozo tenga una curvatura que primero no corresponde a los DLS planeados para esa sección que son de cero, y segundo impide con mayor dificultad el paso del Liner, y por lo cual ocasionó que no se pudiera asentar. Por lo cual la causa inmediata corresponde al Aumento en DLS de 0.2 a 1.81 y luego disminución a 0.74 (grados/100ft).

- **Precondición.** El contexto en que se desarrolló la causa fue que la litología atravesada como se mostró en la **Figura 54**, presencia de lutitas y arena que dificultaban el control direccional, por lo que la precondición sería la Presencia de estratificación de formaciones duras y blandas que generan el cambio en el dog leg.
- **Causa subyacente.** Esta causa corresponde al cuestionamiento de por qué se presentó el fallo direccional que causa el aumento significativo de los doglegs y por ende el no asentamiento del Liner de 7", por lo que se concluyó que el motor utilizado y el cual es el encargado de realizar el control direccional no era el óptimo para esta operación, por lo cual la causa subyacente es el Uso de la herramienta direccional que no respondió al control direccional requerido.

**4.3.1.4 Resultados del Pozo K.** En el **Cuadro 9** se muestra el resultado del análisis realizado al Pozo K, además en las etapas de la metodología.

**Gráfica 12. Survey Direccional del Pozo K**



Fuente: Survey Direccional Pozo K

**Cuadro 9.** Resumen de la aplicación de la Metodología Tripod beta Modificada al Pozo K

¿Qué pasó en el pozo?	¿Cómo pasó el evento en el pozo?		¿Por qué pasó el evento en el pozo?	
	Barreras de defensa	Causa inmediata	Precondición	Causa subyacente
<b>Objeto: Pozo K</b>	Limpieza adecuada del Pozo	Aumento en la carga de sólidos que ocasiono la generación de cama de cortes de 4" en el pozo.	Presencia de rocas que se desprenden de la formación como las lutitas y arena, que generan el aumento en el volumen de sólidos	El caudal utilizado de 490 GPM era menor al caudal requerido de 650 GPM, por lo que no se aseguraba la limpieza del hueco.
<b>Evento: imposibilidad de asentamiento del liner de 7"</b>				
<b>Peligro: restricción del liner @11250'</b>	Control direccional	Aumento en DLS de 0,2 a 1,81 y luego disminuye a 0,74 (grados/100ft)	Presencia de estratificación de formaciones duras y blandas que generan el cambio en el dog leg	Uso de la herramienta direccional que no respondió al control direccional requerido

El Pozo K es un pozo que se evidenciaron dos eventos representativos, el primero una restricción que no permitió el asentamiento del Liner de 7”, y el segundo una desconexión en la tubería que genero sobrecostos y aumento de tiempo, solo se analizó el primero ya que el segundo no hacia parte de la investigación.

Por lo que el análisis del evento de la restricción se dio por la limpieza del hueco debido al que el caudal no era el necesario y el control direccional por el aumento de DLS causado por una mala respuesta de la herramienta direccional, teniendo en cuenta esto en el **Cuadro 10** se presentan las conclusiones y recomendaciones del Pozo K. además en el Anexo R se encuentra el árbol Tripod beta de este pozo.

**Cuadro 10.** Conclusiones y Recomendaciones del Pozo K

Conclusiones	Recomendaciones
La limpieza del hueco ocasiona que se presentara una restricción o punto apretado a 11250’, que imposibilito la asentada del Liner de 7”, al tener un caudal menor al requerido (650 GPM) para que no se presentara una cama de cortes de 4”.	Utilizar el mayor caudal posible para asegurar una buena limpieza del hueco.
La desconexión de la sarta producto de una ruptura de HWDP a la profundidad de 3858’ fue causada por defectos de fabricación de la misma.	Realizar seguimiento y control de calidad a las herramientas después de su uso para verificar su operatividad.
El cambio brusco de dog leg a la profundidad de 11250 coincide con el punto de restricción, indicando que la geometría del hueco en ese punto no era la adecuada y ocasionando la imposibilidad de pasar del Liner de 7”.	Controlar parámetros a la hora de perforar intercalaciones de estratificaciones duras y blandas y herramientas óptimas que permitan asegurar que la geometría del hueco sea la deseada.

**4.3.2 Investigación realizada por Ecopetrol S.A. sobre el Evento #2.** Se describe a continuación la investigación realizada por Ecopetrol sobre la desconexión presentada en la tubería.

Entro los hallazgos de la investigación se encuentra que fue una ruptura presentada en el HWDP 5 ½”, que fue utilizado en la perforación de dos pozos del mismo cluster, además que la falla se presentó en la soldadura tool joint – cuerpo del tubo, y que la junta es de fabricación China producida por HILONG y de propiedad de la compañía del taladro de perforación.

Los costos y perdidas asociados a este incidente se derivan en los servicios adicionales que se realizaron, es decir, la operación de pesca de la tubería dejada en fondo y además los daños en el taladro, da un total de \$243,067.

Las evidencias que se tienen sobre la ruptura se presentan en la **Figura 55**, que contempla que el BHA tenía acumulada 270 horas de rotación.

**Figura 55.** Horas acumuladas de rotación del BHA del Pozo K.

PARAMETROS OPERACIONALES BHA/SARTA DE PERFORACION				RESUMEN HORAS DE ROTACION		1	X-OVER	2.43
PARAMETROS OPERACIONALES SARTA DRILL PIPE 5" O.D. S-135 PESO: 19.50 LB-FT TOOL JOINT: 6.58" x 2.34"; ID: 4.276"; PESO AJUSTADO: 22.60 Lb/Ft2				HORAS EFECTIVAS BROCA#4	0	1	JAR NHD	32.5
PESO DEL LODO (log)	8.8	PESO SARTA DP TEORICO BOYADO (LB)	**	TOTAL HORAS ROTACION DIA BHA#4	0	1	X-OVER	2.66
FACTOR DE BOYANZA	0.87	PESO SARTA DP + BHA TEORICO BOYADO (LB)	**	TOTAL HORAS DESLIZADAS DIA BHA#4	0	3	HEAVY WEIGHT 5"	91.92
PESO BHA POR DEBAJO JAR AIRE	136,683	PESO SARTA BAJANDO (LB)	**	HORAS DE CIRCULACION DIA BHA#4	0	54	DRILL PIPE 5"	2379.48
ESO BHA POR DEBAJO JAR BOYADO	118,319	PESO SARTA ROTANDO (LB)	**	<b>TOTAL HORAS ACUMULADAS BHA</b>	<b>270.79</b>	<b>27</b>	<b>HEAVY WEIGHT 5"</b>	<b>829.8</b>
		PESO SARTA SUBIENDO (LB)	**	TOTAL HORAS ACUMULADAS MARTILLO	165.29	1	X-OVER	2.46
PESO BHA AIRE (LB)	158,123	PROFUNDIDAD MD (Ft)	9,003.82	TOTAL PIES ROTADOS DIA	0	1	JAR 6 1/2"	32.48
PESO BHA BOYADO (LB)	136,879	PROFUNDIDAD TVD (Ft)	11,836.00	TOTAL PIES DESLIZADOS DIA	0	1	X-OVER	2.72
				TOTAL PIES ACUMULADOS DRILL PIPE	19197	3	HEAVY WEIGHT 5"	92.15
				HORAS RECOMENDADAS INSPEC. BHA	250	1	X-OVER	2.61
				PIES ACUMUL. PARA INSPEC. D.P.	24,000	1	ACELERADOR 6 1/2"	31.97
INVENTARIO DE CASING/TUBING						1	X-OVER	2.68

Fuente: Investigación Ruptura Pozo K, Ecopetrol S.A.

La **Figura 56** evidencia la imagen de la junta fallada.

**Figura 56.** Junta Fallada de la sarta del Pozo K.



Fuente: Investigación Ruptura Pozo K, Ecopetrol S.A.



Además se tiene las características del tubular fracturado, que se presentan en la **Tabla 10**.

**Tabla 10.** Caracterización del Tubular fracturado de la sarta del Pozo K.

Componente	HWDP ESPIRAL 5 ½" OD
Peso	55.8 lb/ft
Conexión	5 ½" FH Box/Pin
Fabricación	China
OD Tool Joint	7" OD
ID	4"
Rango	2

La causa a la cual llego Ecopetrol es que la fusión incompleta durante el proceso de manufactura en la soldadura de unión del Tool Joint con el cuerpo, originando ruptura acelerada por fatiga.

Por último, en base a las evidencias concluyeron que la falla se presentó probablemente por defecto de fabricación de HWDP, por fusión incompleta en la soldadura de unión Tool Joint, manufacturada por Hilong, fabricante Chino.

Las recomendaciones dadas por Ecopetrol son, primero realizar a todas las juntas de HWDP 5 ½" inspección en áreas terminales con ultrasonido al finalizar el pozo, segundo realizar radiográfica industrial no destructivo en áreas terminales, y por último realizar análisis metalográfico en área de soldadura, en institución aprobada por Ecopetrol S.A.



