

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

PAULA DANIELLA DUARTE DÍAZ
MARÍA ANGÉLICA PRADA FONSECA

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

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

PAULA DANIELLA DUARTE DÍAZ
MARÍA ANGÉLICA PRADA FONSECA

Proyecto integral de grado para optar al 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.
2016

Nota de Aceptación

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Bogotá D.C, Agosto de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Director del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano General de la Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos (E)

Ing. Edgar David Cedeño Ligarreto

Director de Investigaciones

Ing. Armando Fernández Cárdenas

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

AGRADECIMIENTOS

Nos gustaría que estas líneas sirvieran para expresar nuestro reconocimiento a esas personas que hicieron que este proyecto culminara de manera exitosa, pues a lo largo de este camino aprendimos que nada sucede como se desea, como se supone, ni como se tiene previsto. Fueron muchos los obstáculos que se presentaron pero gracias a la sabiduría y apoyo de estas personas hoy podemos decir que lo logramos.

Es difícil mencionar a todos los que de una u otra forma hicieron que este sueño se hiciera realidad, sin embargo, nuestro más profundo y sincero agradecimiento es para nuestros padres que con su apoyo incondicional y enseñanzas nos motivaron a alcanzar con éxito lo que nos propusimos.

De igual manera queremos agradecer al convenio entre Ecopetrol S.A. y Universidad de América, por hacer posible la realización de nuestro proyecto, brindándonos un tema de investigación. Además, a la Dr. Sandra Lucila Hernández Flechas, quien nos dirigió al inicio del proyecto, pero por razones personales debió desvincularse. Agradecemos al Ing. Carlos Alberto Espinosa Mora por tomar la dirección de este proyecto de investigación, por la orientación, el seguimiento y la supervisión del mismo; al departamento de investigación de la Universidad de América por el soporte teórico, técnico y práctico.

Finalmente, agradecemos la asesoría técnica proporcionada por Ecopetrol S.A., en especial a los Ingenieros Jefferson Mateus, Jorge Jaramillo y Hernán Mantilla por la supervisión del proyecto, orientación, seguimiento y colaboración en la consecución de la información.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
OBJETIVOS	22
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	23
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	23
1.2 LOCALIZACIÓN	24
1.3 MARCO GEOLÓGICO	25
1.3.1 Columna estratigráfica.	25
1.3.2 Estratigrafía.	25
1.3.3 Geología Estructural.	31
1.3.4 Geología del Petróleo.	31
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	33
1.4.1 Método de producción.	35
1.4.2 Características del yacimiento.	35
2. METODOLOGÍA CAUSA-RAÍZ	36
2.1 ETAPAS DE UN ANÁLISIS DE CAUSA - RAÍZ	36
2.1.1 Recolección de datos.	36
2.1.2 Evaluación.	37
2.1.3 Acciones Correctivas.	37
2.1.4 Informe.	37
2.1.5 Seguimiento.	37
2.2 TRIPOD BETA	38
2.2.1 Objetivo.	40
2.2.2 Desarrollo.	40
3. SELECCIÓN DEL POZO	44
3.1 INFORMACIÓN DE OPEN WELLS ® ECP	44
3.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO	50
3.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	56
3.4 ANÁLISIS DE LOS NPT'S ENCONTRADOS EN LA POBLACIÓN DE ESTUDIO	60
4. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA EL DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS NPT'S DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO CASTILLA	69
4.1 SELECCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO	70
4.2 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	70
4.2.1 Consulta en Open Wells ® ECP.	70

4.2.2	Consulta en otras bases de datos de Ecopetrol (GiTEP, Carpetas compartidas, información de empresas prestadoras de servicios).	71
4.3	ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN	71
4.4	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	73
4.5	DIAGNÓSTICO DE LA CAUSA RAÍZ	74
5.	PROCEDIMIENTO APLICADO AL POZO A	76
5.1	SELECCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO	76
5.2	RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	87
5.3	ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN	88
5.4	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	94
5.4.1	Pérdida de Circulación.	98
5.4.2	Pega de Tubería.	99
5.5	DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAÍZ	100
5.5.1	Pérdida de circulación.	100
5.5.2	Pega de tubería.	108
5.6	RESULTADOS ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ POZO A	126
5.7	LECCIONES APRENDIDAS DEL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ	129
6.	COMPARACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA CON LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS CAUSA RAÍZ ACTUAL EMPLEADA POR ECOPETROL S.A.	130
6.1	DIFERENCIAS Y SEMEJANZAS ENTRE LAS METODOLOGÍAS	130
6.2	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA METODOLOGÍA TRIPOD B	132
7.	CONCLUSIONES	133
8.	RECOMENDACIONES	135
	BIBLIOGRAFÍA	136
	ANEXOS	140

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación campo castilla, castilla norte y castilla este	24
Figura 2. Ubicación campo castilla	25
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca llanos orientales	26
Figura 4. Esquema tripod beta (modelo inicial)	41
Figura 5. Esquema tripod beta (modelo parcial)	42
Figura 6. Esquema tripod beta (modelo final)	43
Figura 7. Esquema a seguir para la construcción de la línea del tiempo.	73
Figura 8. Incident log para el intervalo de 8715.365' – 8748.59' en el Pozo A	97
Figura 9. Simulación de limpieza para el Pozo A antes de la pérdida de circulación con diámetro de 9"	103
Figura 10. Simulación de limpieza para el Pozo A antes de la pérdida de circulación con k1 superior ensanchado	104
Figura 11. Incident log para el intervalo de 7876.152' – 7710.348' en el Pozo A	109
Figura 12. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 9" y tamaño de partícula de 0.125 in	112
Figura 13. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.125 in	113
Figura 14. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.250 in	113
Figura 15. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.500 in	114
Figura 16. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.750 in	114
Figura 17. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 1.000 in	115
Figura 18. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 9" y tamaño de partícula de 0.125 in	116
Figura 19. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.125 in	117
Figura 20. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.250 in	117
Figura 21. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.500 in	118
Figura 22. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.750 in	118
Figura 23. Simulación de limpieza para el Pozo a a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 1.000 in	119
Figura 24. Formation evaluation log para el intervalo de 7600' – 7810' en el Pozo A	120
Figura 25. Ubicación del BHA # 6 para el Pozo A en el momento de la pega de tubería	124
Figura 26. Componentes del BHA # 6 para el Pozo A sin desviación	125

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de producción de petróleo anual del campo castilla	34
Gráfica 2. Gráfica de distribución para la duración de los NPT	52
Gráfica 3. Gráfica de distribución para los costos totales de perforación	53
Gráfica 4. Gráfica de distribución para la duración de los NPT	55
Gráfica 5. Frecuencia de npt en los pozos perforados entre Enero 2014 – Abril 2015	60
Gráfica 6. Gráfica de la relación entre la profundidad y la duración de los NPT	62
Gráfica 7. % de duración de los tipos de npt en el intervalo de perforación entre los 6,000 y los 9,000 ft de profundidad (tvd)	63
Gráfica 8. % de duración de los npt por pega	63
Gráfica 9. % de duración de los npt por problemas del hueco	64
Gráfica 10. % de duración de los npt por herramientas en subsuelo	66
Gráfica 11. Inclinación planeada para la fase de 8 ½”	88
Gráfica 12. Azimuth planeado para la fase de 8 ½”	89
Gráfica 13. Dog leg planeados para la fase de 8 ½”	89
Gráfica 14. Inclinación ejecutada para la fase de 8 ½”	92
Gráfica 15. Azimuth ejecutado para la fase de 8 ½”	92
Gráfica 16. Dog leg ejecutados para la fase de 8 ½”	93
Gráfica 17. Ventana operacional pozo a	96
Gráfica 18. Esquema tripod beta básico para el pozo a	98
Gráfica 19. Barreras asociadas a la pérdida de circulación	99
Gráfica 20. Barreras asociadas a la pega de tubería	100
Gráfica 21. Inclinación planeada y ejecutada para la fase de 8 ½”	121
Gráfica 22. Azimuth planeado y ejecutado para la fase de 8 ½”	122
Gráfica 23. Dog less planeados y ejecutados para la fase de 8 ½”	123

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades de los yacimientos campo castilla	35
Tabla 2. Duración de la perforación de los pozos	45
Tabla 3. Costo total de la operación de perforación de los pozos	47
Tabla 4. Duración NPT durante la perforación	49
Tabla 5. Cálculos para gráficas de frecuencia	51
Tabla 6. Frecuencia absoluta para la duración de la perforación	52
Tabla 7. Frecuencia absoluta para los costos totales de perforación.	53
Tabla 8. Frecuencia absoluta para los costos totales de perforación	54
Tabla 9. Coeficientes z_{α}	55
Tabla 10. 15 pozos pre-seleccionados	58
Tabla 11. Frecuencia de NPT en los pozos perforados entre Enero 2014 - Abril 2015	60
Tabla 12. Relación NPT y profundidad	61
Tabla 13. Duración de NPT en lo intervalos de perforación entre los 6,000 y los 9,000 ft de profundidad (tvd)	62
Tabla 14. Duración de los NPT por pega	63
Tabla 15. Duración de los NPT por problemas del hueco	64
Tabla 16. Duración de los NPT por herramientas en subsuelo	65
Tabla 17. Resultados query totalidad de pozos perforados en el campo castilla entre enero de 2014 – abril 2015	77
Tabla 18. Query de costos	79
Tabla 19. Query duración de NPT's	81
Tabla 20. Query duración de la perforación	83
Tabla 21. Relación de variables	85
Tabla 22. Trenes de píldoras	94
Tabla 23. Fluid data para el Pozo A antes de la pérdida de circulación	102
Tabla 24. Rheology data para el Pozo A antes de la pérdida de circulación	102
Tabla 25. Transport analysis data para el Pozo A antes de la pérdida de circulación	102
Tabla 26. Hole section para el Pozo A antes de la pérdida de circulación con diámetro de 9"	102
Tabla 27. Hole section para el Pozo A antes de la pérdida de circulación con K1 superior ensanchado	102
Tabla 28. Evaluación del mecanismo de pega	110
Tabla 29. Fluid data para el Pozo A a la profundidad del punto de pega	111
Tabla 30. Rheology data para el Pozo A a la profundidad del punto de pega	111
Tabla 31. Simulaciones de limpieza para el Pozo A, a la profundidad del punto de pega durante perforación	112
Tabla 32. Fluid data para el Pozo A a total depth	115
Tabla 33. Rheology data para el Pozo A a total depth	115
Tabla 34. Simulación de limpieza a total depth durante perforación	116

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Sistema petrolífero del Campo Castilla	32
Cuadro 2. Resumen de los métodos de análisis causa-raíz	38
Cuadro 3. NPT presentes en cada pozo	67
Cuadro 4. Subtipos de NPT presentes en cada pozo	68
Cuadro 5. Clasificación de la información de consulta, dependiendo del mayor problema identificado	71
Cuadro 6. Áreas de investigación propuestas y parámetros a tener en cuenta	72
Cuadro 7. Barreras para los eventos de perforación	74
Cuadro 8. Elementos esquema tripod beta Pozo A	98
Cuadro 9. Causas asociadas a la caracterización de la formación	101
Cuadro 10. Causas asociadas a los parámetros operacionales adecuados	101
Cuadro 11. Causas asociadas a las características de fluido apropiadas	105
Cuadro 12. Tamaños de partícula del carbonato de calcio empleado	105
Cuadro 13. Causas asociadas al bombeo de píldoras	106
Cuadro 14. Causas asociadas al uso de nuevas tecnologías	107
Cuadro 15. Causas asociadas a las características de fluido apropiadas	108
Cuadro 16. Causas asociadas a medidas preventivas	108
Cuadro 17. Causas asociadas a la limpieza del hueco	111
Cuadro 18. Causas asociadas al control direccional	119
Cuadro 19. Causas asociadas al diseño adecuado del BHA	124
Cuadro 20. Causas asociadas al uso de nuevas tecnologías	126

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Rango	51
Ecuación 2. Tamaño del intervalo	51
Ecuación 3. Probabilidad	51
Ecuación 4. Tamaño de muestra	56

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Línea del tiempo del Pozo A	141
Anexo B. Esquema tripod beta para el Pozo A	142
Anexo C. Árbol de decisiones para pérdidas de circulación durante la perforación de la sección de 8.5" en el Campo Castilla	143

ABREVIATURAS

Las abreviaturas acá expuestas aplicarán para todo el documento de aquí en adelante.

NPT	Non Productive Time (Tiempo no productivo)
Km	Kilómetros
ROP	Rate of Penetration (Velocidad de Penetración)
RPM	Revoluciones por minuto
TOC	Total Organic Carbon (Carbono Orgánico Total)
mD	Milidarcies
TVD	True Vertical Depth
MD	Mesure Depth
°F	Grados Fahrenheit
Psi	Pounds per square inch
ft	Pies
BPD	Barriles por día
BPH	Barriles por hora
TVDSS	True Vertical Depth Sub Sea
USD	United State Dolars
cP	Centipoise
hr	Horas
AFE	Authorization for Expenditure
LWD	Logging While Drilling
MWD	Messure While Drilling
PWD	Pressure While Drilling
BHA	Bottom Hole Assembly
GPM	Galones por minuto
LCM	Loss Control Material
ODR	Original Drilling
Bbl	Barriles
Sxs/hr	Sacos por hora
RSS	Rotary Steerable System
PBL	Paul B Lee
STF	Stichting Tripod Foundation

GLOSARIO

ANÁLISIS CAUSA RAÍZ: método para la resolución de problemas que intenta evitar la recurrencia de un problema o defecto a través de la identificación de sus causas.

AUTHORIZATION FOR EXPEDITURE: tipo de documento que detalla los gastos propuestos para un determinado proyecto y autoriza a una persona o grupo a gastar una cierta cantidad de dinero para este proyecto.

AZIMUTH: ángulo formado entre la dirección de referencia (norte) y una línea entre el observador y un punto de interés previsto en el mismo plano que la dirección de referencia.

BOTTOM HOLE ASSEMBLY: configuración de tubería y equipos necesarios para la consecución de un Pozo. En el caso de la perforación hace referencia a la tubería de perforación con sus componentes, incluyendo la broca.

CAUSA RAÍZ: es el origen de un problema definido, relacionado con el personal, los procesos, las tecnologías y la organización.

DATA ANALYZER® ECP: herramienta que permite consultar la información ingresada en OpenWells basada en criterios de búsqueda únicos o combinados generando resultados tabulados o gráficos; permitiendo realizar análisis de intervenciones a Pozo históricas y en curso.¹

DOG LEG: hace referencia al cambio de inclinación por unidad de longitud de sección perforada y se expresa típicamente en grados/100 pies.

MATERIAL LCM: material sólido introducido de manera intencional en un sistema de lodo para reducir y finalmente impedir el flujo del fluido de perforación dentro de una formación débil, fracturada o vacuolar. En general, este material es de naturaleza fibrosa o en forma de placa, ya que los proveedores intentan diseñar lechadas que obturen y sellen las zonas de pérdida.

OPEN WELLS® ECP: software desarrollado por Halliburton y personalizado por Ecopetrol S.A. usado para el registro y la administración de datos de las operaciones de perforación y producción/inyección de Pozos de petróleo y gas.²

ORIGINAL DRILLING (ODR): Evento de Perforación Original, en el cual se registran todas las actividades desarrolladas a partir del recibo del equipo de

¹Ibíd., p3.

² ECOPETROL S.A., Cartilla “Gestión de la información de operaciones de perforación en OpenWells-ECP”, Versión 1, Febrero 2014, p3.

perforación hasta la sacada de BHA después de la cementación del último revestimiento o perforación de la última sección, en el caso de terminación en hueco abierto³.

PBL: sistema de flujo alterno de Paul B. Lee ®

PEGA DE TUBERÍA: situación en la que la tubería de perforación queda atascada en el Pozo imposibilitando su movimiento.

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN: se refiere a la reducción o la ausencia total del flujo de fluidos por el espacio anular cuando se bombea fluido a través de la sarta de perforación.

SURVEY: lectura de la inclinación, profundidad y la dirección del BHA en un punto en el espacio.

TIEMPO NO PRODUCTIVO (NON PRODUCTIVE TIME - NPT): tiempo gastado en actividades no planeadas dentro del proceso de perforación, las cuales generan retrasos y aumento de gastos para la operadora.

TRIPOD BETA: metodología de análisis causa raíz usada en casos de alto riesgo e incidentes complejos, pues su método es extenso y detallado. Es recomendable que sea aplicada por personas entrenadas y capacitadas en los temas a tratar.

WELL PLAN®: software desarrollado por HALLIBURTON, usado para resolver problemas de ingeniería durante las fases de diseño y operacional de perforación y completamiento de Pozos. Está compuesto por distintos módulos dentro de los que se encuentran: Análisis de hidráulicas, Well Control, Surgencia, Bottom Hole Assembly, Pega de Tubería, Velocidad crítica, entre otros.

WORKOVER: hace referencia a las intervenciones realizadas a un Pozo, que tienen como finalidad el aumento de la producción o la reparación del mismo; en donde se utilizan técnicas como slickline, coiled tubing o snubbing⁴.

WELLSERVICES: se refiere a actividades comunes dentro de la industria petrolera como: conducción de vehículos de servicio, monte o desmonte de equipo, limpieza y mantenimiento de herramientas. Además de actividades técnicas como cementación, fracturamiento, snubbing, pruebas de Pozo y wireline, entre otras.⁵

³ECOPETROL S.A. Op, cit., 2014, p3.

⁴ SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary. [en línea] [citado Julio 10 de 2016] Disponible de Word Wide Web: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/workover.aspx>

⁵ CAREERS IN OIL + GAS. Build a career in oil + gas. [en línea] [citado Julio 10 de 2106]. Disponible de Word Wide Web: <http://www.careersinoilandgas.com/build-your-career/working-in-oil->

RESUMEN

Se propuso una metodología de análisis causa raíz, para analizar el proceso de perforación del Pozo A del Campo Castilla, con el fin de diagnosticar la causa raíz de los problemas presentados durante dicho proceso, y así generar aprendizaje que permita evitar la ocurrencia de problemas durante la perforación de Pozos nuevos. Esto se propone, para que la planeación de las actividades pueda ser más cercana a la realidad y así evitar sobrecostos que afecten la economía y las ganancias de la empresa

Para establecer las características del Campo Castilla se realizó una revisión de las generalidades de dicho Campo, .de donde conviene mencionar que el Campo Castilla pertenece a la Cuenca de los Llanos orientales; atravesando las formaciones Une, Gacheta, Guadalupe, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad; donde la formaciones Une y Gacheta son de gran importancia, al ser las formaciones productoras. Además, el Campo Castilla lleva 41 años de producción y actualmente es el principal campo productor de crudo del país. Todo ello es esencial conocerlo para relacionar el efecto y la incidencia de la litología dentro de la ocurrencia de actividades no planeadas.

También, se llevó a cabo una investigación a cerca de las diferentes herramientas y metodologías empleadas dentro de los análisis de causa raíz, con el objetivo de plantear una metodología de análisis para las actividades de perforación. De allí fue posible plantear un procedimiento basado en la metodología Tripod Beta, cuyos derechos de autor actualmente son propiedad de la fundación Stichting Tripod Foundation (STF)

El procedimiento propuesto consta de 15 pasos, divididos en cinco etapas principales. La primera etapa es la selección del objeto de estudio, para lo cual se requiere de la obtención y organización de información proveniente de Open Wells ECP ®; además de la realización de un análisis estadístico, con el fin de identificar el Pozo más crítico. La segunda etapa es la recolección de la información, donde se debe realizar una revisión de las diferentes fuentes de información con que cuenta Ecopetrol S.A, para así recopilar toda la documentación relevante para el análisis a realizar. La tercera etapa consiste en la organización de la información recolectada en la etapa anterior y concluye en la elaboración de una línea del tiempo. La cuarta etapa es el análisis de la información, para lo cual se decide aplicar la metodología Tripod Beta. Por último, la quinta etapa es el diagnóstico de las causas raíz de los problemas presentados en el Pozo, donde se logran identificar las causas raíz de los problemas y recopilar todo en el esquema Tripod Beta.

[plus-gas/occupation-summaries/well-services-helpers,-labourers-and-semi-skilled-workers.aspx#.V40dRtLhDcd](https://www.who.int/publications/m/item/plus-gas/occupation-summaries/well-services-helpers,-labourers-and-semi-skilled-workers.aspx#.V40dRtLhDcd)

Para la selección de un Pozo de estudio dentro de una población de 63 Pozos, se comenzó definiendo como criterios de selección: el costo de la perforación, la duración de la perforación y la duración de los tiempos no planeados. Seguido a esto, se realizó un análisis estadístico, en el que se realizó un análisis de frecuencia y se calculó un tamaño de muestra correspondiente a 15 Pozos. A continuación, se analizaron los NPTs ocurridos en la población de estudio y de allí se concluyó que los principales problemas están relacionados con: pega de tubería, problemas de hueco y herramientas en subsuelo; además dichos problemas presentan mayor ocurrencia entre los 6000 ft y los 9000 ft de profundidad. Posteriormente se analizaron los subtipos de NPT y se determinó que los que se presentan con mayor frecuencia son: geometría del hueco, hueco apretado, pérdida de circulación, Heavy Weight/Drill Pipe y Rotary Steerable System. Para finalmente seleccionar el Pozo A, ya que se define como el más crítico, al cumplir con todos los aspectos anteriormente mencionados.

Al aplicar la metodología propuesta al pozo de estudio, la actividad inicial fue la construcción de una línea del tiempo que permitiera identificar los instantes en los cuales las actividades realizadas se alejaron de las planeadas, dicha línea del tiempo fue construida con base en el Programa de Perforación del Pozo y en los Reportes Diarios de Perforación; en conjunto con documentos propios del proceso de perforación de pozos tales como el Recap de lodos, el Incident log, el modelo geomecánico, el survey, y archivos de parámetros operacionales en formato. LAS; con el fin de identificar los parámetros operacionales empleados y determinar si fueron los adecuados dentro de la operación. Y finalmente, todo el análisis realizado concluye en un esquema donde se presentan elementos tales como: el objeto, el evento, la amenaza, eventos/amenaza, las barreras asociadas, y como conclusión unas causas inmediatas, precondiciones y causas raíz.

Dicho análisis permitió reconocer que el principal factor que llevó a la ocurrencia de los problemas operacionales en el Pozo A, fue la presencia de fracturas naturales; asociando esto a la importancia del conocimiento de la litología a atravesar y a los parámetros operacionales requeridos, para trabajar en una zona delicada como esta. Igualmente, se evidenció la importancia de llevar a cabo acciones preventivas, tomando en cuenta lecciones aprendidas en Pozos perforados previamente y recomendaciones hechas durante la planeación de la perforación del Pozo; así como el beneficio que puede generar el uso de nuevas tecnologías durante la perforación de un Pozo nuevo. Por último, se comprueba la importancia de darle un manejo adecuado de la situación, cuando se presenta un evento inadecuado, con el fin de evitar que desencadene otros eventos que dificulten la operación y generen sobrecostos; como lo fue el caso del Pozo A, donde una pérdida de circulación incontrolada, asociada a la inestabilidad de K1 superior, condujo a una pega de tubería y terminó en la perforación de un side track.

Palabras Clave: Campo Castilla, análisis de causa raíz, Tripod Beta.

INTRODUCCIÓN

La perforación de Pozos petroleros es una actividad indispensable dentro de la producción de hidrocarburos. Sin embargo, es una de las más costosas y de las que requieren mayor cuidado pues está sujeta a sufrir de muchos eventos no planeados, que si no se controlan de la mejor manera pueden culminar en la pérdida del Pozo.

En Enero de 2015 cuando la crisis por la baja en los precios del petróleo alcanzó un punto crítico, las actividades de exploración se vieron afectadas por los altos precios que acarrea la perforación de los Pozos. Con el fin de entender el efecto de los costos, se decidió analizar las actividades de perforación de los Campos administrados por Ecopetrol S.A. y se encontró que el Campo Castilla era el Campo que presentaba mayores NPT y a su vez era el que presentaba mayores volúmenes de producción, después del Campo Rubiales.

La idea de generar mejores prácticas durante la perforación, que permitan disminuir las actividades no planeadas y lleven a la reducción de los costos del proceso de perforación, tomó fuerza, especialmente en medio de la crisis. Por lo que el objetivo de esta investigación se enfoca en desarrollar una metodología de análisis causa raíz de las actividades de perforación en el Campo Castilla, en el período Enero 2014 – Abril 2015.

Por lo tanto, este proyecto busca responder las siguientes dos preguntas de investigación: ¿Cuáles son los factores que están generando el aumento de NPT en el Campo Castilla?; y ¿Es posible determinar dichas causas raíz mediante la aplicación de una nueva metodología de investigación dentro de Ecopetrol S.A.? Para responder dichas preguntas, se consultaron las herramientas propias de un análisis causa raíz y las diferentes metodologías ya existentes. Además, se decidió analizar la perforación de un Pozo seleccionado, mediante un procedimiento propuesto, dentro del cual se aplicó la metodología Tripod Beta, acompañado de dos herramientas gráficas: una línea del tiempo y el esquema Tripod Beta.

Inicialmente, se realizó una revisión de las generalidades geológicas del Campo Castilla; lo cual permitió la identificación de las formaciones que componen la columna estratigráfica del Campo, y con ello los diferentes tipos de rocas que se pueden encontrar durante la perforación de Pozos. Esto es muy importante, pues dentro de la investigación se logró determinar que gran parte de la ocurrencia de NPT se concentra entre las profundidades de 6000 a 9000 ft; permitiendo establecer una relación entre la litología y la presencia de actividades no planeadas durante la perforación.

Paso a seguir, se debió generar una profunda familiarización con documentos propios de la perforación tales como la planeación del Pozo (Programa de

Perforación), los reportes diarios de perforación, el registro de incidentes (Indicent log), el Recap de lodos, los documentos de parámetros en formato .LAS y el survey. Esto permitió contrastar los parámetros planeados para la perforación y los parámetros empleados realmente.

Al concluir esta investigación se expondrá la aplicación de la metodología propuesta al Pozo de estudio y se podrán determinar las causas raíz de los NPT presentados durante la perforación de dicho Pozo. Además, se presentarán las diferencias y similitudes entre la metodología empleada actualmente por Ecopetrol S.A. y la desarrollada en este documento.

De esta manera, en la sección 1 se presentan las generalidades geológicas del Campo Castilla, donde se exponen las características de las formaciones que componen la columna estratigráfica del Campo, la geología del petróleo de dicho Campo y el historial de producción del Campo. En la sección 2 se encontrarán las bases teóricas del análisis causa raíz, donde se explicarán las diferentes metodologías y se hará énfasis en la metodología Tripod Beta. En la sección 3 está el proceso de selección del Pozo de estudio. En la sección 4 se habla del procedimiento propuesto paso a paso. En la sección 5 se presenta el procedimiento propuesto aplicado al Pozo seleccionado. En la sección 6 está la comparación de los dos procedimientos. Y por último, se presentan las conclusiones de esta investigación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Proponer 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.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Castilla.
2. Identificar los Pozos del Campo Castilla que presenten mayores NPT, mayores costos y el mayor tiempo de perforación, durante el tiempo de estudio, mediante un análisis estadístico.
3. Seleccionar la herramienta para realizar el análisis de las causas raíz de los problemas durante las operaciones de perforación de un Pozo.
4. Proponer una metodología para el análisis de las causas raíz de los problemas en las operaciones de perforación de un Pozo en estudio.
5. Aplicar la metodología propuesta mediante el análisis de la operación de perforación de los Pozos con la información requerida
6. Comparar los resultados obtenidos con la metodología propuesta, con los resultados de la metodología de investigación de Ecopetrol.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

Este capítulo expone la descripción de las generalidades geológicas del Campo Castilla, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales; incluyendo la historia, localización, marco geológico, geología del petróleo y la historia de producción del Campo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

Los trabajos de exploración en la zona de la Cuenca de los Llanos Orientales comenzaron en el año 1945, pero fue hasta el año 1969 que se dio el descubrimiento del Campo Castilla por la compañía Chevron Petroleum Company bajo el Contrato de Concesión Cubarral N° 1820, con el Pozo Castilla 1, el cual fue explotado años más tarde debido a las características del crudo y a la falta de infraestructura de transporte⁶.

En el año 1975 se firmó el primer contrato de asociación del país entre Chevron y Ecopetrol, luego de que Chevron entregara el contrato de concesión al Ministerio de Minas, este hecho permitió que Chevron operara el campo desde el 31 de enero de ese año hasta el 30 de enero de 2000, para un total de 25 años. Durante este tiempo se extrajeron 94 millones de barriles de crudo, correspondientes al 4% de las reservas del campo⁷.

Para el año 1993 Chevron elaboró un Estudio Integrado de Yacimientos, el cual, posteriormente, fue complementado por la Gerencia de Yacimientos de Ecopetrol con una reevaluación geológica, que inició en 1998, y una simulación que terminó en la evaluación integrada de Yacimientos del Campo Castilla en el 2004⁸.

El 31 de enero de 2000 se revirtió el contrato de Asociación y Ecopetrol quedó a cargo del Campo Castilla, Castilla Norte y Castilla Este⁹. Sin embargo, Chevron continuó con la administración de los campos por seis meses más, y fue hasta el 1 de agosto de 2000 que Ecopetrol asumió la administración de los tres campos¹⁰, cuya ubicación se observa en la Figura 1.

⁶ QUINTERO, Diana; LEAL, Cesar Andrés. JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DEL CLUSTER 87, POZOS CA356, CA357, CA358, CA359, CA360, CA361, CA423 y CA446. ECOPETROL S.A. Enero 2014

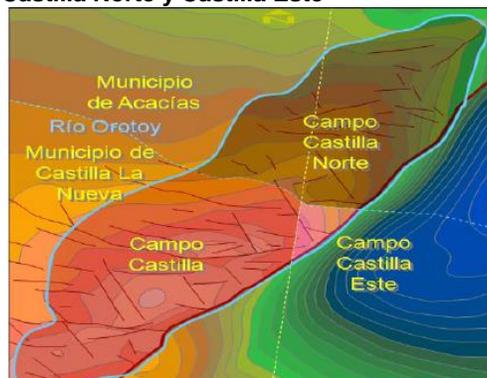
⁷ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado Septiembre 26 de 2015] Disponible de Word Wide Web: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm

⁸ QUINTEO, Diana. Op. Cit.

⁹ RODRÍGUEZ REINOSO, Guillermo. Se revierte primer contrato de asociación de petróleo. El Tiempo. [en línea] Abril 19 de 2000 [citado Septiembre 26 de 2015] Disponible de Word Wide Web: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1211777>

¹⁰ ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Op. Cit.

Figura 1. Ubicación Campo Castilla, Castilla Norte y Castilla Este



Fuente. Trabajo de grado “Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del Campo Castilla”

1.2 LOCALIZACIÓN

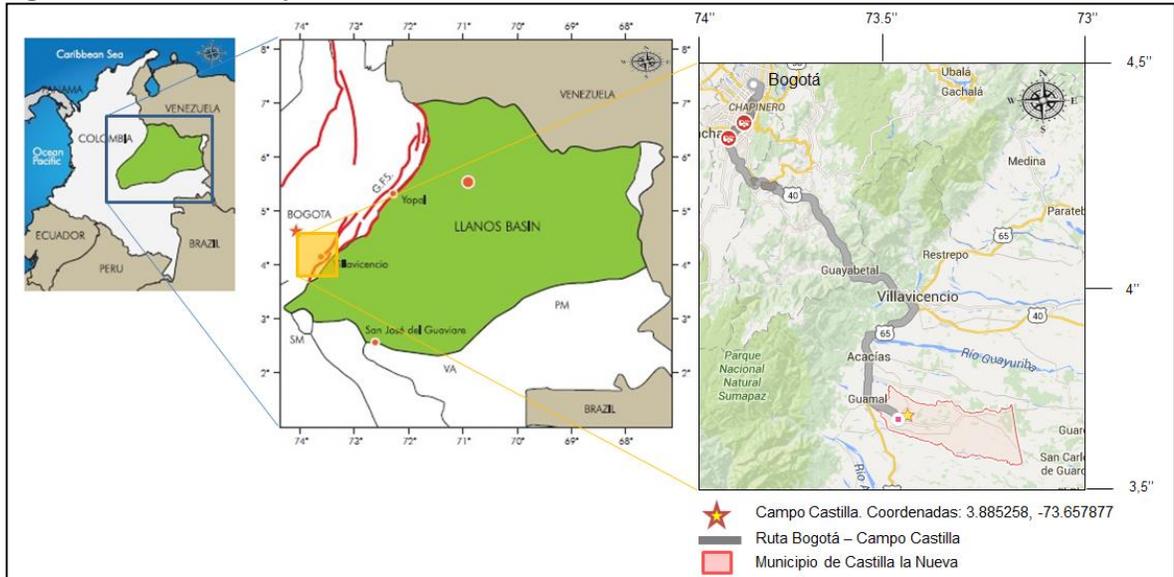
El Campo Castilla se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta, entre los municipios de Acacias y Castilla la Nueva, a 30 Km al sur de Villavicencio y a 156 km de Bogotá. El recorrido a realizar es de 90 km Bogotá - Villavicencio, 30 km Villavicencio – Acacias y 36 km Acacias - Castilla la Nueva, como se observa en la Figura 2.¹¹

La ruta que se debe seguir para llegar al Campo Castilla desde la ciudad de Bogotá es el siguiente: se debe tomar la vía que sale por el sur de la ciudad, denominada Ruta 40. Luego de cruzar los municipios de Chipaque, Tablón, Quetame y Guayabetal se llega a la ciudad de Villavicencio. Allí, se toma la salida por el sur de la ciudad que lleva a la Ruta 65 y conduce al Occidente del país, rumbo al municipio de Acacias. Cruzando el municipio de Acacias a 5 Km, en el municipio de Guamal, se toma el desvío al Oriente para tomar la carretera que conduce al municipio de Castilla la Nueva.¹²

¹¹ ARIAS MARTINEZ, Heydy 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). Trabajo de grado Geología. Bogotá D.C. Universidad Industrial de Santander. Programa de Geología. 2012.

¹² Ruta creada a partir de Google Maps.

Figura 2. Ubicación Campo Castilla



Fuente. Google Maps, Mayo 28 de 2015

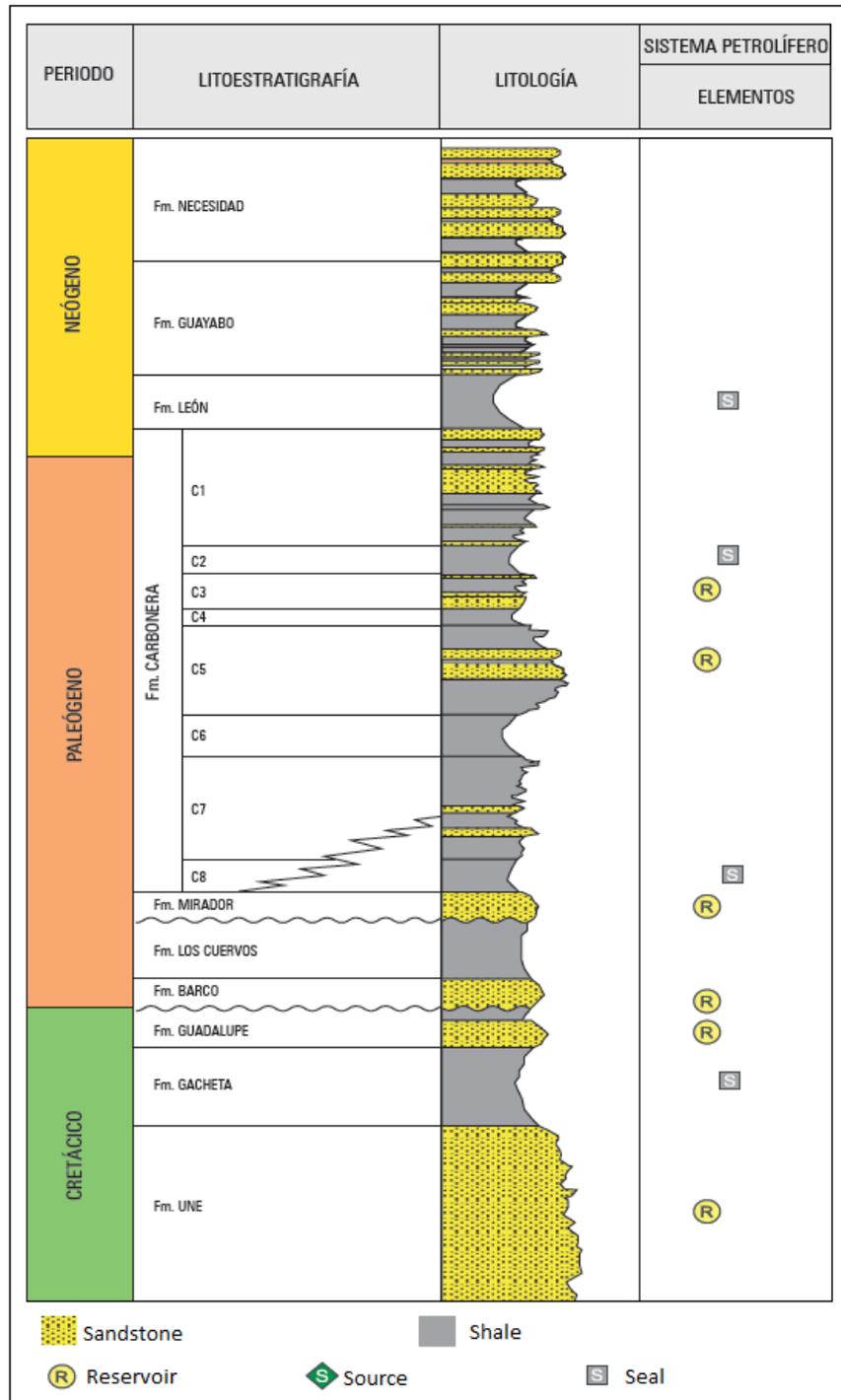
1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se encuentran las generalidades de la geología en el Campo Castilla, presentando la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo.

1.3.1 Columna estratigráfica. La Columna estratigráfica presentada en la Figura 3 expone la secuencia geológica compuesta por las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales, la cual comprende rocas desde el período Cretáceo al Neógeno.

1.3.2 Estratigrafía. Esta sección contiene una breve descripción de las formaciones geológicas perforadas en el Campo Castilla; la cual contiene aspectos como edad, características litológicas, espesor, ambiente de depositación y relación de las rocas que la infra y la suprayacen.

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, 2012, p.46; modificado por las autoras.

1.3.2.1 Formación Une. “La secuencia cretácica ha recibido, operacionalmente varias denominaciones: en el área del Meta se denomina K2 a la unidad de areniscas correspondientes a la Formación Une.”¹³

Según Fabre (1958)¹⁴ ha sido formada entre el Albiano y el Cenomaniano inferior. Consta de grano medio a grueso, con una selección entre moderada y pobre; incluye predominantemente areniscas ricas en cuarzo, moderadamente compactadas, que representan un excelente reservorio incluso a grandes profundidades; con algunas intercalaciones lutíticas en la sección superior¹⁵. Su espesor varía hacia el noroeste, con un valor de cero en el límite de erosión; 50 a 350 pies en el Meta, 300 a 600 pies en Arauca y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero.¹⁶ Los ambientes deposicionales son canales fluviales en la base y depósitos marinos en la parte superior. La Formación suprayace con un contacto discordante un basamento ígneo metamórfico del triásico e infrayace con la Formación Gachetá con un contacto concordante.

1.3.2.2 Formación Gachetá. “Formación Gachetá, equivalente en el sur a la parte inferior de la Unidad K1.”¹⁷

Según Ingeominas¹⁸ pertenece al Cretácico, Turoniano temprano – Coniaciano. Contiene intercalaciones de areniscas y lutitas de color gris a gris oscuro; areniscas basales que alcanzan los 328 pies de espesor y areniscas de nueve a 32 pies de espesor; las areniscas son limpias de arcilla pero presentan niveles calcáreos y contenido de glauconita.¹⁹ El espesor aumenta hacia el noroccidente, con un valor máximo de 600 pies en el sector suroccidental de la cuenca.²⁰ El ambiente de depositación es marino. La Formación suprayace la Formación Une con un contacto concordante e infrayace con la Formación Guadalupe

1.3.2.3 Formación Guadalupe. “Formación Guadalupe (K1 superior, del área del Meta)”²¹

¹³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre 2012, p 47.

¹⁴ JULIVERT M., Amérique Latine, Vol 4, Primera parte, Paris, 1968, p. 460.

