

APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DIAGNÓSTICO  
Y EL ANALISIS DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS PROBLEMAS  
OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO  
CASTILLA.

PAULA ALEJANDRA ESPINOSA FRANCO  
ANDRÉS FELIPE GÓNGORA SARMIENTO

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

2016

APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DIAGNÓSTICO  
Y EL ANALISIS DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS PROBLEMAS  
OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO  
CASTILLA.

PAULA ALEJANDRA ESPINOSA FRANCO  
ANDRÉS FELIPE GÓNGORA SARMIENTO

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

Director  
Carlos Alberto Espinosa  
Ingeniero de Petróleos

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

2016

Nota de aceptación (Dirección de Investigaciones)

---

---

---

---

---

---

---

Firma Docente Investigador

---

Firma Docente Jurado 1

---

Firma Docente Jurado 2

Bogotá, D.C., Septiembre de 2016

## **DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

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

Decano Facultad de Ingeniería

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director Investigaciones.

**Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS**

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

**Geólogo. EDGAR CEDEÑO LIGARRETO**

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

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores quisieran agradecer especialmente a la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol S.A, por su invaluable acompañamiento y confianza al autorizar el acceso a las bases de datos que permitieron la materialización de este trabajo.

Al programa “Semilleros” por servir como puente entre la academia y la realidad de la industria del petróleo en Colombia, orientando los trabajos académicos hacia investigaciones aplicadas que generan un valor agregado.

Sin desconocer a las muchas personas que de manera directa e indirecta contribuyeron valiosamente a esta investigación, quisiéramos resaltar la colaboración, apoyo incondicional y paciencia del Ingeniero Jefferson Said Mateus Tarazona, del Ingeniero Hernán Mantilla, del ingeniero Jorge Jaramillo y de nuestro director de tesis, el ingeniero Carlos Alberto Espinosa. A ellos nuestro reconocimiento y admiración.

## DEDICATORIA

*Esta tesis se la dedico primero a mi Dios por darme la fuerza y la esperanza para no rendirme, por ser mi camino y fuente de inspiración. A mis adorados padres por apoyarme en cada decisión, por existir, por ser las personas que más amo en mi vida. Papito, gracias por ser mi ejemplo a seguir y mi héroe, mamita adorada, gracias por ser mi compañera incondicional, por el apoyo y amor eterno, Los amo.*

*A mi Tío Cesar, mi Tía Adriana, mis abuelitas Marina e Isabel y mi abuelito Octavio, por brindarme apoyo y consejo en los momentos difíciles. A mis hermosas hermanas Mai- Ling y Gabriela, para que vean en esto como inspiración y sepan siempre que estaré ahí para ustedes.*

*A mis amigos de universidad y personales, especialmente Luis Romo, por siempre brindarme su apoyo incondicional. A mi compañero de tesis, Andrés Góngora, por la paciencia infinita y la amistad. ¡Los quiero!*

*Paula Alejandra Espinosa Franco.*

## DEDICATORIA

En primera instancia agradezco a Dios y al destino por haberme permitido culminar esta etapa de mi vida, aunque son tiempos difíciles, este es un paso más para salir adelante; dedico este trabajo de grado con mucho amor a mi madre Edelmira, gracias a ti, a tu fuerza, pasión y dedicación pudimos culminar este proceso juntos, tanto esfuerzo y dedicación ahora dan frutos, te amo.

Agradezco a mi padre Miguel, eres otro pilar demasiado fuerte en mi vida, no sé qué hubiese sido de mí sin tu colaboración, consejos y sabiduría. Gracias por nunca abandonarme y por hacer parte mi equipo en la vida, te amo.

A mi abuelita Adelina, aunque estas en cielo cuidándome, siempre te tengo presente y estoy seguro que está muy orgullosa de mí en el cielo.

A mi novia Jennifer, por tu amor paciencia y dedicación, porque he aprendido de ti en todas las maneras que te puedes imaginar, nunca dejaste de confiar en mí y nunca paraste de impulsarme aun en los momentos difíciles.

Y por último dedico este trabajo a mi compañera de guerra, Paula, gracias a ti pude contagiarme de tu entusiasmo y pro actividad, ya que gracias a este trabajo que logramos juntos, pudimos crear una gran amistad.