## 5. CONCLUSIONES

- Las principales unidades productoras del Campo Castilla son K1, K2 y T2, que están compuestas por areniscas que van de grano grueso a fino, con intercalaciones de arcillas para el caso de K1 y K2, y arcillolitas y limolitas para T2.
- El modelo geo mecánico del Campo Castilla permite generar una ventana operacional con respecto a las densidades de fluido de perforación a utilizar, con el fin de evitar fracturas inducidas que ocasionen pérdida de fluido. En el estudio realizado no se presentó ningún evento relacionado con pérdidas, pero es importante tener la geo mecánica en cuenta para el análisis de futuros pozos.
- En la población de estudio se evidenció que la Unidad K1 inferior presenta aproximadamente 6600 horas de tiempos no planeados siendo la pega de tubería el principal problema en el hueco con alrededor de 3000 horas de NPT. En base a los criterios de mayores tiempos no planeados, costos y duración de la perforación se seleccionaron los pozos K, L y M los cuales cumplían estos criterios y contaban con la información suficiente para realizar el análisis.
- Se analizó la información recopilada de los tres pozos como los reportes diarios y programas de perforación, registros Incident Log y FEL, entre otros, por lo que se debe tener una buena organización que garantice la fácil y correcta interpretación y visualización de la data contenida en los diferentes reportes; para así poder realizar la respectiva aplicación de la metodología Tripod Beta Modificada.
- Los tres pozos de estudio se encuentran ubicados en el mismo clúster, estando los problemas relacionados con la litología ya que había intercalaciones de estratificaciones duras y blandas (Unidad C1 y Unidad K2), limpieza inadecuada de pozo, fallas en el control direccional y parámetros operacionales diferentes a lo planeado.

## 6. RECOMENDACIONES

- Requerir los parámetros de perforación en formato .LAS a la compañía prestadora de servicios en un rango de 0.5 segundos por medida para cada variable con el objetivo de identificar cambios en los mismos que puedan ser significativos para el análisis.
- Sistematizar la información correspondiente a los pozos de la compañía para permitir una búsqueda eficaz y un acceso rápido de la misma para evitar pérdidas de tiempo relacionadas con la ubicación y obtención de la información, ya que la presente investigación se vio limitada por el acceso y los tiempos de recolección de la información.
- Realizar viajes cortos de acondicionamiento en la fase de 8 1/2” antes de realizar la corrida del Liner con el fin de evitar obstrucciones y problemas de asentamiento del mismo en caso de presentarse huecos con dificultades direccionales o problemas de geometría.
- Evitar el uso de backreaming ya que el daño mecánico que genera a la formación es muy alto, lo cual dificulta la limpieza eficaz del pozo. En caso de ser necesario su realización, garantizar la limpieza y el bombeo de píldoras de manera minuciosa y acorde al plan.
- Realizar inspecciones a las herramientas de subsuelo (en su mayoría direccionales) que van a ser corridas dentro de los pozos para evitar fallas que generen aumento de tiempos no planeados relacionados con viajes no planeados a superficie.
- Utilizar los máximos caudales posibles que aseguren la limpieza del hueco pero que no ocasionen lavado de la formación que aumente los Cavings del hueco y genere acumulación de cortes.
- Optimizar los diseños de los programas de perforación de los pozos nuevos a perforar que contengan mayor detalle para la perforación de cada fase en relación a los parámetros a utilizar y la limpieza adecuada del hueco.
- Evaluar la viabilidad financiera de la aplicación de la metodología de estos pozos mediante la proposición de nuevas tecnologías o soluciones que eviten la repetición de las causas problema en el futuro.
- Generar un programa que integre las variables de análisis de la metodología propuesta para lograr su digitalización.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Ronda Colombia. 1010 [en línea] [Consultado mayo 20 de 2016] Disponible en World Wide Web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Ronda Colombia. 1010 [en línea] [Consultado mayo 25 de 2016] Disponible en World Wide Web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización de Análisis de Núcleos. Bogotá: Diciembre 2012.

ARIAS MARTÍNEZ Heidy Yurany. 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). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012.

BAGGINI, Santiago, et al, Sellado de fracturas: Avances en el control de pérdidas de circulación. En: OilField Review Otoño. No 3. 2014.

BAYONA, G., Cortes, M., Jaramillo, C., Ojeda, G., Aristizabal, J., and Reyes-Harker, Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte Distal de la Cuenca Antepaís de los Llanos de Colombia. Diciembre 2008. Vol. ISSN-0072-0992. Revista de Geología Colombiana, Universidad Nacional de Colombia.

CENTALA, Prabhakaran, et al, El diseño de las barrenas: Desde arriba hacia abajo. En: OilField Review Verano Schlumberger, No 2, 2011.

CGE Risk Management Solutions. *Tripod Beta Method* [en línea] <<http://www.cgerisk.com/knowledge-base/incident-analysis-methods/the-tripod-beta-method>> [citado en 10 de octubre de 2016].

COOK, J, et al. Las rocas importan: Realidades de la geomecánica. En: OilField Review, Schlumberger. 2007.

DATA-ANALYZER, Ecopetrol S.A., 2015

DUARTE, P., PRADA, A., 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. Bogotá: Universidad de América, 2016.

DUPRIEST, F, et al, Borehole Quality Design and Practices to Maximize Drill Rate Performance. En: Society of Petroleum Engineers, 2010

ECOPETROL S.A. Bases de Diseño-Pozos Castilla, Modelo geomecánico, 2016.

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 [en línea] [Consultado mayo 20 de 2016] Disponible en World Wide Web: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 [en línea] [Consultado mayo 25 de 2016] Disponible en World Wide Web: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

ECOPETROL S.A. Plan de perforación pozo K, 2014.

ECOPETROL S.A., Reporte final de perforación. Prognosis geológica. Bogotá 2014.

GUERRERO, J. y SARMIENTO, G. Estratigrafía Física, Paninológica, Sedimentológica y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera. Revista Geológica Colombiana n. 20.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, API, 2001.

INSTITUTO CEC PETROL. Cuencas Sedimentarias de Colombia, Bogotá, D.C. 2012.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN Documentación. Presentación de Tesis, trabajos de grados y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto 2008, p. 1.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 2008, p.12

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC4490. Bogotá: EL instituto, 1998, p.2

OPENWELLS, Ecopetrol S.A., 2015.

PROFILE, Ecopetrol S.A., 2016.

RODRIGUEZ, A. Estudios de Control de Pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el Campo Apiay y Castilla La Nueva, Universidad Industrial de Santander, 2008.

SARMA, K., *Statistic Made Simple Do It*, Cuarta Edición, New Delhi, Prentice Hall, 2006.



SCHLUMBERGER, *Directional Drilling Training Manual*, Version 1.1, 1996.

TIAB, D., Restrepo, D. P., & IGBOKOYI, A. O. *Fracture Porosity of Naturally Fractured Reservoirs*. En: Society of Petroleum Engineers, 2006.

YARIM, G., RITCHIE, G. M., & MAY, R. B. *A Guide to Successful Backreaming: Real-Time Case Histories*. Society of Petroleum Engineers. 2010

## **ANEXOS**

## ANEXO A INFORMACIÓN DE LOS POZOS

	CONTROL DE INFORMACIÓN PROYECTO CASTILLA														
	SEMILLERO DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO GERENCIA DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO														
Nombre del Proyecto:	APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA TRIPOD BETA MODIFICADA PARA EL DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTADOS EN LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS K, L, M, N, Y O EN EL CAMPO CASTILLA														
Entidad Patrocinadora:	Universidad de América; ICP; ECOJETROL														
<b>INFORMACIÓN/POZOS</b>	AF	AI	AM	AY	BA	BB	BC	BD	BE	BF	BG	BH	BI	BJ	BK
Reporte diario de Perforación															
Informe Final de Perforación															
FEL															
Survey															
Informe Final de lodos															
Incident															
Programa de Perforación															
Archivos en formato .las (Parámetros de perforación)															

## ANEXO B PELIGROS DE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA

### PEGA DE TUBERÍA

- Pega diferencial
  - Peso de fluido de perforación en la perforación es mucho más alto que la presión de poro en la formación.
  - Mal cálculo de ECD
  - Desconocimiento de la presión de poro
- Pega mecánica
  - Construcción de ojos de llave
  - Cambios bruscos en la dirección del BHA, alto Dog leg
  - Cambio de sarta o BHA (cambio en la geometría del pozo)
  - Ensamblajes rígidos
  - Formaciones inestables
    - Zona perforada geopresionada
    - Ensanchamiento del hueco
    - Formaciones móviles o muy plásticas
  - Formaciones fracturadas y falladas
    - Altas velocidades de perforación
    - Altas presiones de circulación
  - Chatarra en el hueco
    - Caída de herramienta
    - Colapso del revestimiento
    - Colapso del cemento
    - Cemento fresco
  - Existencia de escalones en perforación de formaciones con estratificaciones de formaciones duras y suaves.
- Empaquetamiento
  - Limpieza inadecuada del pozo
    - Baja reología del fluido de perforación.
    - Cortes de gran tamaño
    - Caudal insuficiente
  - Formaciones no consolidadas
    - Limpieza inadecuada del pozo
  - Limpieza pobre del hueco
  - Formaciones inestables
    - Cavings



- Perforación de Lutitas sobrepresionadas
- Formaciones reactivas

### **PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN**

- Fracturas inducidas
  - Excesivo peso del fluido de perforación.
  - Altas pérdidas de presión por fricción en el anular.
  - Presión de surgencia en el hueco.
  - Presión impuesta / atrapada.
  - Presión de cierre.
  - Baja presión de formación.
  - Baja resistencia a la fractura.
  - Mala limpieza del hueco.
  - Presión de surgencia
  - Tener altos ROP.
- Fracturas naturales/ alta permeabilidad
  - Formación sin consolidar.
  - Fisuras / fracturas.
  - Frontera de fallas sin sellar.
  - Formaciones cavernosas / bugulares.