¹⁵ SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 1. Diciembre 2011, p. 103.

¹⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 48

¹⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 47

¹⁸ MORALES, Carlos Julio. Integración de la Cartografía Geológica de los Llanos Orientales: departamentos del Meta y sector suroccidental del departamento del Casanare – Planchas 248, 249, 250, 251, 252, 267, 268, 269, 270 y 271, Instituto Colombiano de Geología y Minería Ingeominas, Septiembre 2010, p. 18.

¹⁹ SARMIENTO, Luis F., Op., Cit., p. 103.

²⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 48

²¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 47

Según BÜRGL (1961)²² pertenece al Cretácico Superior, desde la parte superior del Coniaciano hasta el Maestrichtiano. Incluye areniscas estuarino mareales y lutitas; las areniscas son redondeadas, predominantemente de grano medio, granos de cuarzo con una selección entre moderada y buena; de acuerdo con la clasificación de Folk (1980) son cuarzoarenitas.²³ El espesor de esta formación aumenta hacia el Piedemonte, con valores de cero en las cercanías del escudo Guyanés y valores de más de 600 pies en el Piedemonte.²⁴ Los ambientes deposicionales son canales estuarinos, influenciados por canales marinos y barras. La Formación suprayace la Formación Gachetá e infrayace con un contacto discordante la Formación Barco.

1.3.2.4 Formación Barco. Según NOTESTEIN, HUBMAN & BOWLER (1944)²⁵ la edad de esta formación es Eoceno inferior. Se compone de areniscas, limolitas y lutitas; las areniscas son limpias, grano de medio a fino, buena selección y según la clasificación de Folk (1980) predominantemente cuarzo arenitas.²⁶ Su espesor varía entre los 492 y los 912 pies. Ambiente deposicional continental con barras de arena. Suprayace la Formación Guadalupe con un contacto discordante e infrayace la Formación Los Cuervos con un contacto concordante.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Según VAN DER HAMMEN (1958)²⁷ la edad de la Formación es Paleoceno y Eoceno inferior. Consta de shales carbonáceas, gris oscuras, arcillitas intercaladas con limolitas micáceocarbonosas, areniscas de grano fino y carbones. El espesor varía entre los 804 y los 1607 pies. Ambiente de depositación continental. Suprayace con un contacto concordante la Formación Barco e infrayace la Formación Mirador con un contacto discordante.

1.3.2.6 Formación Mirador. Según HUBACH (1957)²⁸ se le asigna una edad del Eoceno inferior y medio. Incluye grano grueso y con una selección pobre; de acuerdo con la clasificación de Folk (1980) las areniscas varían de sublitarenitas en la parte inferior, a cuarzoarenitas en la parte superior.²⁹ El espesor aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies. El ambiente de depositación en la parte inferior es de tipo fluvial y en la parte superior es de tipo marino. La Formación suprayace con un contacto discordante la Formación Los Cuervos e infrayace la Formación Carbonera con un contacto concordante.

²² JULIVERT M., Op., Cit., p. 247.

²³ SARMIENTO, Luis F., Op., Cit., p. 103.

²⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 48

²⁵ DE PORTA J., Amérique Latine, Vol 5, Decima parte, Paris, 1974, p. 81.

²⁶ SARMIENTO, Luis F., Op., Cit., p. 104.

²⁷ DE PORTA J., Op., Cit., p. 333.

²⁸ DE PORTA J., Op., Cit., p. 367.

²⁹ SARMIENTO, Luis F., Op., Cit., p. 104

1.3.2.7 Formación Carbonera. PORTA (1974)³⁰ le asigna a esta formación una edad Oligoceno Inferior a Mioceno Inferior. Esta formación está comprendida por ocho unidades que corresponden a facies deltaicas y de estuario; que componen una secuencia alternante de arenas y arcillolitas con algunos niveles muy delgados de carbón lignítico. Además, tiene un espesor de 3300 ft.

El ambiente de depositación de esta formación se interpreta como barras de estuarios, lagos o bahías. Presenta contactos de tipo concordantes en su parte inferior y superior con las Formaciones Mirador y León, respectivamente. Esta formación, se ha dividido en ocho unidades o miembros, en el área del Piedemonte Llanero, donde los números impares (C1, C3, C5 y C7) corresponden, principalmente, a secuencias clásticas, en su mayoría areniscas cuarcíticas, limolitas, con intercalaciones de arcillolitas coloreadas, propias de una depositación en ambientes fluviales. En estos miembros impares es común encontrar trazas de carbón. Por otro lado, los números pares (C2, C4, C6 y C8) corresponden a unidades arcillosas, predominando las lutitas grises y verdosas, propias de ambientes marinos.

- **Unidad C8 (Lutita E4).** Miembro compuesto por intercalaciones de arena arcillolita con delgados niveles de limolita. La arena se caracteriza por ser cuarzosa; la arcillolita por ser gris clara, en su mayoría firme; la limolita presenta un color de marrón medio a oscuro, moderadamente firme; blocosa a sublamina; y, presenta, abundantes inclusiones carbonosas, con aspecto de lutita no calcárea. Su ambiente deposicional es probablemente de planicie costera y tiene, aproximadamente, 450 pies de espesor.
- **Unidad C7.** Compuesta por arenas con intercalaciones delgadas de limolitas y pequeñas trazas de arenisca. La arena se caracteriza por ser translúcida, gris clara y blanca translúcida con tamaños de grano fino a medio. Tiene aproximadamente 585 pies de espesor.
- **Unidad C6 (Lutita E3).** Miembro constituido principalmente por intercalaciones de lutitas y arcillolitas al tope y niveles de arena en la base, que marcan la entrada a la unidad C7. Se identifican trazas de pirita, carbón y dolomita. Tiene, aproximadamente 460 pies de espesor.
- **Unidad C5.** Formación constituida por intercalaciones de lutitas, arcillolitas grises, arenas y limolitas, en menor proporción. La lutita es de color gris claro a gris medio; la arcillolita es de color gris claro, blocosa, moderadamente soluble, ligeramente limosa y no calcárea; la arena es cuarzosa, translúcida, de grano fino a medio; y, la limolita es de color blanco y de marrón oscuro a medio, en menor proporción. Con un espesor de 1034 pies, aproximadamente.

³⁰ PORTA, Jaime. Léxico Internacional de Estratigrafía. París 1974. p. 207.

- **Unidad C4.** Unidad compuesta por lutitas, principalmente, con presencia reducida de limolitas y arcillolitas. La limolita se presenta hacia el tope y hacia la parte media, en la parte basal se encuentran pequeñas intercalaciones de arcillolitas. Tiene aproximadamente 200 pies de espesor.
- **Unidad C3.** Esta unidad presenta capas de arenitas de grano fino, bien seleccionada, y lutitas carbonosas de color pardo oliva. Es posible encontrar delgadas capas de arcillolitas entre las capas de arenisca, donde los contactos entre dichas capas son irregulares. Presenta un espesor de 230 pies, aproximadamente.
- **Unidad C2.** Miembro que presenta niveles de arcillolita color púrpura, intercalados con limolita y arena en el tope. La arena y la limolita disminuyen hacia la parte media y la base, donde se encuentra la lutita. Su espesor promedio es de 1991 pies.
- **Unidad C1, Arenisca Inferior.** Tramo caracterizado por presentar niveles de arcillolita con limolita y arenisca en el tope. Hacia el medio y la base los niveles de arenisca y arcillolita son menores. Presenta niveles de carbón y minerales como la piritita y la mica. Su espesor es de 360 pies, aproximadamente.
- **Shale E3.** Miembro que presenta un incremento de lutita en su tope y, en general, está compuesto por lutita con niveles de arcillolita de poco espesor que incrementa con la profundidad. Su espesor es de 348 pies, aproximadamente.
- **Unidad C1, Arenisca Superior.** Unidad conformada por arena en su parte superior. Con intercalaciones de arena, arcillolita y niveles de limolita en el tope y, en la base, presencia de arcillolita con intercalaciones de limolita. Además, esta unidad también contiene niveles de carbón, nódulos de siderita y piritita. Se reporta un espesor de 250 pies, aproximadamente.

1.3.2.8 Formación León. Según NOTESTEIN, HUBMAN & BOWLER (1944)³¹ tiene una edad comprendida entre el Oligoceno superior y el Mioceno inferior. Incluyen predominantemente shales de color gris y gris verdoso, con delgadas capas de areniscas carbonáceas; en la parte superior e inferior los shales tienen a pasar a limos. Alcanza espesores máximos de 2500 pies. La formación se depositó en ambientes lacustres con predominio de aguas dulces. La Formación suprayace con un contacto discordante la Formación Carbonera e infrayace la Formación Guayabo con un contacto concordante.

³¹ DE PORTA J., Op., Cit., p. 323.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Según NOTESTEIN, HUBMAN & BOWLER (1944)³² tiene una edad comprendida entre el Oligoceno superior y el Mioceno inferior. Contiene arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, con niveles de conglomerados y ocasionalmente con niveles de carbón hacia el tope; en la parte central de la cuenca hay presencia de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso. Su espesor varía entre los 2000 y los 13000 pies. El ambiente deposicional hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental; en el área del Meta tiene mayor dominio continental. La Formación suprayace con un contacto concordante la Formación León e infrayace la Formación Necesidad con un contacto discordante³³.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Según el Servicio Geológico Nacional (1967)³⁴ su edad ha sido considerada como Plioceno o Pleistoceno. Está compuesta por arcillas de color rojo y azulado con intercalaciones de areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados; contiene además una asociación de minerales pesados a base de ilmenita, rutilo, zircón y turmalina. El ambiente de depositación es fluvial. La Formación suprayace con un contacto discordante la Formación Guayabo.

1.3.3 Geología Estructural. El Campo Castilla tiene una estructura que corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60°E, de cinco kilómetros de ancho y 13 kilómetros de largo y limita al este por una falla inversa. Una serie de fallas normales e inversas con dirección noreste-sureste, afectan la estructura del Campo. Las fallas inversas presentan saltos que varían entre los 30 y 50 pies, mientras que las fallas normales tienen saltos que varían de 30 a 120 pies. Por otro lado, las presiones estimadas para los Pozos a través de todo el campo muestran una relativa uniformidad areal de la presión, por lo que se sugiere que las fallas no son de carácter sellante, además el contacto agua-petróleo no presenta cambios abruptos en ambos lados de las fallas.

1.3.4 Geología del Petróleo. Esta sección contiene una breve descripción del Sistema Petrolífero del Campo Castilla, resumida en el Cuadro 1.

³² DE PORTA J., Op., Cit., p. 259.

³³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 52.

³⁴ DE PORTA J., Op., Cit., p. 378

Cuadro 1. Sistema Petrolífero del Campo Castilla

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES
Roca Generadora	Fm. Gachetá	TOC: 1,0 – 3,0% (Bueno a muy bueno) Kerógeno Tipo II y III Espesor Efectivo 50 – 100 m
Roca Reservorio	Fm. Carbonera Fm. Mirador Fm. Guadalupe Fm. Une	Areniscas Porosidad: 10 – 30%
Roca Sello	Fm. León* Fm. Carbonera (Intervalos pares) Intervalos lutíticos Fm. Guadalupe Fm. Gachetá	*Sello Regional Las demás unidades como sellos locales e intrafomales

Fuente. Modificado. MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Rioacha, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, ANH. [en línea] Diciembre 2009 [citado Septiembre 26 de 2015] Disponible de Word Wide Web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20%Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20%Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

1.3.4.1 Roca Generadora. La roca generadora en los Llanos Orientales es la Formación Gachetá en el Cretáceo Tardío, es considerada “la roca donde el petróleo migró hacia la parte oriental de la cuenca, con Kerógeno tipo II y III, total contenido de materia orgánica (TOC) valorada en un rango de 1-3% y un espesor de 150 a 300 pies”³⁵. La materia orgánica para el Kerógeno II (Alginita) era proveniente de algas lacustres o lagos anóxicos y con gran capacidad para generar hidrocarburos líquidos; para el tipo de Kerógeno III de material leñoso y celulósico de plantas terrestres con generación de gas principalmente.³⁶

³⁵ ANH, Colombian Sedimentary Basins, Colombia, 2007, p. 71.

³⁶ MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Rioacha, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, ANH. [en línea] Diciembre 2009 [citado Septiembre 26 de 2015] Disponible de Word Wide Web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20%Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20%Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

1.3.4.2 Roca Reservorio. En el Campo Castilla, las principales rocas almacenadoras pertenecen a la formación Guadalupe (K1 Superior) y la formación Areniscas Inferiores – Une (K2). La unidad K2 ha sido objetivo principal de producción por Ecopetrol S.A. por su mecanismo de empuje por acuífero activo. Los valores de porosidad para K1 se aproximan a 19,5% y para K2 entre 10,8 y 28%, presentan permeabilidades mayores a un Darcy, con un promedio de 1180 mD para K1 y de 1660 mD para K2.

1.3.4.3 Migración. La cuenca de los Llanos Orientales cuenta con un tipo de migración primaria y secundaria ya que una vez generado petróleo en la roca madre este migró hacia las rocas porosas (arenas) ubicadas debajo y arriba de la misma (migración primaria) donde ocurrió la acumulación de hidrocarburos. La migración secundaria ocurrió dentro del mismo yacimiento en donde, según la orientación de las capas geológicas, el petróleo migró³⁷. Se creó que el proceso de migración primaria ocurrió en el Mioceno Tardío, y se asume que gran parte de los hidrocarburos generados emigraron desde las rocas Cretáceas hasta encontrar una barrera que previno la migración vertical y lateral.

1.3.4.4 Roca Sello. El sello regional de la cuenca es la Formación León, mientras que las unidades pares de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Por otro lado se presentan sellos intraformales, que son las lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe.³⁸

1.3.4.5 Trampa. El entrampamiento de hidrocarburos es de tipo estructural y se encuentra ubicado hacia la parte Oeste del Piedemonte Llanero; es de tipo mixto estratigráfico primario. Donde las actividades de exploración en el Campo Castilla se concentran en fallas normales antitéticas y en un anticlinal limitado al Este por una falla inversa debido al proceso de compresión³⁹. De igual manera, se ha encontrado evidencia de procesos de movilización entre fallas tectónicas. Las trampas están constituidas por unidades estratigráficas del Cretáceo y Terciario, apoyado por el cabalgamiento que se presenta en la zona.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El Campo Castilla comienza su etapa de producción en el año 1975 bajo un contrato de asociación durante 25 años, en los cuales se recuperaron 94 millones de barriles de crudo con un porcentaje de recobro de aproximadamente el 4% de las reservas.⁴⁰

³⁷ MOJICA, Jairo. Op. Cit. 2009.

³⁸ ANH. Op. Cit. 2007

³⁹ Ibid. 2007

⁴⁰ ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Op. Cit.

Una vez el Campo Castilla pasó a ser operado directamente por Ecopetrol S.A. en el año 2000, su producción era de aproximadamente 13000 BPD y desde entonces se ha evidenciado un incremento en la producción a lo largo del tiempo.

Para el año 2005 se reportó una producción promedio de 45143 BPD, lo que indica que la producción del Campo en los últimos diez años ha incrementado en un 37%, como se observa en la Gráfica 1.⁴¹

Durante el mes de noviembre del año 2015 el campo Casilla alcanzó su máxima producción promedio, la cual fue de 125699 barriles de petróleo, con lo cual superó la producción del año 2014 en 17000 PBD.

Adicionalmente, se posiciona a nivel nacional como el mayor campo productor de Ecopetrol S.A. con un aporte del 12% de la producción del país y el 21% de la producción directa de Ecopetrol.⁴²

Gráfica 1. Historia de Producción de petróleo anual del Campo Castilla



Fuente. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe estadístico petrolero. Hoja Prod x campo bpd [en línea] [citado Marzo 3 de 2106]. Disponible de Word Wide Web: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>. Modificado por las autoras.

⁴¹ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe estadístico petrolero. Hoja Prod x campo bpd [en línea] [citado Marzo 3 de 2106]. Disponible de Word Wide Web: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>

⁴² ECOPETROL S.A. Boletines 2015. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción [en línea] Diciembre 2015 [citado Marzo 3 de 2016]. Disponible de Word Wide Web: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>

1.4.1 Método de producción. El Campo Castilla cuenta con un yacimiento de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es empuje de agua fuerte, teniendo en cuenta que se encuentra soportado por un acuífero regional de gran tamaño.⁴³

Sin embargo, debido a que el Campo Castilla lleva 41 años de producción, el yacimiento se encuentra depletado y fue necesaria la instalación de sistemas de levantamiento artificial. Actualmente el Campo cuenta con sistema de bombeo mecánico y sistema de bombeo electrosumegible, los cuales aportan energía adicional para llevar el crudo pesado desde el yacimiento hasta superficie⁴⁴.

1.4.2 Características del yacimiento. A partir de estudios realizados durante la maduración del yacimiento, se han obtenido datos de las propiedades de los yacimientos del Campo Castilla, los cuales se encuentran en la Tabla 1

Tabla 1. Propiedades de los yacimientos Campo Castilla

Campo Castilla	Unidad	Unidad
	K1-K2	T2
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
Saturación inicial de agua (%)	15%	20%
Gravedad °API	12.5	9
Viscosidad aceite (cP) @ Tem 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. QUINTERO, Diana; LEAL, Cesar Andrés. JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DEL CLUSTER 87, POZOS CA356, CA357, CA358, CA359, CA360, CA361, CA423 y CA446. ECOPETROL S.A. Enero 2014

⁴³ ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Op. Cit.

⁴⁴ INDUPETROL. Campo Castilla [en línea] [citado Julio 10 de 2016] Disponible de <http://181.49.158.75/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CASTILLA.pdf>

2. METODOLOGÍA CAUSA-RAÍZ

Este capítulo contiene los fundamentos teóricos para la selección de la herramienta de análisis, para el desarrollo de una metodología causa raíz. Se incluyen aquí, las etapas de un análisis causa – raíz, las ventajas y desventajas de cada una de las herramientas, y finalmente la descripción de la herramienta seleccionada, Tripod Beta.

La metodología de análisis Causa-Raíz es un método que permite encontrar la “causa raíz” de un problema, con el fin de corregir o eliminar la causa y a su vez evitar que el problema se presente nuevamente.

Según Wilson P.⁴⁵ es “una potente herramienta para identificar, registrar y representar visualmente las posibles causas de un problema. En lugar de los problemas y su efecto apareciendo vasto e insoluble, el análisis causa-raíz descompone el problema en partes más pequeñas y manejarlas más fácilmente”

El documento DOE Guidelines de la RCA Guidance⁴⁶(1992) considera básica “la investigación y reporte de las causas de los sucesos para permitir la identificación de las acciones correctivas adecuadas para prevenir la recurrencia y con ello proteger la salud y seguridad de la población, los trabajadores y el medio ambiente”

Con el fin de mejorar la eficiencia y rentabilidad de los procesos es necesario llegar al fondo del problema, conocer su origen. El efecto que dicho problema ocasiona, no es más que un síntoma y deducir lo que ha causado que ocurra puede contribuir para establecer medidas preventivas que acaben con el problema

2.1 ETAPAS DE UN ANÁLISIS DE CAUSA - RAÍZ

Para el desarrollo de un análisis Causa-Raíz se contemplan cinco fases⁴⁷:

2.1.1 Recolección de datos. Se debe recolectar la información concerniente a las condiciones antes, durante y después de la ocurrencia de los eventos problemáticos; la participación del personal, tomando en cuenta las medidas que hayan sido tomadas; factores ambientales y cualquier otra información que tenga relevancia.

⁴⁵ VORLEY, Geoff. Mini guide to root cause analysis. Quality Management & Training Ltd. United Kingdom. 2008.

⁴⁶ Ibid, p. 3.

⁴⁷ DEPARTAMENT OF ENERGY. Root cause analysis guidance document. United States of America. Febrero 1992.

2.1.2 Evaluación. El desarrollo de esta fase comprende varios pasos, establecidos de la siguiente forma:

- a) Identificar el problema
- b) Determinar la relevancia del problema
- c) Identificar las condiciones o acciones inmediatamente anteriores, alrededor del problema
- d) Identificar porqué existían las condiciones del paso anterior, es decir, la causa raíz.

El objetivo de esta fase es encontrar la causa raíz, encontrar la razón fundamental, que al ser corregida evite que se presenten nuevamente esos eventos; es decir la Causa-Raíz; y para esto se cuenta con diversas herramientas, las cuales se explican en el Cuadro 2.

2.1.3 Acciones Correctivas. Una vez la causa raíz del problema ha sido identificada, se procede a tomar medidas para corregirlo y reducir la probabilidad de que se presente de nuevo, por tal razón se hace necesario implementar acciones correctivas efectivas que permitan contar con condiciones más seguras.

2.1.4 Informe. Esta fase representa la evidencia del análisis y está constituida por dos partes: primero el reporte de la ocurrencia de los hechos y segundo el sistema de procesamiento. La primera parte comprende la descripción de los eventos ocurridos; y la segunda, incluye todo el análisis, la discusión y explicación de los resultados, las acciones correctivas aplicadas y todos los factores asociados, tales como el personal involucrado y los factores de gestión involucrados en el desarrollo del proceso.

2.1.5 Seguimiento. Siendo la fase final del proceso, pretende determinar la efectividad del mismo, estableciendo si las acciones correctivas han sido eficaces en la resolución del problema. Es fundamental realizar un examen de la eficacia, para asegurar que las acciones correctivas han sido implementadas y están cumpliendo con lo esperado, es decir prevenir la recurrencia de los problemas.

Cuadro 2. Resumen de los métodos de análisis Causa-Raíz

MÉTODO	CUÁNDO UTILIZAR	VENTAJAS	DESVENTAJAS	OBSERVACIONES
Análisis de eventos y factores causales	Usado para problemas multifacéticos con una larga y compleja secuencia de factores causales	<ul style="list-style-type: none"> - Provee una representación visual del análisis del proceso. - Permite identificar las posibles contribuciones a la condición. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tiempo que consume - Requiere familiaridad con el proceso para ser efectivo 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere una amplia perspectiva del evento para identificar los problemas no relacionados. - Ayuda a identificar donde ocurrieron las desviaciones de los métodos aceptables.
Análisis de cambio	Especialmente útil en la evaluación de fallas de equipos	Proceso simple de seis pasos	<ul style="list-style-type: none"> - Baja confiabilidad debido al peligro de equivocarse - Respuestas "obvias" 	<ul style="list-style-type: none"> - Se puede utilizar como apoyo para una investigación más amplia - Puede que no sean identificadas todas las causas raíz
Análisis de barreras	Utilizado para identificar barreras, fallas de equipos y problemas procedimentales o administrativos	Provee un enfoque sistemático	Requiere familiaridad con el proceso para ser efectivo	El proceso se basa en el concepto Peligro/Objetivo
MORT/Mini-MORT	Usado cuando hay escasez de expertos a quien hacer las preguntas y cuando el problema es recurrente.	<ul style="list-style-type: none"> - Puede ser usado con limitado entrenamiento previo - Provee una lista de preguntas para un control específico de factores de gestión. 	Solo se puede identificar la causa general, no causas específicas	Si este proceso no logra identificar áreas problemáticas, se puede ayudar de un análisis causa-efecto.
Evaluación del comportamiento humano	Utilizada cuando se ha identificado que el personal está involucrado en la causa del problema.	Se desarrolla a través de análisis	Ninguna, si el proceso es seguido de cerca	Requiere entrenamiento específico
Kepner-Tregoe	Utilizado para las mayores preocupaciones, donde todos los aspectos necesitan ser analizados	<ul style="list-style-type: none"> - Altamente estructurado - Se centra en todos los aspectos de la ocurrencia y resolución del problema. 	Más completo de lo necesario	Requiere entrenamiento específico.

Fuente. DEPARTMENT OF ENERGY. Root cause analysis guidance document. United States of America. Febrero 1992, p. 11. Modificado por las autoras.

2.2 TRIPOD BETA

Teniendo en cuenta la información presentada en el Cuadro 2, se decide trabajar con una metodología de análisis de barreras, debido a que se enfoca en el análisis sistemático para identificar fallas en equipos y problemas procedimentales o administrativos, ya que es esto lo que busca la metodología propuesta. Además al tratar problemas tan específicos de la operación, requiere familiaridad y entendimiento profundo de las operaciones a estudiar.

Una de las herramientas utilizadas en el método análisis de barreras, es la metodología Tripod Beta, en la cual se realiza un análisis de los incidentes mediante la realización de una investigación que permita el desarrollo de un análisis sistemático e integral. Y es esta herramienta la que se tendrá en cuenta en la metodología propuesta. Es por eso que esta sección explicará las bases teóricas de la misma.

Inicialmente conviene mencionar que las investigaciones acerca de la metodología Tripod Beta fueron realizadas a finales del año 1980 e inicios del año 1990 por las universidades de Leiden y Manchester; y financiadas por la empresa Shell. Dicho trabajo estuvo a cargo de los profesores Williem Waggenaar y James Reason donde desarrollaron diferentes metodologías tales como: Modelo del Queso Suizo, Diagramas de Corbatín, Corazones y mentes conjunto de herramientas, Tripod Delta y Tripod Beta; las cuales al ser trabajadas en conjunto, representan una herramienta aún más completa⁴⁸.

En 1998 Shell transfirió a la fundación Stichting Tripod Foundation (STF) los derechos de autor de la metodología Tripod Beta, y desde entonces se ha desarrollado aún más tanto el proceso, como el software y el material de capacitación.

Stichting Tripod Foundation es una institución benéfica regida por la legislación holandesa que tiene como propósito, promover mejores prácticas en la comprensión y prevención de incidentes, mediante el uso de esta metodología. Y en 2012 se asoció con el Instituto de Energía de Reino Unido, para ayudar a lograr dicho propósito⁴⁹.

Ahora bien, teniendo en cuenta que esta metodología se basa en el análisis de incidentes, es pertinente aclarar que se entiende por incidente, un evento no planeado que puede causar daño a las personas, los bienes o al medio ambiente; el cual, sucede en presencia de dos factores principales: Un objetivo indefenso y

⁴⁸ EPEX, The history of Tripod Beta. [en línea] 2015 [citado Julio 02 de 2016] Disponible de Word Wide Web: <http://www.learnfromaccidents.com/about-tripod-beta>

⁴⁹ Ibid

un peligro incontrolado⁵⁰. Para evitar que un accidente se presente se utilizan barreras, cuyo objetivo es evitar consecuencias indeseadas; dichas barreras pueden estar relacionadas con el diseño, los sistemas, procedimientos, equipos, etc. Partiendo de ese hecho, se establece que los accidentes ocurren cuando no se cuenta con barreras adecuadas o cuando las barreras con las que se cuenta están fallando; lo cual está directamente relacionado con la capacidad del personal a cargo de mantener dichas barreras funcionales y en su lugar⁵¹.

2.2.1 Objetivo. El objetivo de un análisis Tripod Beta es identificar y corregir las causas que ocasionan un incidente o han contribuido a su ocurrencia, y así evitar su futura recurrencia. Para ello se encarga de resolver tres interrogantes⁵²:

- ¿Qué pasó?: Identificar cuál fue la secuencia de eventos que desencadenó en consecuencias indeseadas.
- ¿Cómo pasó?: Establecer qué barreras fallaron
- ¿Por qué pasó?: Determinar la razón del fracaso de cada una de las barreras

2.2.2 Desarrollo. Para llevar a cabo el análisis y poder dar respuesta a los interrogantes planteados, se crea un modelo conceptual que describa los hechos. En este proceso consta de seis pasos, los cuales se describen a continuación.

2.2.2.1 Revisión de resultados iniciales. Se enfoca en el identificar el lugar y el entorno inmediato del incidente, la recopilación de los hechos relacionados con el evento y sus consecuencias⁵³.

2.2.2.2 Construcción del modelo Inicial. Define el incidente en términos de tres elementos base, denominados en conjunto “Trio”⁵⁴. El esquema representativo del modelo inicial se puede observar en la Figura 4.

- **Evento.** Se define como un acontecimiento, un cambio de estado por el cual un objeto se ve afectado negativamente por un agente de cambio o amenaza⁵⁵.
- **Amenaza.** Representa un agente de cambio, todo aquello con el potencial de cambiar, perjudicar o dañar un objeto sobre el que se está actuando⁵⁶.

⁵⁰ UK P&I CLUB, Getting to Grips with the Human Factor. Guide for trainers, p 31.

⁵¹ TRIPOD BETA, Tripod Beta User Guide, p 3.

⁵² TRIPOD BETA, Op., Cit., p 9.

⁵³ Ibid.

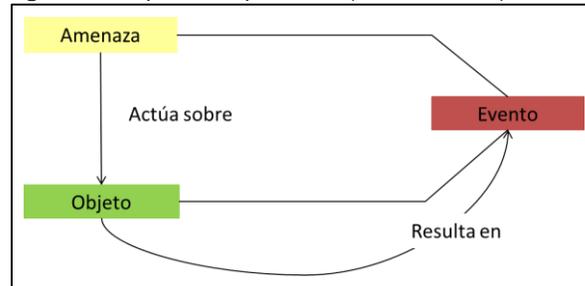
⁵⁴ Ibid.

⁵⁵ TRIPOD BETA, Op., Cit., p 10.

⁵⁶ TRIPOD BETA, Op., Cit., p 11.

- **Objeto.** Es el elemento cambiado o potencialmente cambiado por una amenaza⁵⁷.

Figura 4. Esquema Tripod Beta (Modelo inicial)



Fuente. TRIPOD BETA. Tripod Beta User Guide

Adicionalmente, cabe mencionar que bajo ciertas condiciones pueden existir eventos / amenaza, los cuales además de afectar al objeto negativamente, tienen el potencial de desencadenar en un nuevo evento; actuando simultáneamente como evento y como amenaza.

2.2.2.3 Recolección de evidencias. Implica recopilar evidencias de los hechos a partir de entrevistas, documentación e investigación⁵⁸.

2.2.2.4 Organización de los hechos. Lo ideal es establecer una secuencia de los hechos de manera cronológica⁵⁹.

2.2.2.5 Análisis detallado. Este punto del proceso consta de dos etapas: en la primera, se incluyen al modelo inicial las barreras fallidas o faltantes; y en la segunda se establecen las causas de manera secuencial⁶⁰.

a) Barreras: para establecer cómo ocurren los incidentes es necesario identificar las barreras que puedan dar respuesta a los siguientes interrogantes: ¿Qué barreras debían haber evitado la exposición a la amenaza? y ¿Qué barreras debían haber protegido al objeto de la amenaza?⁶¹

- **Barreras de control:** corresponden a aquellas barreras que se encontraban en el lugar establecido, pero fallaron.
- **Barreras de defensa:** corresponden a aquellas barreras que debieron haber estado en el lugar, pero no estaban.

⁵⁷ Ibid.

⁵⁸ TRIPOD BETA, Op., Cit., p 9

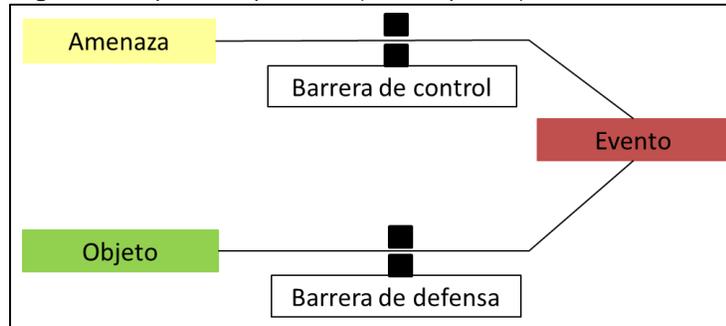
⁵⁹ Ibid.

⁶⁰ TRIPOD BETA, Op., Cit., p 10.

⁶¹ TRIPOD BETA, Op., Cit., p 13.

La Figura 5 muestra el esquema Tripod Beta en el cual se incluyen barreras de control y de defensa.

Figura 5. Esquema Tripod Beta (Modelo parcial)



Fuente. TRIPOD BETA. Tripod Beta User Guide

b) Causas. La metodología Tripod Beta propone una teoría en la cual plantea que los incidentes tienen múltiples causas, dentro de las cuales se diferencian tres tipos: Una causa inmediata, una precondition y una causa raíz. Indica también, que las causas inmediatas no se producen de forma aislada, sino que están influenciados por factores externos presentes previamente (precondiciones), las cuales han sido ocasionadas por las causas raíz⁶².

- **Causa inmediata:** conocida también como “falla activa”, representa la razón por la cual barrera fue vencida, ya sea por una acción, omisión o suceso. Se trata de condiciones inseguras, que pueden o no estar relacionadas con errores humanos⁶³.
- **Precondición:** incluye las condiciones ambientales del entorno y la situación psicológica del personal involucrado en las actividades. Dichas condiciones promueven o causan directamente una falla activa y pueden ser vistas como la fuente del error humano⁶⁴
- **Causa raíz:** conocida también como “falla latente”, son deficiencias o anomalías que crean las condiciones que dan lugar a la ocurrencia de fallas activas. Su principal característica es que ha estado presente en la operación antes de que la secuencia de incidentes sea reconocida⁶⁵.

La Figura 6 muestra el esquema Tripod Beta final, en el cual han sido incluidas las barreras y las causas, relacionadas con el evento.

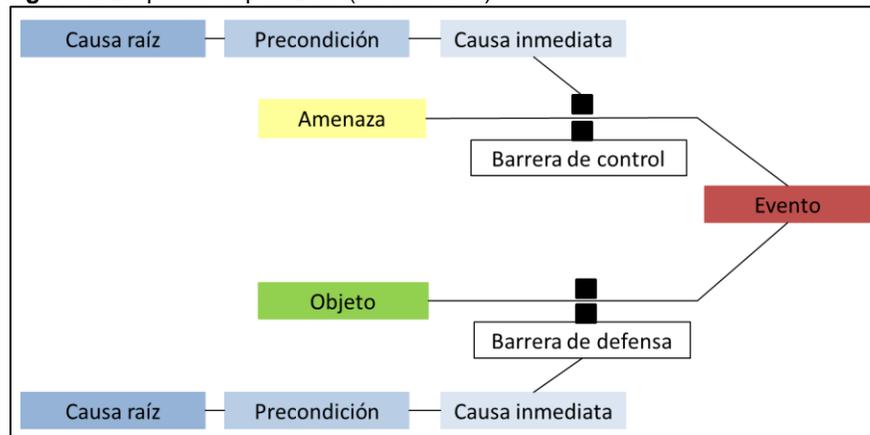
⁶² UK P&I CLUB, Op., Cit., p 33.

⁶³ UK P&I CLUB, Op., Cit., p 34.

⁶⁴ UK P&I CLUB, Op., Cit., p 36.

⁶⁵ UK P&I CLUB, Op., Cit., p 34

Figura 6. Esquema Tripod Beta (Modelo final)



Fuente. TRIPOD BETA. Tripod Beta User Guide

2.2.2.6 Revisión. Es la parte final del proceso y es allí donde se reportan los resultados de la investigación, basado en un análisis detallado; además de permitir una apropiada toma de decisiones⁶⁶.

Conociendo el proceso de desarrollo de un análisis causa raíz mediante la metodología Tripod Beta, vale la pena destacar que algunos de los beneficios más reconocidos de esta metodología son⁶⁷:

- Constituye un proceso riguroso, sistemático y minucioso
- Dos investigadores diferentes son propensos a llegar a las mismas conclusiones
- El proceso está científicamente fundamentado y operativamente probado
- Conduce a mejoras de gran alcance y larga duración

Adicionalmente como ventaja de esquema Tripod Beta y la representación visual del análisis se establece que:

- Ayuda a los investigadores a reunir la evidencia de manera que contribuye a una mejor comunicación, promueve ideas y sugiere futuras líneas de investigación
- Facilita la comprensión tanto del equipo de trabajo, como de cualquier lector

Por último, es importante tener presente que para llevar a cabo un análisis de este tipo no es indispensable contar con una certificación. Sin embargo, Stichting Tripod Foundation con el fin de controlar la calidad de todos los aspectos de la metodología Tripod Beta, acredita: cursos de capacitación, exámenes, entrenadores, practicantes y evaluadores⁶⁸.

⁶⁶ TRIPOD BETA, Op., Cit., p 10.

⁶⁷ EPEX, Op., Cit

⁶⁸ Ibid

3. SELECCIÓN DEL POZO

Este capítulo contiene el proceso seguido para la selección del Pozo de estudio. El cual cubre desde la búsqueda de información en Open Wells ® ECP, la organización y el análisis de la información, hasta la selección del Pozo a analizar.

3.1 INFORMACIÓN DE OPEN WELLS ® ECP

Open Wells ® ECP es una herramienta de tipo computacional, desarrollada por Halliburton y personalizada por Ecopetrol S.A., usada para el registro y administración de datos de las operaciones de perforación y producción/inyección de Pozos de petróleo y gas, desde la planeación económica y operativa, pasando por la movilización, el arme, la perforación, el completamiento, intervenciones tipo Wellservices y Workover hasta el abandono del Pozo. Debido a esto, es posible afirmar que Open Wells ® ECP contiene una Hoja de Vida de cada Pozo desde el momento de su planeación, su ejecución, su finalización, hasta los trabajos adicionales de Workover; por eso, es la única herramienta con la que se cuenta para consultar todas las actividades llevadas a cabo durante la perforación de Pozos por parte de Ecopetrol S.A.

Para fines de la selección del Pozo a ser estudiado en este trabajo, se empleó la herramienta de consulta Data Analyzer ®, la cual permite consultar la información ingresada en Open Wells basada en criterios de búsqueda únicos o combinados generando resultados tabulados o gráficos; permitiendo realizar análisis de intervenciones a Pozo históricas y en curso. Dichos criterios de búsqueda se ingresan al sistema y conforman un requerimiento denominado “*query*”.

En este caso, se ingresaron tres queries al sistema bajo las siguientes especificaciones:

- a) Pozos perforados en el Campo Castilla
- b) Pozos perforados durante el período 1 Enero de 2014 – 15 de Abril de 2015
- c) Condiciones especiales para cada query:
 - Costos totales de la operación de perforación
 - Duración total de la operación de perforación, en días
 - Duración total de los tiempos no planeados (NPT) durante la operación de perforación, en horas, excluyendo los NPT relacionados con Errores Humanos, Factores Climáticos y Problemas de Taladro en Superficie.

De la información consultada en el sistema se encontró que en el periodo de tiempo establecido se perforaron en total 63 Pozos, los cuales constituyen la población de estudio. Además, se observaron algunas inconsistencias en los costos autorizados debido a que en Open Wells® ECP, se encontraban reportados valores superiores a los que usualmente se autorizan para la perforación de un

Pozo; razón por la cual fue consultado un documento denominado AFE Tipo, en el cual se establece que el costo autorizado para los Pozos geonavegados, perforados en el Campo Castilla, durante el período de tiempo establecido, es de US\$3'939.680.⁶⁹

En la Tabla 2 se encuentra consignada la información relacionada a la duración estimada de la perforación y la duración real de la misma, junto con la diferencia entre dichos valores. Es la casilla de la diferencia, la que va a servir de referencia al momento de identificar si se presentaron problemas durante la perforación, pues representa el tiempo adicional requerido a causa de los problemas.

Tabla 2. Duración de la perforación de los Pozos

Pozo	Duración Estimada (días)	Duración Real (Días)	Diferencia (Días)
D	18	98.0	80.0
C	20	85.0	65.0
B	17	79.7	62.7
F	24	66.3	42.3
A	20	62.1	42.1
K	22	50.0	28.0
AH	15	42.0	27.0
J	17	43.6	26.6
G	25.5	50.0	24.5
Q	19.5	35.6	16.1
L	23	38.6	15.6
BB	13	27.4	14.4
I	24.4	38.0	13.6
M	22	35.5	13.5
S	23	36.3	13.3
V	17	28.9	11.9
P	17	28.3	11.3
X	15.83	26.6	10.8
R	17	27.7	10.7
T	25	35.1	10.1
Z	20	29.5	9.5
AT	27	36.0	9.0
AL	19	26.5	7.5
AQ	13.88	20.3	6.5
AF	20.8	26.9	6.1

⁶⁹ ECOPETROL S.A. AFE Tipo B vigencia 2014. Abril 22 de 2014

Tabla 2. (Continuación)

AB	20	26.0	6.0
AD	20	25.9	5.9
AJ	20	25.4	5.4
AM	17	21.6	4.6
AN	14	18.5	4.5
U	25	28.9	3.9
BG	17	20.9	3.9
AW	17	20.8	3.8
AY	16	18.3	2.3
AU	19	20.1	1.1
AV	23	23.5	0.5
AA	23	23.3	0.3
AP	20	20.1	0.1
O	50	50.0	0.0
AZ	20	19.8	-0.2
AX	24	23.7	-0.3
AG	25.5	25.1	-0.4
W	23	22.6	-0.4
BC	20	19.5	-0.5
BA	19.5	19.0	-0.5
Y	32	31.4	-0.6
E	89	88.3	-0.7
AI	22	21.3	-0.7
H	62	61.1	-0.9
N	38	37.0	-1.0
AC	25	23.3	-1.8
BH	20	17.5	-2.5
AO	22	19.2	-2.8
BF	21	18.0	-3.0
BI	20	16.4	-3.6
BD	21	17.2	-3.8
AR	23	19.0	-4.0
AK	22	18.0	-4.0
BJ	20	15.6	-4.4
AE	25	20.0	-5.0
BE	23	17.9	-5.1
BK	21	12.7	-8.3
AS	28	17.0	-11.0

Fuente. OPEN WELLS ® ECP, Abril 2015.