Andrés Felipe Góngora Sarmiento

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	26
1.1 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO CASTILLA UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	26
1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL CAMPO CASTILLA	26
1.3 MARCO GEOLÓGICO	27
1.3.1 Columna Estratigráfica.	28
1.3.2 Estratigrafía del Campo Castilla.	30
1.3.2.1 Formación Une.	30
1.3.2.2 Formación Gachetá.	30
1.3.2.3 Formación Guadalupe.	30
1.3.2.4 Formación Barco.	31
1.3.2.5 Formación Los Cuervos.	31
1.3.2.6 Formación Mirador.	31
1.3.2.7 Formación Carbonera.	31
1.3.2.8 Formación León.	34
1.3.2.9 Formación Guayabo.	34
1.3.3 Geología Estructural.	34
1.3.4 Geología del Petróleo.	35
1.3.4.1 Roca Generadora.	35
1.3.4.2 Migración.	35
1.3.4.3 Roca Sello.	35
1.3.4.4 Roca Reservorio	35
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA	35
1.4.1 Pozos del Campo Castilla.	36
1.4.2 Método de Producción	36
1.4.3 Historia de Producción.	37
1.4.4 Producción Fiscalizada Campo Castilla 2014.	38
2. SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE MUESTRA PARA LA INVESTIGACIÓN	42
2.1 VARIABLES	42
2.1.1 Costos de perforación	42
2.1.2 Duración de la Perforación	43
2.1.3 Tiempos no planeados o NPT's	44
2.1.4 Clasificación de los Tiempos no Planeados de acuerdo con OpenWells-ECP	45

2.1.4.1 Pega de tubería	45
2.1.4.2 Empaquetamientos inducidos por sólidos	47
2.1.4.3 Pegas diferenciales	47
2.1.5 Pérdidas de circulación	48
2.1.6 Problemas de hueco:	48
2.1.7 Problemas del taladro.	49
2.1.8 Problemas con herramientas en el subsuelo	52
2.1.8.1 Ensamblajes de fondo o BHA	52
2.1.9 Error humano	52
2.2 ANALISIS DE VARIABLES	52
3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	64
3.1 METODOLOGÍA TRIPOD BETA	66
3.1.1 Identificación del Objeto, Evento y Hazard. ¿Qué pasó?	69
3.1.2 Identificación de las Barreras, ¿Cómo pasó?	70
3.1.3 Identificación de las Causas, ¿Por qué pasó?	72
4. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA EL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EN LOS POZOS F, G, H, I DEL CAMPO CASTILLA	74
4.1 DETERMINACIÓN DE OBJETO, EVENTO, HAZARD	74
4.1.1 Recopilación de Información	74
4.1.1.1 Base de datos para la Recopilación de Información.	74
4.1.2 Organización De La Información.	76
4.2 DETERMINACIÓN DE LAS BARRERAS DE CONTROL Y DE DEFENSA	79
4.2.1 Análisis de la Información Obtenida.	79
4.3 DETERMINACIÓN DE LA CAUSA INMEDIATA, PRECONDICIÓN Y CAUSA RAÍZ	80
4.3.1 Diagnóstico de la Causa Raíz	81
5. APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA	83
5.1 POZO H	83
5.1.1 ¿Qué paso en el Pozo H?	83
5.1.2 ¿Cómo Paso el evento en el Pozo H?	89
5.1.3 ¿Por qué Paso el evento en el Pozo H?	89
5.1.3.1 Barrera Control Direccional Pozo H.	89
5.1.3.2. Parámetros Operacionales Adecuados	93
5.1.3.3. Limpieza Adecuada del Pozo	94
5.1.4. Análisis de resultados del Pozo H.	97
5.2 POZO G	99
5.2.1 ¿Qué pasó en el Pozo G?	100
5.2.2 ¿Cómo paso el evento en el Pozo G?	101
5.2.3 ¿Por qué paso el evento Pozo G ST – 1?	102

5.2.3.1 Caracterización de la formación del Pozo G.	102
5.2.3.2 Características del fluido apropiadas del Pozo G	102
5.2.3.3 Parámetros operacionales adecuados del Pozo G.	104
5.2.4 Análisis de resultados del Pozo H	105
5.3 POZO F	108
5.3.1 ¿Qué paso en el Pozo F?	108
5.3.2 ¿Cómo pasó el Evento del Pozo F?	110
5.3.3 ¿Por qué sucedió el Evento del Pozo F?	111
5.3.3.1 Caracterización de la formación.	111
5.3.3.2 Características del fluido apropiadas.	112
5.3.3.3 Parámetros operacionales adecuados.	113
5.3.4 Análisis de resultados del Pozo F	115
5.4 POZO I	118
5.4.1 ¿Qué pasó en el Pozo I?	118
5.4.2 ¿Cómo pasó el Evento Uno en el Pozo I?	120
5.4.3 ¿Por qué paso el Evento Uno en el Pozo I?	120
5.4.3.1 Barrera Control Direccional Pozo I	120
5.4.3.2 Barrera Características de Fluido Apropiadas	125
5.4.3.3. Barrera Limpieza del Pozo Apropiada.	126
5.4.4 ¿Cómo paso el Evento dos en el Pozo I?	128
5.4.5 ¿Por qué paso en Evento dos en el Pozo I?.	128
5.4.5.1 Barrera de Control Direccional.	128
5.4.5.2 Barrera Composición y rendimiento del BHA.	130
5.4.5.3 Barrera Características de fluido apropiadas.	130
5.4.6 Análisis de Resultados del Pozo I	131
6. CONCLUSIONES	134
7. RECOMENDACIONES	136
BIBLIOGRAFÍA	137
ANEXOS	141