### **HERRAMIENTAS EN SUBSUELO**

- Condiciones ambientales
  - Vibraciones
- Mantenimiento inadecuado
- Exceder especificaciones
  - Mayor peso
  - Mayor tensión
- Exceder límites de horas establecidas por el fabricante

### **HERRAMIENTAS EN SUBSUELO DIRECCIONALES**

- Selección inadecuada de la tecnología

**ANEXO C**  
**BARRERAS DE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA**

**1. BARRERAS DE DEFENSA**

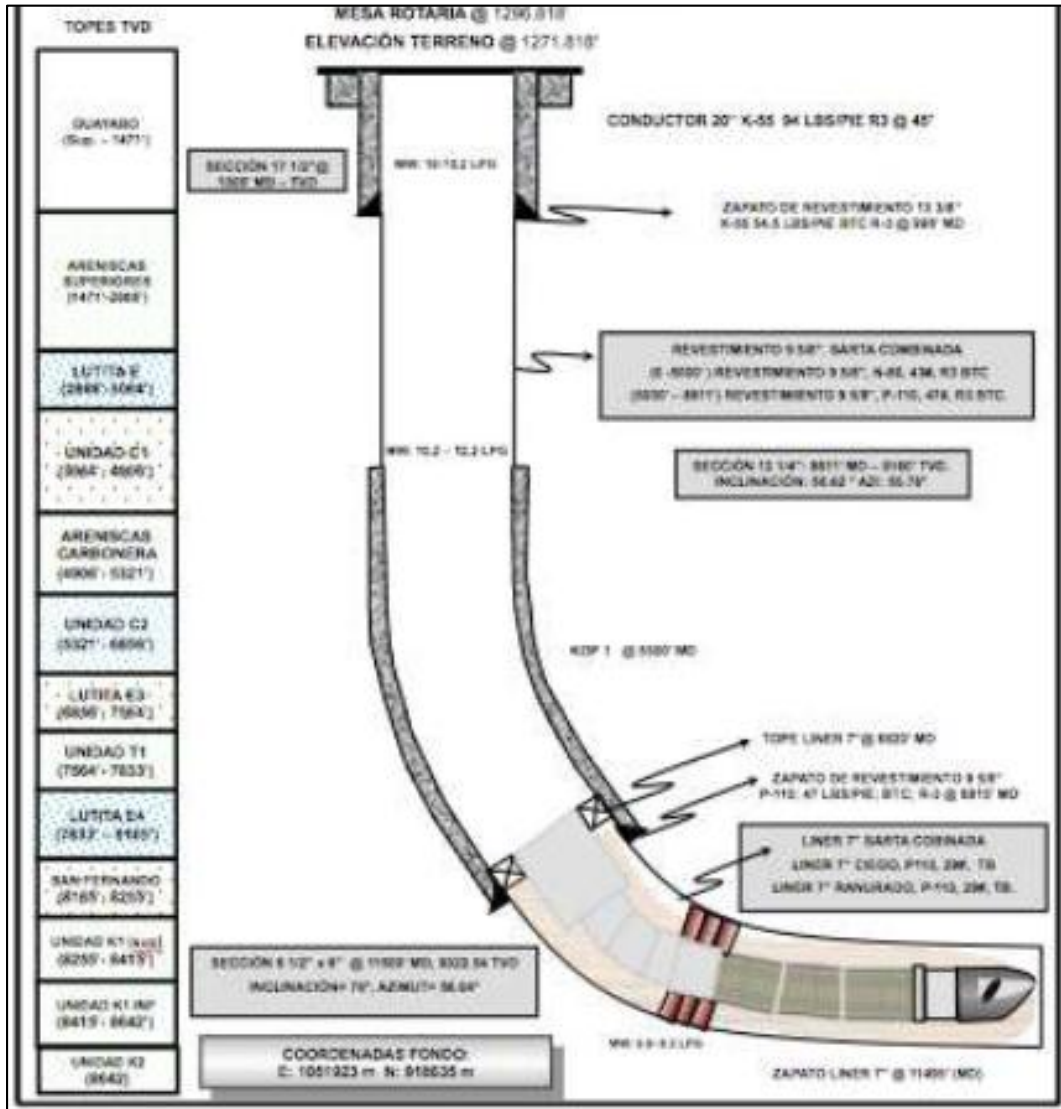
- a. Caracterización de la formación
- b. Parámetros operacionales adecuados (ROP, GPM, Weight on Bit, Torque, Hook Load, Block Position)
- c. Control direccional
- d. Características de fluido apropiadas (Densidad, viscosidad, yield point, geles, filtrado API, Yield Strength)
- e. Uso de material LCM
- f. Cálculo adecuado del fragüe durante la cementación

**2. Barreras de Control**

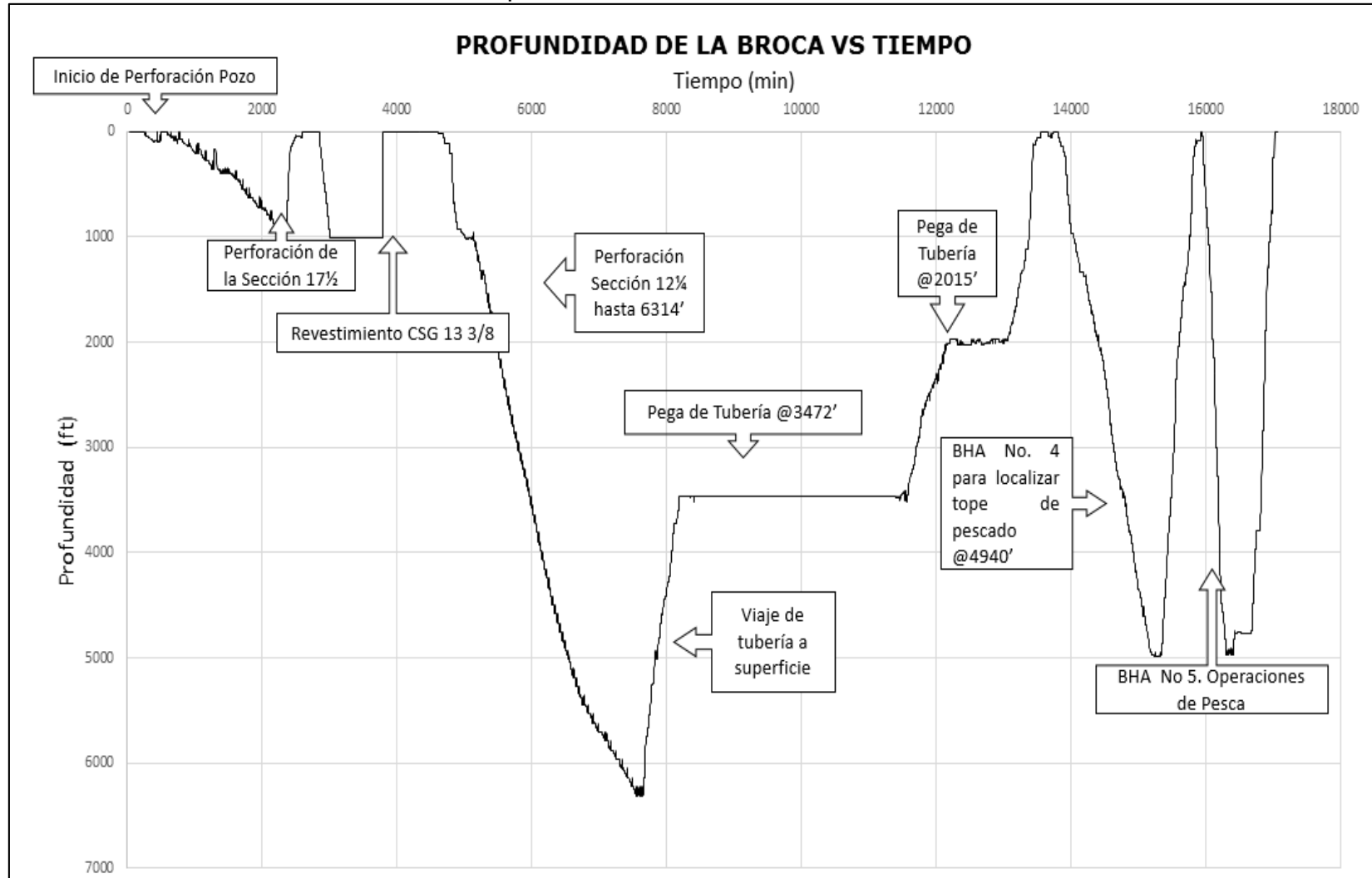
- a. Nuevas Tecnologías
- b. Cambio de BHA