La Tabla 3 muestra la información relacionada con los costos totales que debieron ser asumidos para la perforación de cada uno de los Pozos del Campo Castilla perforados durante el período de tiempo establecido. Allí también se puede encontrar el costo autorizado expuesto en el AFE tipo⁷⁰, así como la diferencia entre dichos costos.

Tabla 3. Costo Total de la Operación de Perforación de los Pozos

Pozo	Costo Total (\$USD)	Costo Autorizado (\$USD)	Diferencia (\$USD)
B	\$12,278,606	\$3,939,680	\$8,338,926
C	\$10,505,842	\$3,939,680	\$6,566,162
D	\$10,122,323	\$3,939,680	\$6,182,643
E	\$9,742,943	\$3,939,680	\$5,803,263
F	\$9,552,365	\$3,939,680	\$5,612,685
A	\$8,450,893	\$3,939,680	\$4,511,213
G	\$7,762,788	\$3,939,680	\$3,823,108
H	\$6,734,958	\$3,939,680	\$2,795,278
I	\$6,036,272	\$3,939,680	\$2,096,592
J	\$5,594,065	\$3,939,680	\$1,654,385
K	\$5,386,877	\$3,939,680	\$1,447,197
L	\$5,334,155	\$3,939,680	\$1,394,475
M	\$5,209,220	\$3,939,680	\$1,269,540
N	\$5,115,443	\$3,939,680	\$1,175,763
O	\$4,962,019	\$3,939,680	\$1,022,339
P	\$4,947,337	\$3,939,680	\$1,007,657
Q	\$4,939,430	\$3,939,680	\$999,750
R	\$4,766,493	\$3,939,680	\$826,813
S	\$4,765,126	\$3,939,680	\$825,446
T	\$4,665,849	\$3,939,680	\$726,169
U	\$4,491,701	\$3,939,680	\$552,021
V	\$4,480,711	\$3,939,680	\$541,031
W	\$4,397,499	\$3,939,680	\$457,819
X	\$4,339,384	\$3,939,680	\$399,704
Y	\$4,289,986	\$3,939,680	\$350,306
Z	\$4,228,178	\$3,939,680	\$288,498
AA	\$4,224,338	\$3,939,680	\$284,658
AB	\$4,201,937	\$3,939,680	\$262,257
AC	\$4,169,551	\$3,939,680	\$229,871
AD	\$4,092,645	\$3,939,680	\$152,965

⁷⁰ ECOPEPETROL S.A. Informe AFE Perforación, Proyecto Castilla 170K Vigencia 2014 – 2017. Enero 22 de 2014.

Tabla 3. (Continuación)

AE	\$4,012,895	\$3,939,680	\$73,215
AF	\$3,992,150	\$3,939,680	\$52,470
AG	\$3,970,986	\$3,939,680	\$31,306
AH	\$3,859,932	\$3,939,680	-\$79,748
AI	\$3,717,296	\$3,939,680	-\$222,384
AJ	\$3,704,855	\$3,939,680	-\$234,825
AK	\$3,682,144	\$3,939,680	-\$257,536
AL	\$3,652,546	\$3,939,680	-\$287,134
AM	\$3,604,247	\$3,939,680	-\$335,433
AN	\$3,510,919	\$3,939,680	-\$428,761
AO	\$3,510,638	\$3,939,680	-\$429,042
AP	\$3,507,644	\$3,939,680	-\$432,036
AQ	\$3,503,914	\$3,939,680	-\$435,766
AR	\$3,488,388	\$3,939,680	-\$451,292
AS	\$3,446,077	\$3,939,680	-\$493,603
AT	\$3,434,815	\$3,939,680	-\$504,865
AU	\$3,417,390	\$3,939,680	-\$522,290
AV	\$3,398,481	\$3,939,680	-\$541,199
AW	\$3,396,199	\$3,939,680	-\$543,481
AX	\$3,372,170	\$3,939,680	-\$567,510
AY	\$3,322,931	\$3,939,680	-\$616,749
AZ	\$3,286,738	\$3,939,680	-\$652,942
BA	\$3,277,583	\$3,939,680	-\$662,097
BB	\$3,267,239	\$3,939,680	-\$672,441
BC	\$3,173,230	\$3,939,680	-\$766,450
BD	\$3,163,945	\$3,939,680	-\$775,735
BE	\$3,160,076	\$3,939,680	-\$779,604
BF	\$3,073,030	\$3,939,680	-\$866,650
BG	\$3,041,379	\$3,939,680	-\$898,301
BH	\$3,022,186	\$3,939,680	-\$917,494
BI	\$2,934,158	\$3,939,680	-\$1,005,522
BJ	\$2,725,278	\$3,939,680	-\$1,214,402
BK	\$2,180,941	\$3,939,680	-\$1,758,739

Fuente. OPEN WELLS © ECP, Abril 2015.

En la Tabla 4 se expone la información correspondiente a la duración de los NPT en cada Pozo, dicha información es importante ya que permite identificar cuales Pozos presentaron mayor tiempo asociado a actividades no planeadas. De esta tabla es importante destacar que, de los 63 Pozos, solo dos no presentaron NPT.

Tabla 4. Duración NPT durante la perforación

Pozo	Duración (hr)
B	1,384.00
E	1,376.00
C	1,018.50
A	850
D	831
F	821.5
G	602
S	513
H	488
I	358.5
J	341
L	314
AV	260
Z	252
K	236
T	225
U	192
AF	162.5
AD	150.5
R	148.5
AJ	135
AX	135
P	129
AB	124.5
Q	106
AC	95
AL	91
Y	88.5
AM	85.5
V	84.5
X	83.5
AY	82
AU	77
AE	70.5
AZ	58.5
AG	56

Tabla 4. (Continuación)

BC	52.5
AI	52
M	49.5
AP	41.5
AW	41.5
BG	38
BJ	31
O	30.5
N	30
BH	29
BE	25.5
W	25.5
AO	21.5
BD	21.5
BB	20
AS	19.5
AA	16.5
AK	16
BF	10
AN	7.5
AQ	6.5
AT	4.5
BA	4.5
BK	2
AH	1

Fuente. OPEN WELLS ®
ECP, Abril 2015.

3.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Con el fin de definir el Pozo al cual se le aplicaría la metodología, se decidió realizar un análisis estadístico, el cual permita definir una muestra representativa e identificar el comportamiento de la información obtenida.

Teniendo en cuenta que se observó que los datos presentan una gran dispersión, se determinó que para poder realizar un gráfica de frecuencia se debían establecer intervalos de frecuencia. En los tres casos se decidió trabajar con 20 intervalos.

Inicialmente, para identificar el tamaño de cada intervalo se debió calcular el rango de los datos mediante la Ecuación 1. Posteriormente el tamaño del intervalo se

calculó empleando la Ecuación 2. Este procedimiento se empleó para los tres conjuntos de datos obtenidos: costos de perforación, duración de la perforación y duración de los NPT. Una vez determinado el tamaño de cada intervalo se deben calcular los valores máximos y mínimos que van a componer cada intervalo. En la Tabla 5 se encuentran consignados dichos resultados para cada conjunto de datos

Ecuación 1. Rango

$$Rango = Valor\ máximo - Valor\ mínimo$$

Ecuación 2. Tamaño del intervalo

$$Tamaño\ del\ intervalo = \frac{Rango}{\# \text{ intervalos}}$$

Tabla 5. Cálculos para gráficas de frecuencia

	Duración de la perforación (Días)	Costo Total de la perforación (US\$)	Duración de los NPT (horas)
Valor máximo	98	\$12,278,606	1,384.00
Valor mínimo	12.7	\$2,180,941	1
Rango	85.3	\$10,097,665	1383
Tamaño del intervalo calculado	4.3	\$504,883.25	69.15
Tamaño del intervalo redondeado	5	\$504,884.00	70

Una vez determinados los intervalos para cada conjunto, se tabula la frecuencia absoluta para cada intervalo, es decir, se hace un conteo de cuántos de los datos obtenidos se encuentran dentro de cada uno de los intervalos. Posteriormente con la frecuencia de cada intervalo se calcula la probabilidad, aplicando la Ecuación 3, y se grafica.

Ecuación 3. Probabilidad

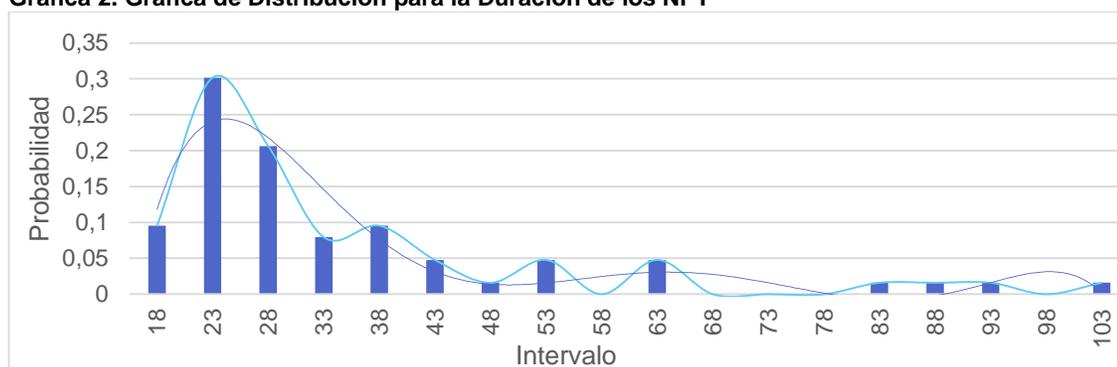
$$Probabilidad = \frac{Frecuencia\ absoluta}{\# \text{ de datos}}$$

La Tabla 6 muestra los datos calculados para el conjunto de datos compuestos por la duración de la perforación. Y, la Gráfica 2 muestra la distribución de los datos, donde se observa que presenta un comportamiento que tiende hacia la cola inferior de la gráfica, por lo tanto se considera que estos datos presentan una distribución normal logarítmica, donde a partir del segundo intervalo de datos, se encuentran concentrados todos los Pozos que presentaron NPT durante la operación de perforación.

Tabla 6. Frecuencia absoluta para la duración de la perforación

Intervalo		Frecuencia Absoluta	Probabilidad
Mínimo	Máximo		
12.7	17.7	6	0.0953
17.7	22.7	19	0.3016
22.7	27.7	13	0.2064
27.7	32.7	5	0.0794
32.7	37.7	6	0.0953
37.7	42.7	3	0.0477
42.7	47.7	1	0.0159
47.7	52.7	3	0.0477
52.7	57.7	0	0
57.7	62.7	3	0.0477
62.7	67.7	0	0
67.7	72.7	0	0
72.7	77.7	0	0
77.7	82.7	1	0.0159
82.7	87.7	1	0.0159
87.7	92.7	1	0.0159
92.7	97.7	0	0
97.7	102.7	1	0.0159
SUMA		63	1.00

Gráfica 2. Gráfica de Distribución para la Duración de los NPT



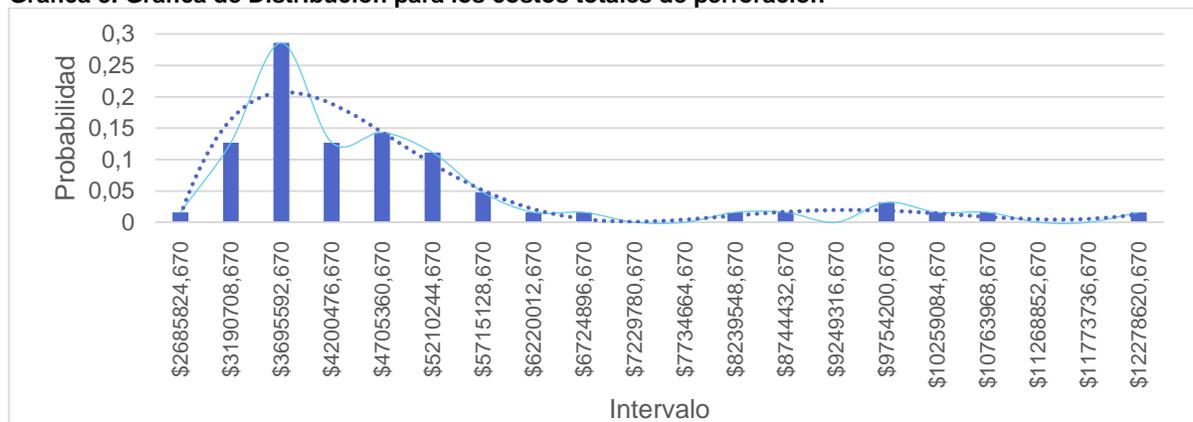
La Tabla 7 contiene la tabulación de la frecuencia absoluta para los intervalos que componen el conjunto de datos de los costos totales de perforación. Al realizar la Gráfica 3 con dichos datos, se observa el mismo fenómeno observado en el conjunto de datos anterior, y es que no se presenta una distribución normal, si no que los datos tienden hacia la cola inferior de la gráfica y presentan una distribución normal logarítmica. Se puede observar que en su mayoría los datos se

concentran en el tercer intervalo, esto puede deberse a que es allí donde se incluye en valor de los costos autorizados para la perforación en el AFE tipo.

Tabla 7. Frecuencia absoluta para los costos totales de perforación.

Intervalo		Frecuencia Absoluta	Probabilidad
Mínimo	Máximo		
\$ 2,180,941	\$ 2,685,825	1	0.0159
\$ 2,685,825	\$ 3,190,709	8	0.1270
\$ 3,190,709	\$ 3,695,593	18	0.2857
\$ 3,695,593	\$ 4,200,477	8	0.1270
\$ 4,200,477	\$ 4,705,361	9	0.1429
\$ 4,705,361	\$ 5,210,245	7	0.1111
\$ 5,210,245	\$ 5,715,129	3	0.0476
\$ 5,715,129	\$ 6,220,013	1	0.0159
\$ 6,220,013	\$ 6,724,897	1	0.0159
\$ 6,724,897	\$ 7,229,781	0	0.0000
\$ 7,229,781	\$ 7,734,665	0	0.0000
\$ 7,734,665	\$ 8,239,549	1	0.0159
\$ 8,239,549	\$ 8,744,433	1	0.0159
\$ 8,744,433	\$ 9,249,317	0	0.0000
\$ 9,249,317	\$ 9,754,201	2	0.0317
\$ 9,754,201	\$ 10,259,085	1	0.0159
\$ 10,259,085	\$ 10,763,969	1	0.0159
\$ 10,763,969	\$ 11,268,853	0	0.0000
\$ 11,268,853	\$ 11,773,737	0	0.0000
\$ 11,773,737	\$ 12,278,621	1	0.0159
SUMA		63	1

Gráfica 3. Gráfica de Distribución para los costos totales de perforación

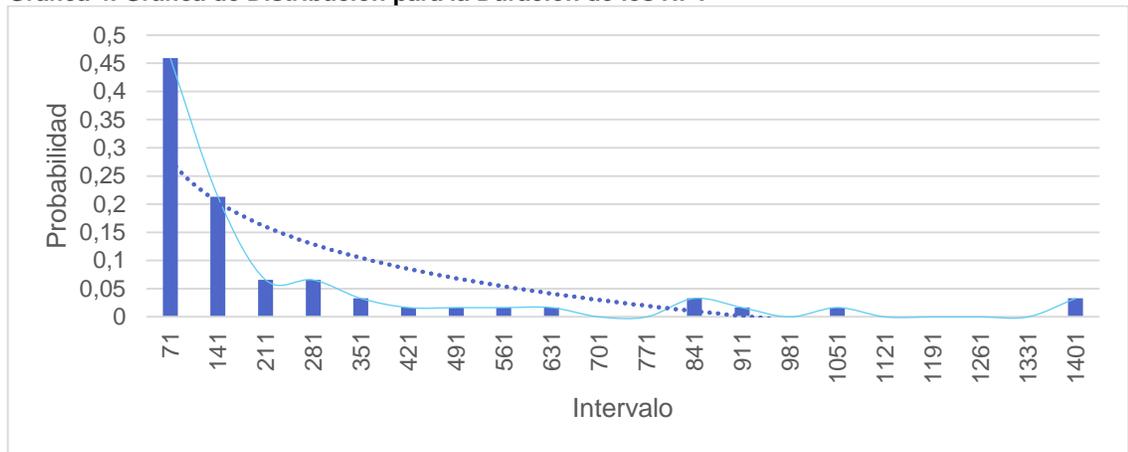


La Tabla 8 muestra los datos tabulados para la duración de los NPT, dichos datos se encuentran de manera gráfica en la Gráfica 4, donde se observa que la distribución de los datos tiende a ser de tipo normal logarítmica donde el intervalo inferior es el que contiene mayores datos y paulatinamente la cantidad de datos va disminuyendo hasta el intervalo superior. Es importante aclarar que el total de Pozos evaluados en este parámetro es 61 y no 63, debido a que los Pozos AR y BI no presentaron NPT, y el rango parte de un mínimo de duración de NPT's de 1 hora.

Tabla 8. Frecuencia absoluta para los costos totales de perforación

Intervalo		Frecuencia Absoluta	Probabilidad
Mínimo	Máximo		
1	71	28	0.4590
71	141	13	0.2131
141	211	4	0.0656
211	281	4	0.0656
281	351	2	0.0328
351	421	1	0.0164
421	491	1	0.0164
491	561	1	0.0164
561	631	1	0.0164
631	701	0	0.0000
701	771	0	0.0000
771	841	2	0.0328
841	911	1	0.0164
911	981	0	0.0000
981	1051	1	0.0164
1051	1121	0	0.0000
1121	1191	0	0.0000
1191	1261	0	0.0000
1261	1331	0	0.0000
1331	1401	2	0.0328
SUMA		61	1

Gráfica 4. Gráfica de Distribución para la Duración de los NPT



Conociendo la distribución estadística de la información obtenida, se procede a determinar el tamaño de muestra, para lo cual según Freund⁷¹ es necesario conocer los siguientes parámetros:

- **Tamaño de la población (N):** equivale al total de objetos de estudio.
- **Nivel de confianza (Z_{α}):** indica la probabilidad de que el parámetro de la población se encuentre en un intervalo de confianza⁷². Dependiendo del nivel de confianza deseado para el estudio se asigna un coeficiente; los niveles de confianza más utilizados son 90%, 95% y 99%. En la Tabla 9 están consignados los coeficientes para dichos porcentajes de confianza.

Tabla 9. Coeficientes Z_{α}

Nivel de confianza	Z_{α}
90%	1.645
95%	1.96
99%	2.57

Fuente. FREUND, Johm; GARY Simon. Estadística elemental, México, D.F., Ed. Prentice Mayo, 1992.

- **Precisión (d):** representa el porcentaje de error admisible
- **Variabilidad positiva y negativa (p, q):** hace referencia al porcentaje con que se acepta o se rechaza la hipótesis, basado en un estudio previo.

⁷¹ FREUND, Johm; GARY Simon. Estadística elemental, México, D.F., Ed. Prentice Mayo, 1992.

⁷² MINITAB INC. ¿Qué es un nivel de confianza?. [en línea] [citado Marzo 3 de 2016]. Disponible de Word Wide Web: <http://support.minitab.com/es-mx/minitab/17/topic-library/basic-statistics-and-graphs/introductory-concepts/confidence-interval/confidence-level/>

Los parámetros anteriormente mencionados se emplearon en la Ecuación 4 con los siguientes valores:

- $N = 63$ Pozos, equivalente al total de Pozos perforados en el Campo Castilla para el periodo 1 Enero de 2014 – 15 de Abril de 2015
- $Z_{\alpha} = 1.645$, coeficiente utilizado para un nivel de confianza del 90%
- $d = 19\%$

Para calcular la variabilidad se tomó como parámetro de referencia el costo de perforación de los Pozos y se estableció según la Tabla 7, que 30 de los Pozos perforados estuvieron por debajo del AFE y 33 Pozos por encima del mismo.

- $p = 0.48$, equivalente a la razón entre los Pozos que no superaron el AFE y el total de Pozos perforados.

$$p = \frac{30 \text{ pozos}}{63 \text{ pozos}} = 0.48$$

- $q = 0.52$, equivalente a la razón entre los Pozos que superaron el AFE y el total de Pozos perforados.

$$q = \frac{33 \text{ pozos}}{63 \text{ pozos}} = 0.52$$

Ecuación 4. Tamaño de muestra

$$n = \frac{N \times Z_{\alpha}^2 \times p \times q}{d^2 \times (N - 1) + Z_{\alpha}^2 \times p \times q}$$

$$n = \frac{63 \times 1.645^2 \times 0.48 \times 0.52}{0.19^2 \times (63 - 1) + 1.645^2 \times 0.48 \times 0.52} = 14.60 \cong 15$$

Una vez aplicada la Ecuación 4, se obtuvo que el tamaño de muestra apropiado fuera de 15 Pozos.

3.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

El objetivo de analizar la información obtenida de Open Wells ® ECP es pre-seleccionar los 15 Pozos, dentro de los cuales se encuentra el Pozo objeto de estudio del presente trabajo y al cuál se le aplicó el procedimiento de análisis propuesto.

Inicialmente se organizó la información presente en la Tabla 2, la Tabla 3 y la Tabla 4 de modo que se pudieran identificar los Pozos que cumplieran con las siguientes condiciones:

- Mayores Costos
- Mayor duración de NPT
- Mayor duración de la perforación

Al correlacionar estas tres tablas, se pudo observar que dentro de los 15 primeros Pozos en cada tabla, había 10 en común y tres que se repetían en dos de las tres tablas. Además, se observó que había valores atípicos en la Tabla 2, relacionados con la duración estimada de los Pozos, pues se presentaba un valor nominal entre 20 y 30 días en casi todos los Pozos, pero había dos Pozos con valores entre 60-80 días; por lo cual, para la selección de los cinco Pozos restantes, aquellos que no estaban en común en las tres tablas, se dio prioridad a los costos totales; teniendo en cuenta que el mayor impacto de las actividades no planeadas se ve en el costo final de la perforación del Pozo.

Los 15 Pozos pre-seleccionados se encuentran en la Tabla 10. Donde también se encuentra información relevante de cada Pozo, tal como la profundidad (MD), el azimuth, la inclinación, el taladro que se empleó para la perforación y la información ya expuesta: costos, tiempos de perforación y duración de NPTs

Tabla 10. 15 Pozos pre-seleccionados

DATOS DEL POZO						COSTOS TOTALES DE PERFORACIÓN			DURACIÓN DE LA PERFORACIÓN			TIEMPOS NPT	
Nombre del Pozo	Wellbore	MD (ft)	Inclinación (°)	Azimuth (°)	Taladro	Costo Diario Total (\$USD)	Costo Autorizado (\$USD)	Diferencia (\$USD)	Duración Estimada (Días)	Duración Real (Días)	Diferencia (Días)	Duración (hr)	Costo de NPT (\$USD)
B	B	9086	85	24.33	Nabors 993	\$12,278,606	\$3,939,680	\$8,338,926	17	80	63	1,384	\$8,887,861
	B ST1	8145	84.5	27.45									
	B ST2	9554	91.97	23.02									
C	C	8664	89.57	202.16	Pioneer 301	\$10,505,842	\$3,939,680	\$6,566,162	20	85	65	1,018	\$5,245,196
	C ST1	8161	89.25	207.57									
	C ST2	8166	45.18	205									
D	D	9554	91.97	23.02	Independence	\$10,122,323	\$3,939,680	\$6,182,643	18	98	80	831	\$3,576,382
				Pioneer 055									
	D ST1	10671	89.45	97.5	Pioneer 055								
E	E	9748	84.2	318.54	Pioneer 303	\$9,742,943	\$3,939,680	\$5,803,263	89	88	-1	1,376	\$6,323,722
	E ST1	9748	87.46	311.62									
F	F	8141	89.07	210.59	Nabors 993	\$9,552,365	\$3,939,680	\$5,612,685	24	66	42	821.5	\$4,935,388
	F ST1	9752	91.2	211.7									
A	A	9281	89.51	238.19	Nabors 992	\$8,450,893	\$3,939,680	\$4,511,213	20	62	42	850	\$4,817,746
	A ST1	9386	90.83	243.41									

G	G	10893	80.14	177.28	Independence 122	\$ 7,762,788	\$3,939,680	\$ 3,823,108	25.5	50	25	602	\$3,891,089
	G ST1	10500	64.92	172.15									
H	H	10428	88.8	134.8	Pioneer 055	\$ 6,734,958	\$3,939,680	\$ 2,795,278	62	61	-1	488	\$2,242,688
I	I	8888	12.98	62.95	Independence 122	\$ 6,036,272	\$3,939,680	\$ 2,096,592	24.4	38	14	358.5	\$2,370,471
	I ST1	11000	0	359.97									
J	J	9432	88.6	216.8	Pioneer 051	\$ 5,594,065	\$3,939,680	\$ 1,654,385	17	44	27	341	\$1,823,687
K	K	10014	83.59	300.92	Pioneer 303	\$ 5,386,877	\$3,939,680	\$ 1,447,197	22	50	28	236	\$1,059,419
L	L	9451	91.52	83.14	Nabors 993	\$ 5,334,155	\$3,939,680	\$ 1,394,475	23	39	16	314	\$1,806,855
P	P	9837	80.04	291.33	Nabors 992	\$ 4,947,337	\$3,939,680	\$ 1,007,657	17	28	11	129	\$938,539
S	S	8691. 7	82.06	153.79	Pioneer 051	\$ 4,765,126	\$3,939,680	\$ 825,446	23	36	13	513	\$2,803,337
	S ST1	8697	95.81	141.39									
Z	Z	7471	49.55	314.85	Independence 204	\$ 4,228,178	\$3,939,680	\$ 288,498	20	29	9	252	\$1,506,008

3.4 ANÁLISIS DE LOS NPT'S ENCONTRADOS EN LA POBLACIÓN DE ESTUDIO

Con el fin de determinar cuáles fueron los problemas que se presentaron con mayor frecuencia en los Pozos perforados durante el período de tiempo de estudio (Enero 2014 – Abril 2015) se realizó un análisis de los mismos.

Es importante resaltar que la tipificación y nomenclatura empleada para el análisis que se llevará a cabo en esta sección, es la misma encontrada en Open Wells ® ECP. Teniendo en cuenta que aún no se conoce en detalle lo que ocurrió en cada Pozo, sino se pretende realizar un análisis estadístico, no es posible ahondar en cada uno de los casos.

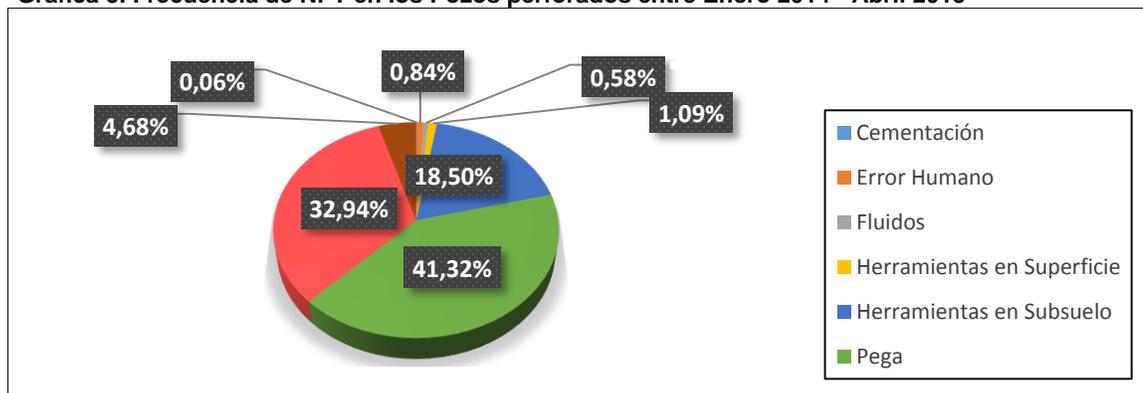
Según la información consultada en Open Wells ® ECP, se pudo determinar que durante la perforación de los 63 Pozos 13130 horas correspondieron a eventos no planeados (NPT). En la Tabla 11 se puede observar del total de horas cuántas corresponden a cada evento no planeado; es importante aclarar que en dicha tabla se emplea la codificación expuesta por Open Wells ® ECP para cada NPT.

Tabla 11. Frecuencia de NPT en los Pozos perforados entre Enero 2014 - Abril 2015

CODIFICACIÓN NPT EN OPEN WELLS ®	DURACIÓN (hr)
Cementación	7.50
Error Humano	110.00
Fluidos	76.50
Herramientas en Superficie	143.50
Herramientas en Subsuelo	2,429.00
Pega	5,425.00
Problemas del Hueco	4,324.50
Problemas del Taladro	614.00
TOTAL	13,130.00

Fuente. OPEN WELLS ® ECP, Abril 2015.

Gráfica 5. Frecuencia de NPT en los Pozos perforados entre Enero 2014 - Abril 2015



De la información expuesta en la Tabla 11 y la Gráfica 5 se puede observar que los tipos de NPT que se presentaron con mayor frecuencia durante la perforación de los Pozos entre Enero de 2014 y Abril de 2015, en orden descendente, fueron: pega, problemas de hueco y herramientas en subsuelo. Estos problemas están netamente relacionados con las tres especialidades de análisis en las cuales se enfoca el presente trabajo: fluidos de perforación, geomecánica y perforación direccional.

Se hace la salvedad de que de los tipos de NPT más frecuentes identificados, para el caso de pega de tubería, se hará una mención general, pues no es posible determinar el tipo de pega que se presentó en cada uno de los Pozos sin hacer un análisis de los eventos específicos. Y para fines del presente trabajo, en este punto el interés principal es un análisis estadístico de los eventos generales con la información que brinda únicamente Open Wells ® y no un análisis puntual por evento.

Ahora bien, con el fin de determinar el momento de la perforación en el que se presentan con mayor frecuencia los NPT, se decidió relacionar dichos eventos con la profundidad (TVD), y así poder identificar cuál formación tiene mayor relación con las actividades no planeadas que se presentaron. Para dicho análisis se excluyeron los problemas relacionados con errores humanos, problemas en superficie y problemas de taladro; pues se consideró que no estaban relacionados con las especialidades en las cuales se quiere enfocar el análisis.

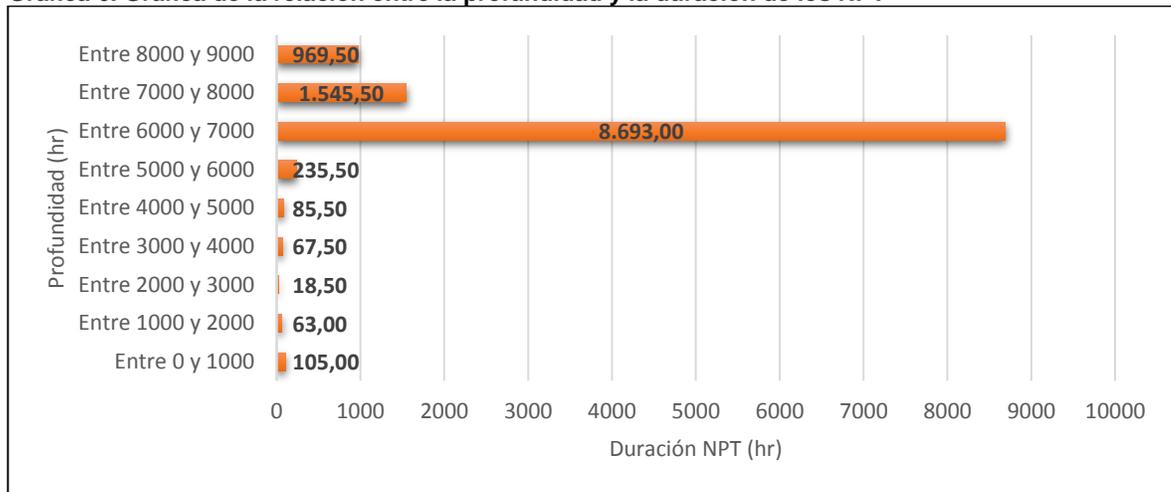
La Tabla 12 y la Gráfica 6 reúnen la información relacionada con la ocurrencia de NPT para cada intervalo de profundidad perforado; allí se puede observar que los intervalos de profundidad que presentan mayores NPT están entre los 6,000 y los 9,000 ft. Según la columna estratigráfica, dichos intervalos de profundidad están compuestos por las formaciones presentes entre la formación Carbonera y Guadalupe.

Tabla 12. Relación NPT y Profundidad

Rango de Profundidad (ft)	Duración NPT (hr)
Entre 0 y 1000	105
Entre 1000 y 2000	63
Entre 2000 y 3000	18.5
Entre 3000 y 4000	67.5
Entre 4000 y 5000	85.5
Entre 5000 y 6000	235.5
Entre 6000 y 7000	8,693
Entre 7000 y 8000	1,545.5
Entre 8000 y 9000	969.5
TOTAL	11,783

Fuente. OPEN WELLS ® ECP, Abril 2015.

Gráfica 6. Gráfica de la relación entre la profundidad y la duración de los NPT



Este análisis que se ha realizado es importante para la selección del Pozo en el cual se aplicó la metodología de análisis propuesta, pues se debe garantizar que el alcance de ese estudio inicial logre cubrir la mayor cantidad de eventos, con la mayor frecuencia de ocurrencia posible. Es por ello, que se considera pertinente verificar si dentro de los intervalos de profundidad identificados como los de mayor ocurrencia de NPT, la frecuencia de los tipos de NPT se mantienen en la misma jerarquía como los expuestos en la Gráfica 5.

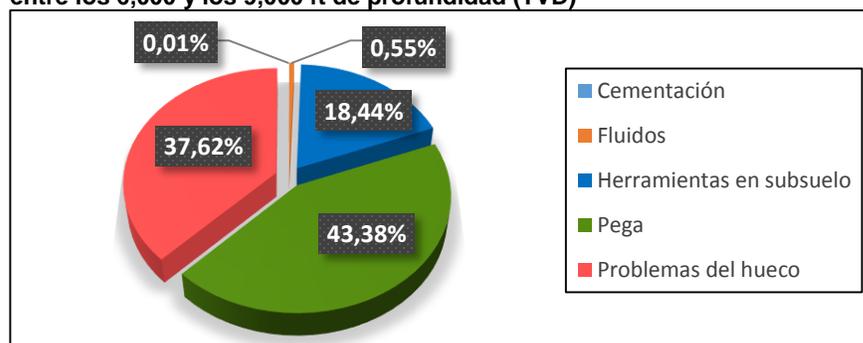
Por lo anterior, la Tabla 13 y la Gráfica 7 exponen la frecuencia en la duración de NPT, por tipo, para el intervalo de profundidad identificado. En síntesis, allí se observa que los eventos con mayor ocurrencia siguen siendo la pega, los problemas de hueco y las herramientas en subsuelo.

Tabla 13. Duración de NPT en lo intervalos de perforación entre los 6,000 y los 9,000 ft de profundidad (TVD)

TIPO DE NPT SEGÚN CODIFICACIÓN OPEN WELLS ® ECP	DURACIÓN (hr)
Cementación	1.5
Fluidos	61.5
Herramientas en subsuelo	2,066.5
Pega	4,862
Problemas del hueco	4,216.5
TOTAL	11,208

Fuente. OPEN WELLS ® ECP, Abril 2015.

Gráfica 7. % de duración de los tipos de NPT en el intervalo de perforación entre los 6,000 y los 9,000 ft de profundidad (TVD)



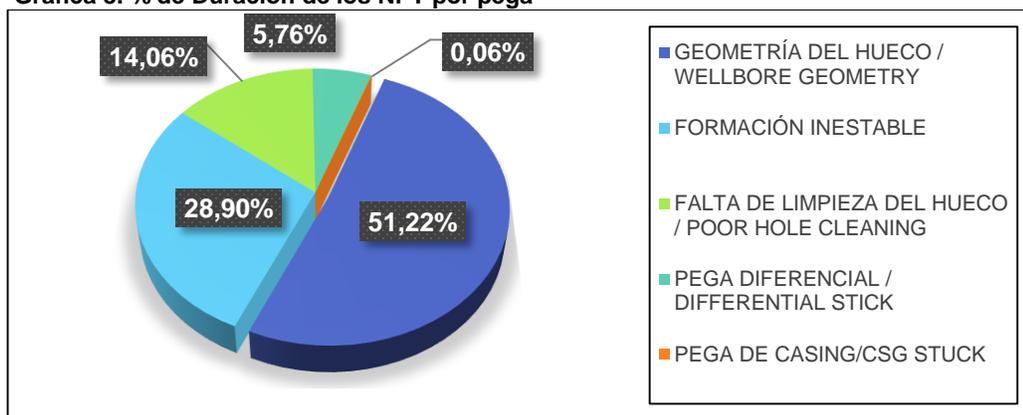
Cada tipo de NPT cuenta con una clasificación particular que lo divide en subtipos de NPT. En la Tabla 14 se muestra la duración en horas de cada uno de los subtipos de NPT por pega, de allí se obtiene que de las 5425 hr de NPT por pega, el subtipo que generó mayor aporte fue “Geometría del hueco / Wellbore geometry” con una duración de 2778.5 hr, lo cual corresponde al 51.22% de la duración total, como se muestra en la Gráfica 8.

Tabla 14. Duración de los NPT por pega

Subtipo de NPT por pega	Duración (hr)
Geometría del hueco / Wellbore geometry	2778.5
Formación inestable	1568
Falta de limpieza del hueco / Poor hole cleaning	762.5
Pega diferencial / Differential stick	312.5
Pega de casing/Csg stuck	3.5
SUMA	5425

Fuente. OPEN WELLS © ECP, Abril 2015.

Gráfica 8. % de Duración de los NPT por pega



En la Tabla 15 se encuentra la duración en horas de cada uno de los subtipos de NPT por problemas del hueco, allí se observa que estos NPT tuvieron una

duración total de 4324.5 hr y los subtipos de mayor impacto fueron: “Tortuosidad / Cavernas” y “Pérdida de circulación / Lost circulation”, con duraciones de 1444.5 hr y 1087 hr, respectivamente.

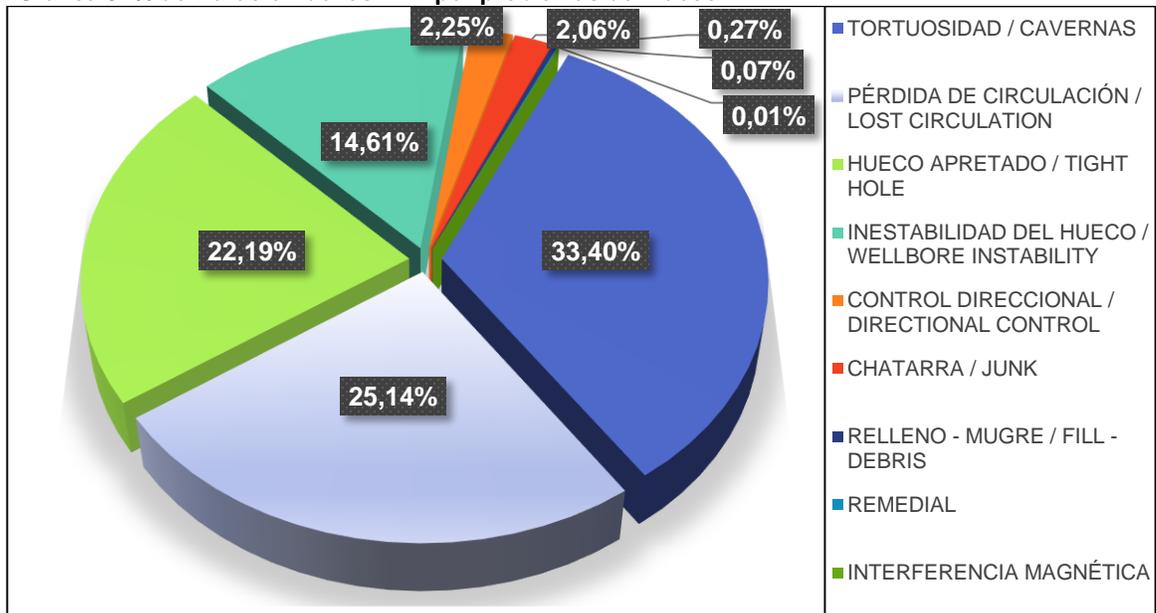
Tabla 15. Duración de los NPT por problemas del hueco

Subtipo de NPT por problemas del hueco	Duración (hr)
Tortuosidad / Cavernas	1444.5
Pérdida de circulación / Lost circulation	1087
Hueco apretado / Tight hole	959.5
Inestabilidad del hueco / Wellbore instability	632
Control direccional / Directional control	97.5
Chatarra / Junk	89
Relleno - mugre / Fill - debris	11.5
Remedial	3
Interferencia magnética	0.5
SUMA	4324.5

Fuente. OPEN WELLS ® ECP, Abril 2015.