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Producción Fiscalizada de Petróleo (Barriles promedio por día) Año 2014	39
<b>Tabla 2.</b> Producción fiscalizada de petróleo por Campo (BARRILES PROMEDIO POR DÍA CALENDARIO - BPDC).	40
<b>Tabla 3.</b> Costos de los Pozos perforados	52
<b>Tabla 4.</b> Análisis de frecuencia para los costos de los Pozos perforados años 2014 al 2015.	54
<b>Tabla 5.</b> Duración Real de la Perforación de los Pozos de la campaña de Perforación Enero 2014 a Abril 2015. (Días)	55
<b>Tabla 6.</b> Análisis de frecuencia para la duración de la perforación de la campaña Primero de Enero de 2014 - Primero de Abril de 2015.	56
<b>Tabla 7.</b> Duración de Tiempos no planeados durante la perforación de los Pozos entre el Primero de Enero 2014- Primero de Abril de 2015.(Hrs)	58
<b>Tabla 8.</b> Determinación de la Velocidad de Bajada del Liner de 7" antes del Punto de Apoyo.	94
<b>Tabla 9.</b> Datos de volumen utilizados para determinar el tiempo de circulación del Pozo H.	96
<b>Tabla 10.</b> Comparación de los parámetros reales y planeados de las propiedades del fluido utilizada para la perforación de la fase 8 ½" del Pozo G	103
<b>Tabla 11.</b> Datos de volumen utilizados para determinar el tiempo de circulación del Pozo H.	105
<b>Tabla 12.</b> Datos de volumen utilizados para determinar el tiempo de circulación del Pozo I.	127

## LISTA DE CUADROS

	pág.
<b>Cuadro 1.</b> Sistemas de Un Taladro de Perforación.	50
<b>Cuadro 2.</b> Resultados con respecto al tipo de NPT y a la formación en la que se presentó (Por Pozo).	62
<b>Cuadro 3.</b> Localización de Los Pozos F, G, H, I, J.	63
<b>Cuadro 4.</b> Características de los diferentes métodos de análisis de incidentes.	65
<b>Cuadro 5.</b> Clasificación de la información de consulta, dependiendo del mayor problema identificado.	76
<b>Cuadro 6.</b> Áreas de investigación propuestas y parámetros a tener en cuenta.	77
<b>Cuadro 7.</b> Barreras para los eventos de Perforación.	80
<b>Cuadro 8.</b> Hoja para determinar el Mecanismo de Pega del Liner de 7" en el Pozo H.	86
<b>Cuadro 9.</b> Resumen de la Investigación Realizada al Pozo H.	98
<b>Cuadro 10.</b> Conclusiones y recomendaciones del Pozo H.	99
<b>Cuadro 11.</b> Hoja para determinar el Mecanismo de Pega del Liner del BHA #7 en el Pozo G.	100
<b>Cuadro 12.</b> Resumen de la Investigación Realizada al Pozo G.	106
<b>Cuadro 13.</b> Conclusiones y recomendaciones Pozo G.	107
<b>Cuadro 14.</b> Hoja para determinar el Mecanismo de Pega del BHA #7 en el Pozo F.	109
<b>Cuadro 15.</b> Resumen de la Investigación Realizada al Pozo F	116
<b>Cuadro 16.</b> Conclusiones y Recomendaciones para el Pozo F	117
<b>Cuadro 17.</b> Conclusiones y Recomendaciones Pozo I	131
<b>Cuadro 18.</b> Resumen de la Investigación Realizada al Pozo I.	133