## ANEXO D ESTADO MECÁNICO Y CURVA DE PROFUNDIDAD DE LA BROCA VS TIEMPO DEL POZO M

Estado Mecánico Pozo M

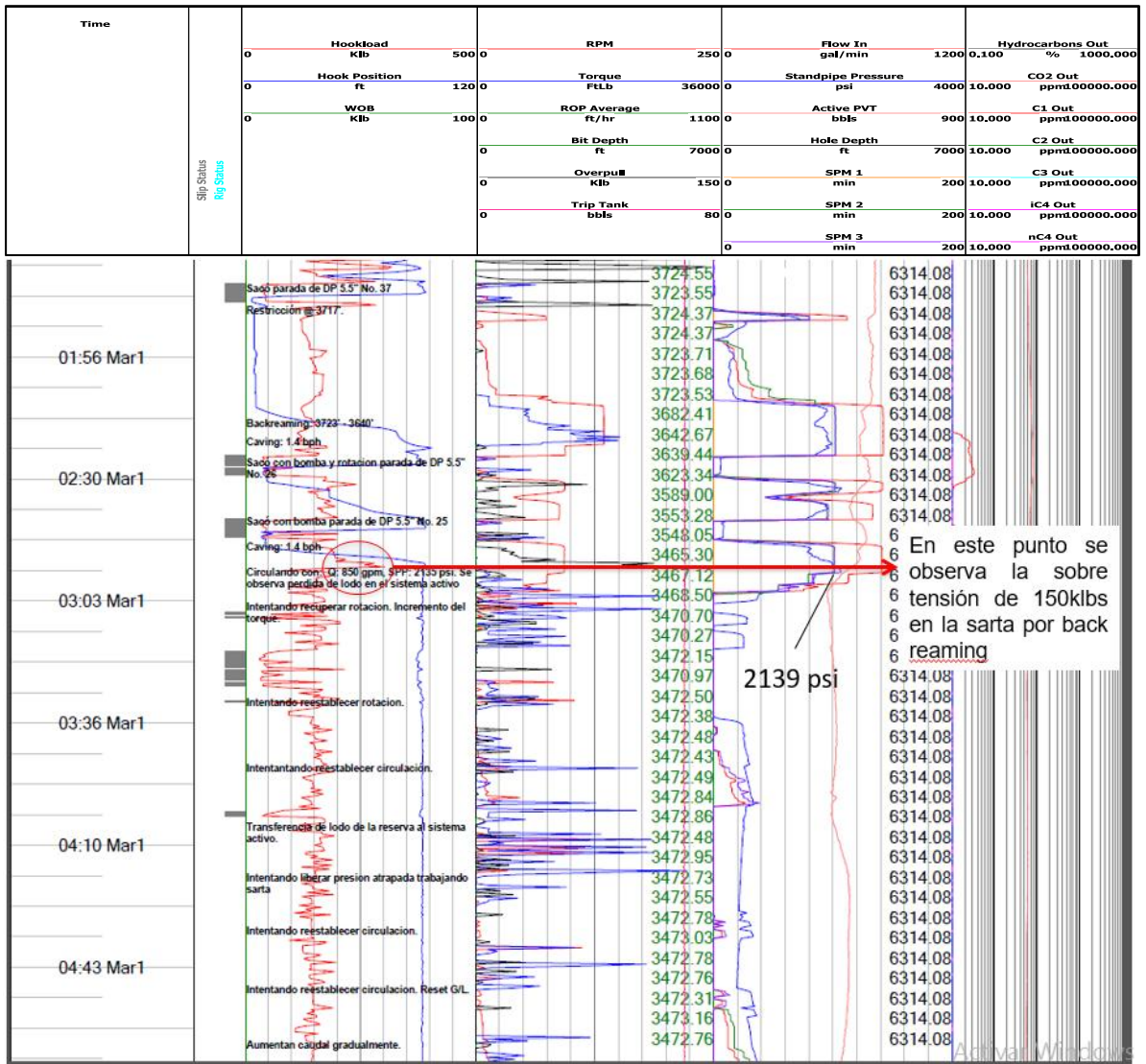


Curva de Profundidad de la Broca vs Tiempo Pozo M

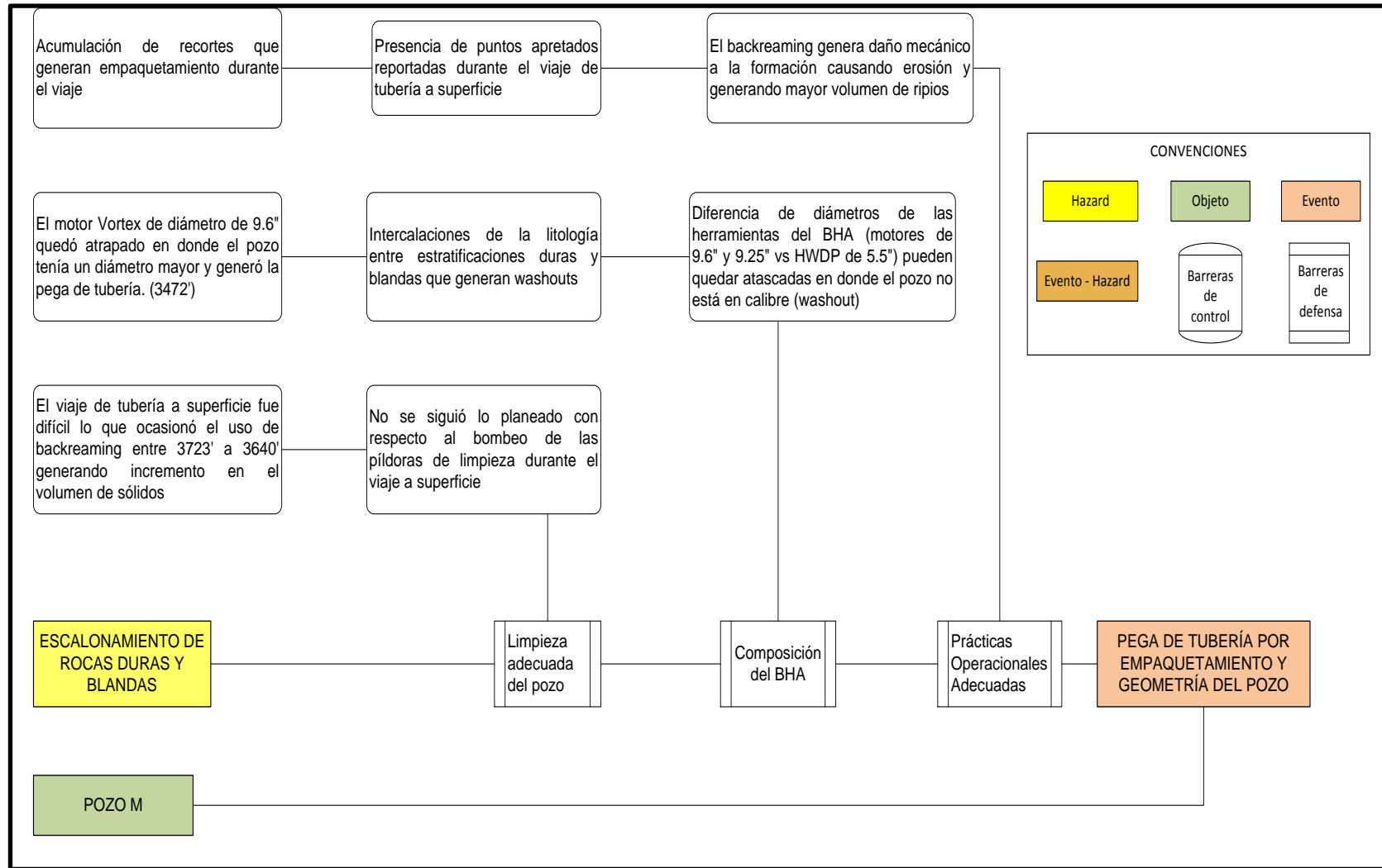