Adicionalmente, la Gráfica 9 indica que los subtipos “Tortuosidad / Cavernas” y “Pérdida de circulación / Lost circulation”, tuvieron porcentajes de duración de 33.40% y 25.14% respectivamente.

Gráfica 9. % de Duración de los NPT por problemas del hueco



En la Tabla 16 se establece la duración en horas de cada uno de los subtipos de NPT por herramientas en subsuelo, para un total de 8649 hr; se encontró que los subtipos con mayor duración fueron “Rotary Steerable System” y “Heavy Weight /

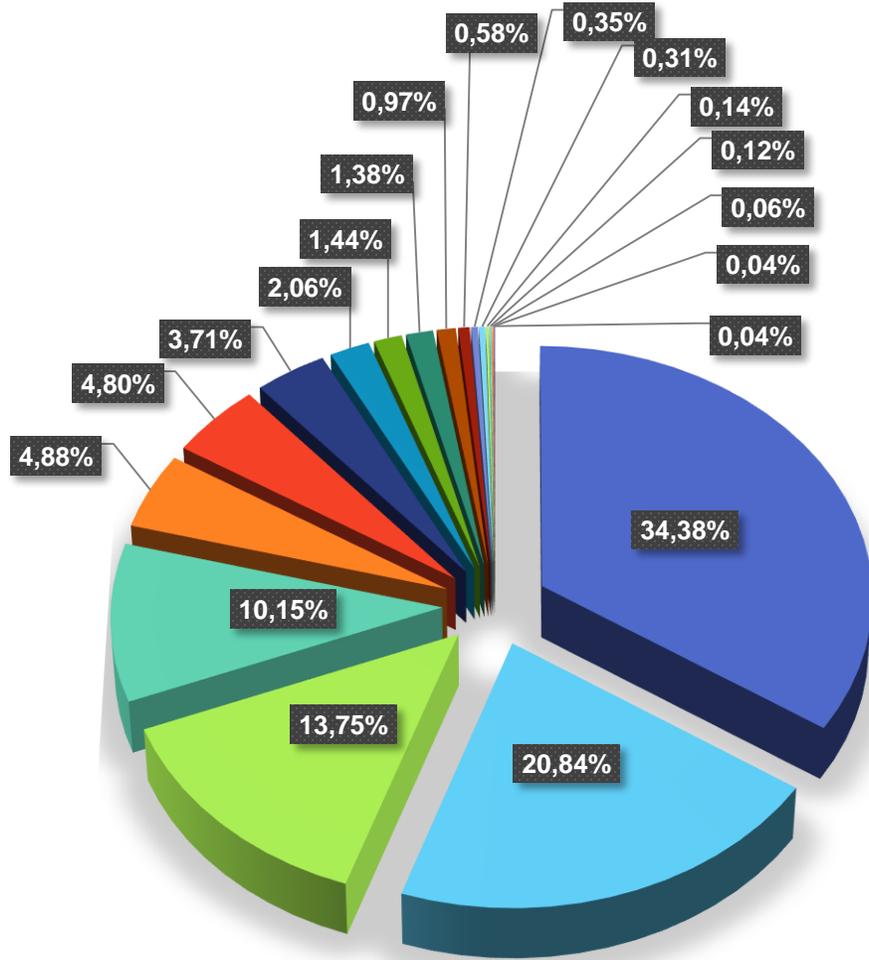
Drill pipe” con duraciones de 835 hr y 506 hr, respectivamente; lo cual equivale al 34.38% y al 20.84% de la duración total, como se aprecia en la Gráfica 10.

Tabla 16. Duración de los NPT por herramientas en subsuelo

Subtipo de NPT por herramientas en subsuelo	Duración (hr)
Rotary Steerable System	835
Heavy Weight/Drill pipe	506
LWD / MWD	334
Motor / Turbines	246.5
Disconnect sub	118.5
Casing / Liner	116.5
Jar/Accelerator/Shock absorber	90
Fishing tools	50
Wireline / Slickline	35
Casing / Liner accessories	33.5
Falla de la broca / Bit failure	23.5
Circulation sub	14
Crossover/Sub/Stab	8.5
Hanger / Bpr / Tsr / Expansion joint	7.5
Válvula de control / Downhole control valve	3.5
Sensor - medidor / Downhole sensor-/ Gauge	3
Hole opener	1.5
Logging tool failure	1
Survey	1
Other coil downhole	0.5
SUMA	8649

Fuente. OPEN WELLS © ECP, Abril 2015.

Gráfica 10. % de Duración de los NPT por herramientas en subsuelo



- ROTARY STEERABLE SYSTEM
- HEAVY WEIGHT/DRILL PIPE
- LWD / MWD
- MOTOR / TURBINES
- DISCONNECT SUB
- CASING / LINER
- JAR/ACCELERATOR/SHOCK ABSORBER
- FISH TOOLS
- WIRELINE / SLICKLINE
- CASING / LINER ACCESSORIES
- FALLA DE LA BROCA / BIT FAILURE
- CIRCULATION SUB
- CROSSOVER/SUB/STAB
- HANGER / BPR / TSR / EXPANSION JOINT
- VALVULA DE CONTROL / DOWNHOLE CONTROL VALVE
- SENSOR - MEDIDOR / DOWNHOLE SENSOR-/ GAUGE
- HOLE OPENER
- LOGGING TOOL FAILURE
- SURVEY

Una vez identificados los eventos de mayor ocurrencia, tanto para tipo de NPT como para subtipo de NPT, se prosiguió a discriminar los NPT presentes en los 15 Pozos pre-seleccionados en la Tabla 10, para así escoger los que presentaron los tipos y subtipos de NPT con mayor ocurrencia.

Con el fin de seleccionar un Pozo que presentara los tres tipos de NPT durante su perforación se generó el Cuadro 3, donde se especifican los tipos de NPT que presenta cada uno de los 15 Pozos; de allí se obtuvo que los Pozos que presentaron pega, problemas del hueco y herramientas en subsuelo fueron los Pozos D, F, A, J, G e I.

Cuadro 3. NPT presentes en cada Pozo

POZO	PEGA	PROBLEMAS DEL HUECO	HERRAMIENTAS EN SUBSUELO
B	X	X	
L		X	
Z		X	X
H		X	X
D	X	X	X
F	X	X	X
K	X		X
E		X	X
A	X	X	X
P		X	X
C	X		X
J	X	X	X
S		X	X
G	X	X	X
I	X	X	X

Fuente. OPEN WELLS © ECP, Abril 2015.

Finalmente, se procedió a identificar cuál de los seis Pozos que presentaron los tres tipos de NPT, presentó los subtipos de NPT con mayor duración; para ello se generó el Cuadro 4, donde se exponen los subtipos de NPT presentes en cada uno de los seis Pozos.

Relacionando los subtipos de NPT presentes en cada Pozo, con la duración de cada uno de los subtipos de NPT, se concluyó que el Pozo A es aquel que presentó los subtipos de NPT con mayor duración. A nivel de pega presentó el subtipo de NPT denominado “Geometría del hueco / Wellbore geometry”, el cual tiene la mayor duración dentro de su categoría, según la Tabla 14. A nivel de problemas de hueco presentó los subtipos de NPT denominados “Pérdida de circulación / Lost circulation” y “Hueco apretado / Tight hole”, los cuales ocupan el

segundo y tercer lugar en cuanto duración, según la Tabla 15; cabe aclarar que dentro del grupo de seis Pozos, ninguno presentó el subtipo con mayor duración (Tortuosidad / Cavernas), por lo cual se decidió tomar en consideración los subtipos ya mencionados. A nivel de herramientas en subsuelo presentó los subtipos de NPT denominados “Rotary Steerable System” y “Heavy Weight / Drill Pipe”, los cuales ocupan el primer y segundo lugar en cuanto a duración, según la Tabla 16.

Cuadro 4. Subtipos de NPT presentes en cada Pozo

POZO	PEGA	PROBLEMAS DEL HUECO	HERRAMIENTAS EN SUBSUELO
D	Falta de limpieza del hueco / Poor hole cleaning	Inestabilidad del hueco / Wellbore instability	Fishing tolos
			Heavy Weight / Drill Pipe
			Motor / Turbines
F	Formación inestable	Inestabilidad del hueco / Wellbore instability	Falla de la broca / Bit failure
			LWD / MWD
			Rotary Steerable System
A	Geometría del hueco / Wellbore geometry	Hueco apretado / Tight hole	Heavy Weight / Drill Pipe
		Pérdida de circulación / Lost circulation	Rotary Steerable System
J	Pega diferencial / Differential stick	Inestabilidad del hueco / Wellbore instability	LWD / MWD
G	Geometría del hueco / Wellbore geometry	Interferencia magnética	Casing / Liner accessories
			Hole opener
			LWD / MWD
			Wireline / Slickline
I	Geometría del hueco / Wellbore geometry	Hueco apretado / Tight hole	Rotary Steerable System
		Remedial	

Fuente. OPEN WELLS © ECP, Abril 2015.

4. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA EL DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS NPT'S DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO CASTILLA

En este capítulo se describe el procedimiento propuesto para el análisis de las actividades de perforación en el Campo Castilla, con el fin de realizar un diagnóstico de las causas raíz de los NPT's presentados.

Dicho análisis se decide realizar tomando como referencia un caso exitoso dentro de la industria petrolera, como lo fue el análisis causa raíz que llevó a cabo la empresa Statoil, donde se decidió realizar un análisis pos-operacional de las actividades de perforación debido a la recurrencia en la construcción de sidetracks técnicos durante la perforación, lo cual estaba aumentando los costos relacionados con la perforación y las tecnologías usadas durante la misma. En este estudio participó un grupo compuesto por especialistas en áreas relacionadas con la geomecánica de las rocas, la estabilidad del Pozo y las tecnologías de perforación (herramientas, fluidos, etc); donde decidieron dividir el proyecto en dos fases una inicial donde se dedicaron a la recolección y al estudio de la información relacionada con las actividades de perforación y una segunda fase de implementación de los aprendizajes obtenidos en la primera etapa. Como conclusiones importantes de este estudio se encontraron: la inconsistencia entre las razones para los sidetracks expuestas en los reportes diarios de operación y las causas raíz determinadas en el análisis detallado; la reducción en las causas relacionadas con las formaciones y la determinación de causas raíz relacionadas con prácticas operacionales. Finalmente, se lograron identificar con éxito las verdaderas causas raíz de los problemas presentados y se logró realizar una implementación de las acciones correctivas para evitar futuros inconvenientes durante la perforación de Pozos⁷³

El procedimiento propuesto cubre las actividades de:

1. Selección del objeto de estudio
2. Recolección de información
3. Organización de la Información
4. Análisis de la información
5. Diagnóstico de las causas raíz

Es importante hacer claridad en que estas actividades representan la subdivisión del presente capítulo. Sin embargo cada actividad cuenta con una serie de tareas, que constituirán el paso a paso global del procedimiento.

⁷³ BLAASMO, Marit. Detailed post-event analysis of drilling problems significantly alters the root cause reality for technical sidetracks. SPE Drilling Conference. Amsterdam, Holanda. Febrero 20 – 22, 2007.

4.1 SELECCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO

Para dar comienzo a la investigación es fundamental definir el Pozo que requiere ser analizado, con el fin de identificar las razones por las cuales presentó problemas durante su perforación; para lo cual, es conveniente realizar un análisis estadístico.

Dando inicio al procedimiento los pasos que se proponen en la metodología son:

- Paso 1: Realizar una Query en Data Analyzer ® ECP la cual indique la totalidad de los Pozos perforados en el Campo que se va analizar, en el período de tiempo a estudiar.
- Paso 2: Realizar tres queries en Data Analyzer ® ECP: la primera, con los costos de la perforación reales y autorizados; la segunda, con la cantidad de eventos NPT's; y la tercera, con el tiempo real de perforación y el tiempo estimado, de cada Pozo
- Paso 3: Organizar los tres ítems (Costos de perforación, cantidad de eventos NPT's y duración de la perforación) de mayor a menor y escoger los más críticos, dándole prioridad a los costos.
- Paso 4: Calcular el tamaño de muestra representativo.
- Paso 5: Con el tamaño de muestra calculado, seleccionar el Pozo a estudiar, teniendo en cuenta los ítems evaluados en el paso 3.
- Paso 6: Hacer un análisis de cada uno de los Pozos seleccionados en el paso 5, con el fin de determinar los mayores problemas operacionales que generan los NPT en dichos Pozos.

4.2 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Es fundamental contar con toda la información necesaria para llevar a cabo el análisis de las actividades desarrolladas durante la perforación del Pozo. Dicha información se puede obtener de diferentes fuentes, como lo son: Open Wells ® ECP, GiTEP, empresas prestadoras de servicios y carpetas que contengan información de perforación de los Campos; todas las fuentes internas, a las cuales se obtiene acceso directamente desde la empresa.

4.2.1 Consulta en Open Wells ® ECP. Open Wells ® ECP brinda la información relacionada en los reportes diarios de perforación, por lo tanto, inicialmente, la información consignada allí va a ser la base para la selección de Pozos.

Por ello, dando continuidad al paso a paso general del procedimiento, se tiene que la tarea a seguir sería:

- Paso 7: Descargar los reportes diarios de perforación de los Pozos seleccionados de Open Wells ® ECP.

4.2.2 Consulta en otras bases de datos de Ecopetrol (GiTEP, Carpetas compartidas, información de empresas prestadoras de servicios). Teniendo en cuenta que dependiendo los problemas durante la perforación se requieren diferentes tipos de información; existe información que se necesita en todos los casos independientemente del problema que genere los tiempos no planeados. Dicha información únicamente puede ser consultada en las bases de datos de la empresa, tales como GiTEP, o debe pedirse directamente a las empresas prestadoras de servicios, pues se requiere que sea directamente de la fuente, es decir que los datos sean los datos reales que se obtuvieron durante la perforación.

Con el fin de clasificar la conveniencia, en cuanto a la consulta de dicha información se creó un listado que indica cuándo debe ser consultado cada archivo, el cual se expone en el Cuadro 5.

Cuadro 5. Clasificación de la información de consulta, dependiendo del mayor problema identificado

<p>INFORMACIÓN GENERAL</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Programa de Perforación b. Daily Report c. Incident Log d. Documentos de parámetros operacionales en formato .LAS e. Formation Evaluation Log (FEL) f. Herramienta Well Plan ® ECP 	<p>PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN Y/O PEGA DE TUBERÍA</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Recap de Lodos b. Informe final de Mud Logging c. Curvas de geomecánica d. Reporte de Cavings e. Survey
<p>HERRAMIENTAS EN SUBSUELO</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Informe de mantenimiento 	<p>CEMENTACIÓN</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Registro CBL b. Registro VDL c. Registro USI (si se cuenta con el)

Por lo tanto, continuando con la numeración global del procedimiento se tiene que:

- Paso 8: De acuerdo con los problemas operacionales que generen los NPT adquirir la documentación necesaria para el análisis de la operación, según el listado del Cuadro 5.

4.3 ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La organización de la información es la etapa que permite examinar y extraer de las diferentes fuentes de consulta, la información que tiene mayor relevancia en la investigación que se está llevando a cabo. Para la disposición de la información existen diferentes herramientas, tales como líneas del tiempo, diagramas de

espina de pescado, cuadros conceptuales, etc. En la presente metodología se propone una línea del tiempo.

Esta esta etapa del proceso está compuesta por las tareas que comprenden pasos del 9 al 12. Esas se describen a continuación, siguiendo la numeración global del procedimiento:

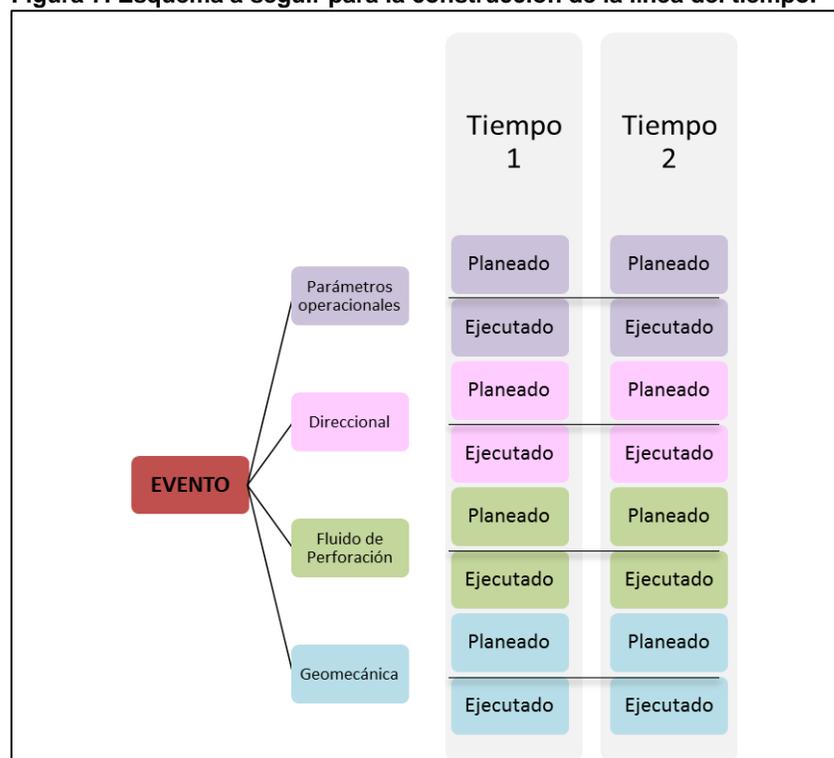
- Paso 9: Revisar en el Programa de Perforación del Pozo, los aspectos mencionados en el Cuadro 6 con el fin de conocer los parámetros establecidos a nivel de planeación para llevar a cabo la perforación del Pozo.

Cuadro 6. Parámetros relevantes para cada área de investigación

FLUIDOS DE PERFORACIÓN	CONDICIONES Y TRAYECTORIA DIRECCIONAL DEL POZO	GEOMECÁNICA
<ul style="list-style-type: none"> • Propiedades de los fluidos de perforación <ul style="list-style-type: none"> - ECD • Píldoras bombeadas <ul style="list-style-type: none"> - Concentración - Profundidad de bombeo - Galones por minuto (GPM) - Stand pipe pressure (SPP) - Volumen de píldoras bombeadas (BIs) - Posición y modo de trabajo de la sarta 	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo y configuración del BHA • Trayectoria direccional del Pozo <ul style="list-style-type: none"> - Azimuth - Inclinación - Dog leg - Survey 	<ul style="list-style-type: none"> • Cavings (Bbl/h) • Geopresiones (esfuerzo horizontal mínimo, esfuerzo de sobrecarga, presión de poro, gradiente de fractura) • Modelo de estabilidad de Pozo (gradiente de colapso, esfuerzo horizontal máximo)

- Paso 10: Consultar el “Daily Drilling Report”, con el fin de identificar los problemas operacionales que se presentaron durante la perforación y que generaron tiempos no planeados. Conviene enfocarse en las actividades descritas en el “*Status*” y en el “*Operation Summary*”, ubicando particularmente las actividades clasificadas como “*N*”, pues esto indica que no fueron planeadas.
- Paso 11: Una vez identificados los problemas operacionales que generan los NPT en el Pozo, examinar la información pertinente en cada caso, según el Cuadro 5, con la intención de contemplar todos los aspectos relevantes, desde su respectiva especialidad.
- Paso 12: Relacionar toda la información recolectada, asociada a actividades no planeadas, mediante la construcción de una línea de tiempo, empleando el programa *Visio*, en donde se comparen los parámetros planeados, con los parámetros ejecutados teniendo en cuenta las tres áreas de investigación propuestas. Para ello, seguir el esquema mostrado en la Figura 7.

Figura 7. Esquema a seguir para la construcción de la línea del tiempo.



4.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Una vez identificados los instantes de tiempo donde las actividades ejecutadas se alejaron de las planeadas, se procede a analizar la información con el fin de identificar las causas que generaron los problemas durante la operación.

Esta etapa comprende la aplicación de la metodología y de las herramientas seleccionadas en el Capítulo dos del presente documento. Y está constituida por el paso 13 del procedimiento global, y por sus componentes, los cuales serán descritos a continuación:

- Paso 13: Aplicar la metodología Tripod Beta, siguiendo los pasos mencionados a continuación y explicados gráficamente en la Figura 4.
 - a. Identificar el objeto
 - b. Identificar el evento
 - c. Identificar la amenaza
 - d. Identificar las barreras. Para el caso de las barreras presentes en los eventos de perforación, se identificaron las más comunes y están consignadas en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Barreras para los eventos de Perforación

Barreras de Defensa	Barreras de Control
<ul style="list-style-type: none">a. Caracterización de la formaciónb. Parámetros operacionales adecuados (ROP, GPM, Weight on Bit, Torque, Hook Load, Block Position)c. Control direccionald. Características de fluido apropiadas (Densidad, viscosidad, yield point, geles, filtrado API, Yield Strength)e. Uso de material LCMf. Cálculo adecuado del fragüe durante la cementación	<ul style="list-style-type: none">a. Medidas Preventivasb. Nuevas Tecnologíasc. Diseño adecuado del BHA

4.5 DIAGNÓSTICO DE LA CAUSA RAÍZ

Es la etapa final del proceso, en la cual ya se ha logrado un entendimiento profundo de la operación, se han identificado los agentes que generaron las actividades no planeadas, pero aún no se han planteado las hipótesis de porqué dichos agentes generaron los problemas.

Esta fase final del procedimiento comprende los pasos 14 y 15 de la numeración global, así como los componentes adicionales de cada una de las tareas que allí se describen. La explicación de cada uno de estos pasos se dará a continuación:

- Paso 14: Establecer las causas que hicieron que dichas barreras fallaran, teniendo como consecuencia los eventos no planeados durante la perforación.

Con el fin de determinar adecuadamente las causas del problema y encontrar soportes que justifiquen dichas causas, se recomienda:

a) Determinar si los parámetros empleados en cada momento fueron los adecuados, teniendo en cuenta si:

- Se emplearon los parámetros planeados y a pesar de ello se presentaron problemas operacionales
- No se emplearon los parámetros planeados

b) Hacer un análisis minucioso de los parámetros operacionales utilizados en un instante de tiempo específico, para lo cual, dirigirse a los documentos de parámetros operacionales en formato .LAS, donde se muestra el detalle de los

parámetros descritos en el Incident Log. Todo esto con el fin de identificar comportamientos atípicos.

- c) Correr hidráulicas en Well Plan ®, con el fin de realizar una sensibilidad a los parámetros utilizados durante la perforación y verificar la efectividad de los mismos.

Sin embargo, es importante aclarar que la consulta de estos documentos, así como la realización de las curvas y las simulaciones, queda a decisión propia de la persona que esté ejecutando el procedimiento, pues no aplica para todos los casos de estudio.

- Paso 15: Organizar el esquema Tripod Beta como se muestra en la Figura 6 (página 43).

5. PROCEDIMIENTO APLICADO AL POZO A

El presente capítulo enuncia la aplicación de la metodología explicada en el Capítulo 4, del presente documento, al Pozo A.

Se conserva la numeración del paso a paso empleada anteriormente, con el fin de contextualizar al lector.

5.1 SELECCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO

Esta sección contiene la aplicación de los pasos 1 al 6 del procedimiento propuesto.

Los pasos 1 y 2 comprenden la construcción de queries, que permiten la obtención de información proveniente de una base de datos de Ecopetrol S.A; el paso 3 constituye la organización de dicha información; y los pasos 4, 5 y 6 un análisis estadístico.

En primer lugar se ingresó a Data Analyzer ® para la construcción de la query y en la sección “*Selection Tree*”, se seleccionaron las siguientes categorías como filtro principal de la información:

- **Gerencia:** dentro de esta categoría se estableció como filtro “VRO”, debido a que los Pozos del Campo Castilla pertenecen a la Vicepresidencia Regional Orinoquia.
- **Bloque:** para esta categoría se establecieron los filtros “VRO-CAST-CAST” y “CASTILLA”, ya que algunos de los Pozos no llevan en su nombre la palabra “CASTILLA”; sin embargo todos los Pozos del Campo Castilla se encuentran en alguno de estos dos bloques.
- **Nombre común del Pozo (Well):** elegida con el fin de identificar los Pozos por su nombre.
- **Siglas del evento:** en esta categoría se utilizó el filtro “ODR”, con el fin de obtener información únicamente de los eventos asociados a perforación.
- **Fecha de Inicio y Fecha de Finalización:** esta categoría es la que define el primer paso del procedimiento, ya que allí es donde se define que el periodo de tiempo de interés es 1 de Enero de 2014 – 15 de Abril de 2015. Para ello se estableció como filtro de fecha de inicio “>= 01-01-2014” y como filtro de fecha de finalización “<=15-04-2015”.

Una vez fueron seleccionadas todas las categorías y filtros, Data Analyzer ® genera una query como la que se expone en la Tabla 17, de donde se encontró que en el Campo Castilla se perforaron en total 63 Pozos entre el 1 de Enero de 2014 y el 15 de Abril de 2015.

Tabla 17. Resultados Query Totalidad de Pozos perforados en el Campo Castilla entre Enero de 2014 – Abril 2015

Gerencia	Bloque	Pozo	Siglas del Evento*	Fecha de Inicio* (dd/mm/año)	Fecha de Finalización (dd/mm/año)
VRO	VRO-CAST-CAST	U	ODR	02/01/2014	3/15/2014
VRO	CASTILLA	C	ODR	03/01/2014	29/03/2014
VRO	CASTILLA	BE	ODR	05/01/2014	24/01/2014
VRO	CASTILLA	BF	ODR	13/01/2014	31/01/2014
VRO	CASTILLA	BK	ODR	17/01/2014	03/02/2014
VRO	CASTILLA	D	ODR	24/01/2014	02/05/2014
VRO	CASTILLA	R	ODR	26/01/2014	17/03/2014
VRO	CASTILLA	K	ODR	03/02/2014	25/03/2014
VRO	CASTILLA	Z	ODR	06/02/2014	14/03/2014
VRO	CASTILLA	BB	ODR	22/03/2014	09/04/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	X	ODR	28/03/2014	23/04/2014
VRO	CASTILLA	BA	ODR	03/04/2014	22/04/2014
VRO	CASTILLA	BD	ODR	14/04/2014	02/05/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AI	ODR	27/04/2014	26/05/2014
VRO	CASTILLA	E	ODR	29/04/2014	26/07/2014
VRO	CASTILLA	BJ	ODR	04/05/2014	17/05/2014
VRO	CASTILLA	H	ODR	06/05/2014	06/07/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AT	ODR	10/05/2014	01/06/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	V	ODR	30/05/2014	27/06/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	F	ODR	02/06/2014	08/08/2014
VRC	VRO-CAST-CAST	J	ODR	05/06/2014	19/07/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	Q	ODR	03/07/2014	09/08/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	T	ODR	24/07/2014	20/08/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AG	ODR	13/08/2014	03/09/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AV	ODR	17/08/2014	05/09/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AO	ODR	23/08/2014	16/09/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AW	ODR	10/09/2014	11/10/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	B	ODR	10/09/2014	29/11/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AJ	ODR	15/09/2014	06/10/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	P	ODR	17/09/2014	22/10/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	M	ODR	23/09/2014	21/10/2014

Tabla 17. (Continuación)

VRO	VRO-CAST-CAST	N	ODR	30/09/2014	05/11/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AA	ODR	07/10/2014	03/11/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	W	ODR	13/10/2014	11/11/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AK	ODR	18/10/2014	08/11/2014
VRC	VRO-CAST-CAST	AP	ODR	27/10/2014	16/11/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	Y	ODR	28/10/2014	02/12/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AY	ODR	07/11/2014	30/11/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AC	ODR	11/11/2014	08/12/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	BC	ODR	13/11/2014	29/11/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AX	ODR	16/11/2014	07/12/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AE	ODR	25/11/2014	21/12/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	AH	ODR	02/12/2014	20/12/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	L	ODR	02/12/2014	10/01/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	G	ODR	05/12/2014	24/01/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AZ	ODR	06/12/2014	24/12/2014
VRO	VRO-CAST-CAST	A	ODR	13/12/2014	13/02/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AQ	ODR	17/12/2014	06/01/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	BH	ODR	22/12/2014	11/01/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AD	ODR	24/12/2014	19/01/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	BG	ODR	26/12/2014	11/01/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AB	ODR	27/12/2014	17/01/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AU	ODR	09/01/2015	28/01/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AR	ODR	23/01/2015	16/02/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AM	ODR	24/01/2015	13/02/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	O	ODR	25/01/2015	24/02/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AS	ODR	26/01/2015	20/02/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AN	ODR	01/02/2015	25/02/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	S	ODR	15/02/2015	22/03/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AL	ODR	21/02/2015	11/03/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	I	ODR	23/02/2015	02/04/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	BI	ODR	02/03/2015	20/03/2015
VRO	VRO-CAST-CAST	AF	ODR	10/03/2015	05/04/2015

Fuente. OPEN WELLS © ECP, Abril 2015.

Acto seguido se elaboraron tres queries, en las cuales se contemplaran los factores principales: costos de la perforación, duración de la perforación y duración de los NPT

La primera query se generó con el fin de establecer la diferencia entre los costos reales y los autorizados, para la perforación de cada uno de los Pozos; para ello se seleccionaron las siguientes categorías:

- Bloque, con los filtros “VRO-CAST-CAST” y “CASTILLA”
- Nombre común del Pozo (Well)
- Siglas del evento, con el filtro “ODR”
- Fecha de inicio, con el filtro “>= 01-01-2014”. Esta categoría fue utilizada con el fin de organizar los Pozos en orden cronológico de inicio de perforación.
- Costo Diario Total (Sum), esta categoría fue ajustada mediante la opción “Sum”, para sumar el costo diario reportado para cada día de perforación, generando el costo total de la perforación de cada Pozo.
- Costo autorizado, empleada con la finalidad de conocer el costo que fue autorizado para cada Pozo antes de su perforación.

A continuación, en la Tabla 18 se muestra la query generada por Data Analyzer ® y cuyo principal aporte es brindar el costo de la perforación de cada Pozo. Cabe mencionar, que el costo autorizado no fue tenido en cuenta ya que presenta inconsistencias. Para ello

Tabla 18. Query de Costos

Bloque	Pozo	Siglas del Evento*	Fecha de Inicio* (dd/mm/año)	Fecha de Finalización (dd/mm/año)	Costo Total (\$USD)	Costo Autorizado (\$USD)
VRO-CAST-CAST	U	ODR	02/01/2014	3/15/2014	\$ 4,491,701.26	\$ 3,939,680
CASTILLA	C	ODR	03/01/2014	29/03/2014	\$ 10,505,841.82	\$ 3,939,680
CASTILLA	BE	ODR	05/01/2014	24/01/2014	\$ 3,160,076.16	\$ 3,939,680
CASTILLA	BF	ODR	13/01/2014	31/01/2014	\$ 3,073,030.45	\$ 3,939,680
CASTILLA	BK	ODR	17/01/2014	03/02/2014	\$ 2,180,940.67	\$ 3,939,680
CASTILLA	D	ODR	24/01/2014	02/05/2014	\$ 10,122,322.84	\$ 3,939,680
CASTILLA	R	ODR	26/01/2014	17/03/2014	\$ 4,766,493.24	\$ 3,939,680
CASTILLA	K	ODR	03/02/2014	25/03/2014	\$ 5,386,876.90	\$ 3,939,680
CASTILLA	Z	ODR	06/02/2014	14/03/2014	\$ 4,228,178.44	\$ 3,939,680
CASTILLA	BB	ODR	22/03/2014	09/04/2014	\$ 3,267,238.62	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	X	ODR	28/03/2014	23/04/2014	\$ 4,339,384.11	\$ 3,939,680
CASTILLA	BA	ODR	03/04/2014	22/04/2014	\$ 3,277,583.06	\$ 3,939,680
CASTILLA	BD	ODR	14/04/2014	02/05/2014	\$ 3,163,944.75	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AI	ODR	27/04/2014	26/05/2014	\$ 3,717,296.05	\$ 3,939,680
CASTILLA	E	ODR	29/04/2014	26/07/2014	\$ 9,742,943.07	\$ 3,939,680
CASTILLA	BJ	ODR	04/05/2014	17/05/2014	\$ 2,725,277.92	\$ 3,939,680
CASTILLA	H	ODR	06/05/2014	06/07/2014	\$ 6,734,957.89	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AT	ODR	10/05/2014	01/06/2014	\$ 3,434,815.17	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	V	ODR	30/05/2014	27/06/2014	\$ 4,480,710.74	\$ 3,939,680

Tabla 18. (Continuación)

VRO-CAST-CAST	F	ODR	02/06/2014	08/08/2014	\$ 9,552,364.58	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	J	ODR	05/06/2014	19/07/2014	\$ 5,594,064.76	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	Q	ODR	03/07/2014	09/08/2014	\$ 4,939,429.93	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	T	ODR	24/07/2014	20/08/2014	\$ 4,665,848.87	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AG	ODR	13/08/2014	03/09/2014	\$ 3,970,985.53	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AV	ODR	17/08/2014	05/09/2014	\$ 3,398,481.40	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AO	ODR	23/08/2014	16/09/2014	\$ 3,510,637.52	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AW	ODR	10/09/2014	11/10/2014	\$ 3,396,198.90	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	B	ODR	10/09/2014	29/11/2014	\$ 12,278,605.64	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AJ	ODR	15/09/2014	06/10/2014	\$ 3,704,855.33	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	P	ODR	17/09/2014	22/10/2014	\$ 4,947,337.01	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	M	ODR	23/09/2014	21/10/2014	\$ 5,209,220.46	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	N	ODR	30/09/2014	05/11/2014	\$ 5,115,442.54	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AA	ODR	07/10/2014	03/11/2014	\$ 4,224,337.70	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	W	ODR	13/10/2014	11/11/2014	\$ 4,397,499.25	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AK	ODR	18/10/2014	08/11/2014	\$ 3,682,143.98	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AP	ODR	27/10/2014	16/11/2014	\$ 3,507,644.28	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	Y	ODR	28/10/2014	02/12/2014	\$ 4,289,985.70	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AY	ODR	07/11/2014	30/11/2014	\$ 3,322,930.83	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AC	ODR	11/11/2014	08/12/2014	\$ 4,169,550.82	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	BC	ODR	13/11/2014	29/11/2014	\$ 3,173,229.51	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AX	ODR	16/11/2014	07/12/2014	\$ 3,372,169.54	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AE	ODR	25/11/2014	21/12/2014	\$ 4,012,895.17	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AH	ODR	02/12/2014	20/12/2014	\$ 3,859,931.78	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	L	ODR	02/12/2014	10/01/2015	\$ 5,334,155.35	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	G	ODR	05/12/2014	24/01/2015	\$ 7,762,787.68	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AZ	ODR	06/12/2014	24/12/2014	\$ 3,286,738.04	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	A	ODR	13/12/2014	13/02/2015	\$ 8,450,892.65	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AQ	ODR	17/12/2014	06/01/2015	\$ 3,503,914.03	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	BH	ODR	22/12/2014	11/01/2015	\$ 3,022,186.14	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AD	ODR	24/12/2014	19/01/2015	\$ 4,092,644.91	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	BG	ODR	26/12/2014	11/01/2015	\$ 3,041,379.15	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AB	ODR	27/12/2014	17/01/2015	\$ 4,201,937.21	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AU	ODR	09/01/2015	28/01/2015	\$ 3,417,390.06	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AR	ODR	23/01/2015	16/02/2015	\$ 3,488,388.43	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AM	ODR	24/01/2015	13/02/2015	\$ 3,604,246.64	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	O	ODR	25/01/2015	24/02/2015	\$ 4,962,018.88	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AS	ODR	26/01/2015	20/02/2015	\$ 3,446,076.63	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AN	ODR	01/02/2015	25/02/2015	\$ 3,510,919.45	\$ 3,939,680

Tabla 18. (Continuación)

VRO-CAST-CAST	S	ODR	15/02/2015	22/03/2015	\$ 4,765,126.00	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AL	ODR	21/02/2015	11/03/2015	\$ 3,652,545.74	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	I	ODR	23/02/2015	02/04/2015	\$ 6,036,271.57	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	BI	ODR	02/03/2015	20/03/2015	\$ 2,934,157.60	\$ 3,939,680
VRO-CAST-CAST	AF	ODR	10/03/2015	05/04/2015	\$ 3,992,149.64	\$ 3,939,680

Fuente. OPEN WELLS ® ECP, Abril 2015.

La segunda query, tiene como finalidad dar a conocer cuántos de los 63 Pozos perforados, presentaron tiempos no planeados y el tiempo total de las actividades no planeadas en cada Pozo. Las categorías seleccionadas fueron:

- Bloque, con los filtros “VRO-CAST-CAST” y “CASTILLA”
- Nombre común del Pozo (Well)
- Siglas del evento, con el filtro “ODR”
- Fecha de inicio, con el filtro “>= 01-01-2014”. Esta categoría fue utilizada con el fin de organizar los Pozos en orden cronológico de inicio de perforación.
- P/N, con el filtro “N”, lo cual indica que solo se desea contemplar los eventos no planeados.
- Duración (Sum), esta categoría devuelve la suma de todas las horas transcurridas durante actividades no planeadas, mediante la selección de la opción “Sum”.

El resultado de esta query se observa en la Tabla 19 y de allí se concluyó que de los 63 Pozos perforados, 61 Pozos presentaron tiempos no planeados y los Pozos AR y BI no presentaron NPT's.