**ANEXO E**  
**LÍNEA DEL TIEMPO POZO M (EN IMPRESIÓN ANEXA)**

## ANEXO F REGISTRO INCIDENT LOG DEL POZO M

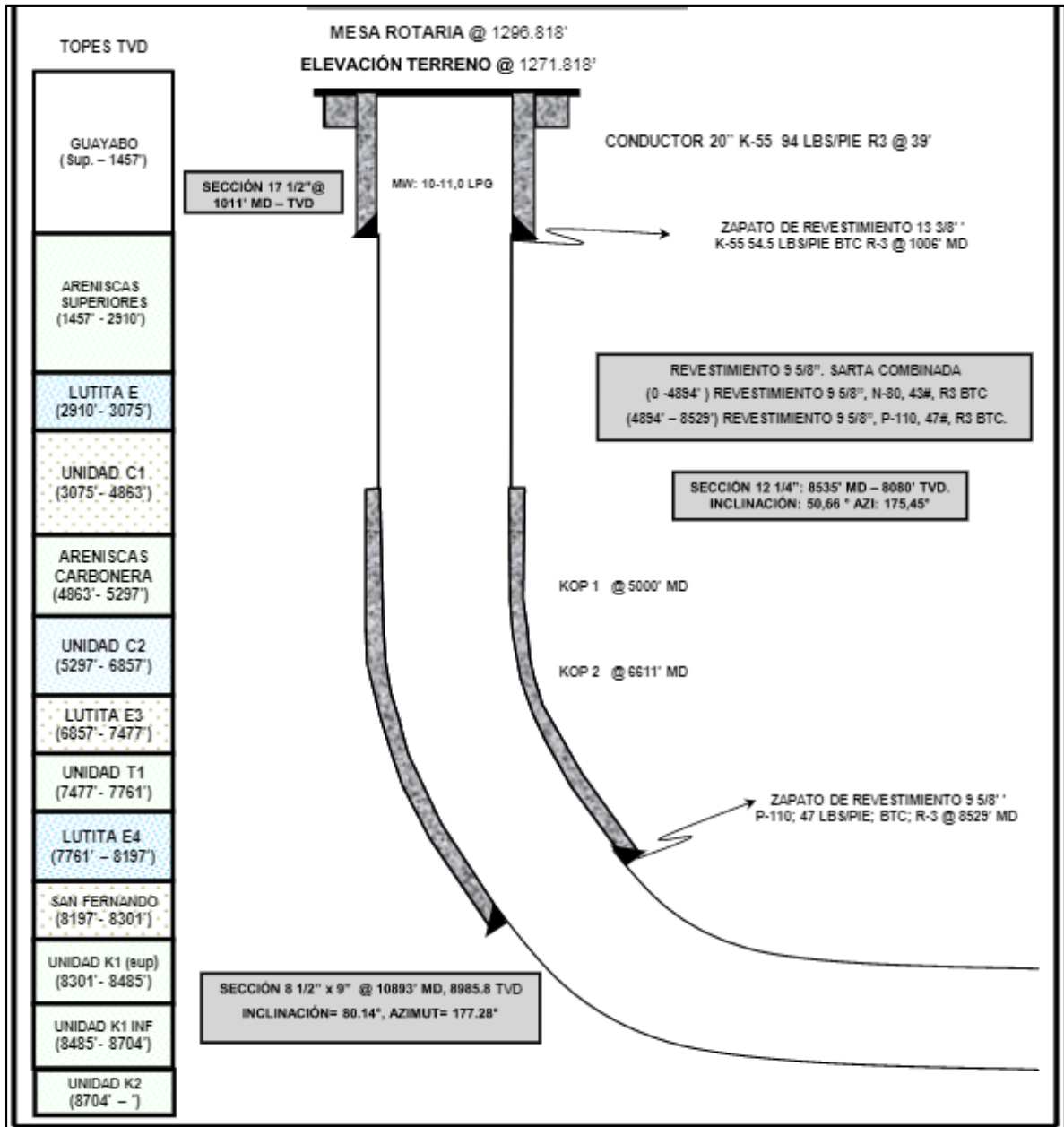


## ANEXO G ÁRBOL TRIPOD BETA DEL POZO M



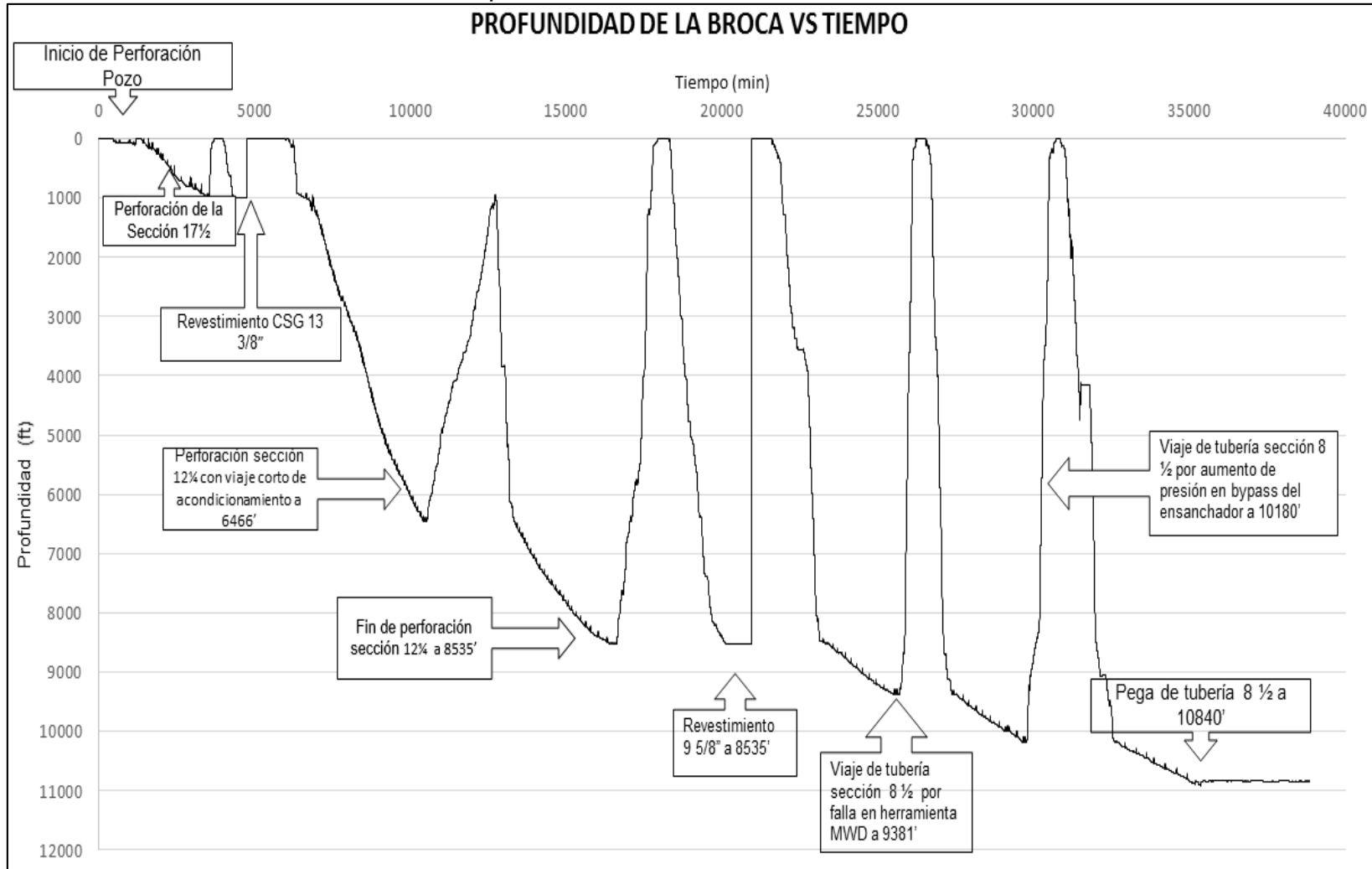
## ANEXO H ESTADO MECÁNICO Y CURVA DE PROFUNDIDAD DE LA BROCA VS TIEMPO DEL POZO L

### Estado Mecánico del Pozo L





Curva de Profundidad de la Broca vs Tiempo del Pozo L

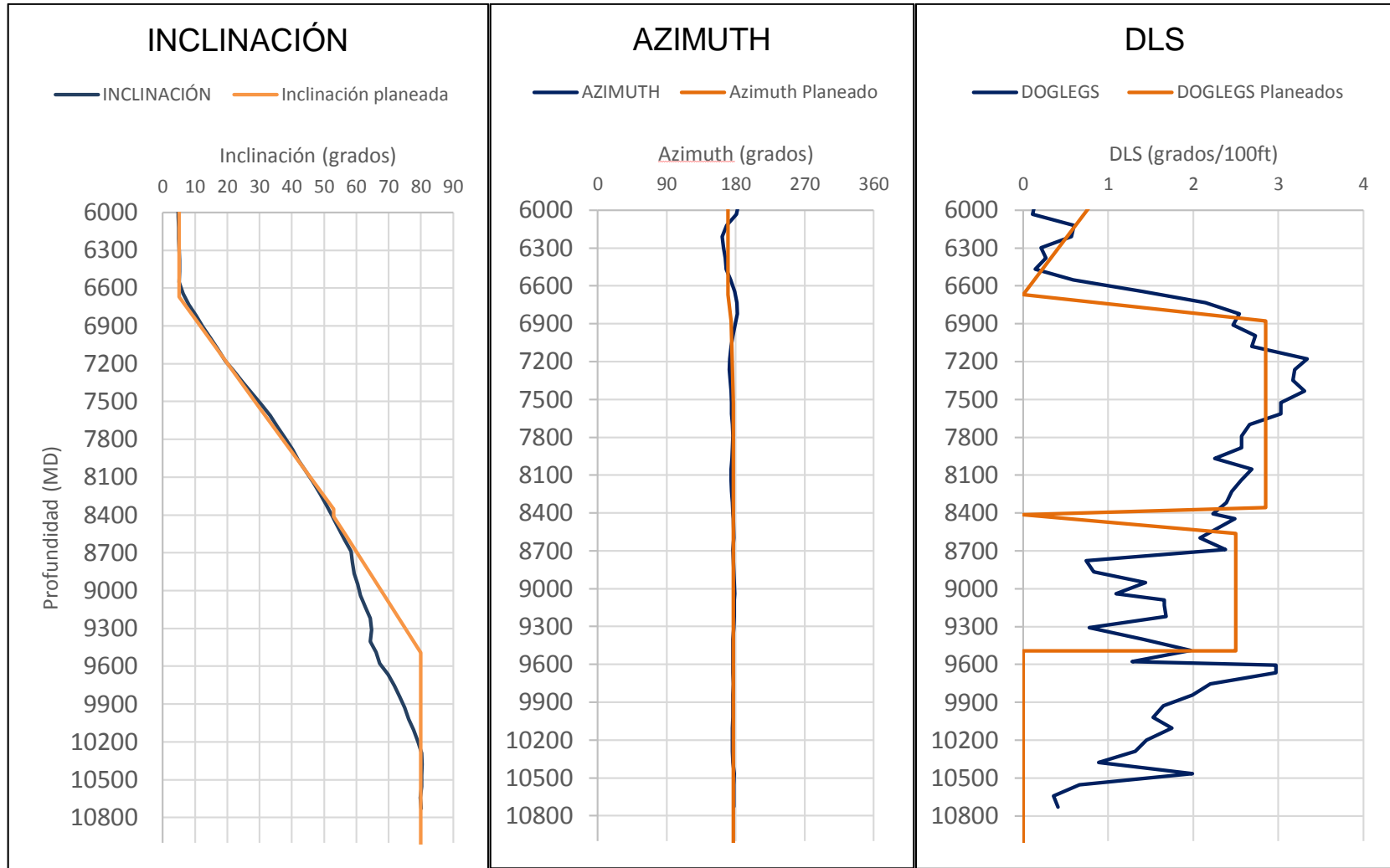


**ANEXO I**  
**LÍNEA DEL TIEMPO DEL POZO L (EN IMPRESIÓN ANEXA)**

## ANEXO J REGISTRO INCIDENT LOG DEL POZO L

Time	Lip Status Log Status	Hookload		RPM		Flow In		Hydrocarbons Out	
		0	500	0	250	0	1200	0,100	% 1000,000
		Hook Position		Torque		Standpipe Pressure		CO2 Out	
		0	120	0	36000	0	4000	10,000	ppmd.00000,000
		WOB		ROP Average		Active PVT		C1 Out	
		0	100	0	1100	0	900	10,000	ppmd.00000,000
				Bit Depth		Hole Depth		C2 Out	
				0	7000	0	7000	10,000	ppmd.00000,000
				Overpull		SPM 1		C3 Out	
				0	150	0	200	10,000	ppmd.00000,000
08:00 Dec29		Bombeo 35 bbl de arena con LCM de 8.0 lpg, 86 seg/ft @ 10847 ft		10847.47		10847.47			
				10850.39		10850.39			
				10852.89		10852.89			
08:33 Dec29				10855.10		10855.10			
				10857.04		10857.04			
				10859.43		10859.43			
				10861.78		10861.78			
				10864.35		10864.35			
09:06 Dec29		Perforando fase 2 1/2" x 8" con Q: 470 gpm, SPP: 1670 psi, WOB: 30-35 klbs, RPM: 90-100, TQ: 26-27 kb-ft Caving: 0.4 bph		10866.50		10866.50			
				10868.76		10868.76			
				10868.50		10868.93			
				10870.62		10870.62			
				10867.08		10871.50			
09:40 Dec29				10872.84		10872.84			
				10875.95		10875.95			
				10878.70		10878.70			
				10881.68		10881.68			
10:13 Dec29				10884.12		10884.12			
				10886.27		10886.27			
				10888.40		10888.40			
				10890.53		10890.53			
10:46 Dec29				10891.42		10892.32			
				10893.62		10892.92			
				10892.07		10892.92			
				10845.37		10892.92			
11:20 Dec29				10841.42		10892.92			
				10846.46		10892.92			
				10843.79		10892.92			
				10844.09		10892.92			
11:53 Dec29				10845.48		10892.92			
				10843.63		10892.92			
				10856.47		10892.92			
12:26 Dec29				10853.51		10892.92			
				10865.87		10892.92			
				10873.22		10892.92			
				10891.37		10898.11			
				10895.66		10903.59			
13:00 Dec29				10896.08		10903.59			
				10894.69		10903.59			
				10894.69		10903.59			
				10892.68		10903.59			
				10895.29		10903.59			
13:33 Dec29				10901.21		10908.62			


## ANEXO K SURVEY DIRECCIONAL DEL POZO L



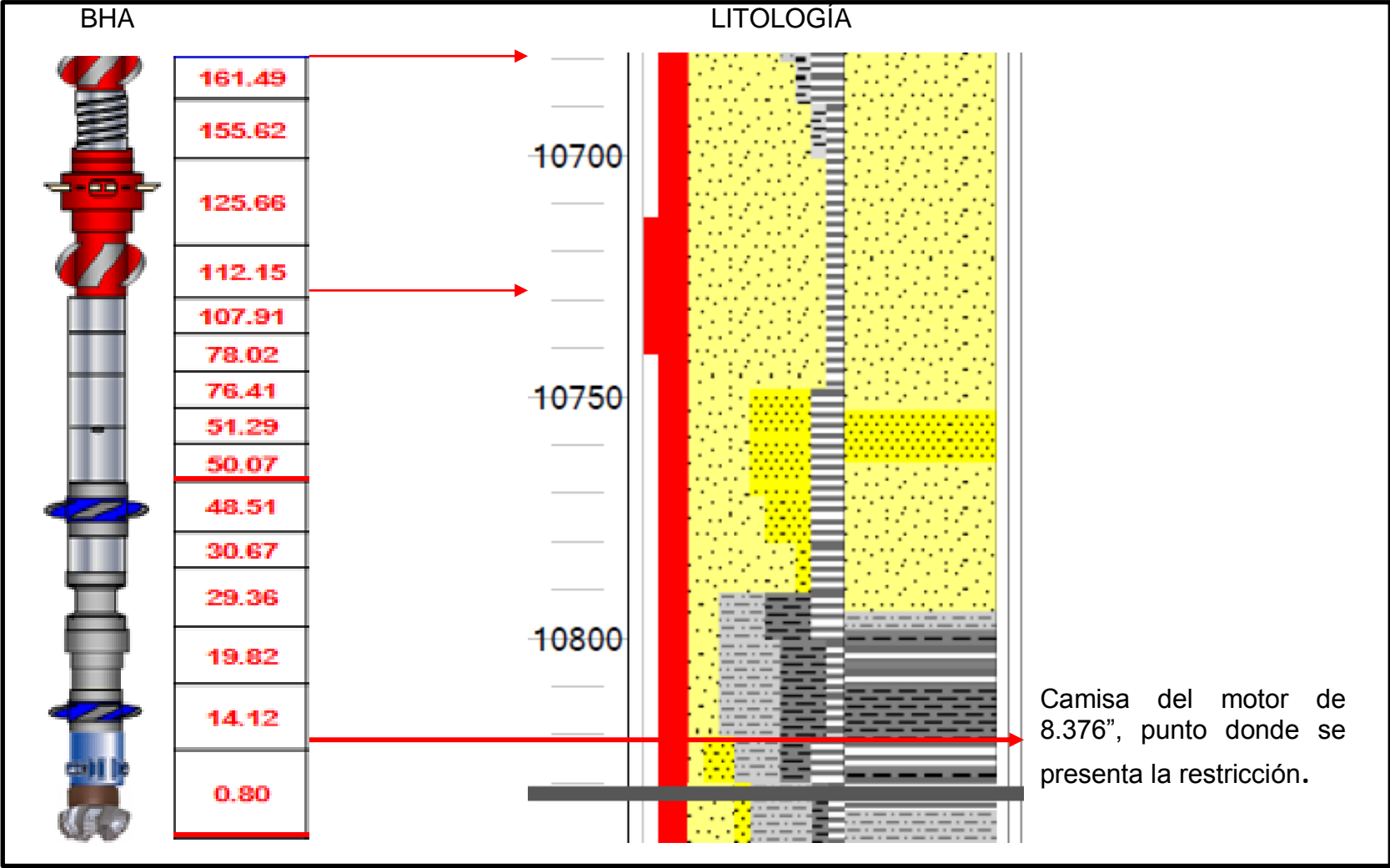
## ANEXO L REPORTE DIRECCIONAL DEL POZO L

Date dd-mm-yy	Start Time	End Time	MD From ft	MD To ft	Drilling Mode	Course ft	Calc ROP ft/h	TF Mode	TF Angle deg	Power Setting	WOB 1000 lbf	SRPM c/min	Stick Slip c/min	Off Bot Torque 1000 ft.lbf	Torque 1000 ft.lbf	Flow gal/min	Mud Weight lbm/gal	SPP On Bo psi	Stack Off Weig 1000 lbf	Rotating HKLI 1000 lbf
27-Dec-14	15:54	16:12	10180.00	10187.00	Absolute Command	7.00	23.33	Gravity	12	25.0	33.0	100	21	22.0	25.0	490	9.00	1540.0	310.00	260.00
	17:35	19:39	10187.00	10243.00	Absolute Command	56.00	27.10	Gravity	12	35.0	30.0	100	22	22.0	25.0	490	9.00	1500.0		
	19:39	21:15	10243.00	10275.00	Absolute Command	32.00	20.00	Gravity	12	35.0	35.0	100	24	22.0	25.0	480	9.00	1614.0	295.00	258.00
	21:55	00:00	10275.00	10323.00	Inclination Hold	48.00	23.04	Gravity			35.0	120	120	15.0	18.0	470	9.00	1550.0		
28-Dec-14	00:00	01:46	10323.00	10342.00	Inclination Hold	19.00	10.75	Gravity			35.0	100	160	15.0	18.0	480	9.00	1580.0		
	01:46	03:01	10342.00	10364.00	Inclination Hold	22.00	17.60	Gravity			35.0	100	111	15.0	18.0	440	9.00	1670.0	290.00	260.00
	03:30	04:47	10364.00	10390.00	Inclination Hold	26.00	20.26	Gravity			35.0	120	220	13.0	20.0	440	9.00	1550.0		
	04:47	07:46	10390.00	10435.00	Inclination Hold	45.00	15.08	Gravity			35.0	110	21	17.0	24.0	460	9.00	1541.0		
	07:46	08:51	10435.00	10451.00	Inclination Hold	16.00	14.77	Gravity			35.0	110	27	20.0	27.0	460	9.00	1550.0	285.00	260.00
	09:25	12:36	10451.00	10541.00	Inclination Hold	90.00	28.27	Gravity			34.0	110	30	20.0	27.0	465	9.00	1550.0	300.00	260.00
	13:31	16:23	10541.00	10588.00	Inclination Hold	47.00	16.40	Gravity			35.0	110	30	22.0	27.0	470	9.00	1550.0		
	16:23	18:34	10588.00	10630.00	Inclination Hold	42.00	19.24	Gravity			35.0	110	28	22.0	27.0	470	9.00	1550.0		
	19:23	00:00	10630.00	10710.00	Inclination Hold	80.00	17.33	Gravity			35.0	110	21	20.0	26.0	470	9.00	1580.0		
29-Dec-14	00:00	00:28	10710.00	10717.00	Inclination Hold	7.00	15.00	Gravity			35.0	110	21	20.0	26.0	470	9.00	1580.0	300.00	258.00
	01:23	06:23	10717.00	10805.00	Inclination Hold	88.00	17.60	Gravity			35.0	110	22	18.0	26.0	470	9.00	1600.0		
	07:03	10:51	10805.00	10893.00	Inclination Hold	88.00	23.16	Gravity			32.0	120	220	20.0	26.0	470	9.00	1590.0	310.00	260.00