Tabla 19. Query Duración de NPT's

Bloque	Pozo	Siglas del Evento*	Fecha de Inicio* (dd/mm/año)	Fecha de Finalización (dd/mm/año)	P/N*	Duración NPT (hr)
VRO-CAST-CAST	U	ODR	02/01/2014	3/15/2014	N	192.00
CASTILLA	C	ODR	03/01/2014	29/03/2014	N	1018.50
CASTILLA	BE	ODR	05/01/2014	24/01/2014	N	25.50
CASTILLA	BF	ODR	13/01/2014	31/01/2014	N	10.00
CASTILLA	BK	ODR	17/01/2014	03/02/2014	N	2.00
CASTILLA	D	ODR	24/01/2014	02/05/2014	N	831.00
CASTILLA	R	ODR	26/01/2014	17/03/2014	N	148.50
CASTILLA	K	ODR	03/02/2014	25/03/2014	N	236.00
CASTILLA	Z	ODR	06/02/2014	14/03/2014	N	252.00
CASTILLA	BB	ODR	22/03/2014	09/04/2014	N	20.00
VRO-CAST-CAST	X	ODR	28/03/2014	23/04/2014	N	83.50
CASTILLA	BA	ODR	03/04/2014	22/04/2014	N	4.50

Tabla 19. (Continuación)

CASTILLA	BD	ODR	14/04/2014	02/05/2014	N	21.50
VRO-CAST-CAST	AI	ODR	27/04/2014	26/05/2014	N	52.00
CASTILLA	E	ODR	29/04/2014	26/07/2014	N	1376.00
CASTILLA	BJ	ODR	04/05/2014	17/05/2014	N	31.00
CASTILLA	H	ODR	06/05/2014	06/07/2014	N	488.00
VRO-CAST-CAST	AT	ODR	10/05/2014	01/06/2014	N	4.50
VRO-CAST-CAST	V	ODR	30/05/2014	27/06/2014	N	84.50
VRO-CAST-CAST	F	ODR	02/06/2014	08/08/2014	N	821.50
VRO-CAST-CAST	J	ODR	05/06/2014	19/07/2014	N	341.00
VRO-CAST-CAST	Q	ODR	03/07/2014	09/08/2014	N	106.00
VRO-CAST-CAST	T	ODR	24/07/2014	20/08/2014	N	225.00
VRO-CAST-CAST	AG	ODR	13/08/2014	03/09/2014	N	56.00
VRO-CAST-CAST	AV	ODR	17/08/2014	05/09/2014	N	260.00
VRO-CAST-CAST	AO	ODR	23/08/2014	16/09/2014	N	21.50
VRO-CAST-CAST	AW	ODR	10/09/2014	11/10/2014	N	41.50
VRO-CAST-CAST	B	ODR	10/09/2014	29/11/2014	N	1384.00
VRO-CAST-CAST	AJ	ODR	15/09/2014	06/10/2014	N	135.00
VRO-CAST-CAST	P	ODR	17/09/2014	22/10/2014	N	129.00
VRO-CAST-CAST	M	ODR	23/09/2014	21/10/2014	N	49.50
VRO-CAST-CAST	N	ODR	30/09/2014	05/11/2014	N	30.00
VRO-CAST-CAST	AA	ODR	07/10/2014	03/11/2014	N	16.50
VRO-CAST-CAST	W	ODR	13/10/2014	11/11/2014	N	25.50
VRO-CAST-CAST	AK	ODR	18/10/2014	08/11/2014	N	16.00
VRO-CAST-CAST	AP	ODR	27/10/2014	16/11/2014	N	41.50
VRO-CAST-CAST	Y	ODR	28/10/2014	02/12/2014	N	88.50
VRO-CAST-CAST	AY	ODR	07/11/2014	30/11/2014	N	82.00
VRO-CAST-CAST	AC	ODR	11/11/2014	08/12/2014	N	95.00
VRO-CAST-CAST	BC	ODR	13/11/2014	29/11/2014	N	52.50
VRO-CAST-CAST	AX	ODR	16/11/2014	07/12/2014	N	135.00
VRO-CAST-CAST	AE	ODR	25/11/2014	21/12/2014	N	70.50
VRO-CAST-CAST	AH	ODR	02/12/2014	20/12/2014	N	1.00
VRO-CAST-CAST	L	ODR	02/12/2014	10/01/2015	N	314.00
VRO-CAST-CAST	G	ODR	05/12/2014	24/01/2015	N	602.00
VRO-CAST-CAST	AZ	ODR	06/12/2014	24/12/2014	N	58.50
VRO-CAST-CAST	A	ODR	13/12/2014	13/02/2015	N	850.00
VRO-CAST-CAST	AQ	ODR	17/12/2014	06/01/2015	N	6.50
VRO-CAST-CAST	BH	ODR	22/12/2014	11/01/2015	N	29.00
VRO-CAST-CAST	AD	ODR	24/12/2014	19/01/2015	N	150.50
VRO-CAST-CAST	BG	ODR	26/12/2014	11/01/2015	N	38.00

Tabla 19. (Continuación)

VRO-CAST-CAST	AB	ODR	27/12/2014	17/01/2015	N	124.50
VRO-CAST-CAST	AU	ODR	09/01/2015	28/01/2015	N	77.00
VRO-CAST-CAST	AM	ODR	24/01/2015	13/02/2015	N	85.50
VRO-CAST-CAST	O	ODR	25/01/2015	24/02/2015	N	30.50
VRO-CAST-CAST	AS	ODR	26/01/2015	20/02/2015	N	19.50
VRO-CAST-CAST	AN	ODR	01/02/2015	25/02/2015	N	7.50
VRO-CAST-CAST	S	ODR	15/02/2015	22/03/2015	N	513.00
VRO-CAST-CAST	AL	ODR	21/02/2015	11/03/2015	N	91.00
VRO-CAST-CAST	I	ODR	23/02/2015	02/04/2015	N	358.50
VRO-CAST-CAST	AF	ODR	10/03/2015	05/04/2015	N	162.50

Fuente. OPEN WELLS © ECP, Abril 2015.

La tercera query, tiene por objetivo comparar la duración real con la duración estimada para la perforación de cada Pozo, para establecer cuántos de los Pozos se perforaron en el tiempo planeado. Las categorías seleccionadas fueron:

- Bloque, con los filtros “VRO-CAST-CAST” y “CASTILLA”
- Nombre común del Pozo (Well)
- Siglas del evento, con el filtro “ODR”
- Fecha de inicio, con el filtro “>= 01-01-2014”. Esta categoría fue utilizada con el fin de organizar los Pozos en orden cronológico de inicio de perforación.
- Duración estimada, la cual indica los días que se esperaba durara la perforación de cada uno de los Pozos
- Duración real, la cual indica los días que realmente duró la perforación de cada uno de los Pozos.

La Tabla 20, revela los resultados obtenidos en dicha query y se puede concluir que de los 63 Pozos perforados, 38 Pozos duraron más tiempo del planeado para su perforación.

Tabla 20. Query Duración de la Perforación

Bloque	Pozo	Siglas del Evento*	Fecha de Inicio* (dd/mm/año)	Fecha de Finalización (dd/mm/año)	Duración Estimada (días)	Duración Real (Días)
VRO-CAST-CAST	U	ODR	02/01/2014	3/15/2014	25.00	28.94
CASTILLA	C	ODR	03/01/2014	29/03/2014	20.00	85.00
CASTILLA	BE	ODR	05/01/2014	24/01/2014	23.00	17.92
CASTILLA	BF	ODR	13/01/2014	31/01/2014	21.00	18.00
CASTILLA	BK	ODR	17/01/2014	03/02/2014	21.00	12.73
CASTILLA	D	ODR	24/01/2014	02/05/2014	18.00	98.00
CASTILLA	R	ODR	26/01/2014	17/03/2014	17.00	27.71
CASTILLA	K	ODR	03/02/2014	25/03/2014	22.00	50.00

Tabla 20.(Continuación)

CASTILLA	Z	ODR	06/02/2014	14/03/2014	20.00	29.48
CASTILLA	BB	ODR	22/03/2014	09/04/2014	13.00	27.42
VRO-CAST-CAST	X	ODR	28/03/2014	23/04/2014	15.83	26.58
CASTILLA	BA	ODR	03/04/2014	22/04/2014	19.50	18.96
CASTILLA	BD	ODR	14/04/2014	02/05/2014	21.00	17.23
VRO-CAST-CAST	AI	ODR	27/04/2014	26/05/2014	22.00	21.33
CASTILLA	E	ODR	29/04/2014	26/07/2014	89.00	88.33
CASTILLA	BJ	ODR	04/05/2014	17/05/2014	20.00	15.62
CASTILLA	H	ODR	06/05/2014	06/07/2014	62.00	61.06
VRO-CAST-CAST	AT	ODR	10/05/2014	01/06/2014	27.00	36.00
VRO-CAST-CAST	V	ODR	30/05/2014	27/06/2014	17.00	28.90
VRO-CAST-CAST	F	ODR	02/06/2014	08/08/2014	24.00	66.25
VRO-CAST-CAST	J	ODR	05/06/2014	19/07/2014	17.00	43.58
VRO-CAST-CAST	Q	ODR	03/07/2014	09/08/2014	19.50	35.65
VRO-CAST-CAST	T	ODR	24/07/2014	20/08/2014	25.00	35.15
VRO-CAST-CAST	AG	ODR	13/08/2014	03/09/2014	25.50	25.08
VRO-CAST-CAST	AV	ODR	17/08/2014	05/09/2014	23.00	23.46
VRO-CAST-CAST	AO	ODR	23/08/2014	16/09/2014	22.00	19.23
VRO-CAST-CAST	AW	ODR	10/09/2014	11/10/2014	17.00	20.83
VRO-CAST-CAST	B	ODR	10/09/2014	29/11/2014	17.00	79.67
VRO-CAST-CAST	AJ	ODR	15/09/2014	06/10/2014	20.00	25.42
VRO-CAST-CAST	P	ODR	17/09/2014	22/10/2014	17.00	28.33
VRO-CAST-CAST	M	ODR	23/09/2014	21/10/2014	22.00	35.52
VRO-CAST-CAST	N	ODR	30/09/2014	05/11/2014	38.00	36.95
VRO-CAST-CAST	AA	ODR	07/10/2014	03/11/2014	23.00	23.33
VRO-CAST-CAST	W	ODR	13/10/2014	11/11/2014	23.00	22.56
VRO-CAST-CAST	AK	ODR	18/10/2014	08/11/2014	22.00	18.00
VRO-CAST-CAST	AP	ODR	27/10/2014	16/11/2014	20.00	20.06
VRO-CAST-CAST	Y	ODR	28/10/2014	02/12/2014	32.00	31.38
VRO-CAST-CAST	AY	ODR	07/11/2014	30/11/2014	16.00	18.31
VRO-CAST-CAST	AC	ODR	11/11/2014	08/12/2014	25.00	23.25
VRO-CAST-CAST	BC	ODR	13/11/2014	29/11/2014	20.00	19.52
VRO-CAST-CAST	AX	ODR	16/11/2014	07/12/2014	24.00	23.71
VRO-CAST-CAST	AE	ODR	25/11/2014	21/12/2014	25.00	20.00
VRO-CAST-CAST	AH	ODR	02/12/2014	20/12/2014	15.00	42.00
VRO-CAST-CAST	L	ODR	02/12/2014	10/01/2015	23.00	38.62
VRO-CAST-CAST	G	ODR	05/12/2014	24/01/2015	25.50	50.04
VRO-CAST-CAST	AZ	ODR	06/12/2014	24/12/2014	20.00	19.79
VRO-CAST-CAST	A	ODR	13/12/2014	13/02/2015	20.00	62.13

Tabla 20.(Continuación)

VRO-CAST-CAST	AQ	ODR	17/12/2014	06/01/2015	13.88	20.33
VRO-CAST-CAST	BH	ODR	22/12/2014	11/01/2015	20.00	17.54
VRO-CAST-CAST	AD	ODR	24/12/2014	19/01/2015	20.00	25.90
VRO-CAST-CAST	BG	ODR	26/12/2014	11/01/2015	17.00	20.92
VRO-CAST-CAST	AB	ODR	27/12/2014	17/01/2015	20.00	26.00
VRO-CAST-CAST	AU	ODR	09/01/2015	28/01/2015	19.00	20.10
VRO-CAST-CAST	AR	ODR	23/01/2015	16/02/2015	23.00	19.00
VRO-CAST-CAST	AM	ODR	24/01/2015	13/02/2015	17.00	21.63
VRO-CAST-CAST	O	ODR	25/01/2015	24/02/2015	50.00	50.00
VRO-CAST-CAST	AS	ODR	26/01/2015	20/02/2015	28.00	17.00
VRO-CAST-CAST	AN	ODR	01/02/2015	25/02/2015	14.00	18.48
VRO-CAST-CAST	S	ODR	15/02/2015	22/03/2015	23.00	36.33
VRO-CAST-CAST	AL	ODR	21/02/2015	11/03/2015	19.00	26.46
VRO-CAST-CAST	I	ODR	23/02/2015	02/04/2015	24.40	38.04
VRO-CAST-CAST	BI	ODR	02/03/2015	20/03/2015	20.00	16.38
VRO-CAST-CAST	AF	ODR	10/03/2015	05/04/2015	20.80	26.85

Fuente. OPEN WELLS © ECP, Abril 2015.

Para dar continuidad al procedimiento, fue necesario calcular para cada Pozo la diferencia entre el costo total de perforación y el costo autorizado, y la diferencia entre la duración estimada y la duración real de la perforación. Dichos valores y la duración de los NPT fueron organizados de mayor a menor. Los resultados de la organización de los datos para relacionar los tres ítems en mención se presentan en la Tabla 21.

Tabla 21. Relación de variables

Pozo	Costo Total (\$USD)	Costo Autorizado (\$USD)	Diferencia (\$USD)	Pozo	Duración (hr)	Pozo	Duración Estimada (días)	Duración Real (Días)	Diferencia (Días)
B	\$12,278,606	\$3,939,680	\$8,338,926	B	1,384.00	D	18	98.0	80.0
C	\$10,505,842	\$3,939,680	\$6,566,162	E	1,376.00	C	20	85.0	65.0
D	\$10,122,323	\$3,939,680	\$6,182,643	C	1,018.50	B	17	79.7	62.7
E	\$9,742,943	\$3,939,680	\$5,803,263	A	850	F	24	66.3	42.3
F	\$9,552,365	\$3,939,680	\$5,612,685	D	831	A	20	62.1	42.1
A	\$8,450,893	\$3,939,680	\$4,511,213	F	821.5	K	22	50.0	28.0
G	\$7,762,788	\$3,939,680	\$3,823,108	G	602	AH	15	42.0	27.0
H	\$6,734,958	\$3,939,680	\$2,795,278	S	513	J	17	43.6	26.6
I	\$6,036,272	\$3,939,680	\$2,096,592	H	488	G	25.5	50.0	24.5
J	\$5,594,065	\$3,939,680	\$1,654,385	I	358.5	Q	19.5	35.6	16.1
K	\$5,386,877	\$3,939,680	\$1,447,197	J	341	L	23	38.6	15.6

Tabla 21. (Continuación)

L	\$5,334,155	\$3,939,680	\$1,394,475	L	314	BB	13	27.4	14.4
M	\$5,209,220	\$3,939,680	\$1,269,540	AV	260	I	24.4	38.0	13.6
N	\$5,115,443	\$3,939,680	\$1,175,763	Z	252	M	22	35.5	13.5
O	\$4,962,019	\$3,939,680	\$1,022,339	K	236	S	23	36.3	13.3
P	\$4,947,337	\$3,939,680	\$1,007,657	T	225	V	17	28.9	11.9
Q	\$4,939,430	\$3,939,680	\$999,750	U	192	P	17	28.3	11.3
R	\$4,766,493	\$3,939,680	\$826,813	AF	162.5	X	15.83	26.6	10.8
S	\$4,765,126	\$3,939,680	\$825,446	AD	150.5	R	17	27.7	10.7
T	\$4,665,849	\$3,939,680	\$726,169	R	148.5	T	25	35.1	10.1
U	\$4,491,701	\$3,939,680	\$552,021	AJ	135	Z	20	29.5	9.5
V	\$4,480,711	\$3,939,680	\$541,031	AX	135	AT	27	36.0	9.0
W	\$4,397,499	\$3,939,680	\$457,819	P	129	AL	19	26.5	7.5
X	\$4,339,384	\$3,939,680	\$399,704	AB	124.5	AQ	13.88	20.3	6.5
Y	\$4,289,986	\$3,939,680	\$350,306	Q	106	AF	20.8	26.9	6.1
Z	\$4,228,178	\$3,939,680	\$288,498	AC	95	AB	20	26.0	6.0
AA	\$4,224,338	\$3,939,680	\$284,658	AL	91	AD	20	25.9	5.9
AB	\$4,201,937	\$3,939,680	\$262,257	Y	88.5	AJ	20	25.4	5.4
AC	\$4,169,551	\$3,939,680	\$229,871	AM	85.5	AM	17	21.6	4.6
AD	\$4,092,645	\$3,939,680	\$152,965	V	84.5	AN	14	18.5	4.5
AE	\$4,012,895	\$3,939,680	\$73,215	X	83.5	U	25	28.9	3.9
AF	\$3,992,150	\$3,939,680	\$52,470	AY	82	BG	17	20.9	3.9
AG	\$3,970,986	\$3,939,680	\$31,306	AU	77	AW	17	20.8	3.8
AH	\$3,859,932	\$3,939,680	-\$79,748	AE	70.5	AY	16	18.3	2.3
AI	\$3,717,296	\$3,939,680	-\$222,384	AZ	58.5	AU	19	20.1	1.1
AJ	\$3,704,855	\$3,939,680	-\$234,825	AG	56	AV	23	23.5	0.5
AK	\$3,682,144	\$3,939,680	-\$257,536	BC	52.5	AA	23	23.3	0.3
AL	\$3,652,546	\$3,939,680	-\$287,134	AI	52	AP	20	20.1	0.1
AM	\$3,604,247	\$3,939,680	-\$335,433	M	49.5	O	50	50.0	0.0
AN	\$3,510,919	\$3,939,680	-\$428,761	AP	41.5	AZ	20	19.8	-0.2
AO	\$3,510,638	\$3,939,680	-\$429,042	AW	41.5	AX	24	23.7	-0.3
AP	\$3,507,644	\$3,939,680	-\$432,036	BG	38	AG	25.5	25.1	-0.4
AQ	\$3,503,914	\$3,939,680	-\$435,766	BJ	31	W	23	22.6	-0.4
AR	\$3,488,388	\$3,939,680	-\$451,292	O	30.5	BC	20	19.5	-0.5
AS	\$3,446,077	\$3,939,680	-\$493,603	N	30	BA	19.5	19.0	-0.5
AT	\$3,434,815	\$3,939,680	-\$504,865	BH	29	Y	32	31.4	-0.6
AU	\$3,417,390	\$3,939,680	-\$522,290	BE	25.5	E	89	88.3	-0.7
AV	\$3,398,481	\$3,939,680	-\$541,199	W	25.5	AI	22	21.3	-0.7
AW	\$3,396,199	\$3,939,680	-\$543,481	AO	21.5	H	62	61.1	-0.9

Tabla 21. (Continuación)

AX	\$3,372,170	\$3,939,680	-\$567,510	BD	21.5	N	38	37.0	-1.0
AY	\$3,322,931	\$3,939,680	-\$616,749	BB	20	AC	25	23.3	-1.8
AZ	\$3,286,738	\$3,939,680	-\$652,942	AS	19.5	BH	20	17.5	-2.5
BA	\$3,277,583	\$3,939,680	-\$662,097	AA	16.5	AO	22	19.2	-2.8
BB	\$3,267,239	\$3,939,680	-\$672,441	AK	16	BF	21	18.0	-3.0
BC	\$3,173,230	\$3,939,680	-\$766,450	BF	10	BI	20	16.4	-3.6
BD	\$3,163,945	\$3,939,680	-\$775,735	AN	7.5	BD	21	17.2	-3.8
BE	\$3,160,076	\$3,939,680	-\$779,604	AQ	6.5	AR	23	19.0	-4.0
BF	\$3,073,030	\$3,939,680	-\$866,650	AT	4.5	AK	22	18.0	-4.0
BG	\$3,041,379	\$3,939,680	-\$898,301	BA	4.5	BJ	20	15.6	-4.4
BH	\$3,022,186	\$3,939,680	-\$917,494	BK	2	AE	25	20.0	-5.0
BI	\$2,934,158	\$3,939,680	-\$1,005,522	AH	1	BE	23	17.9	-5.1
BJ	\$2,725,278	\$3,939,680	-\$1,214,402	AR	0	BK	21	12.7	-8.3
BK	\$2,180,941	\$3,939,680	-\$1,758,739	BI	0	AS	28	17.0	-11.0

Posteriormente, se desarrollaron los pasos 4, 5 y 6, tal como se presenta en la Sección 3.2 del presente documento, donde se realizó un análisis de distribución estadístico de la información suministrada, se calculó el tamaño de la muestra representativo, se analizaron los diferentes tipos de NPT y finalmente se seleccionó el Pozo A como objeto de estudio.

5.2 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para desarrollar los pasos 7 y 8 se descargaron de Open Wells ® ECP, los reportes diarios de perforación y el Survey del Pozo A.

Además, se consultó la base de datos GiTEP y de allí fue posible descargar los siguientes documentos:

- Incident Log
- Formation Evaluation Log
- Informe final de Mud Logging

Posteriormente, se consultó una carpeta que contenía información de las actividades de perforación del Campo Castilla, de donde fue posible extraer el Programa de Perforación del Pozo.

Finalmente, los documentos restantes fueron suministrados por las compañías prestadoras de servicios, estos fueron: Recap de Lodos y documentos de parámetros operacionales en formato .LAS

5.3 ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

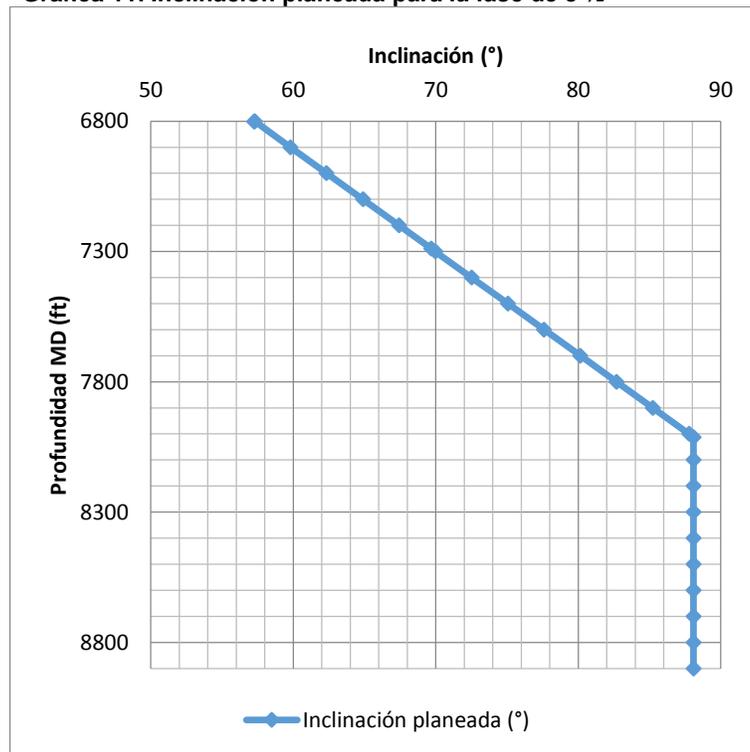
En esta sección es posible encontrar la aplicación de los pasos 9 al 12 del procedimiento.

Se revisó el programa de perforación del Pozo A y allí se revisaron los aspectos planeados a nivel de parámetros operacionales, direccionales y de fluidos de perforación.

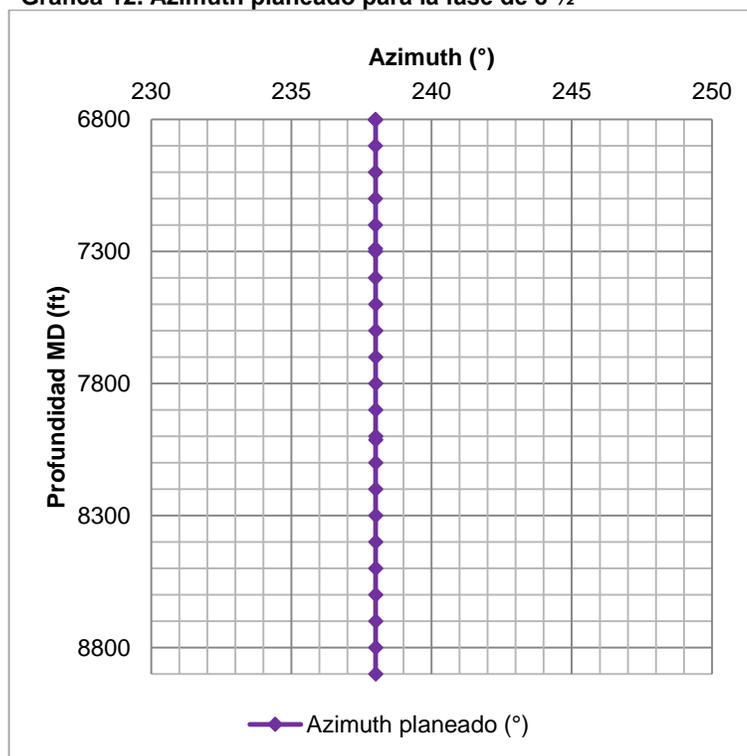
En cuanto a los parámetros operacionales se indicaba: al final de cada viaje corto circular con un caudal entre 550 y 560 gpm y máximo 130 rpm; cada 500 ft realizar una circulación intermedia hasta retornos limpios; evitar detenerse a circular en K1; manejar un caudal entre 440 y 570 gpm si no se presentan pérdidas y sin control de ROP; y finalmente si las pérdidas son mayores a 50 bph utilizar un caudal entre 380 y 440 gpm, y ROP entre 25 y 30 ft/hr

A nivel direccional el programa de perforación establecía una trayectoria para la fase de 8 ½", la cual se muestra en la Gráfica 11, la Gráfica 12 y la Gráfica 13 a partir de los datos de inclinación, azimuth y dog leg.

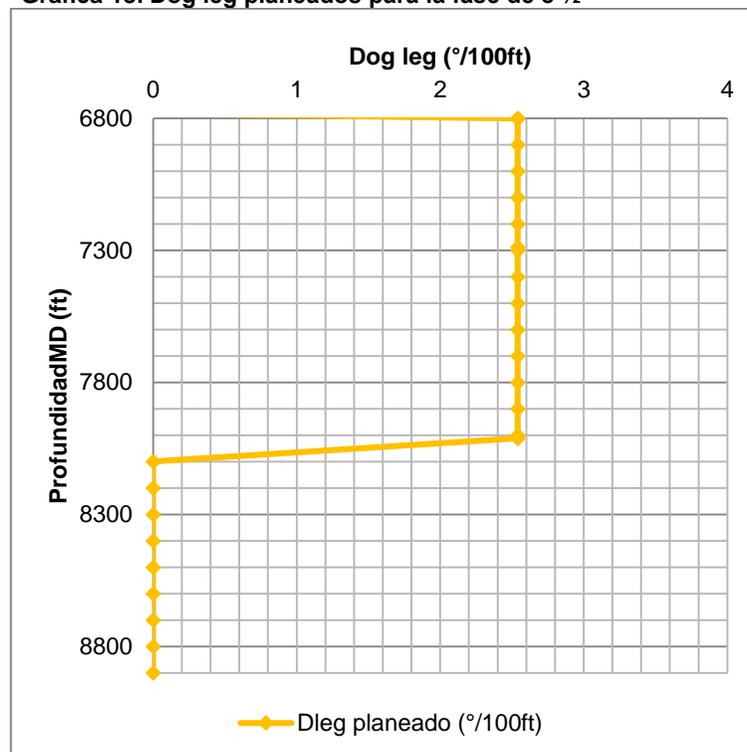
Gráfica 11. Inclinación planeada para la fase de 8 ½"



Gráfica 12. Azimuth planeado para la fase de 8 ½"



Gráfica 13. Dog leg planeados para la fase de 8 ½"



En cuanto a los fluidos de perforación se sugiere: utilizar una densidad de lodo entre 9 y 9.2 ppg para limpieza, y entre 8.8 y 9 para la perforación de la fase; no utilizar pildoras de agua; realizar un pre spud antes de la fase de 8 1/2", y bombear pildoras de limpieza cada 250 ft si no se presentan pérdidas. Ante la presencia de pérdida se recomienda eliminar el lubricante y disminuir la concentración de bactericida, inhibidor y controladores de filtrado de acuerdo a la tasa de pérdida. Para la limpieza continua del Pozo se indica, en cada parada perforada bombear pildoras con concentraciones de carbonato de calcio M40-100: 10 ppb, carbonato de calcio M200: 10 ppb, y barofibre: 10 ppb.

Por otro lado, en el Daily Drilling Report se consultaron todas las actividades registradas durante la perforación de la fase de 8 1/2", prestando especial atención a las pérdidas de circulación, la pega de tubería y los puntos apretados reportados. Y ello, fue contrastado con lo registrado en el Incident Log y en los documentos de parámetros en formato .las, para tener mayor detalle de lo ocurrido.

Adicionalmente, cabe mencionar que la información relacionada con la trayectoria real del Pozo fue obtenida a partir de los datos consignados en el survey del Pozo A y la información asociada a los fluidos de perforación fue obtenida del Recap de Lodos del Pozo A.

Finalmente, Como resultado de los pasos definidos para esta sección, se construyó la línea del tiempo mostrada en ANEXO A, donde se contemplaron los eventos ocurridos entre el 29 de diciembre de 2014 y el 11 de enero de 2015, tiempo en el cual se llevó a cabo la perforación de la fase de 8 1/2", ya que fue allí donde se presentaron los mayores problemas. En seguida, se presentaron a manera de resumen, los eventos más relevantes:

Para dar inicio a las actividades se perforó la formación K1 superior, de 6802'-7132', sin problemas. En seguida se perforó K1 inferior con ensanchamiento excéntrico de 6 3/4" x 9", desde 7132' hasta 8142', se reciprocó sarta y se sacó drill pipe y BHA # 5 desde 8142' hasta 7195', libre hasta 7664'; fue necesario realizar back reaming debido a que se presentaron puntos apretados a 7575', 7404', 7321' y 7280'. Se continuó sacando drill pipe y BHA # 5 con back reaming desde 7195' hasta 6888', durante este viaje, a 7181' se presentó un connato de pega y se registró una pérdida de lodo a razón de 30 bph, razón por la cual se trabajó sarta y se circuló el Pozo.

Posteriormente, se bajó drill pipe desde 6888' hasta 8142', rimando en algunos intervalos. Se perforó K1 inferior con ensanchamiento excéntrico de 6 3/4" x 9" desde 8142' hasta 8751', sin embargo se presentaron pérdidas de circulación a una tasa de 130 bph, las cuales disminuyeron a 60 bph después de bombear dos pildoras de 30 barriles de carbonato y barofibre. Se continuó perforando K1 inferior con ensanchamiento excéntrico de 6 3/4" x 9" desde 8751' hasta 8811', luego se

sacó sarta desde 8811' hasta 8720' y se circuló el Pozo, se continuó sacando sarta desde 8720' hasta superficie, con bomba y rotación en algunos intervalos; sin embargo se presentaron puntos apretados a 7162', 7164', 7178' y 7198'.

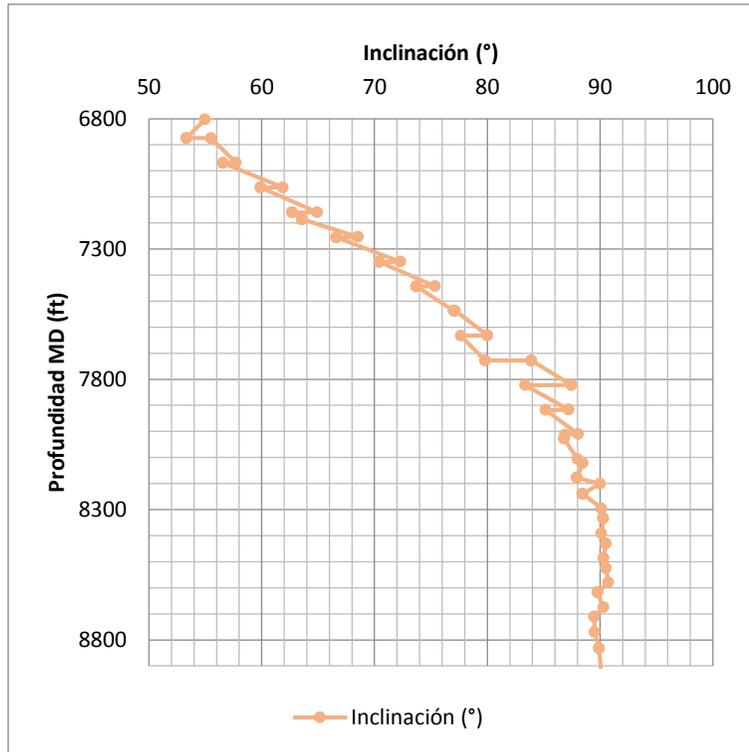
Después, se bajó drill pipe de 5 ½" y BHA # 6 (para control de pérdidas) desde superficie hasta 8675' con rotación y circulación en algunos intervalos; se repasó con rotación y circulación desde 8675' hasta 8579 y en seguida se sacó drill pipe de 5 ½" desde 8675' hasta 8130', donde se presentó sarta pegada sin circulación, para lo cual se trabajó sarta martillando hacia abajo y con torque y sin torque. Luego de circular fondos arriba, se bajó BHA # 6 con rotación y circulación desde 8130' hasta 8675'; seguido del drill pipe de 5 ½" desde 8675' hasta 8105', utilizando bomba en ciertos intervalos por seguridad por punto de pega.

A continuación, se sacó drill pipe de 5 ½" desde 8105' hasta 7711', utilizando bomba en ciertos intervalos; sin embargo fue necesario trabajar sarta por punto apretado a 7875'. A 7711' la sarta se encontró pegada y sin circulación, razón por la cual se trabajó la sarta hacia arriba y hacia abajo, con rotación y circulación, y martillando; a pesar de ello no se tuvo éxito al tratar de despejar la tubería. Se posicionó la sarta en punto neutro (200 Klb); se corrió Dummy Room desde superficie hasta 7220' y se estableció pérdida total de tensión.

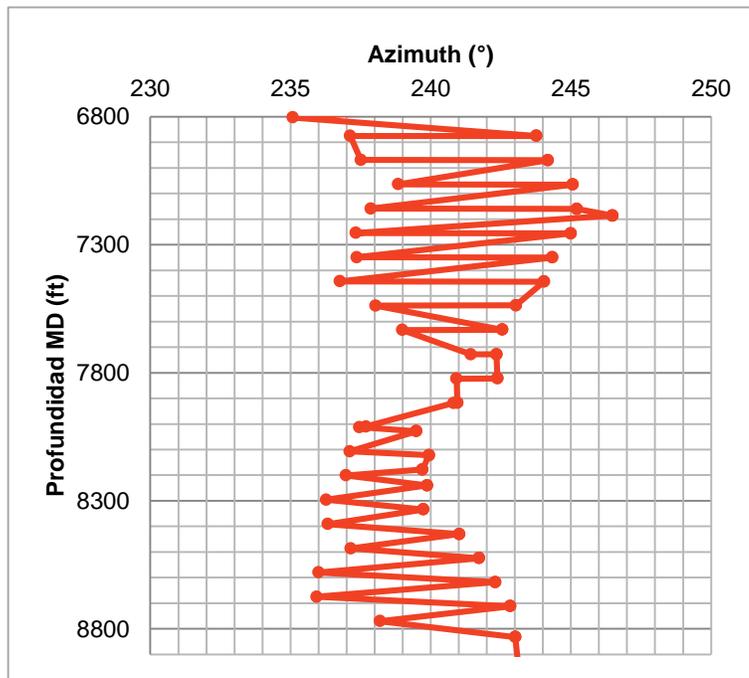
Finalmente, se corrió registro Free Point Indicator Tool desde superficie hasta 7260' y se decidió hacer back off; para ello a 7040' se posicionó la herramienta de back off y se realizó la detonación, dejando un pescado cuya longitud fue de 1368 ft y cuyo tope se ubicó a 6332'.

La trayectoria ejecutada para la fase de 8 ½" se puede observar en la Gráfica 14, la Gráfica 15 y la Gráfica 16, donde se muestra la inclinación, azimuth y dog leg ejecutados. Cabe mencionar que a lo largo de la perforación de la fase los dog legs se mantuvieron entre 0° y 5°, es decir dentro del rango de severidad apropiado, sin embargo difirieron de lo planeado.

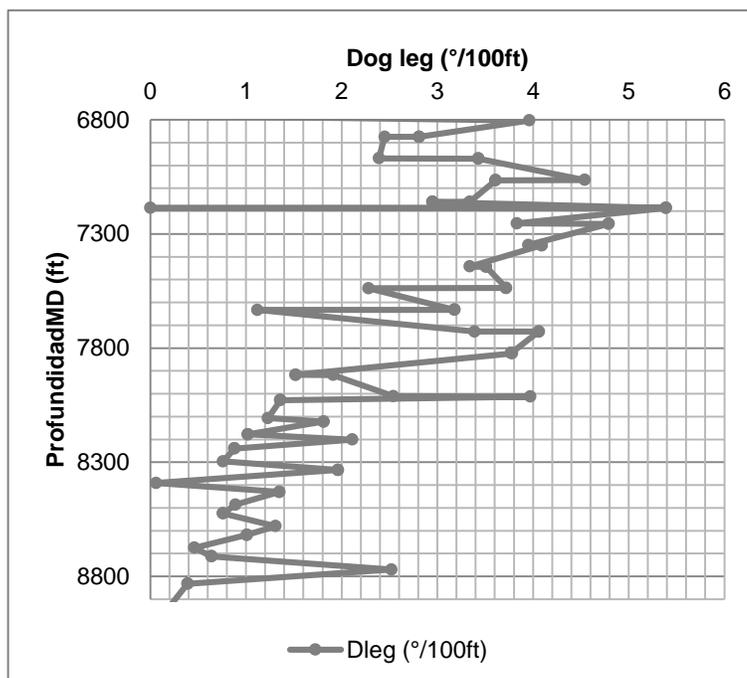
Gráfica 14. Inclinación ejecutada para la fase de 8 1/2"



Gráfica 15. Azimuth ejecutado para la fase de 8 1/2"



Gráfica 16. Dog leg ejecutados para la fase de 8 ½”



En cuanto a los fluidos de perforación, es conveniente resaltar que durante la perforación de la fase se presentaron tasas de pérdida entre 30 bph y 210 bph, acumulando un volumen de fluido perdido de 18650 Bbl. La Tabla 22 muestra los trenes de píldoras bombeados, allí se puede observar que se bombearon tres píldoras estabilizadoras al inicio de la fase; así mismo se bombearon nueve píldoras de limpieza o viscosas, previo a la presencia de pérdidas de circulación, en intervalos de 200 y 300 ft aproximadamente, después de la perforación de los diferentes intervalos. Finalmente, con el fin de controlar las pérdidas de circulación se bombearon 9 píldoras de material LCM y se adicionó carbonato 40-100 a razón de 4sxs/hr y carbonato 10-40 a razón de 8 sxs/hr; pese a ello solo se observó una disminución en la tasa de pérdida con el bombeo de la primera píldora a 8742', a partir de la segunda píldora no se observó ninguna mejoría y no fue posible controlar la tasa de pérdida.

Por último, es pertinente señalar con base a los cavings registrados, que las píldoras de limpieza fueron efectivas, ya que el valor reportado después del bombeo es menor al valor reportado antes del bombeo de dichas píldoras.

Tabla 22. Trenes de píldoras

Profundidad (ft)	Volumen píldora (Bbl)	Concentración	Tipo de píldora
6892	30	9ppg	Limpieza
7007	30	9ppg	Estabilizadora
7098	30	9ppg	Estabilizadora
7194	30	9ppg	Estabilizadora
7196	30	11ppg	Viscosa-pesada
7480	30	11ppg	Viscosa-pesada
7669	30	11ppg	Viscosa-pesada
7953	30	11ppg	Limpieza
7959	30	11ppg	Viscosa-pesada
8142	30	11ppg	Viscosa-pesada
8426	30	11ppg	Viscosa-pesada
8710	30	11ppg	Viscosa-pesada
8742	30	20 Lb/Bbl	LCM
8742	30	20 Lb/Bbl	LCM
8811	30	25 Lb/Bbl	LCM
8812	40	40 Lb/Bbl	LCM
8812	N/A	4 Sxs/hr	Carbonato 40-100
8812	N/A	4 Sxs/hr	Carbonato 40-100
8812	30	30 Lb/Bbl	LCM
8812	N/A	8 Sxs/hr	Carbonato 10-40
8590	20	200 Lb/Bbl	LCM
8675	40	200 Lb/Bbl	LCM
8289	20	200 Lb/Bbl	LCM
8579	40	200 Lb/Bbl	LCM

Fuente. HALLIBURTON. Recap de Lodos Pozo A. 2014

5.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

En esta sección se expondrá la aplicación del paso 13 del procedimiento:

Luego de leer y consultar los documentos anteriormente mencionados y entender las actividades llevadas a cabo durante la perforación del Pozo, se procedió a establecer los tres elementos principales que constituyen la metodología de análisis Tripod Beta: el objeto, la amenaza y el evento. Para este caso se estableció que el Objeto afectado por la (las) amenaza(s) era el Pozo en sí mismo. Pues fue la integridad del Pozo A la que se vio afectada luego de que ocurrieran los eventos no planeados que afectaron la perforación de dicho Pozo.

Como se mencionó en pasos anteriores, y se evidenció durante la construcción de la línea del tiempo, las actividades no planeadas durante la perforación del Pozo A

ocurrieron en la fase de 8½". La primera actividad no planeada estuvo relacionada con una pérdida de circulación la cual se considera el primer Evento en el esquema Tripod Beta. Según la lógica del análisis causa raíz, este evento ocurrió porque existía un riesgo que finalmente se materializó.

Ahora bien, se determinó que la amenaza que llevó a que ocurriera ese Evento no planeado fue la presencia de fracturas en la formación. Inicialmente se estableció la presencia de fracturas, tomando en cuenta que al presentar volúmenes de pérdida tan altos (18650 Bbl) y tasas de pérdida mayores a 100 bph, se cataloga el evento como una pérdida total de fluido.

En seguida, se procedió de definir si estas fracturas eran naturales o inducidas; para lo cual se consultó la ventana operacional del Pozo A, expuesta en la Gráfica 17 y allí se comprobó que la densidad del fluido nunca sobrepasó el gradiente de fractura de la formación. Cabe aclarar que la venta operacional utilizada contrasta los datos de ECD y densidad del lodo del Pozo A, con los datos de presión de poro, presión de colapso, esfuerzo horizontal mínimo y gradiente de fractura de un Pozo de referencia.

Adicionalmente se revisó el Incident Log para revisar el comportamiento de los parámetros al momento de la pérdida, ya que si ocurre una variación de presión es posible que se haya inducido una fractura. Caso contrario, de dicha revisión se obtuvo que la presión se mantuvo estable en el momento en que se presentó la pérdida de circulación; tal como se observa en la Figura 8, lo cual indica que se atravesó una fractura ya existente.

Gráfica 17. Ventana Operacional Pozo A

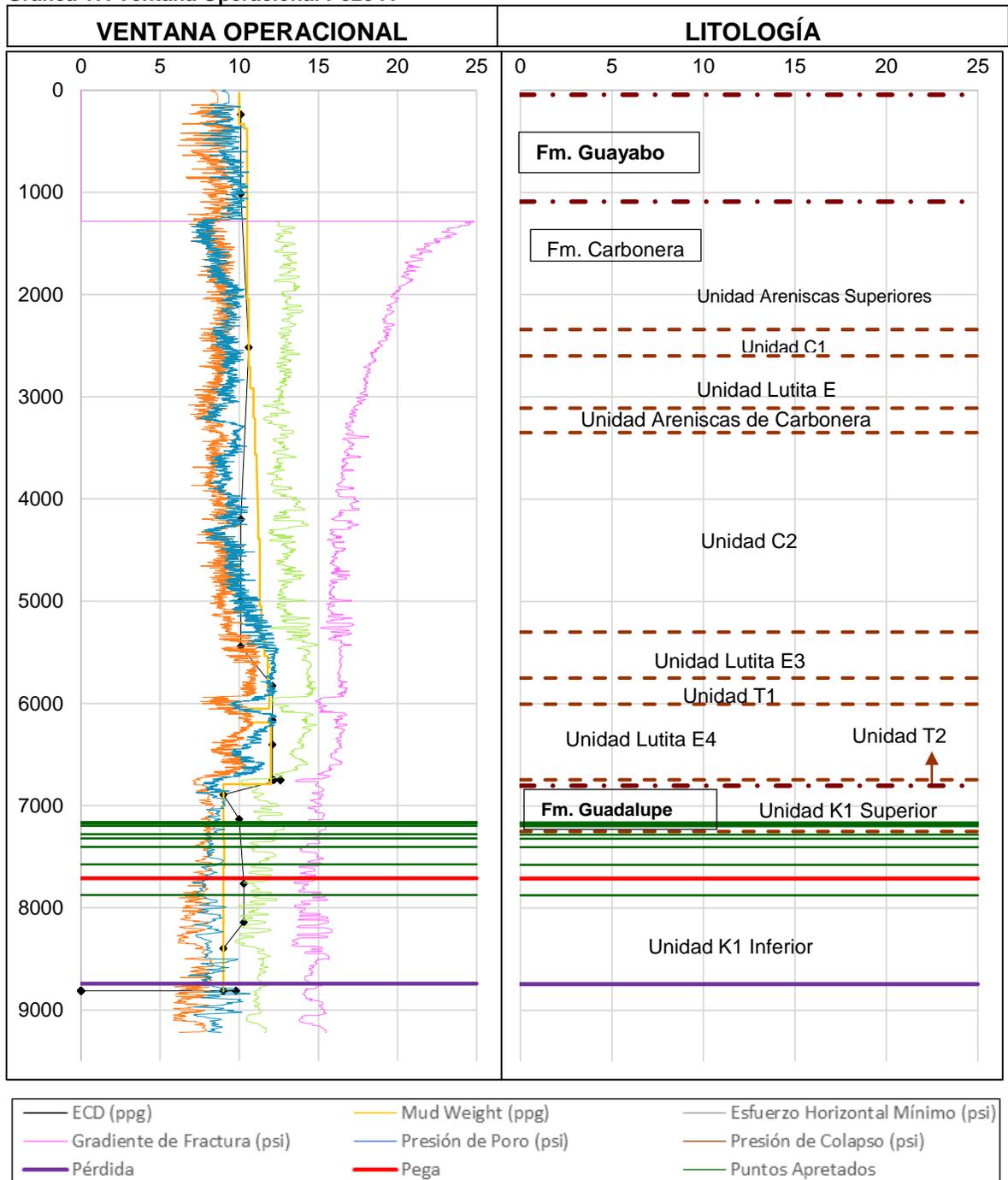
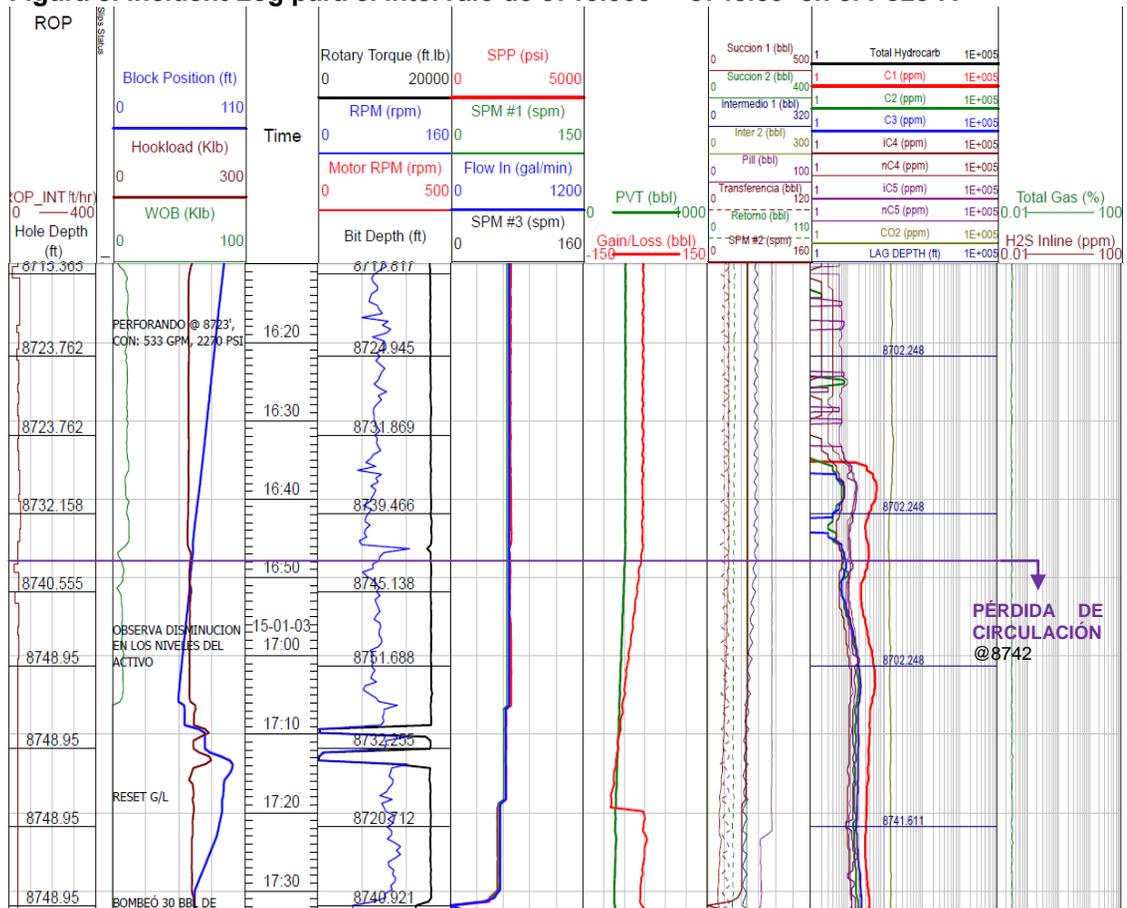


Figura 8. Incident Log para el intervalo de 8715.365' – 8748.59' en el Pozo A



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Incident Log Pozo A. 2014

Sin embargo, la pérdida de circulación no fue el único evento identificado durante la perforación del Pozo. Se evidenció que posterior a la ocurrencia de la pérdida de circulación se presentó una pega de tubería. Al consultar la historia del Pozo A y las actividades llevadas a cabo para el control de la pérdida de circulación, se pudo determinar que la pega de tubería ocurrió por la forma en la que se trató e intentó controlar la pérdida de circulación. Es por ello que estos dos eventos se relacionan en un mismo diagrama Tripod Beta y la pérdida de circulación pasa a ser considerada un “*Evento amenaza*” y la pega de tubería, hasta este punto, un “*Evento*”.

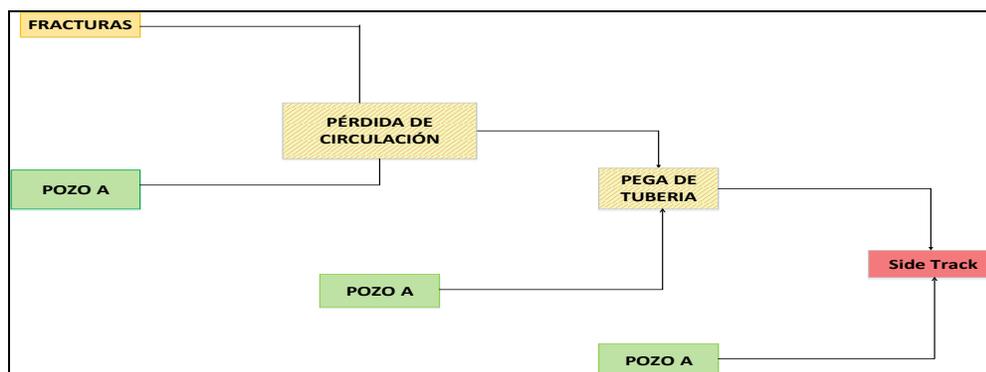
Finalmente, la pega de tubería culmina en la decisión de hacer *back off*, en el bombeo de un tapón de cemento y en la construcción de un Side Track. Es por ello, que la pega de tubería pasa a ser considerada un “*Evento amenaza*”, pues desencadena en otro evento que afecta al objeto, el Pozo A. Finalmente, los elementos del esquema Tripod Beta se identifican, tal como se muestra en el Cuadro 8.

Cuadro 8. Elementos esquema Tripod Beta Pozo A

Objeto	Pozo A
Amenaza	Fracturas Naturales
Evento Amenaza 1	Pérdida de Circulación
Evento Amenaza 2	Pega de Tubería
Evento	Side Track

La Gráfica 18 muestra los elementos básicos de la metodología Tripod Beta relacionados en la estructura gráfica que propone la metodología.

Gráfica 18. Esquema Tripod Beta Básico para el Pozo A



Una vez determinados los elementos que constituyen el diagrama Tripod Beta y se relacionan con el Pozo A. Se procede a analizar Evento por Evento, iniciando por la identificación de barreras.

Por otro lado, es importante aclarar que a continuación se listarán las barreras establecidas por evento, pero la explicación de cada barrera se realiza en el diagnóstico de las causas. Pues fueron las causas encontradas las que llevaron a considerar cada barrera.

5.4.1 Pérdida de Circulación. La pérdida de circulación ocurrió a los 8742', mientras se estaba atravesando la Unidad K1 inferior, perteneciente a la Formación Guadalupe.

Las barreras de control consideradas para este evento fueron:

- Caracterización de la formación.
- Parámetros operacionales adecuados.
- Características del fluido apropiadas.
- Bombeo de píldoras.

Por otro lado, se consideraron como barreras de defensa:

- a) Uso de nuevas tecnologías.
- b) Características del fluido apropiadas.
- c) Medidas preventivas.

Una vez identificadas las barreras relacionadas con el primer evento, estas se presentan gráficamente en la Gráfica 19, con el fin de integrarlas al esquema Tripod Beta.

Gráfica 19. Barreras asociadas a la pérdida de circulación



5.4.2 Pega de Tubería. La pega de tubería se presentó en un viaje de tubería, cuando se estaba sacando la misma, a los 7711' en la Unidad K1 Inferior en la Formación Guadalupe.

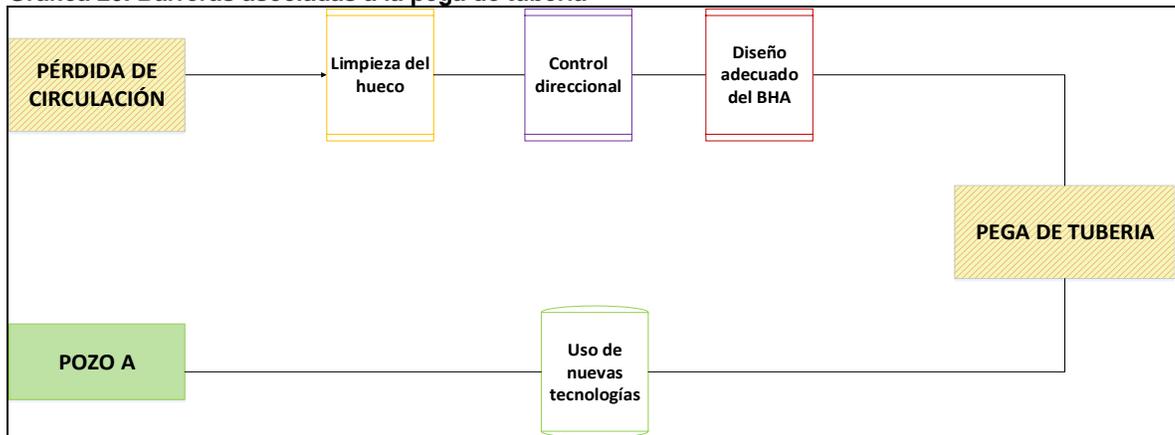
Para este evento se identificaron tres barreras de control, estas son:

1. Limpieza del hueco.
2. Control direccional.
3. Diseño adecuado del BHA.

Adicionalmente, se encontró una barrera de defensa, relacionada con el uso de nuevas tecnologías.

A continuación, la Gráfica 20 muestra las barreras asociadas a la pega de tubería.

Gráfica 20. Barreras asociadas a la pega de tubería



5.5 DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAÍZ

En esta sección se consigna la etapa final del análisis de Causa Raíz mediante la metodología Tripod Beta. Donde, teniendo en cuenta las barreras determinadas en el la sección anterior se determinaron las causas raíz que llevaron a que los eventos no planeados tuvieran lugar.

Es importante aclarar que la información y el análisis realizado en esta sección, constituye la realización de los pasos 14 y 15 del procedimiento expuesto en el Capítulo 4. Además, el diagnóstico de las causas raíz se presentará por evento.

5.5.1 Pérdida de circulación. A continuación se presentará el diagnóstico de las causas raíz para las barreras de defensa y control que llevaron a que se presentara este evento.

5.5.1.1 Barreras de defensa. Cada una de las barreras de defensa establecidas previamente fue vencida por diversas causas, las cuales fueron clasificadas como causa inmediata, condición y causa raíz. Esta clasificación permite conocer las condiciones que dieron lugar a los problemas y de este modo llegar al origen de los mismos.

En el Cuadro 9 se encuentran las posibles causas asociadas a la caracterización de la formación. Se determinó que causa raíz, por la cual esta barrera pudo fallar, fue por la presencia de fracturas naturales. Esto está asociado en primera instancia al hecho de que el yacimiento se encuentra depletado, puesto que el Campo Castilla ya lleva 41 años de producción. Esta situación puede ocasionar una caracterización de la formación inadecuada ya que al llevar un periodo de tiempo de producción prolongado, es posible afirmar que el yacimiento ha sufrido cambios, y se hace conveniente realizar una caracterización de la formación que tome en cuenta dichos cambios y aporte un conocimiento real de la situación actual del yacimiento.

Y en segunda instancia, se relaciona con la incertidumbre en la distribución de zonas fracturas, ya que pese a que Ecopetrol tiene conocimiento de la presencia de fracturas en la zona, porque menciona la presencia de las mismas durante la planeación de la perforación del Pozo, desconoce su ubicación exacta; lo cual representa información de gran relevancia para llevar a cabo una caracterización de la formación más acertada.

Cuadro 9. Causas asociadas a la caracterización de la formación

Caracterización de la Formación		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
Presencia de fracturas naturales	41 años de producción	Yacimiento depletado
		Incertidumbre en la distribución de zonas fracturadas

Sabiendo de ante mano que es indispensable utilizar los parámetros operacionales adecuados para realizar la perforación exitosa de un Pozo, el Cuadro 10 reúne las causas de porqué pudo fallar esta barrera. La primera de ellas es posiblemente el manejo inadecuado de la hidráulica, debido a que el galonaje utilizado era insuficiente para llevar los cortes a superficie, porque se utilizó un galonaje menor la tasa mínima de flujo requerida.

Cuadro 10. Causas asociadas a los parámetros operacionales adecuados

Parámetros Operacionales Adecuados		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
Galónaje menor a la tasa mínima de flujo	Galónaje insuficiente para llevar cortes a superficie	Manejo inadecuado de la hidráulica
	Parámetros óptimos para mantener carga de cortes < 3%	Altos ROP y RPM

Para verificar esto se decidió realizar simulaciones antes de la pérdida de circulación, con el fin de saber cuáles eran las condiciones de limpieza del Pozo previas a la pérdida de circulación, mediante el uso de la herramienta Well Plan ® de Landmark. Se corrieron dos simulaciones, en las que se utilizó la información reportada en Open Wells ®, correspondiente al día 3 de Enero de 2015 (día en que ocurrió el evento), y cuyos resultados se mostrarán y explicarán a continuación.

En las dos simulaciones se utilizó la misma data de fluido, reología y análisis de transporte; dicha información se encuentra reportada en la Tabla 23, la Tabla 24 y la Tabla 25.

Tabla 23. Fluid Data para el Pozo A antes de la pérdida de circulación

Fluid	BARADRILL - N - 9.0ppg, 8,810ft, 01/03/2015 05:00:00 A.M.	Type	Non Spacer
Mud Base Type	Water	Base Fluid	Water
Rheology Model	Herschel-Bulkley		

Tabla 24. Rheology Data para el Pozo A antes de la pérdida de circulación

Temperature (°F)	Pressure (psi)	Base Density (ppg)	Ref. Fluid Properties	PV (Mulf) (cp)	n'	K' (lb's^n/ft²)	YP (Tau0) (lbf/100ft²)	FYSA	Fann Data	
									Speed (rpm)	Dial (°)
100.00	14.70	9.00	Yes	25.56	0.57	0.01341	7.785	0.00	600	73.00
									300	53.00
									200	44.00
									100	29.00
									6	12.00
									3	11.00

Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan ®. 2016

Tabla 25. Transport Analysis Data para el Pozo A antes de la pérdida de circulación

Rate of Penetration	31.8 ft/hr	Rotary Speed	100 rpm
Pump Rate	490.0 gpm		
Cuttings Diameter	0.125 in	Cuttings Density	2.500 sg
Bed Porosity	36.00 %	MD Calculation Interval	100.0 ft

Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan ®. 2016

No obstante, para estas simulaciones se manejó una diferencia importante, la cual radica en el diámetro del hueco. Por ello, para la primera simulación se utilizó un diámetro de 9", asumiendo que el diámetro de K1 superior e inferior se mantuvo constante. Los datos asociados a las secciones de hueco, para la primera simulación, se encuentran en la Tabla 26.

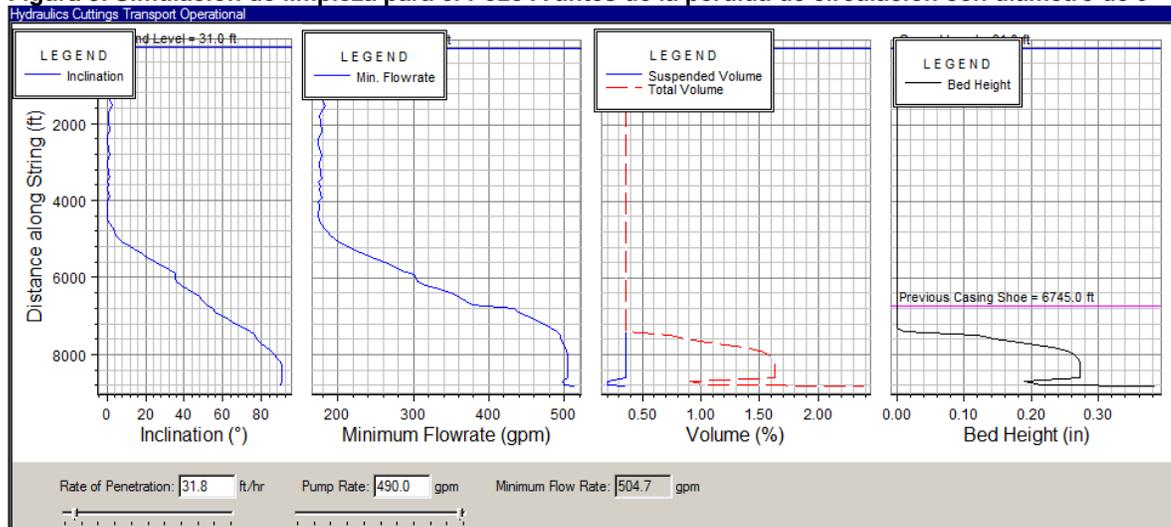
Tabla 26. Hole Section para el Pozo A antes de la pérdida de circulación con diámetro de 9"

Section Type	Section Depth (ft)	Section Length (ft)	Shoe Depth (ft)	ID (in)	Drift (in)	Effective Hole Diameter (in)	Coefficient of Friction	Linear Capacity (bbl/ft)	Volume Excess (%)
Casing	6,745.0	6,745.00	6,745.0	8.525	8.525	8.681	0.25	0.0706	
Open Hole	8,811.0	2,066.00		9.000		9.000	0.25	0.0787	0.00

Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan ®. 2016

Tomando en cuenta lo anteriormente expuesto, los resultados de la primera simulación se presentan en la Figura 9; allí se registra un valor de aproximadamente 1.6% de cortes, lo cual indica una buena limpieza del hueco antes de la pérdida de circulación, teniendo en cuenta que cuando el porcentaje de cortes es menor al 3% se considera que la limpieza del hueco fue adecuada.

Figura 9. Simulación de limpieza para el Pozo A antes de la pérdida de circulación con diámetro de 9”



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Sin embargo, es sabido que ante la existencia de una formación inestable, como lo es K1 superior, probablemente haya habido presencia de washouts; por esta razón, para la segunda simulación se manejó un diámetro de 11.5” para K1 superior y se mantuvo un diámetro de 9” para K1 inferior. Dichos datos se encuentran en la Tabla 27, la cual recopila los datos relacionados a las secciones del hueco.

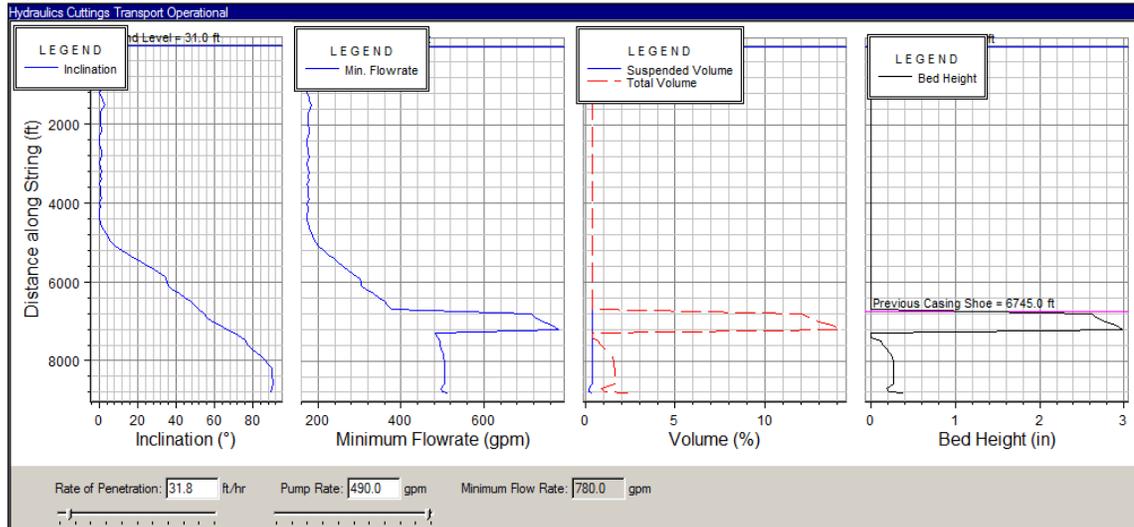
Tabla 27. Hole Section para el Pozo A antes de la pérdida de circulación con K1 superior ensanchado

Section Type	Section Depth (ft)	Section Length (ft)	Shoe Depth (ft)	ID (in)	Drift (in)	Effective Hole Diameter (in)	Coefficient of Friction	Linear Capacity (bbl/ft)	Volume Excess (%)
Casing	6,745.0	6,745.00	6,745.0	8.525	8.525	8.681	0.25	0.0706	
Open Hole	7,250.0	505.00		11.500		11.500	0.30	0.1285	0.00
Open Hole	8,811.0	1,561.00		9.000		9.000	0.25	0.0787	0.00

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Los resultados de la segunda simulación se presentan en la Figura 10; donde se evidencia que ante el ensanchamiento de K1 superior, es probable que las velocidades anulares hayan caído, generando acumulación de cortes, y por esa razón se obtuvo un porcentaje de cortes de aproximadamente 14% y una cama de cortes de hasta 3 in. Por tal razón, es posible afirmar que para haber tenido una limpieza adecuada de hueco y llevar a superficie los cortes presentes, se requería una tasa de flujo mayor a la utilizada. Específicamente se habla de 780 gpm, un galonaje mucho mayor a los 490 gpm utilizados; sin embargo utilizar tasas de flujo muy altas puede ocasionar mayor inestabilidad a las formaciones.

Figura 10. Simulación de limpieza para el Pozo A antes de la pérdida de circulación con K1 superior ensanchado



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

En segundo lugar se establece que la barrera probablemente falló por el uso de altos ROP y RPM; los cuales fueron utilizados de manera acertada para mantener una carga de cortes menor al 3%, de acuerdo a la sección de conclusiones y recomendaciones del Recap de Lodos para el intervalo de 8 ½" ⁷⁴. Cabe mencionar que se manejó un rango de 28 a 41 ROP y de 20 a 120 RPM; pero cuando se perfora una formación inestable como lo es K1 superior, no es conveniente utilizar altos valores de ROP o RPM.

Dando lugar a la siguiente barrera, el Cuadro 11 reúne las causas encontradas asociadas con el uso de las características del fluido de perforación apropiadas y se determinó que el fluido de perforación presentaba baja capacidad de sello.

Sin embargo, cabe aclarar que la baja capacidad de sello no hace referencia a la capacidad de sello en formaciones permeables; ya que el fluido presentó un filtrado API entre 4.0 y 5.8 cm³/ft. Además, según el Recap de Lodos ⁷⁵, el revoque generado se observó firme y formaba una barrera delgada y poco permeable. En este caso se habla de una baja capacidad de sello frente a las fracturas naturales presentes en la zona. Se llegó a dicha conclusión, debido a que en el Programa de Perforación del Pozo ⁷⁶, se mencionaba la existencia de fracturas en la zona, por lo cual se recomendaba el uso de carbonatos de diferentes tamaños de partícula en el fluido de perforación. Adicionalmente, en el Recap de Lodos ⁷⁷ se explica el uso de material grueso, con el fin de sellar las mini fracturas presentes.

⁷⁴ SUAREZ. Op. Cit, 2015, p. 11

⁷⁵ Ibid,p.39.

⁷⁶ DÁVILA, Ferney; CASTRO, Andrea. Programa de Perforación Pozo A, 2013, p. 10. Ecopetrol S.A.

⁷⁷ SUAREZ. Op. Cit, 2015, p.11.

Adicionalmente, se identifica como precondition, una inadecuada distribución del material empleado para sellar las fracturas; ya que se tiene conocimiento del uso de mallas de carbonatos 10, 40 y 100, en diferentes combinaciones, con el fin de tratar la pérdida de circulación. Sin embargo, no se evidencio éxito en cuanto al control de la pérdida. Al observarse en el Cuadro 12, los tamaños de partícula tan variados que manejan estas mallas, yendo desde los 150 μm hasta los 2000 μm ; se reconoce la incertidumbre en el tamaño de las fracturas. Y es por eso, que a pesar de los tratamientos y aditivos empelados, las fracturas no logran sellarse y la pérdida no logra controlarse.

Cuadro 11. Causas asociadas a las características de fluido apropiadas

Características de Fluido Apropriadas		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
Incertidumbre en el tamaño de las fracturas	Inadecuada distribución del material para sellar la fractura	Baja capacidad de sello

Cuadro 12. Tamaños de partícula del Carbonato de Calcio empleado⁷⁸

Malla	Tamaño de partícula (μm)
10	2000
40	420
100	150

Es importante hacer énfasis en que se consultó la venta operacional (Gráfica 17), con el fin de determinar y observar si la densidad del fluido empleada fue la adecuada. Y de allí, se observó que la densidad no sobrepaso ninguno de los esfuerzos críticos de la formación, dentro de los que se destacan, el gradiente de fractura, la presión de poro, la presión de colapso y el esfuerzo horizontal mínimo. Por lo tanto, se concluyó que la densidad de fluido de perforación empleada fue la adecuada.

Finalmente, se considera que la última barrera de defensa pudo ser vencida por tres causas principales, las cuales se reúnen en el Cuadro 13. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se define como posible causa raíz la inconsistencia entre los documentos de referencia para llevar a cabo las actividades de perforación; ya que documentos como el Programa de Perforación del Pozo y el árbol de decisiones para pérdidas de circulación, deberían coincidir en las indicaciones que proporcionan. La primera causa allí mencionada es la ausencia de bombeo de píldoras, debido al seguimiento del Programa de Perforación del Pozo, donde se indica que: “En caso de presentarse pérdidas durante la perforación se debe comunicar al líder de perforación y continuar con la perforación hasta asegurar el TD (si las pérdidas son mayores a 60 bph se debe

⁷⁸ ZAPATA, Guillermo. Guías de Laboratorio Operaciones con Sólidos, 2011. Universidad de América.

parar y curar las pérdidas, ejecutar nuevo árbol de decisiones)”⁷⁹. Adicionalmente se puede asociar la ausencia de bombeo de píldoras a la falta de seguimiento del árbol de decisiones para pérdidas de circulación durante la perforación de la sección de 8.5” en el Campo Castilla, donde se establece que se deben bombear píldoras a partir de los 10 bph; es posible encontrar dicho árbol de decisiones en el ANEXO C.

La segunda causa identificada fue el uso de material LCM sólo como medida correctiva, ya que se utilizó material antipérdida solo hasta cuando se presentó una pérdida de circulación considerable.

Y la tercera causa señalada es la proporción inadecuada de los componentes de las píldoras debido a la falta de seguimiento del árbol de decisiones para pérdidas de circulación durante la perforación de la sección de 8.5” en el Campo Castilla; donde se indica que se debe mantener una relación 2:1 entre el carbonato y la fibra. Sin embargo, durante la perforación del Pozo A se mantuvo una relación 1:1 entre los componentes.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se define como posible causa raíz la inconsistencia entre los documentos de referencia para llevar a cabo las actividades de perforación; ya que documentos como el Programa de Perforación del Pozo y el árbol de decisiones para pérdidas de circulación, deberían coincidir en las indicaciones que proporcionan.

Cuadro 13. Causas asociadas al bombeo de píldoras

Bombeo de Píldoras		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
Inconsistencia entre los documentos de referencia	Seguimiento del Programa de Perforación del Pozo	Ausencia de bombeo de píldoras para pérdidas <60 bph
	Falta de seguimiento del árbol de decisiones	
		Uso de material LCM sólo como medida correctiva
	Falta de seguimiento del árbol de decisiones	Proporción inadecuada de los componentes de las píldoras

5.5.1.1 Barreras de control. Debido a que las barreras de control son aquellas que no estuvieron presentes para evitar que se llevaran a cabo los eventos por la materialización de la amenaza; se establece que únicamente cuentan con causas inmediatas y son en su mayoría de carácter teórico.

El Cuadro 14 expone las causas relacionadas con el uso de nuevas tecnologías. Inicialmente se contempla la falta de uso de la herramienta PWD durante la perforación; esta herramienta permite la medición de la presión en fondo durante

⁷⁹ DÁVILA, Ferney; CASTRO, Andrea. Op. Cit, 2015, p.15.

la perforación. Su uso es habitual para evitar los eventos de surgencia o patadas de Pozo; también para asegurar una medición más exacta y aproximada a la realidad del ECD, permitiendo que este parámetro se encuentre dentro de los rangos de operación seguros; permite realizar un monitoreo de la limpieza del Pozo, reduce la inestabilidad del Pozo, minimiza la formación de fracturas inducidas y con ello las pérdidas de circulación de fluido, entre otras funciones.

Se considera la falta de uso de esta herramienta como un factor que pudo haber evitado o contribuido a un mejor control de la pérdida de circulación, puesto que en el Recap de Lodos⁸⁰ se recomienda el uso de esta herramienta para permitir un mejor control del ECD. Por lo tanto, se considera que para Pozos perforados en Campos como Castilla, donde se tiene conocimiento de zonas con fracturas naturales, de presencia de formaciones inestables y de alta sensibilidad para la generación de fracturas inducidas, el uso de esta herramienta es conveniente para lograr un mejor control sobre los eventos de pérdidas de circulación.

De igual manera se considera la falta de uso de un sistema alterno de flujo o PBL. Esta es una herramienta simple y eficaz que brinda la oportunidad de incrementar el desplazamiento de fluidos en el ensamblaje inicial, cuando sea requerido. Originalmente el PBL fue desarrollado para poder desplazar píldoras obturantes con mayor agresividad y para poder incrementar el desplazamiento de fluidos en cavidades pequeñas⁸¹. Su uso hubiera podido evitar el cambio de BHA #5 al BHA #6 para el control de la pérdida de circulación.

Adicional a esto, en el Recap de Lodos⁸² recomiendan su uso para controlar de mejor manera la pérdida de circulación. Además, en el árbol de decisiones para control de pérdidas empleado por Ecopetrol S.A. exponen el uso de esta tecnología como factor de decisión para el tratamiento de pérdidas de circulación. El uso del PBL en conjunto con el PWD debería considerarse para la perforación de Pozos en Campos donde se tiene conocimiento del riesgo de sufrir eventos de este tipo, como lo es el Campo Castilla.

Cuadro 14. Causas asociadas al uso de nuevas tecnologías

Uso de Nuevas Tecnologías		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
		Falta de herramienta PWD
		Falta de sistema PBL

⁸⁰ SUAREZ. Op. Cit, 2015, p. 11.

⁸¹ BICODRILLING. Sistema alterno de flujo (PBL)). [en línea] Julio 2012 [citado Mayo 08 de 2016] Disponible de Word Wide Web: <http://www.bicodrilling.com/m%C3%BAltiple-activaci%C3%B3n-pbl.html>

⁸² SUAREZ. Op. Cit, 2015, p. 11.

Para continuar, el Cuadro 15 expone las causas asociadas al uso de las características del fluido de perforación adecuadas. Se considera, que como medida preventiva, antes de llegar a la Unidad K1 Inferior, debió considerarse el uso de aditivos para bajar la columna hidrostática, lo cual pudo haber disminuido las diferencias entre la presión de la columna hidrostática en fondo y la presión de la formación, teniendo en cuenta que una sustancia migra de zonas de mayor presión a zonas de menor presión, y es por esto que si no se controla de manera adecuada el gradiente de presión, las pérdidas de circulación en zonas permeables como K1 Inferior, tienden a presentarse con mayor frecuencia.

Cuadro 15. Causas asociadas a las características de fluido apropiadas

Características de Fluido Apropriadas		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
		Ausencia de aditivos para bajar la columna hidrostática

El Cuadro 16 consigna las causas relacionadas con el uso de medidas preventivas. Se determinó que el uso de material LCM como medida preventiva pudo haber permitido una mitigación del evento de pérdida de circulación. Se considera que a pesar de que el fluido de perforación, BARADRILL-N, empleado en la sección de 8 ½”, presentaba carbonato de calcio como aditivo densificante, no presentaba una función de material controlador de filtrado, y fue después del primer indicio de pérdida a los 8742’, que se bombeó la primera píldora con material LCM, constituida por fibra fina, fibra gruesa y carbonato de distintas mallas. Por tal razón, se llega a la conclusión de que el material LCM se usó como medida correctiva y no como medida preventiva.

Cuadro 16. Causas asociadas a medidas preventivas

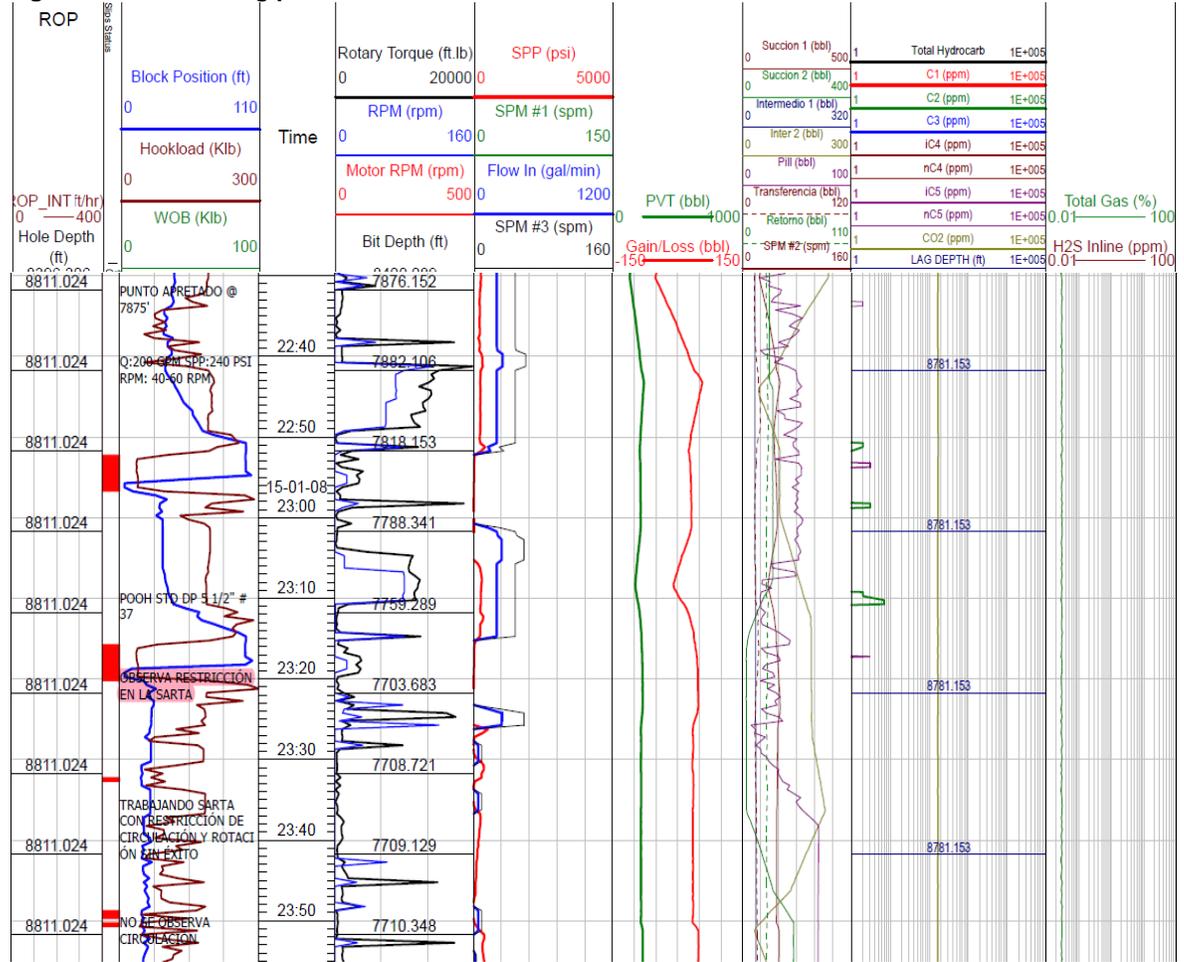
Medidas Preventivas		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
		Falta de uso de material LCM antes de presentar pérdidas de circulación

5.5.2 Pega de tubería. En esta sección se presentaran las causas raíz que llevaron a que fallaran las barreras establecidas para que dicha condición no se presentase. Lo primero a realizar fue la evaluación del mecanismo de pega, para lo cual es necesario responder preguntas tales como:

- ¿Movimiento de la tubería antes de la pega?
- ¿Movimiento de la tubería después de la pega?
- ¿Rotación de tubería después de la pega?
- ¿Presión de circulación después de la pega?