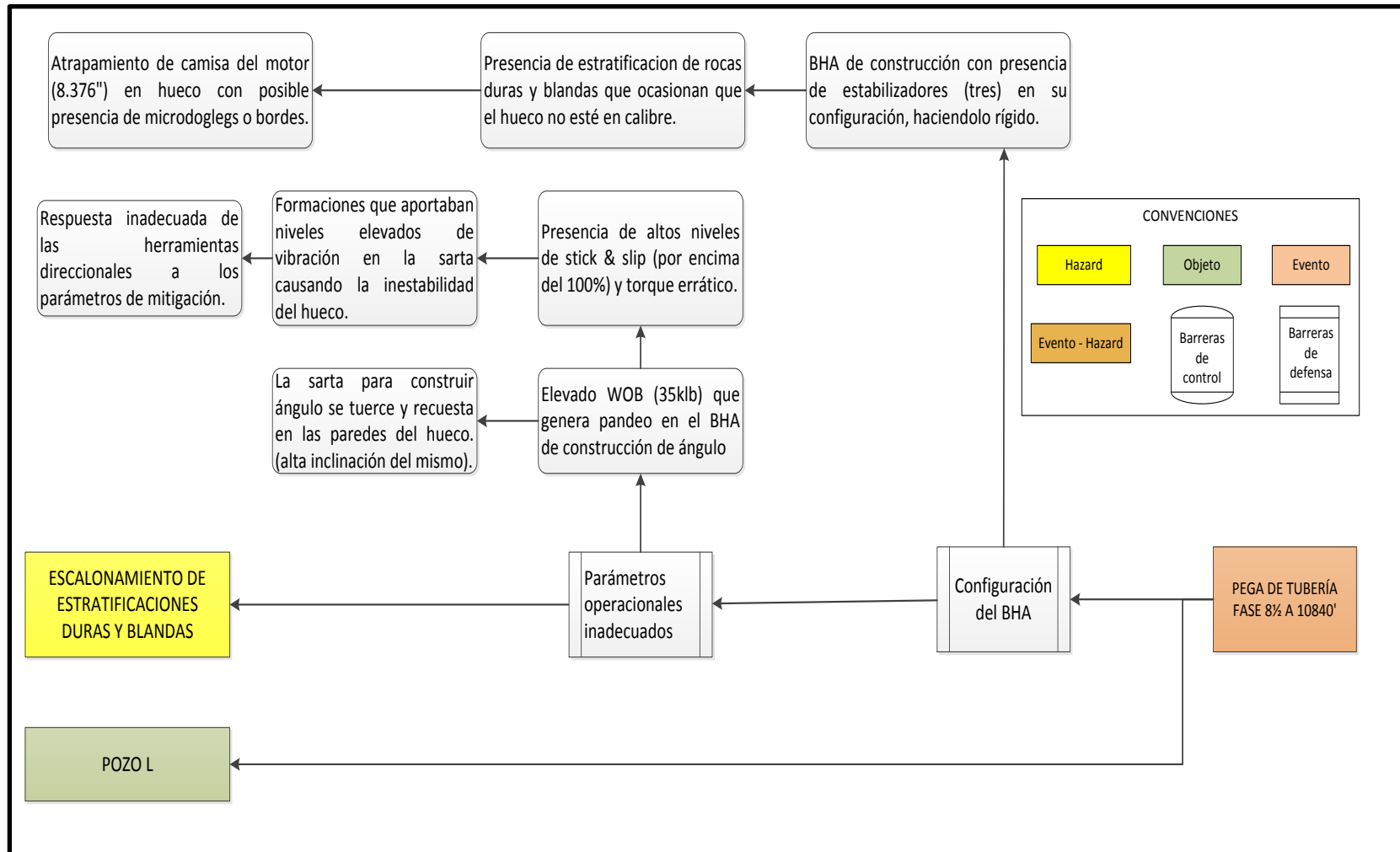
**ANEXO M  
CONFIGURACIÓN DEL BHA DEL POZO L**

	DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	DUEÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG efectiva	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE	PESO (#/FT)	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO	BSR
	ESTABILIZADOR OD BLADES 8 3/8"	NC 50 PIN/BOX	WTF	W696965	6 7/16"	3"	2.2	5.87	5.87	161.49	30000	534.17	14,689	12671	NA
	(1) DRILL COLLAR 1/2" OD 91.0 LB/FT	NC 50 PIN/BOX	INDEPEN	140464	6 1/2	2 27/32	1.03	29.96	29.96	155.62	30000	2726.4	14,155	12210	NA
	HOLE OPENER XR800 REAMER 7", 8 1/4" OD (8 1/2" A 8") CON FLOAT VALVE	NC 50 PIN/BOX	HBL	901784403	7	2 1/2	1.70	13.51	13.51	125.66	30000	1229.4	11,429	9858	NA
	ESTABILIZADOR OD BLADES 8 3/8"	NC 50 PIN/BOX	WTF	GPSS 22444	6 7/16"	2 7/8	2.1	4.24	4.24	112.15	30000	385.84	10,199	8798	NA
	NMDC	NC 50 PIN/BOX	SLB	8582-06	6 21/32	2 13/16	N/A	29.89	29.89	107.91	28000	2720	9,813	8465	NA
	Upper Saver Sub	NC50 BOX / 5 1/2 FHPIN	SLB	W 7241-2	6 11/16	2 1/4	N/A	1.61	1.61	78.02	28000	146.51	7,093	6119	NA
	NMDC TELESCOPE 875	5 1/2 FH BOX/BOX	SLB	G 2171	6 11/16	5 3/32	N/A	25.12	25.12	76.41	28000	2285.9	6,947	5992	NA
	Lower Saver Sub	5 1/2 FH PIN/PIN	SLB	LGH160613-2	6 11/16	3 3/4	N/A	1.22	1.22	51.29	28000	111.02	4,661	4021	NA
	NM CROSS OVER U88	5 1/2 FH PIN/PIN	SLB	15362-1	6 3/4	2 1/4	N/A	1.56	1.56	50.07	28000	141.96	4,550	3925	NA
	Periscope 875	5 1/2 FH BOX / 4 1/2 REG BOX	SLB	3336	6 13/16	2 13/16	2.24	17.84	17.84	48.51	28000	1623.4	4,408	3802	NA
	NM CROSS OVER D88	4 1/2 REG PIN / 5 1/2 FH PIN	SLB	8706-7	6 3/4	2 1/4	N/A	1.31	1.31	30.67	28000	119.21	2,785	2402	NA
	INLINE FLEX COLLAR OD CUERPO 6 3/16"	5 1/2" FH PIN/BOX	SLB	56326	6 13/16	4	2.28	9.54	9.54	29.36	28000	868.14	2,665	2299	NA
	8 11/16" SHORT HOP- SLICK ( E-MAG RECEIVER )	NC 50 PIN / 5 1/2FH BOX	SLB	76398	6 7/8	3 1/8	2.53	5.70	5.70	19.82	28000	518.7	1,797	1550	N/A
	PD 876 X8 AB 8 1/2" CAMISA 8TAB 8 3/8" MAX OD=8.376"	NC 50 BOX / 4 1/2 REG BITBOX	SLB	47940	6 11/16	***	1.90	13.32	13.32	14.12	28000 18000	1212.1	1,279	1103	NA
	BIT PDC 8 1/2" OD 6 ALETAS TYPE FXD65R IADC M423, CORTADORES 16 mm	4 1/2 REG	HBL	11905571	6"	2 1/4"	0.32	0.80	0.80	0.80	18000 (4300)	66.40	66.40	57	N/A
	BOQUILLAS BRODAS=		3X13 + 3X14				LONGITUD TOTAL BHA:		4104.97						
TFA BRODAS=		0.840				PESO TOTAL DEBAJO DEL MARTILLO:		126611							