Con el fin de responder estos interrogantes se realizó una revisión del Incident Log, mostrado en la Figura 11; teniendo un conocimiento previo de lo ocurrido durante la perforación, gracias a la línea del tiempo anteriormente descrita. Los resultados de dicha evaluación se presentan en la Tabla 28, a raíz de la cual se estableció que lo ocurrido fue una pega de tubería por empaquetamiento.

Figura 11. Incident Log para el intervalo de 7876.152' – 7710.348' en el Pozo A



Fuente. ECOPETROL S.A. Incident Log Pozo A. 2014

Tabla 28. Evaluación del mecanismo de pega

PAUTAS PARA LIBERAR LA PEGA DE TUBERÍA			
	MECANISMOS DE PEGA DE TUBERÍA		
MOVIMIENTO DE LA TUBERÍA ANTES DE LA PEGA?	EMPAQUETAMIENTO PUENTE	DIFERENCIAL	GEOMETRÍA DEL HUECO
Moviéndose hacia arriba	2	0	2
Rotando hacia arriba	0	0	2
Moviéndose hacia abajo	1	0	2
Rotando hacia abajo	0	0	2
Estacionario	2	2	0
MOVIMIENTO DE LA TUBERÍA DESPUÉS DE LA PEGA?			
Libre hacia abajo	0	0	2
Restringido hacia abajo	1	0	2
Imposible hacia abajo	0	0	0
ROTACIÓN DE TUBERÍA DESPUÉS DE LA PEGA?			
Rotación libre	0	0	2
Rotación restringida	2	0	2
Rotación imposible	0	0	0
PRESIÓN DE CIRCULACIÓN DESPUÉS DE LA PEGA?			
Circulación libre	0	2	2
Circulación restringida	2	0	0
Circulación imposible	2	0	0
TOTALES	7	0	6

Fuente. IADC

5.5.2.1 Barreras de defensa. La primera barrera de defensa que se plantea está relacionada con la limpieza del hueco y el resumen de sus causas se expone en el Cuadro 17. En primer lugar se establece como posible causa la falta de acondicionamiento del fluido, debido a la acumulación de material LCM en los tanques viaje, a razón del exceso de material LCM bombeado. Esta secuencia de causas se plantea teniendo en cuenta que se bombearon 9 píldoras de material LCM, para un total de 280 Bbl; además de Carbonato 10-40 y Carbonato 40-100 a razón de 4 Sxs/hr inicialmente y luego 8 Sxs/hr.

Adicionalmente, se plantea como segunda hipótesis el manejo inadecuado, debido a que el galonaje utilizado era insuficiente para llevar los cortes a superficie, ya que se manejó un galonaje menor a la tasa mínima de flujo requerida. Con el fin de validar lo anteriormente mencionado, se realizaron simulaciones en dos puntos clave: a la profundidad del punto de pega y a Total Depth; los resultados de dichas simulaciones serán presentados y discutidos a continuación:

Cuadro 17. Causas asociadas a la limpieza del hueco

Limpieza del Hueco		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
Exceso de material LCM bombeado	Acumulación de material LCM en los tanques de viaje	Falta de acondicionamiento del fluido
Galonaje menor a la tasa mínima de flujo	Galonaje insuficiente para llevar cortes a superficie	Manejo inadecuado de la hidráulica

- **Simulaciones de limpieza a la profundidad del punto de pega (7711'):** A la profundidad del punto de pega se corrieron en total seis simulaciones, en la cuales se utilizó la información reportada en Open Wells ® para el Pozo A, el día 31 de Diciembre de 2014 (día en que se alcanzaron los 7711'). Además, cabe mencionar que la data de fluidos y reología fue la misma para todas las simulaciones y se encuentra reportada en la Tabla 29 y la Tabla 30.

Tabla 29. Fluid Data para el Pozo A a la profundidad del punto de pega

Fluid	BARADRILL - N - 9.0ppg, 7,764ft, 12/31/2014 11:59:00 PM	Type	Non Spacer
Mud Base Type	Water	Base Fluid	Water
Rheology Model	Herschel-Bulkley		

Fuente. ECOPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Tabla 30. Rheology Data para el Pozo A a la profundidad del punto de pega

Temperature (°F)	Pressure (psi)	Base Density (ppg)	Ref. Fluid Properties	PV (Mulf)	n'	K' (lb's^n/ft²)	YP (Tau0) (lb/100ft²)	FYSA	Fann Data	
									Speed (rpm)	Dial (°)
120.00	14.70	9.00	Yes	22.00	0.61	0.96800	0.000	0.00	600	73.00
									300	51.00
									200	40.00
									100	29.00
									6	11.00
									3	10.00

Fuente. ECOPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Los resultados de las seis simulaciones se encuentran resumidos en la Tabla 31, de allí conviene resaltar algunas cosas: en primer lugar se observa que bajo el único escenario que se tiene una buena limpieza del hueco, es al utilizar un diámetro de 9" para K1 superior y para K1 inferior, con un tamaño de partícula de 0.125 in; ya que el porcentaje de cortes es menor a 1% y no hay presencia de cama de cortes. No obstante, teniendo en cuenta que debido a la inestabilidad de K1 superior es altamente probable la presencia de washouts, se decide darle un valor de 11.5" al diámetro de K1 superior. Con esta variación se evidencia que con ningún tamaño de partícula, la limpieza del hueco es adecuada, puesto que el volumen de cortes varía entre 13% y 19.5%. Además, es importante resaltar que pese a que la tasa de flujo utilizada es menor a las tasas de flujo requeridas para

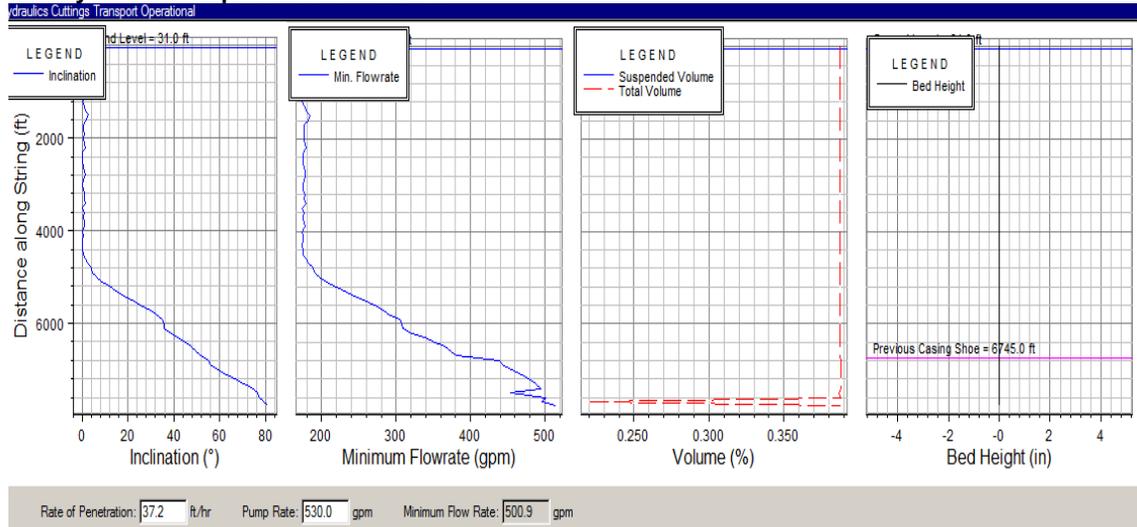
llevar los cortes a superficie; las tasas de flujo requeridas presentan valores altos, con los cuales se corre el riesgo de ocasionar inestabilidad a la formación.

Tabla 31. Simulaciones de limpieza para el Pozo A, a la profundidad del punto de pega durante perforación

Diámetro de hueco	Tamaño de partícula (in)	Volumen de Cortes (%)	Cama de Cortes (in)	ROP (ft/hr)	Tasa de la bomba (gpm)	Tasa mínima de flujo (gpm)
9"	0.125	0.39	0.0	37.2	530	500.9
11.5"	0.125	13.00	2.8	37.2	530	787.3
	0.250	13.50	2.8	37.2	530	793.3
	0.500	13.50	2.8	37.2	530	793.3
	0.750	17.00	3.4	37.2	530	908.6
	1.000	19.50	3.5	37.2	530	996.5

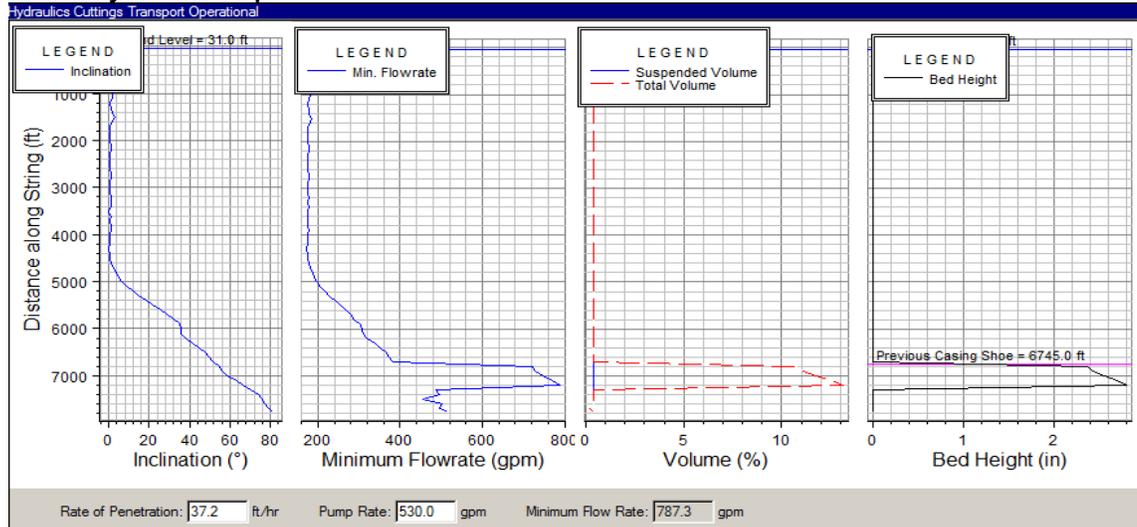
Adicionalmente, en la Figura 12, la Figura 13, la Figura 14, la Figura 15, la Figura 16 y la Figura 17 se pueden observar los resultados de estas simulaciones de manera gráfica.

Figura 12. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 9" y tamaño de partícula de 0.125 in



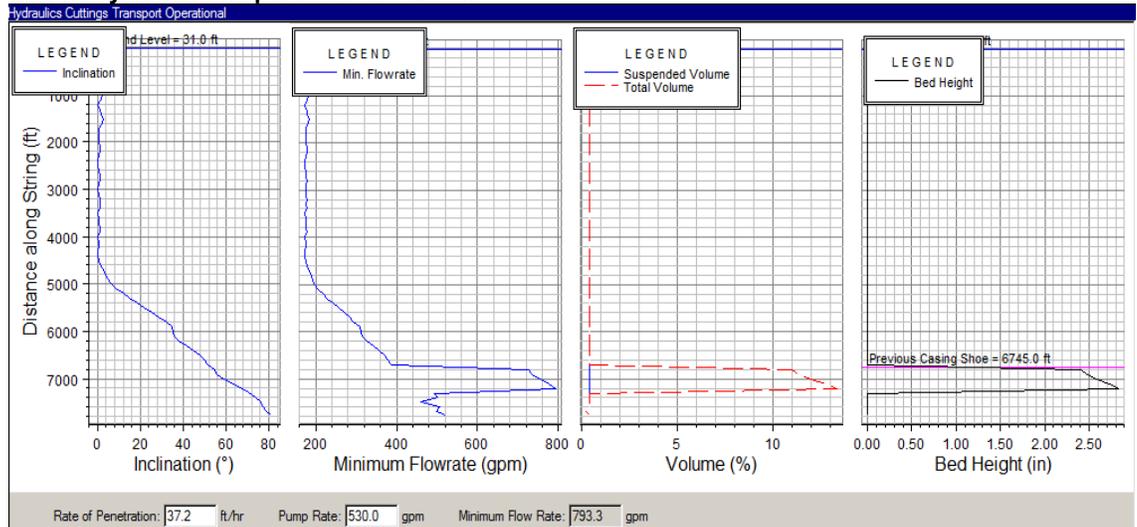
Fuente. ECOPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 13. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.125 in



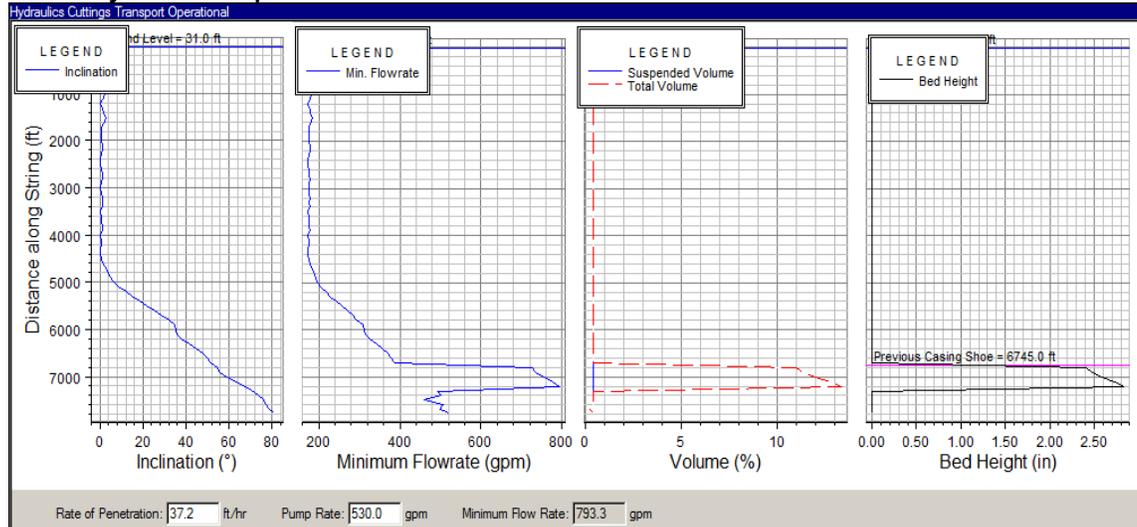
Fuente. ECOPEPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 14. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.250 in



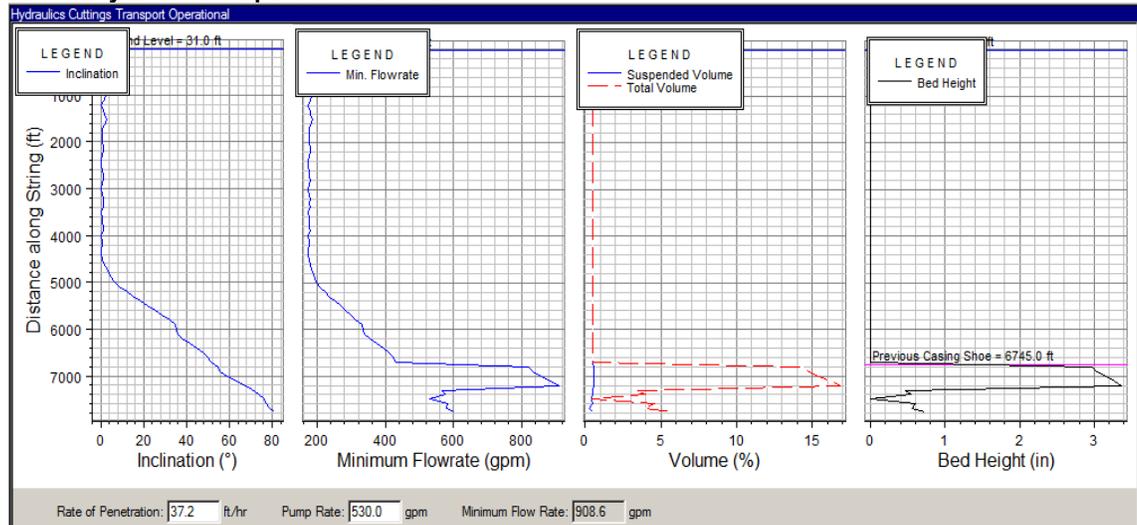
Fuente. ECOPEPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 15. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.500 in



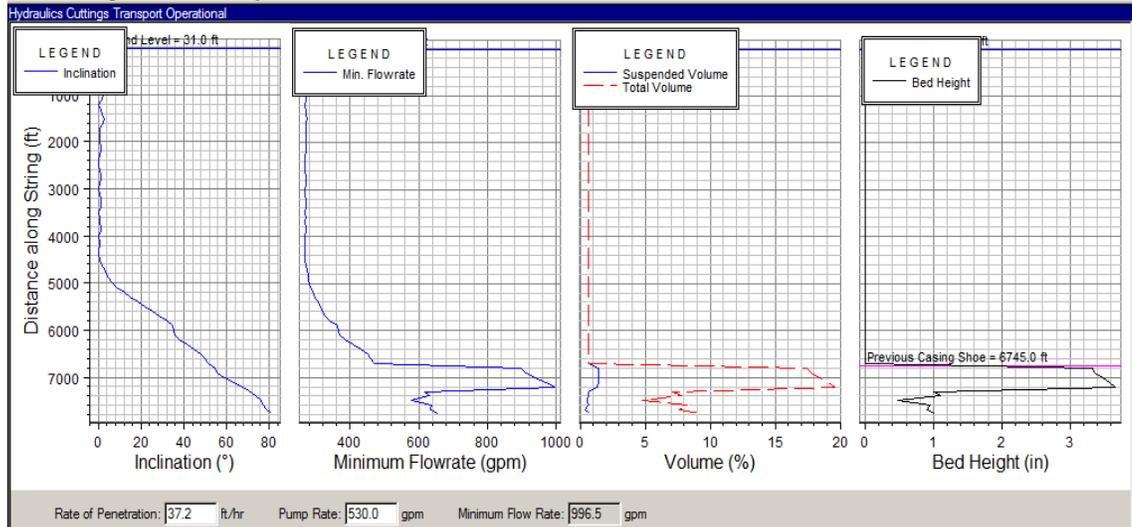
Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 16. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.750 in



Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 17. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 1.000 in



Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

- **Simulaciones de limpieza a Total Depth (8811')**: Al igual que a la profundidad del punto de pega, a Total Depth también se corrieron seis simulaciones, en ellas se utilizó la información reportada en Open Wells ® para el Pozo A, el día 03 de Enero de 2015 (día en que se alcanzó la profundidad total del Pozo, 8811'). Además, la data de fluidos y reología manejada, fue la misma para todas las simulaciones y se encuentra registrada en la Tabla 32 y la Tabla 33.

Tabla 32. Fluid Data para el Pozo A a Total Depth

Fluid	BARADRILL - N - 9.0ppg, 8,810ft, 1/3/2015 11:59:00 PM	Type	Non Spacer
Mud Base Type	Water	Base Fluid	Water
Rheology Model	Herschel-Bulkley		

Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan ®. 2016

Tabla 33. Rheology Data para el Pozo A a Total Depth

Temperature (°F)	Pressure (psi)	Base Density (ppg)	Ref. Fluid Properties	PV (Mulnf) (cp)	n'	K' (lb's ⁿ /ft ²)	YP (Tau0) (lb/100ft ²)	FYSA	Fann Data	
									Speed (rpm)	Dial (°)
125.00	14.70	9.00	Yes	22.37	0.61	0.00911	4.807	0.00	600	64.00
									300	44.00
									200	35.00
									100	24.00
									6	8.00
									3	7.00

Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan ®. 2016

Con el fin de recopilar los resultados obtenidos se construye la Tabla 34, de la cual vale la pena destacar que en ningún caso se evidencia una limpieza del hueco

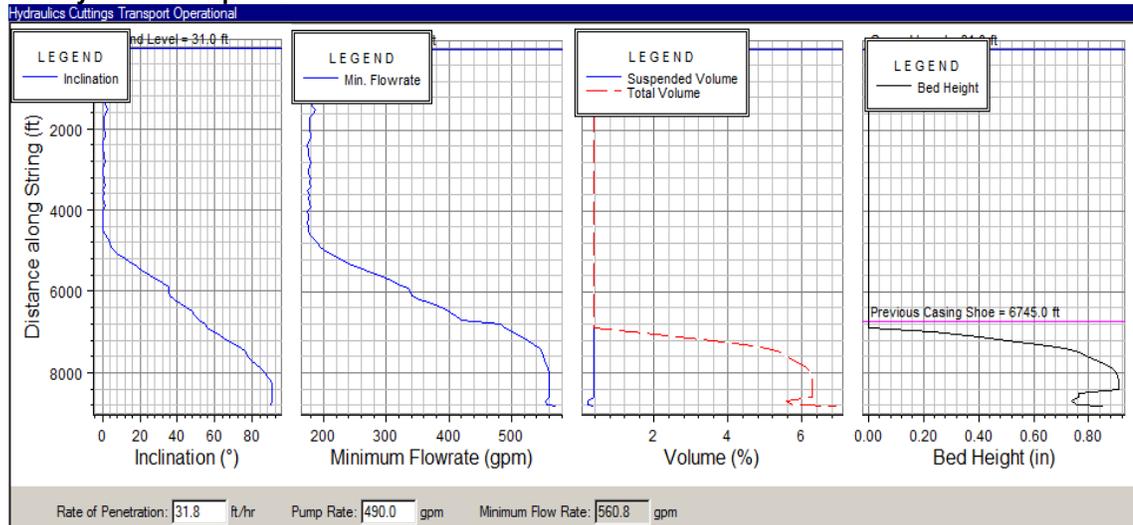
adecuada, debido a que se presentan volúmenes de corte que oscilan entre 6.3% y 56%. Asimismo, es pertinente señalar que al igual que para las simulaciones a la profundidad del punto de pega, en estas simulaciones se requieren tasas mínimas de flujo excesivamente altas (de hasta 1198.3 gpm); lo cual es un factor de riesgo para ocasionar colapso de la formación.

Tabla 34. Simulación de limpieza a Total Depth durante perforación

Diámetro de hueco	Tamaño de partícula (in)	Volumen de Cortes (%)	Cama de Cortes (in)	ROP (ft/hr)	Tasa de la bomba (gpm)	Tasa mínima de flujo (gpm)
9"	0.125	6.3	0.9	31.8	490	560.8
11.5"	0.125	18.5	3.6	31.8	490	868.8
	0.250	18.5	3.7	31.8	490	876.1
	0.500	22.0	4.1	31.8	490	1024.2
	0.750	26.5	4.4	31.8	490	1122.6
	1.000	56.0	6.8	31.8	490	1198.3

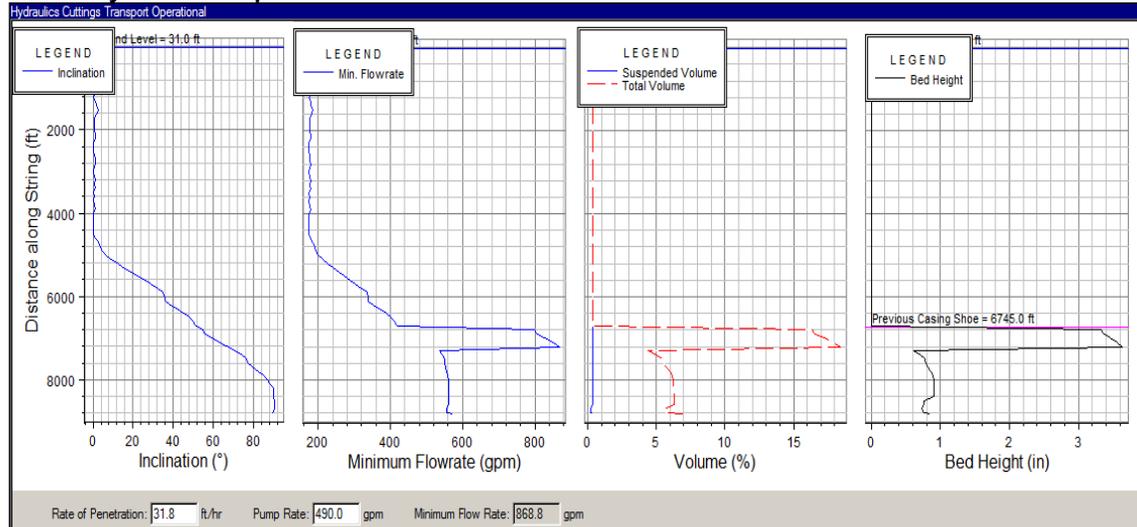
Por último, se presentan de manera gráfica, en la Figura 18, la Figura 19, la Figura 20, la Figura 21, la Figura 22 y la Figura 23.

Figura 18. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 9" y tamaño de partícula de 0.125 in



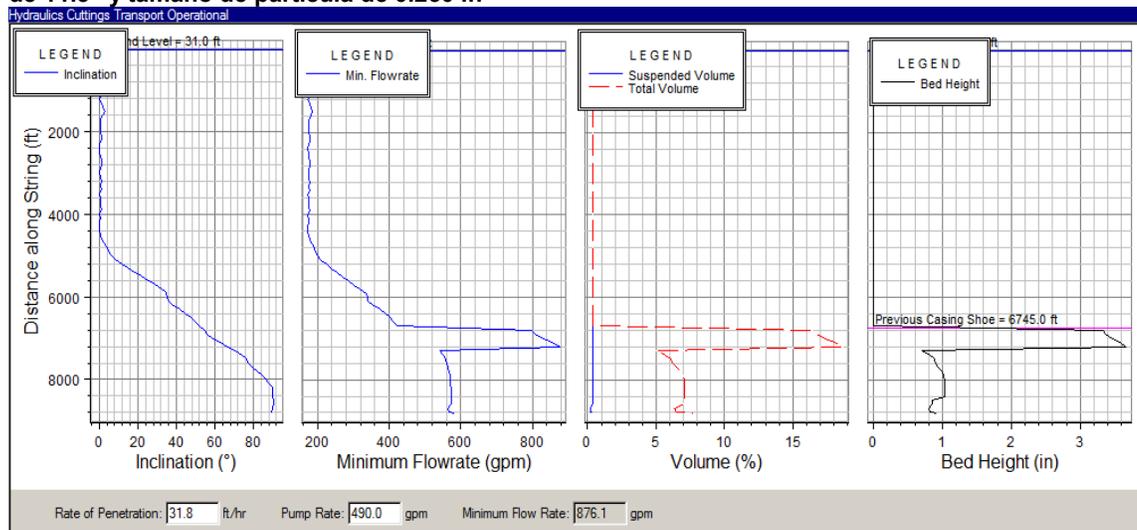
Fuente. ECOPEL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 19. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.125 in



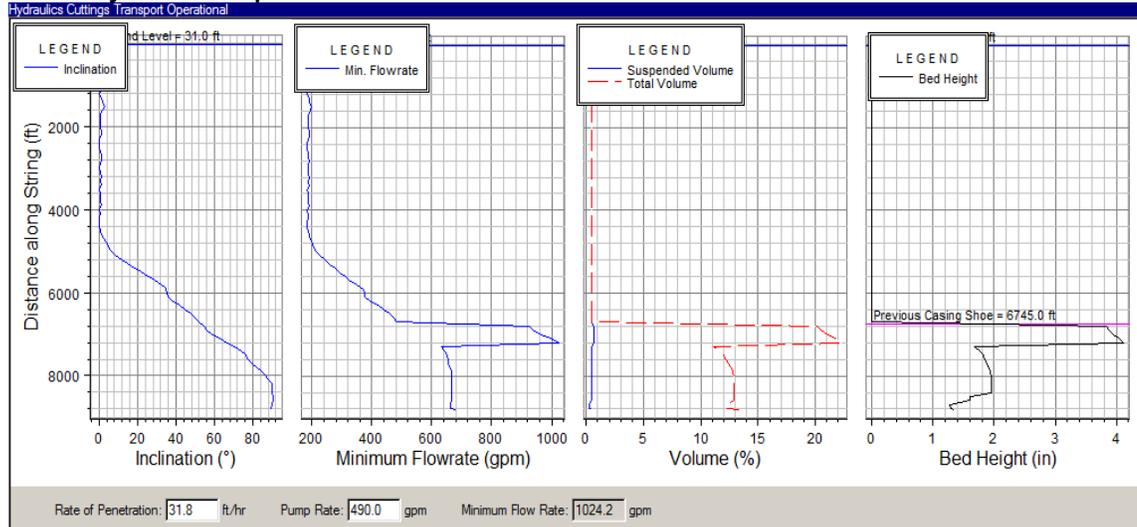
Fuente. ECOPEPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 20. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.250 in



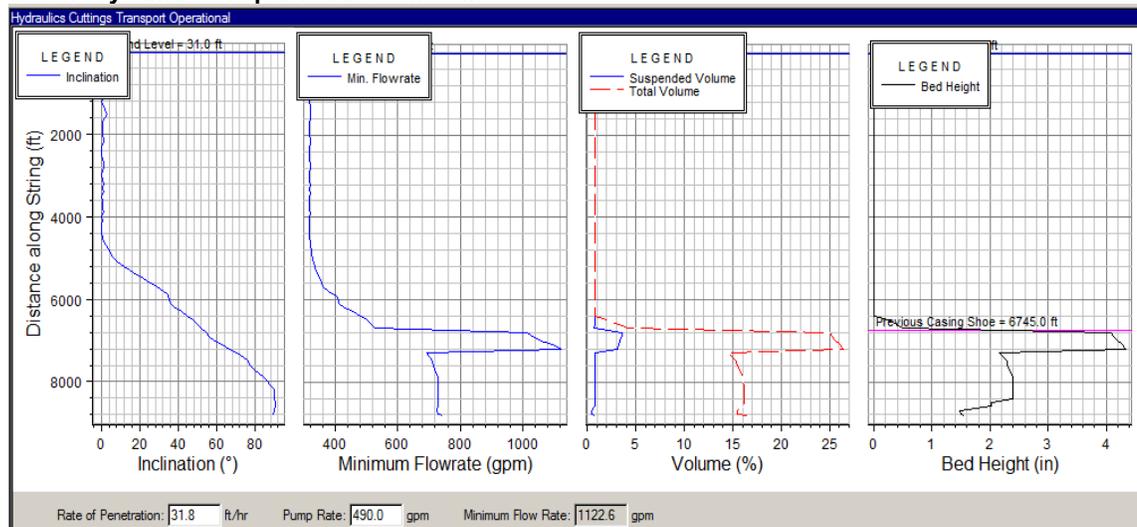
Fuente. ECOPEPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 21. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.500 in



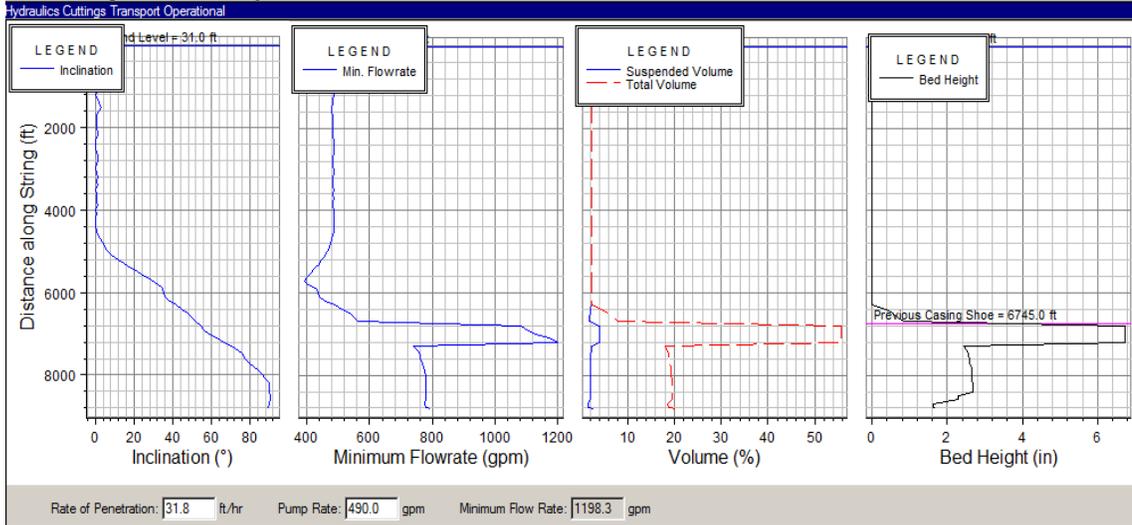
Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 22. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 0.750 in



Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 23. Simulación de limpieza para el Pozo A a la profundidad del punto de pega con diámetro de 11.5" y tamaño de partícula de 1.000 in



Fuente. ECOPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

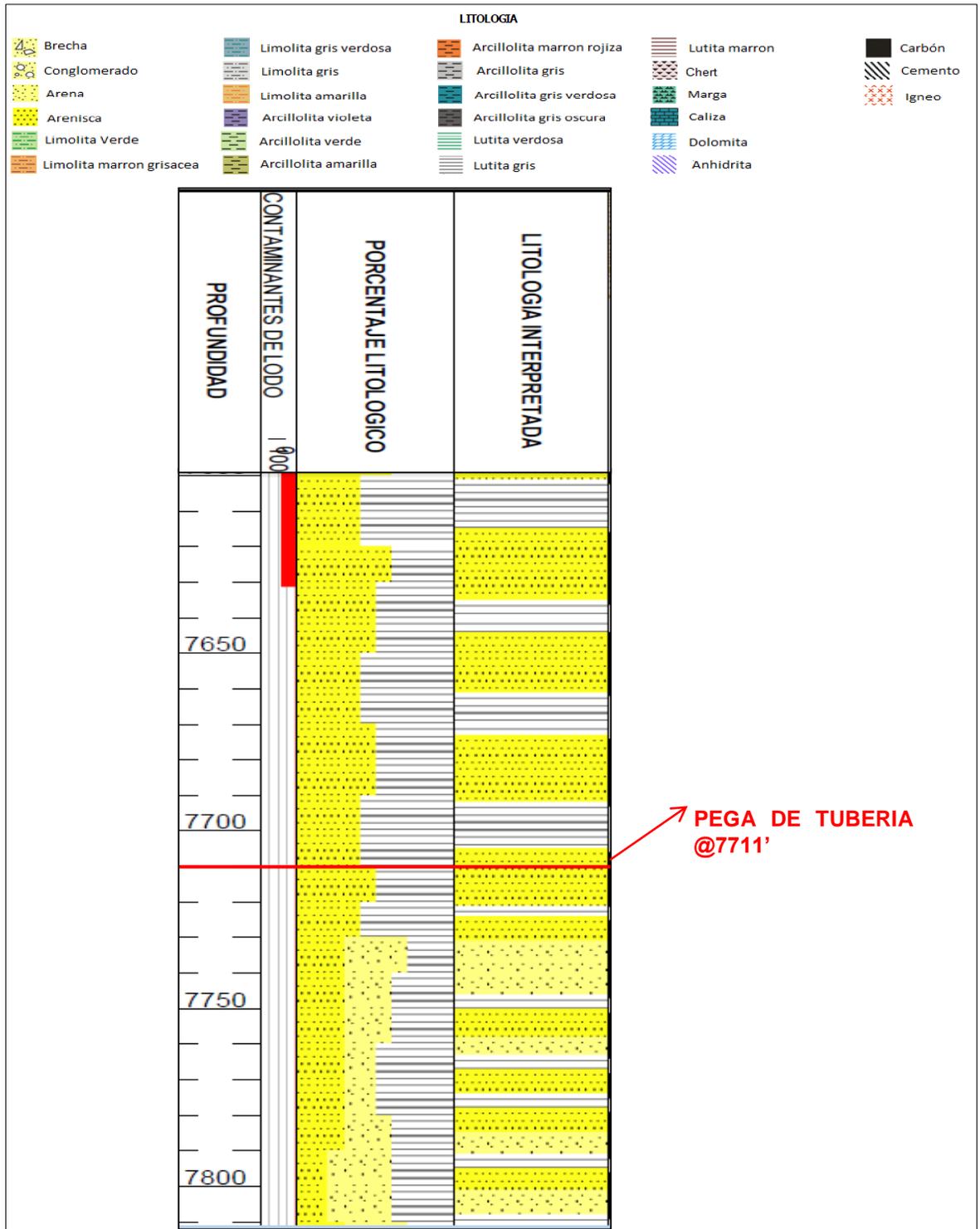
En cuanto a las posibles razones por la cuales falló el control direccional, presentadas en el Cuadro 18, se plantea como principal causa la alta tortuosidad del Pozo, debido a dos factores: el primero de ellos fueron los cambios en la litología a atravesar, por la presencia de intercalaciones de areniscas y lutitas, como se puede apreciar en la Figura 24.

Cuadro 18. Causas asociadas al control direccional

Control Direccional		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
Presencia de intercalaciones de areniscas y lutitas	Cambios en la litología a atravesar	Alta tortuosidad
Falta de seguimiento de la planeación del Pozo	No se cumplió la trayectoria planeada	

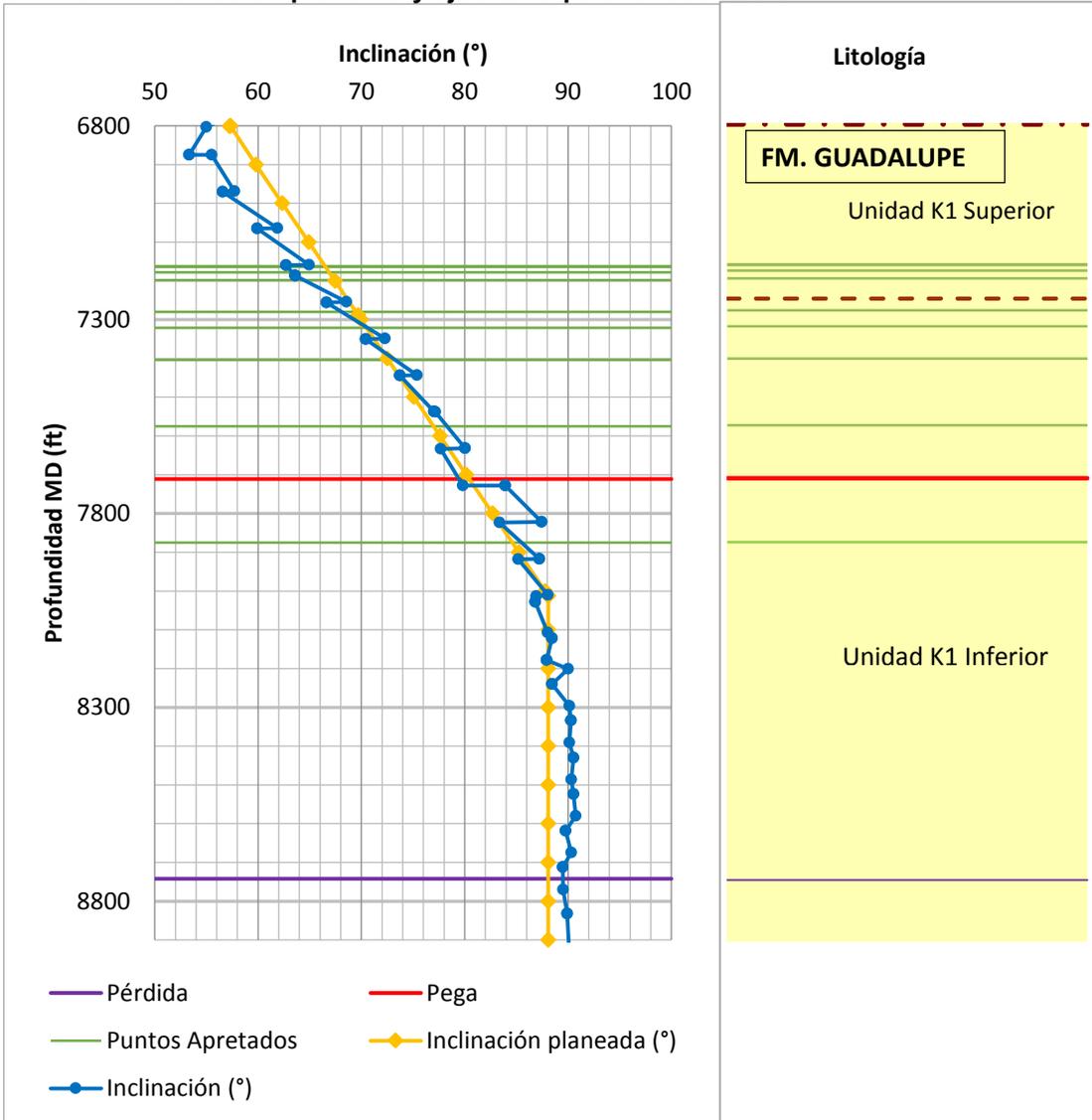
El segundo factor que pudo generar la alta tortuosidad del Pozo, fue que no se cumplió la trayectoria planeada. En la Gráfica 21, la Gráfica 22 y la Gráfica 23, se observa que las curvas correspondientes a la trayectoria ejecutada difieren de las curvas correspondientes a la trayectoria planeada. Adicionalmente, estas graficas permiten confrontar la trayectoria con la litología, resaltando que la pega de tubería se presentó en la formación K1 inferior y los puntos apretados se presentaron tanto en K1 superior, como en K1 inferior.