**ANEXO N  
COMPARACIÓN DEL BHA Y LA LITOLOGÍA DEL POZO L**



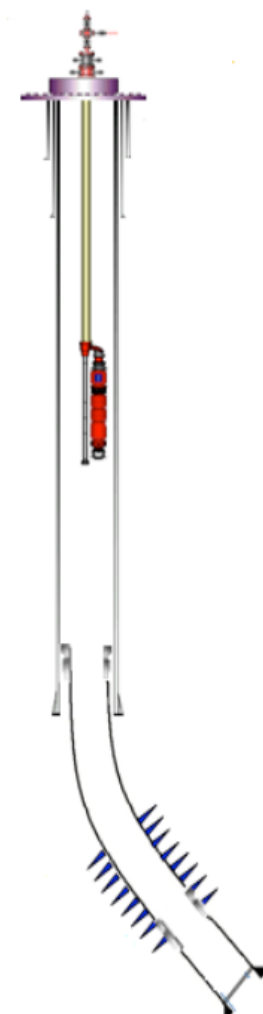
## ANEXO O ÁRBOL TRIPOD BETA DEL POZO L



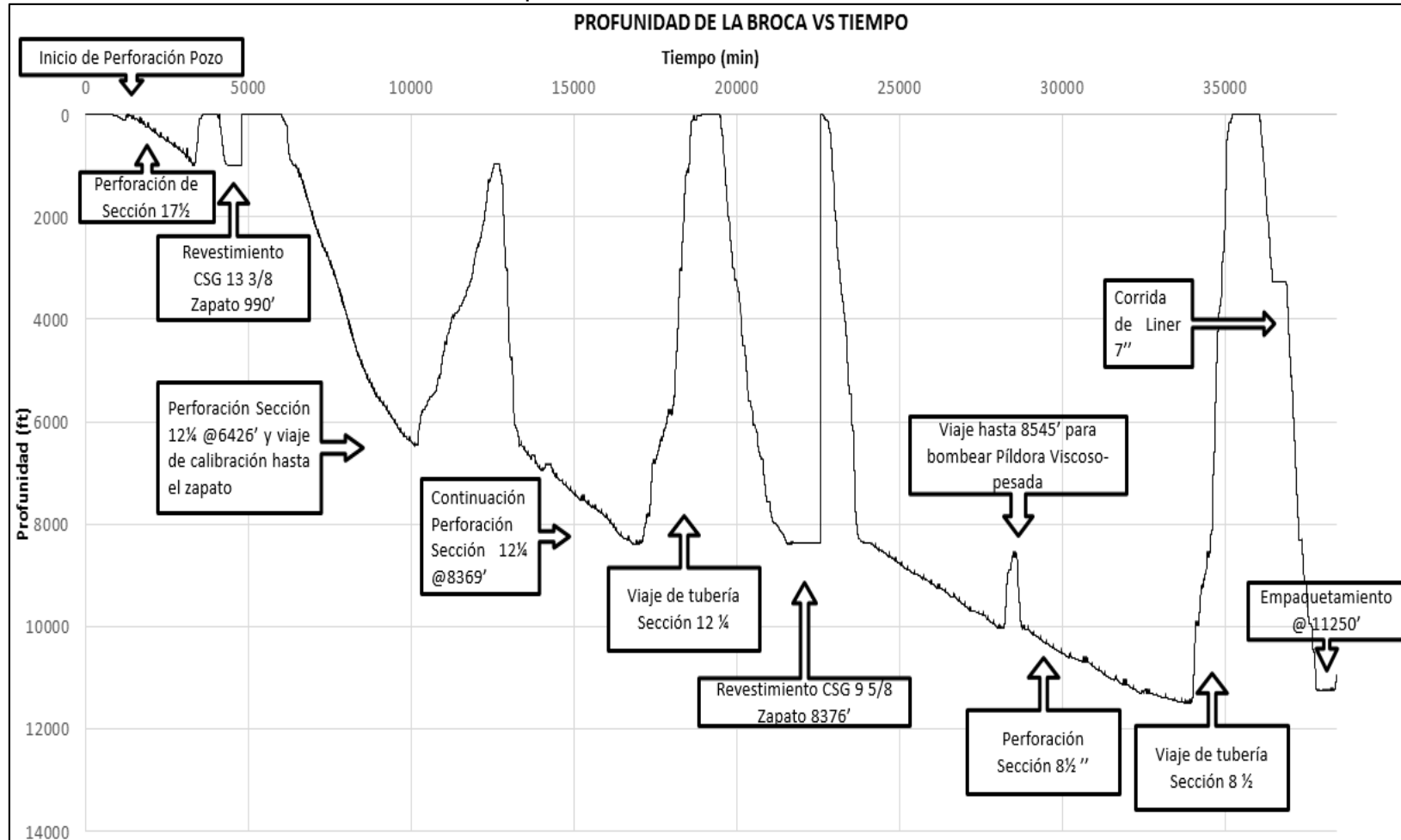


**ANEXO P**  
**ESTADO MECÁNICO Y CURVA DE PROFUNDIDAD DE LA BROCA VS TIEMPO**  
**DEL POZO K**

Estado mecánico del Pozo K

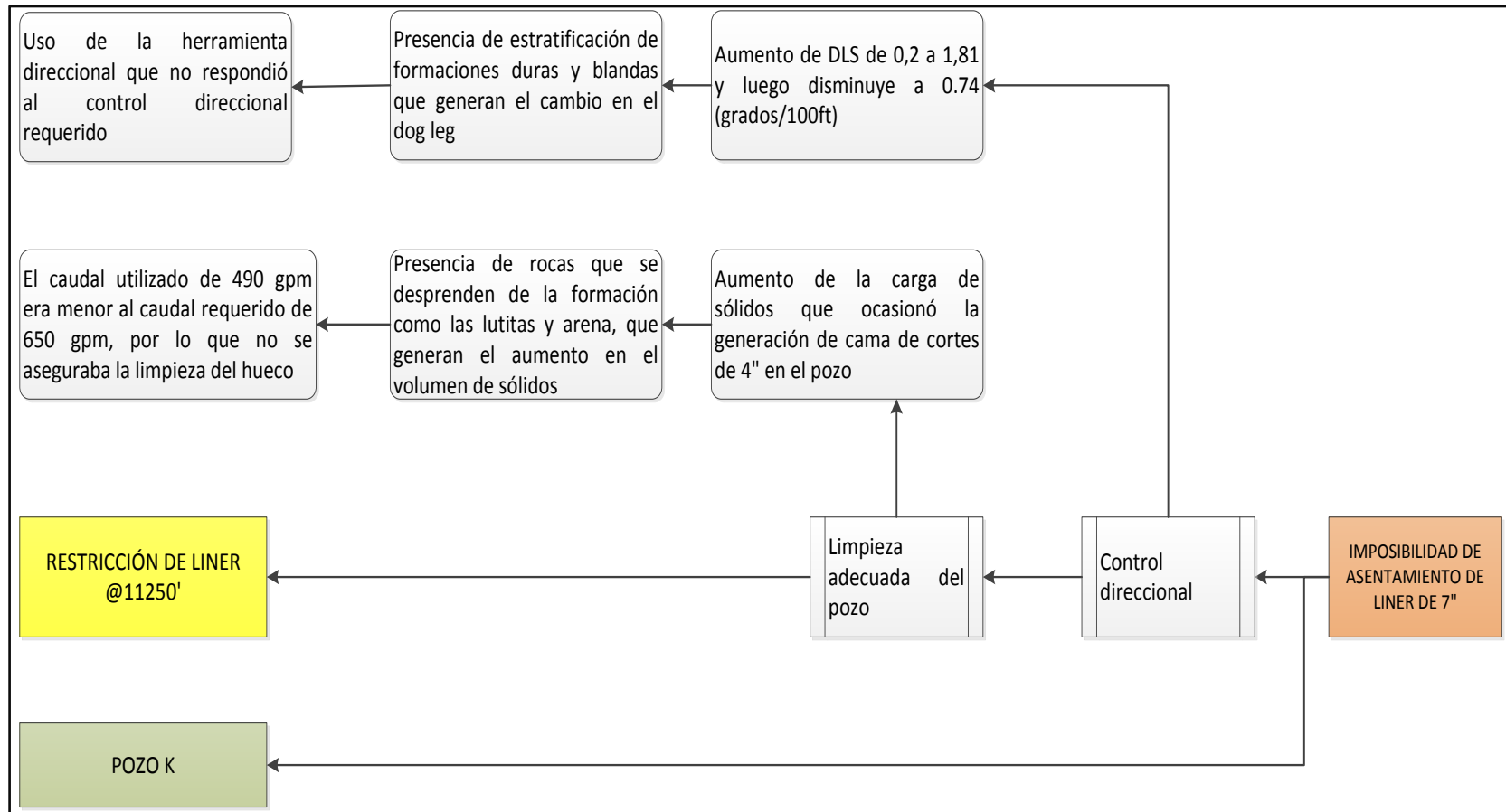
	RESUMEN DE HUECOS /CASING			
	17 ½"	1000' /995'		
	12 ¼"	8475' / 8133.82'		
	8 ½"	11836' /9003.82'		
	RESUMEN CEMENTACIÓN			
	13 3/8"	Lechada de relleno 137 Bls (cemento clase "G" de 13,6 LPG). Lechada principal 55 Bls (cemento clase "G" de 15,6 LPG) hasta superficie, esta cementación se realizará con método convencional. Se debe utilizar un porcentaje del 40 % principal y 70% relleno asumiendo hueco de 17 ½".		
	9 5/8"	Lechada de relleno 174 Bls (cemento clase "G" de 13,6 LPG). Exceso 50%, asumiendo hueco 12 ¼". Lechada principal 146 Bls (cemento clase "G" de 15,8 LPG). Exceso 50%, asumiendo hueco de 12 ¼". Principal 8475' - 7275' (1200'). Relleno 7275' - 5775' (1500').		
	7"	No va cementado		
	RESUMEN DIRECCIONAL			
	PUNTO	MD (ft)	TVD (ft)	INC (°)
TIE -IN	0	0	0	0
CSG 13 3/8"	995	0	0	0
KOP	5000	5000	0	0
KOP 2	6520	6514.48	5	215


Curva de Profundidad de la Broca vs Tiempo Pozo K



**ANEXO Q**  
**LÍNEA DEL TIEMPO DEL POZO K (EN IMPRESIÓN ANEXA)**

## ANEXO R ÁRBOL TRIPOD BETA DEL POZO K




 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, **Franciso Carreño López** y **Juan Sebastián Macías Díaz** en calidad de titulares de la obra **Aplicación de la Metodología Tripod Beta Modificada para el diagnóstico de las causas raíz de los problemas operacionales presentados en la perforación de los pozos K, L y M en el Campo Castilla**, elaborada en el año 2016, 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.

 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

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor(es) establezco (establecemos) las siguientes condiciones de uso de mí (nuestra) obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	<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 su(s) autor(es).

De igual forma como autor (es) autorizo (amos) la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

<b>AUTORIZO (AUTORIZAMOS)</b>	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 indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 16 días del mes de Marzo del año 2017.

**LOS AUTORES:**

**Autor 1**

**Nombres**  
FRANCISCO  
**Documento de identificación No**  
1.015.456.271

**Apellidos**  
CARREÑO LÓPEZ  
**Firma**



**Autor 2**

**Nombres**  
JUAN SEBASTIÁN  
**Documento de identificación No**  
1.032.466.326

**Apellidos**  
MACÍAS DÍAZ  
**Firma**