Figura 24. Formation Evaluation Log para el intervalo de 7600' – 7810' en el Pozo A

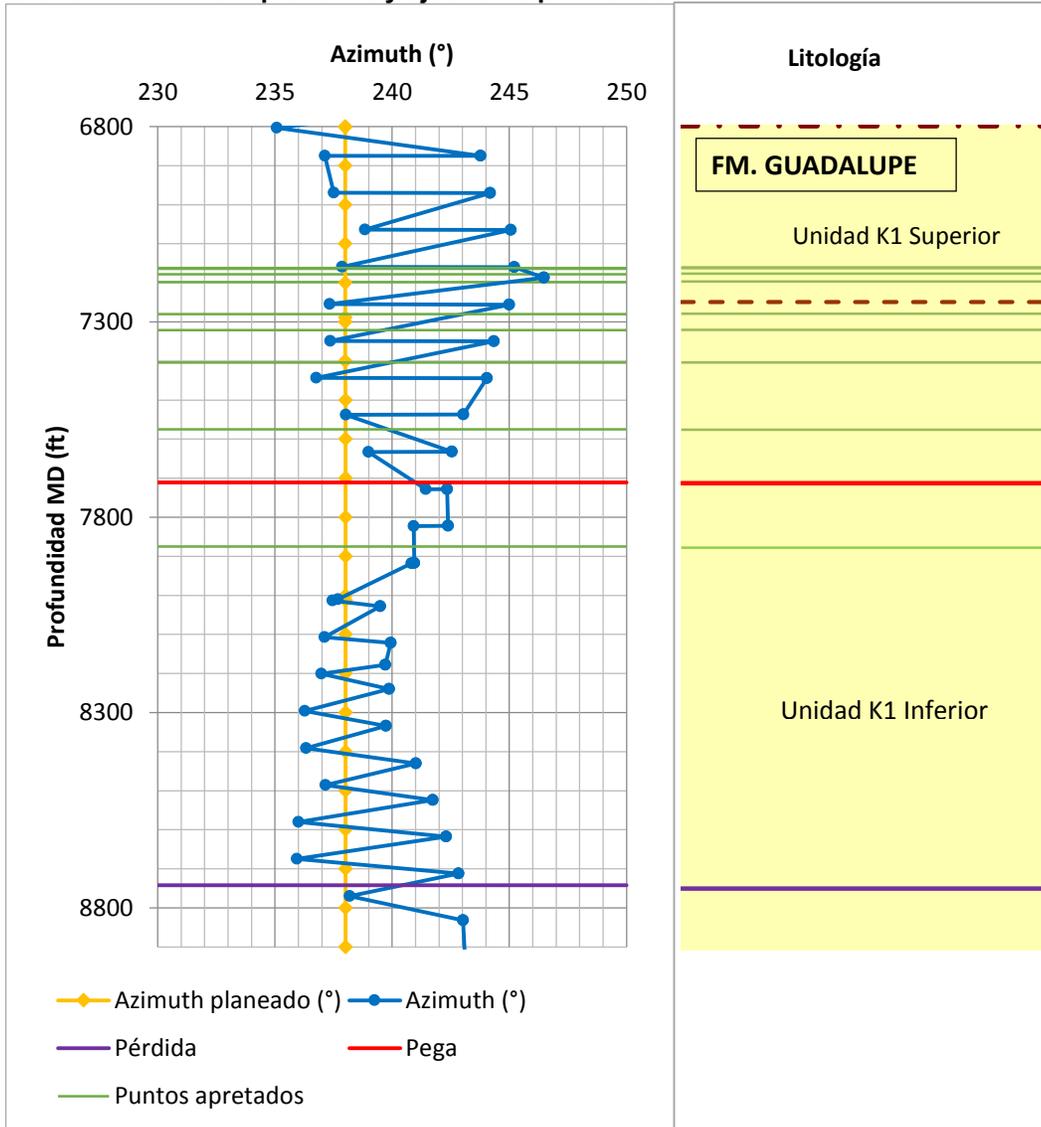


Fuente. Formation Evaluation Log (FEL), 2014. Ecopetrol S.A.

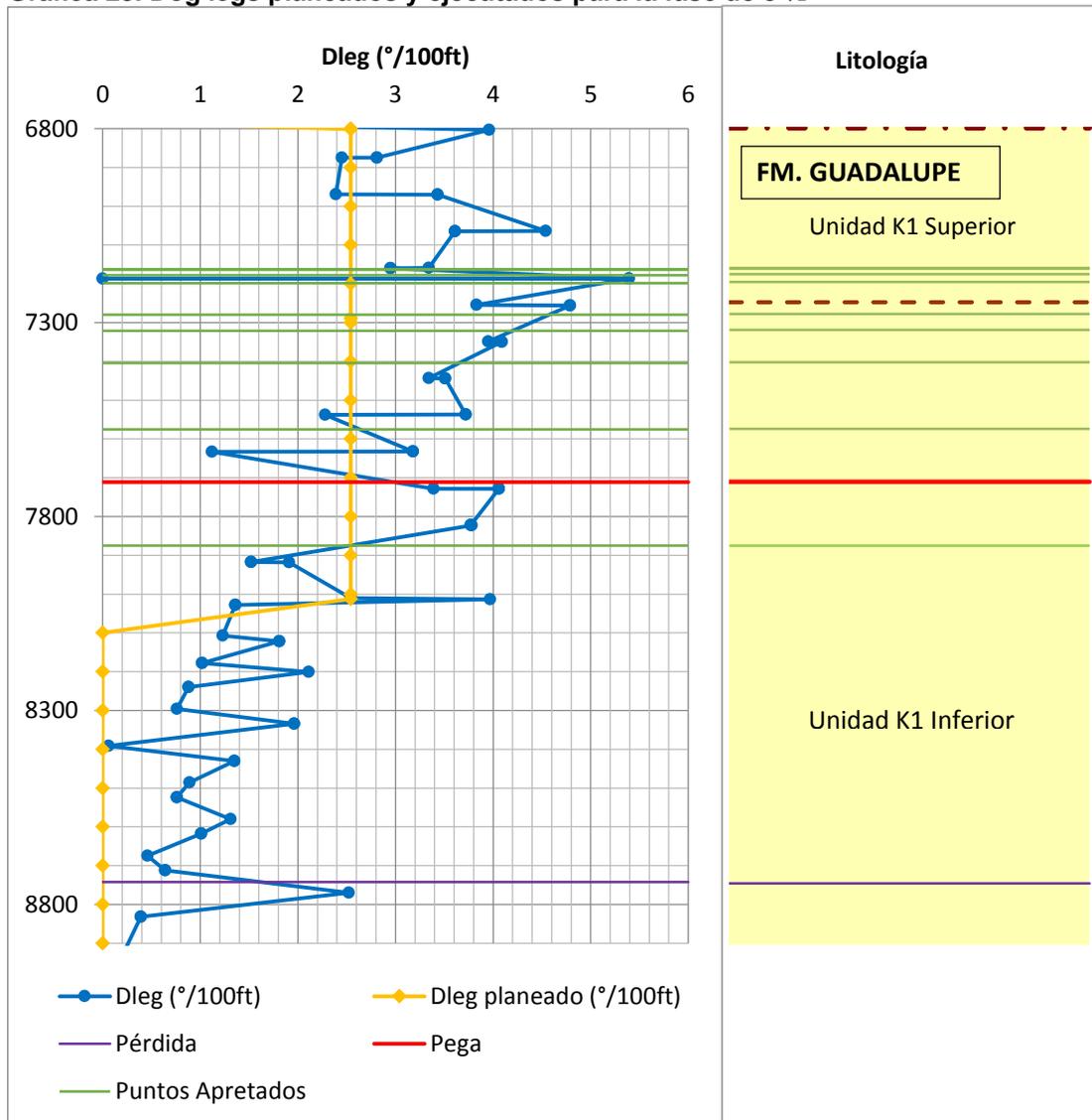
Gráfica 21. Inclinación planeada y ejecutada para la fase de 8 1/2"



Gráfica 22. Azimuth planeado y ejecutado para la fase de 8 1/2"



Gráfica 23. Dog legs planeados y ejecutados para la fase de 8 1/2"



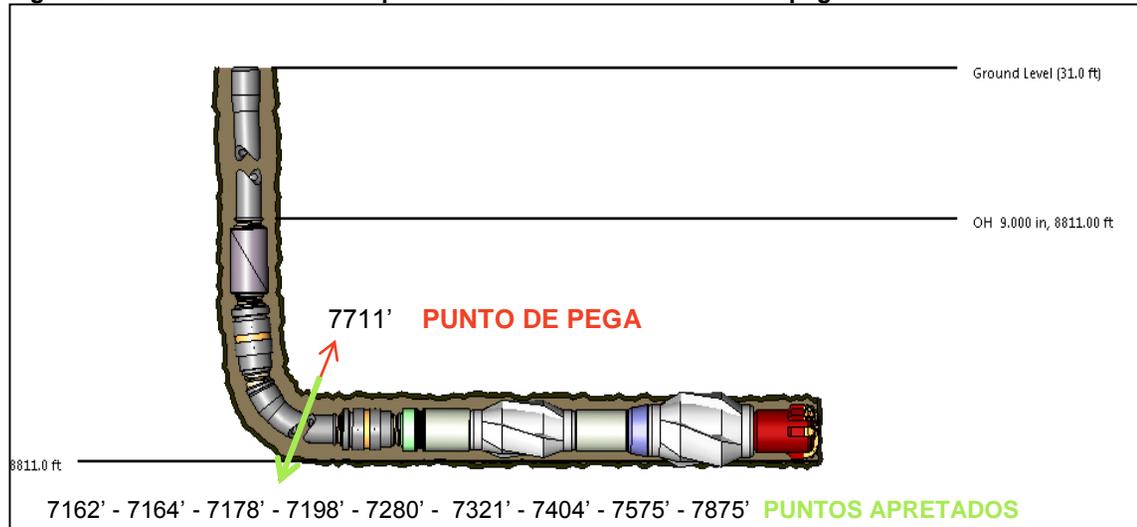
Finalizando con las causas por las cuales fallaron las barreras de defensa para la pega de tubería, el Cuadro 19 presenta como posible causa inmediata, el uso de un BHA rígido; esto pudo deberse a una selección inadecuada de los estabilizadores. Dicha hipótesis se plantea teniendo en cuenta que la rigidez del BHA aumenta a mayor número de estabilizadores, y por tal razón se considera innecesario el uso de dos estabilizadores en un BHA diseñado para control de pérdida, como lo era el BHA #6, y cuya configuración se puede encontrar en la Figura 25 y en la Figura 26; donde se puede evidenciar que tanto los puntos apretados como el punto de pega, se encuentran cuando la trayectoria del Pozo pasa a ser horizontal. Adicionalmente, se considera que el diámetro de los estabilizadores probablemente no era el indicado, ya que se utilizaron dos estabilizadores con un diámetro de 8 1/8" en un hueco de 8 1/2", y al ser tan

cercano el diámetro de los estabilizadores, al diámetro del hueco, aumenta el riesgo de pega de tubería. Por esta razón, se considera que la causa raíz de que fallara el diseño del BHA es la selección y distribución inadecuada de los estabilizadores

Cuadro 19. Causas asociadas al diseño adecuado del BHA

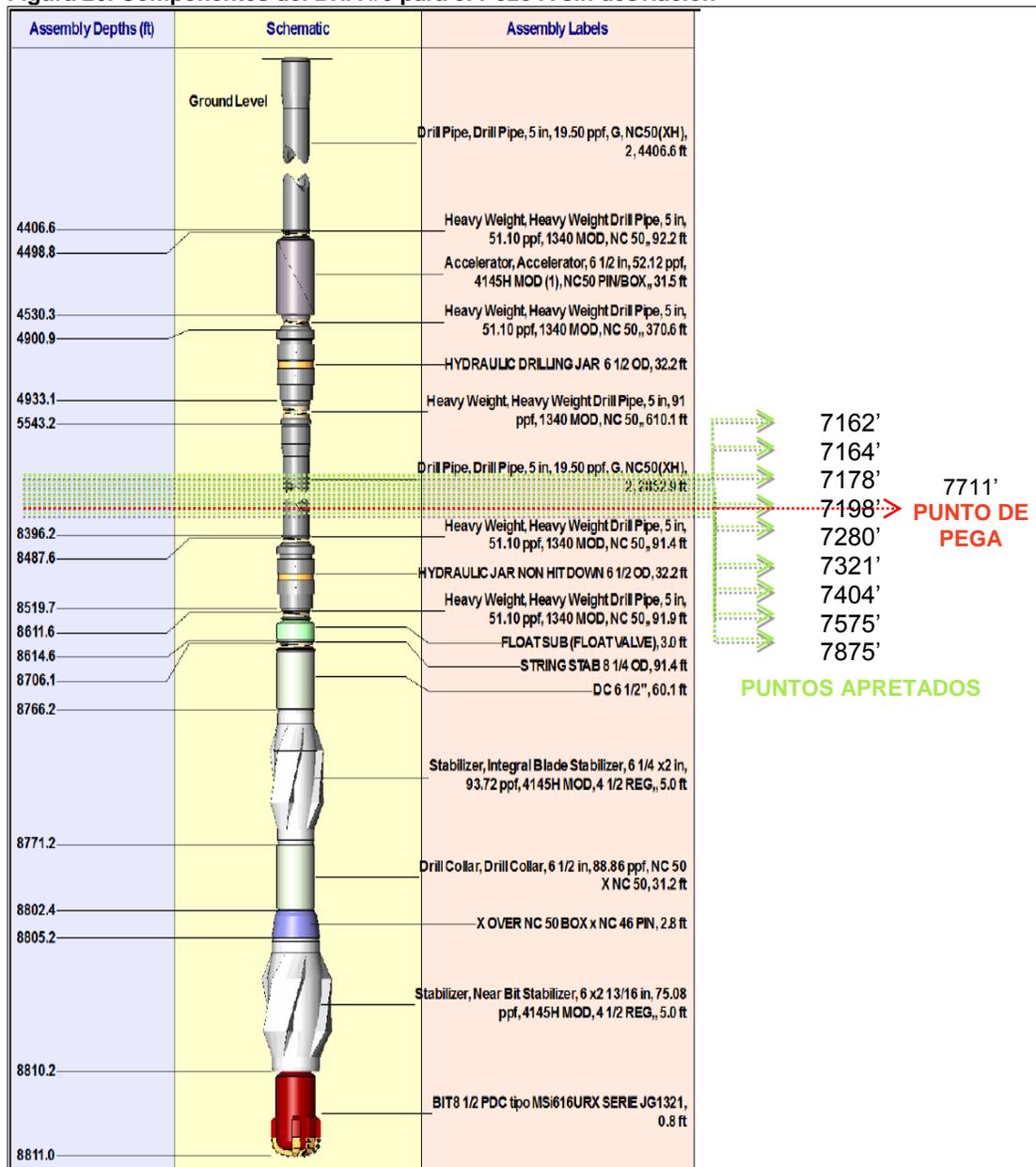
Diseño Adecuado del BHA		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
Selección y distribución inadecuada de los estabilizadores	Uso de más estabilizadores de los necesarios	BHA rígido
	Diámetro inadecuado de los estabilizadores	
	Estabilizadores ubicados a menos de 60 ft de distancia	

Figura 25. Ubicación del BHA #6 para el Pozo A en el momento de la pega de tubería



Fuente. ECOPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

Figura 26. Componentes del BHA #6 para el Pozo A sin desviación



Fuente. ECOPELROL S.A. Simulaciones en Well Plan®. 2016

5.5.2.2 Barreras de control. Para el evento de pega de tubería, solamente se determinó una barrera de control, consignada en el Cuadro 20, la cual está relacionada con el uso de nuevas tecnologías.

Se considera como causa inmediata la falta de uso de un motor RSS híbrido. Este es un desarrollo que se dio a finales del año 1990 y se destaca por permitir la rotación continua de la sarta de perforación, con lo cual se elimina la necesidad de

deslizamiento mientras se perfora direccionalmente⁸³. Dicha herramienta presenta una respuesta casi instantánea a los comandos enviados desde superficie cuando se requiere cambiar la trayectoria del Pozo. Además, el sistema híbrido permite alcanzar dog legs con altas severidades y todos los elementos de la sarta giran en conjunto con la sarta de perforación, lo que permite una mejor limpieza del Pozo y reduce el riesgo de atascamiento.

Cuadro 20. Causas asociadas al uso de nuevas tecnologías

Uso de Nuevas Tecnologías		
Causa Raíz	Precondición	Causa Inmediata
		Falta de motor RSS híbrido

En definitiva, como producto principal del diagnóstico de las causas raíz realizado al Pozo A, se llevó a cabo la construcción del esquema Tripod Beta, el cual se encuentra en el ANEXO B.

5.6 RESULTADOS ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ POZO A

A continuación se presentarán a manera de resumen los resultados obtenidos para cada uno de los eventos, tomando en cuenta que la principal razón por la cual ocurre un evento es por la falla de las barreras previamente definidas.

El primer evento fue la pérdida de circulación y las razones involucradas en su ocurrencia se presentan en el Cuadro 21. Allí se observa que las causas raíz de este evento fueron:

- Presencia de fracturas naturales
- Galonaje menor a la tasa mínima de flujo
- Incertidumbre en el tamaño de las fracturas
- Inconsistencia entre los documentos de referencia

El segundo evento fue una pega de tubería, por empaquetamiento y las razones involucradas en su ocurrencia se presentan en el Cuadro 22; donde se observa que las causas raíz de este evento fueron:

- Exceso de material LCM
- Galonaje menor a la tasa mínima de flujo
- Presencia de intercalaciones de areniscas y lutitas
- Falta de seguimiento del Programa de Perforación del Pozo
- Selección y distribución inadecuada de los estabilizadores

⁸³ FELCZAK, Edwin. Lo mejor de ambos mundos: un sistema rotativo direccional híbrido. Oilfield Review, 2011/2012. Schlumberger. [en línea] 2012 [citado Mayo de 2016] Disponible de Word Wide Web: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/win11/04_hybrid.pdf

Cuadro 21. Resultados del análisis de la pérdida de circulación

BARRERAS		CAUSA RAÍZ	PRECONDICIÓN	CAUSA INMEDIATA
BARRERAS DE DEFENSA	Caracterización de la Formación	Presencia de fracturas naturales	41 años de producción	Yacimiento depletado
	Parámetros Operacionales Adecuados	Galonaje menor a la tasa mínima de flujo	Galonaje insuficiente para llevar cortes a superficie	Incertidumbre en la distribución de zonas fracturadas
			Parámetros óptimos para mantener carga de cortes < 3%	Manejo inadecuado de la hidráulica
	Características de Fluido Apropriadas	Incertidumbre en el tamaño de las fracturas	Inadecuada distribución del material para sellar la fractura	Altos ROP y RPM
	Bombeo de Píldoras	Inconsistencia entre los documentos de referencia	Seguimiento de la planeación del Pozo	Baja capacidad de sello
			Falta de seguimiento del árbol de decisiones	Ausencia de bombeo de píldoras para pérdidas <60 bph
			Falta de seguimiento del árbol de decisiones	Uso de material LCM sólo como medida correctiva
BARRERAS DE CONTROL	Uso de Nuevas Tecnologías		Falta de herramienta PWD	
			Falta de sistema PBL	
	Características de Fluido Apropriadas		Ausencia de aditivos para bajar la columna hidrostática	
	Medidas Preventivas		Falta de uso de material LCM antes de presentar pérdidas de circulación	

Cuadro 22. Resultados del análisis de la pega de tubería

BARRERAS		CAUSA RAÍZ	PRECONDICIÓN	CAUSA INMEDIATA
BARRERAS DE DEFENSA	Limpieza del Hueco	Exceso de material LCM	Acumulación de material LCM en los tanques de viaje	Falta de acondicionamiento del fluido
		Galonaje menor a la tasa mínima de flujo	Galonaje insuficiente para llevar cortes a superficie	Manejo inadecuado de la hidráulica
	Control Direccional	Presencia de intercalaciones de areniscas y lutitas	Cambios en la litología a atravesar	Alta tortuosidad
		Falta de seguimiento de la planeación del Pozo	No se cumplió la trayectoria planeada	
	Diseño Adecuado del BHA	Selección y distribución inadecuada de los estabilizadores	Uso de más estabilizadores de los necesarios	BHA rígido
			Diámetro inadecuado de los estabilizadores	
Estabilizadores ubicados a menos de 60 ft de distancia				
BARRERAS DE CONTROL	Uso de Nuevas Tecnologías			Falta de motor RSS híbrido

5.7 LECCIONES APRENDIDAS DEL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ

Al finalizar el análisis de causa raíz del Pozo A, se generaron algunas lecciones aprendidas que pueden tenerse en cuenta para la perforación de futuros Pozos en el Campo Castilla.

La primera está relacionada con la litología; se observó que las pérdidas de circulación sufridas por el Pozo, probablemente, estuvieron relacionadas con fracturas naturales. Es por esto que, hacer un análisis litológico con núcleos y de imágenes de pared se considera pertinente, pues se desconoce la ubicación de las fracturas, y por más que se trabaje con la densidad del lodo y con material LCM de manera preventiva, el desconocimiento de esta información puede llevar a un mal tratamiento de la situación.

Otro factor a tener en cuenta es la ventana operacional del Pozo, el conocer datos como la presión de poro, la presión de colapso, el esfuerzo horizontal mínimo y el gradiente de fractura, es fundamental para no superar el máximo esfuerzo tolerado por las diferentes formaciones, además de identificar las zonas de mayor inestabilidad al reconocer en donde se presentan los mayores valores de presión de colapso.

Una vez son conocidas las condiciones de las formaciones y las zonas sensibles allí presentes, es esencial manejar parámetros operacionales y tiempos de circulación óptimos; manteniendo un valor equilibrado que no genere derrumbes en formaciones inestables, pero garantice la limpieza adecuada del Pozo.

Se considera también, que el uso de tecnologías no convencionales, podría mejorar el tratamiento llevado a cabo en caso de que se presenten eventos de pérdidas de circulación o pega de tubería; o bien, podría reducir el riesgo a sufrirlas. Dichas tecnologías incluyen los registros PWD, tener un sistema alternativo de flujo o PBL y usar un motor híbrido RSS. Pese a que el uso de estas puede incrementar el costo de la perforación de los Pozos, se debe evaluar la relación costo/beneficio que trae el uso de las mismas; ya que los costos generados por los NPT son altos, tanto que podrían superar el costo que traería el uso de los equipos propuestos.

Una actividad adicional a considerarse, es colocar casing en la Unidad K1 Superior. Esto, debido a que dicha unidad se caracteriza por su inestabilidad. En caso de presentar pérdidas de circulación en K1 inferior, y presentar el riesgo de dejar desprotegida K1 Superior por falta de fluido para reponer el perdido, proteger esta unidad con casing, podría evitar eventos como el de pega de tubería, como el del Pozo A.

6. COMPARACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA CON LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS CAUSA RAÍZ ACTUAL EMPLEADA POR ECOPETROL S.A.

El capítulo final del presente trabajo consigna la comparación entre la metodología propuesta en este trabajo, la metodología Tripod Beta, y la metodología de análisis causa raíz empleada actualmente por Ecopetrol S.A.

6.1 DIFERENCIAS Y SEMEJANZAS ENTRE LAS METODOLOGÍAS

Inicialmente, se revisaron las secciones que componen cada una de las metodologías, lo cual se puede apreciar en el Cuadro 23. De allí es apropiado mencionar que: en la metodología de Ecopetrol no realiza ninguna clase de análisis para definir el objeto de estudio, sino que presenta su análisis ya habiendo definido el Pozo al que desea analizar. Además, la metodología de Ecopetrol no incluye dentro de su estudio lo concerniente a recolección de información.

Cuadro 23. Comparación entre las secciones de las metodologías

Metodología de Ecopetrol S.A.	Metodología Propuesta
<ol style="list-style-type: none"> 1. Ficha técnica al momento del evento 2. Línea del tiempo 3. Estado mecánico 4. Hipótesis 5. Evidencias hipótesis 6. Conclusiones y lecciones aprendidas 7. Plan de acción 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Selección del objeto de estudio (Análisis estadístico) 2. Recolección de la información 3. Organización de la información (Línea del tiempo) 4. Análisis de la información 5. Diagnóstico de las causas raíz (Esquema Tripod Beta) 6. Resultados 7. Lecciones aprendidas

También se observó que las dos metodologías crean una línea del tiempo con el fin de presentar la información y los eventos de manera cronológica. Sin embargo, Ecopetrol S.A. presenta la línea del tiempo en forma descriptiva, a diferencia de la metodología Tripod Beta que lo hace de manera gráfica.

El siguiente aspecto a comparar es la presentación total de información en el análisis realizado por ambas metodologías. En la metodología de Ecopetrol S.A. se presenta en forma descriptiva, tanto la línea del tiempo, como las causas encontradas. Mientras que la metodología propuesta se apoya principalmente en esquemas gráficos, tanto para la línea del tiempo como para la presentación de los resultados.

Por otro lado, con el fin de comparar los resultados de cada metodología, es pertinente presentar las hipótesis planteadas por Ecopetrol S.A.:

1. Pega de tubería por inestabilidad de la formación K1 Superior debido a la pérdida de presión Hidrostática por baja densidad del lodo (8.7-8.9 PPG) el cual

no se podía mantener en el peso planeado (9.1 PPG) debido a la altas pérdidas de circulación, adicionalmente se requirió mayores tiempos para el control de pérdidas originado por la restricción de bombeo de material LCM a través de herramientas de 4 ¾", lo cual impacto en el tiempo de exposición del hueco.

2. Se presentó dificultad para la limpieza del hueco de 6 ¾" * 9" ensanchado con BHA de 4 ¾", debido a la no disponibilidad contractual para herramientas direccionales de 6 ½".

Aquello que Ecopetrol S.A considera como evidencia de dichas hipótesis:

1. Durante la bajada del BHA convencional para curar pérdidas en el hueco abierto se presentan constantes restricciones lo cual indica hueco en malas condiciones por limpieza debido a inestabilidad y envejecimiento del hueco.
2. Con el BHA de 4 ¾" no se logró controlar las pérdidas debido a la restricción que estas presentan al envío de píldoras con altas concentraciones de material LCM.

Y las conclusiones y lecciones aprendidas a las que llega:

1. Se recomienda que en el ensamblaje del BHA direccional se tenga una PBL o un sub de circulación, de manera tal de evitar el cambio de BHA para curar perdidas.
2. Se recomienda incrementar la concentración de lubricante no solo para mejorar la lubricidad del fluido sino además bajar el peso de la columna hidrostática sin sacrificar la concentración de carbonato
3. Si la rata de pérdidas de fluido es menor a la establecida para realizar un viaje a superficie, se debe asegurar que durante la perforación se cuente con las propiedades del fluido establecidas por programa.

Conociendo los resultados obtenidos por ambas metodologías, se identificó que las dos metodologías hacen un análisis de la información por evento. No obstante, el análisis que Ecopetrol S.A. realizó sobre el Pozo A se basó únicamente en el evento de pega de tubería, mientras que el análisis realizado en el presente trabajo abarcó los tres eventos presentados: pérdida de circulación, pega de tubería y el side track.

Adicionalmente se encontró que la metodología entregada por Ecopetrol S.A. no presenta análisis del evento de pérdida de circulación. Sin embargo, los dos análisis llegan a la conclusión de que la pérdida de circulación desencadenó en la pega de tubería, de igual manera en que la no reposición del fluido perdido hizo que la columna de fluido bajara lo cual dejó desprotegida la Unidad K1 Superior, y

al ser esta una Unidad inestable se vio afectada y pudo desencadenar en washouts, derrumbes e hinchamiento de lutitas, que generaron la pega de tubería.

Un aspecto fundamental es que la metodología de Ecopetrol S.A. no contempla la presencia de zonas fracturadas en las formaciones a atravesar y a lo largo del análisis realizado en el presente trabajo, se estableció que es esencial conocer la distribución y el tamaño de las fracturas; con el fin de no ocasionar la reapertura de alguna fractura existente y además seleccionar el tamaño adecuado de partícula para sellar las mismas.

Otros factores que la metodología de Ecopetrol S.A. no toma en cuenta son aquellos asociados al diseño del BHA y al control direccional.

Por último, es pertinente mencionar que elaborar un plan de acción se encuentra fuera del alcance del presente trabajo. A pesar de ello, esta metodología tiene en cuenta barreras que pudieron haber estado y mitigado el evento, las cuales pueden ser tenidas en cuenta como aprendizajes para los futuros Pozos a perforar.

6.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA METODOLOGÍA TRIPOD B

Como ventajas de la metodología empleada en el presente trabajo se considera que:

- Contempla los problemas desde diferentes áreas de estudio
- Evalúa el impacto que tiene un evento en el Pozo
- Estudia TODOS los problemas operacionales ocurridos
- El uso de esquemas permite la visualización grafica de los sucesos ocurridos
- La línea del tiempo presenta los aspectos relevantes de cada área de estudio para cada instante de tiempo
- El esquema Tripod Beta enlaza las causas permitiendo llegar a la causa raíz.

Sin embargo como desventajas se considera que:

- Requiere familiaridad con la metodología
- Debe ser realizada o asesorada por expertos en perforación y sus respectivas áreas de estudio.

No obstante, estos factores son fácilmente superables, ya que adquirir familiaridad con la metodología resulta bastante sencillo.

7. CONCLUSIONES

- La ocurrencia de actividades no planeadas está directamente relacionada con las formaciones que componen la columna estratigráfica del Campo, debido a que se evidenció que las profundidades que más se ven afectadas por NPT están entre los 6000 y los 9000 ft, pues del total del tiempo de operación asociado a NPT un 95% (11,208 hr) se presentó en este intervalo, allí es posible encontrar las Formaciones: Carbonera, Mirador, Cuervo, Barco y Guadalupe. Resaltando que los eventos de pega de tubería y pérdida de circulación del Pozo de estudio se presentaron en K1 inferior, perteneciente a esta última formación.
- Dentro de un grupo de 63 Pozos perforados en el periodo Enero 2014 – Abril 2015, se identificaron 15 Pozos que presentaron los mayores costos, mayor duración de NPT y mayor duración de la perforación. De dicho grupo de Pozos seleccionó el Pozo A como objeto de estudio, mediante el análisis estadístico. Dicho Pozo se encontraba dentro del grupo de Pozos con los mayores NPT (850 hr), mayores costos (USD\$8,450,893) y mayores tiempos de perforación (62 días) en el Campo Castilla, dentro del período de tiempo de estudio; además de presentar los problemas más comunes: pega de tubería, problemas de hueco y herramientas en subsuelo, los cuales representan un 41.32% (4,862 hr), 32.9% (4,216.5 hr) y 18.5% (2,066.5 hr), respectivamente, dentro de la totalidad de eventos NPT ocurridos.
- Se seleccionaron herramientas como la línea del tiempo y el esquema Tripod Beta como soporte para realizar el análisis causa raíz, estas herramientas permiten la visualización gráfica de la información y la posibilidad de evaluar simultáneamente los eventos ocurridos desde diferentes áreas de estudio, tales como: fluidos de perforación, direccional y geomecánica.
- El procedimiento propuesto para el análisis causa raíz se basó en la metodología Tripod Beta, debido a que esta metodología propone el análisis de barreras, es decir de los elementos que fallaron y desencadenaron en la ocurrencia de los problemas. El procedimiento propuesto incluye el paso a paso desde la consulta de información hasta la construcción del esquema de análisis final; identificando los diferentes escenarios (pérdida de circulación, pega de tubería y herramientas en subsuelo) que se pueden presentar en un estudio de NPT durante la perforación.
- La metodología propuesta fue aplicada al Pozo A y se determinó la relación entre los parámetros operacionales empleados y los eventos no planeados ocurridos, así como la relación entre la pérdida de circulación y la posterior pega de tubería.
- La metodología empleada por Ecopetrol S.A. y la metodología propuesta se compararon en el presente trabajo y se encontró como diferencia, que la

utilizada por Ecopetrol S.A emplea un estilo de presentación de manera descriptiva, mientras que la propuesta tiene herramientas gráficas. Además en metodología propuesta se analizan la totalidad de eventos no planeados ocurridos (pérdida de circulación y pega de tubería), mientras que la de Ecopetrol S.A. solo estudia el evento final presentado (pega de tubería por empaquetamiento). En cuanto a los resultados encontrados, los dos análisis llegan a la conclusión de que la pérdida de circulación desencadenó en la pega de tubería, de igual manera en que la no reposición del fluido perdido hizo que la columna de fluido bajara lo cual dejó desprotegida la Unidad K1 Superior, y al ser esta una Unidad inestable se vio afectada y pudo desencadenar en Washouts, derrumbes e hinchamiento de lutitas, que generaron la pega de tubería.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar estudios que permitan determinar el estado actual de las formaciones que componen el Campo Castilla y así identificar de manera certera las zonas de fracturas para llevar a cabo planes de acción preventivos antes de llegar a dichas profundidades.
- Aplicar esta metodología en otros Pozos y así identificar aspectos a mejorar dentro del procedimiento propuesto. Además, su aplicación también permitirá la identificación de problemas repetitivos y con ello crear un plan de acción para la perforación de Pozos nuevos.
- Evaluar la viabilidad técnico financiera de tecnologías como el PWD y el PBL, que permitan mitigar o tratar de mejor manera problemas como las pérdidas de circulación, donde es importante evaluar el indicador costo/beneficio.
- Crear un procedimiento interno en Ecopetrol S.A. que permita la búsqueda y el acceso a la información necesaria de una mejor manera, pues uno de los principales obstáculos fue la consulta de los documentos requeridos.
- Evaluar la coherencia y relación entre los documentos que se utilizan en la planeación de la perforación de los Pozos, ya que se encontraron incoherencias entre el Árbol de Decisiones para Pérdidas de circulación en la sección de 8 ½" en el Campo Castilla y el documento de perforación del Pozo.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre 2012.

ANH, Colombian Sedimentary Basins, Colombia, 2007, p. 71.

ARIAS MARTINEZ, Heydy 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). Trabajo de grado Geología. Bogotá D.C. Universidad Industrial de Santander. Programa de Geología. 2012.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe estadístico petrolero. Hoja Prod x campo bpdc [en línea] [citado Marzo 3 de 2106]. Disponible de Word Wide Web: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>

BICODRILLING. Sistema alternativo de flujo (PBL)). [en línea] Julio 2012 [citado Mayo 08 de 2016] Disponible de Word Wide Web: <http://www.bicodrilling.com/m%C3%BAltiple-activaci%C3%B3n-pbl.html>

BLAASMO, Marit. Detailed post-event analysis of drilling problems significantly alters the root cause reality for technical sidetracks. SPE Drilling Conference. Amsterdam, Holanda. Febrero 20 – 22, 2007.

CAREERS IN OIL + GAS. Build a career in oil + gas. [en línea] [citado Julio 10 de 2106]. Disponible de Word Wide Web: <http://www.careersinoilandgas.com/build-your-career/working-in-oil-plus-gas/occupation-summaries/well-services-helpers,-labourers-and-semi-skilled-workers.aspx#.V40dRtLhDcd>

DÁVILA, Ferney; CASTRO, Andrea. Programa de Perforación Pozo A, 2013. Ecopetrol S.A.

DE PORTA J., Amérique Latine, Vol 5, Decima parte, Paris, 1974,

DEPARTMENT OF ENERGY. Root cause analysis guidance document. United States of America. Febrero 1992.

ECOPETROL S.A. AFE Tipo B vigencia 2014. Abril 22 de 2014

ECOPETROL S.A. Boletines 2015. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción [en línea] Diciembre 2015 [citado Marzo 3 de 2016]. Disponible de Word Wide Web: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala->

[de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado Septiembre 26 de 2015] Disponible de Word Wide Web: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm

ECOPETROL S.A., Cartilla “Gestión de la información de operaciones de perforación en OpenWells-ECP”, Versión 1, Febrero 2014, p3.

ECOPETROL S.A. Incident Log Pozo A. 2014

ECOPETROL S.A. Informe AFE Perforación, Proyecto Castilla 170K Vigencia 2014 – 2017. Enero 22 de 2014.

ECOPETROL S.A. Simulaciones en Well Plan ®. 2016

Formation Evaluation Log (FEL), 2014. Ecopetrol S.A.

FELCZAK, Edwin. *et. all.* Lo mejor de ambos mundos: un sistema rotativo direccional híbrido. Oilfiel Review. Schlumberger. [en línea] 2011 [citado Mayo 08 de 2016] Disponible de Word Wide Web: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/win11/04_hybrid.pdf

FREUND, John; GARY Simon. Estadística elemental, México, D.F., Ed. Prentice Mayo, 1992.

HALLIBURTON. Pressure While Drilling Services. [en línea] Mayo 2016 [citado Mayo 08 de 2016] Disponible de Word Wide Web: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/measurement-while-drilling/pressure-while-drilling-pwd-services.page>

HALLIBURTON. Recap de Lodos Pozo A. 2014

IADC. Formato para evaluación de mecanismo de pega.

INDUPETROL. Campo Castilla [en línea] [citado Julio 10 de 2016] Disponible de Word Wide Web: <http://181.49.158.75/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CASTILLA.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Documentación, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC ISO 1486. Bogotá: ICONTEC, 2009.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, formas y estructura. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998.

JULIVERT M., Amérique Latine, Vol 4, Primera parte, Paris, 1968, p. 460.

GOOGLE MAPS. Mayo 28 de 2015

MINITAB INC. ¿Qué es un nivel de confianza?. [en línea] [citado Marzo 3 de 2016]. Disponible de Word Wide Web: <http://support.minitab.com/es-mx/minitab/17/topic-library/basic-statistics-and-graphs/introductory-concepts/confidence-interval/confidence-level/>

MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Rioacha, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, ANH. [en línea] Diciembre 2009 [citado Septiembre 26 de 2015] Disponible de Word Wide Web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

MORALES, Carlos Julio. Integración de la Cartografía Geológica de loa Llanos Orientales: departamentos del Meta y sector suroccidental del departamento del Casanare – Planchas 248, 249, 250, 251, 252, 267, 268, 269, 270 y 271, Instituto Colombiano de Geología y Minería Ingeominas, Septiembre 2010, p. 18.

OPEN WELLS ® ECP, Abril 2015.

QUINTERO, Diana; LEAL, Cesar Andrés. JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DEL CLUSTER 87, POZOS CA356, CA357, CA358, CA359, CA360, CA361, CA423 y CA446. ECOPETROL S.A. Enero 2014

RODRÍGUEZ REINOSO, Guillermo. Se revierte primer contrato de asociación de petróleo. El Tiempo. [en línea] Abril 19 de 2000 [citado Septiembre 26 de 2015] Disponible de Word Wide Web: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1211777>

SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 1. Diciembre 2011, p. 103.

SCIENTIFIC DRILLING..Product Sheet: Pressure While Drilling (PWD). [en línea] Julio 2012 [citado Mayo 08 de 2016] Disponible de Word Wide Web: http://scientificdrilling.com/content/uploads/2014/01/Product-Spec-Sheet_Pressure-While-Drilling.pdf

SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary. [en línea] [citado Julio 10 de 2016]
Disponble de Word Wide Web:
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/workover.aspx>

TRIPOD BETA, Tripod Beta User Guide,

UK P&I CLUB, Getting to Grips with the Human Factor. Guide for trainers.

VORLEY, Geoff. Mini guide to root cause analysis. Quality Management & Training Ltd. United Kingdom. 2008.

ZAPATA, Guillermo. Guías de Laboratorio Operaciones con Sólidos, 2011. Universidad de América.

ANEXOS

ANEXO A
LÍNEA DEL TIEMPO DEL POZO A

ANEXO B
ESQUEMA TRIPOD BETA PARA EL POZO A

ANEXO C

ÁRBOL DE DECISIONES PARA PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8.5" EN EL CAMPO CASTILLA