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Localización Campo Castilla	27
<b>Figura 2.</b> Columna Estratigráfica de La Cuenca de los Llanos Orientales.	29
<b>Figura 3.</b> Mapa estructural del Campo Castilla.	35
<b>Figura 4.</b> Clasificación de los tiempos reales de la perforación.	44
<b>Figura 5.</b> Pegas Inducidas por Geometría del Hueco.	46
<b>Figura 6.</b> Empaquetamiento Inducido por Solidos	47
<b>Figura 7.</b> Problemas de hueco por pasar la presión de Fractura	49
<b>Figura 8.</b> Sistemas de un taladro	50
<b>Figura 9.</b> Frecuencia de los NPT's en la operaciones de perforación	67
<b>Figura 10.</b> Estructura del Tripod Beta Inicial.	68
<b>Figura 11.</b> Principales pasos de la Metodología Tripod Beta.	69
<b>Figura 12.</b> Definición del "Trio" en el Tripod- BETA.	69
<b>Figura 13.</b> Ejemplo básico del primer paso del Tripod Beta	70
<b>Figura 14.</b> Definición de Barrera	71
<b>Figura 15.</b> Ejemplo básico del Tripod Beta con las barreras incluidas	71
<b>Figura 16.</b> Esquema básico Tripod Beta con las barreas de Control y Defensa.	72
<b>Figura 17.</b> Diagrama Tripod Beta Final.	73
<b>Figura 18.</b> Esquema a seguir para la construcción de la línea del tiempo.	78
<b>Figura 19.</b> Esquema Tripod Beta Modificado (Modelo inicial)	79
<b>Figura 20.</b> Esquema Tripod Beta final del Procedimiento.	82
<b>Figura 21.</b> Identificación del Status "N" en el Daily Drilling Report del Pozo H	84
<b>Figura 22.</b> Árbol Tripod Base del Pozo H.	89
<b>Figura 23.</b> Identificación del Punto de Apoyo a 8193 ft en el Incident Log del Pozo H.	94
<b>Figura 24.</b> Resultados de la Hidráulica el 11/03/2014, fecha en la se estaba perforando desde 8068'- 8544' (Rango de profundidad donde se pegó el Liner 7")	95
<b>Figura 25.</b> Resultados de la Hidráulica del último día de perforación del Pozo H.	96
<b>Figura 26.</b> Árbol Tripod base para el Pozo G.	101
<b>Figura 27.</b> Resultados de la Hidráulica del último día de perforación del Pozo G	104
<b>Figura 28.</b> Sección del Daily Drilling Repor del Pozo H donde se especifica tiempo de circulación real.	105
<b>Figura 29.</b> Árbol Tripod Base del Pozo F.	110
<b>Figura 30.</b> Resultados de Hidráulica del caso pesimista del último dia de perforación del Pozo F	114
<b>Figura 31.</b> Árbol Tripod Beta base para el Evento Uno del Pozo I	119
<b>Figura 32.</b> Árbol Tripod Beta base para el Evento Dos del Pozo I	120

**Figura 33.** Resultados de la simulación del caso pesimista del último día de Perforación del Pozo I.

126

**Figura 34.** Tiempo de circulación real del Pozo I

128

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Costos asociados al evento de perforación en el Campo Castilla (1 de Enero 2014 – 1 de Abril 2015.)	142
<b>Anexo B.</b> Tiempos reales de perforación en la campaña de 2014- 2015 del Campo Castilla	143
<b>Anexo C.</b> Tiempos no Planeados durante la campaña de perforación de 2014-2015 en el Campo Castilla	144
<b>Anexo D.</b> Tiempos no planeados durante la perforación de los pozos G, H, I, J. Con relación a la formación donde se presentaron	145
<b>Anexo E.</b> Posibles Hazards en la operación de perforación en Ecopetrol S.A	147
<b>Anexo F.</b> Información general del Pozo H	149
<b>Anexo G.</b> Línea del tiempo Pozo H	153
<b>Anexo H.</b> Punto de pega en el Incidant Log del Liner de 7 “ en el Pozo H	154
<b>Anexo I.</b> Parámetros reales para las simulaciones en Well Plan del Pozo H	155
<b>Anexo J.</b> Árbol Triop Beta del Pozo H	157
<b>Anexo K.</b> Información general Pozo G	158
<b>Anexo L.</b> Línea del tiempo para el Pozo G	163
<b>Anexo M.</b> Datos Reales de la perforación para la simulación del último día de perforación del Pozo G en el Programa Well Plan.	164
<b>Anexo N.</b> Información general del Pozo F	165
<b>Anexo O.</b> línea del tiempo para el pozo f	167
<b>Anexo P</b> Punto de pega en el Incidant Log BHA # 10 en el Pozo F.	168
<b>Anexo Q.</b> Datos reales de perforación requeridos para la simulación del último día de perforación en el programa Well Plan para el Pozo F	169
<b>Anexo R.</b> Árbol final Tripod Beta para el Pozo F	171
<b>Anexo S.</b> Información general del Pozo I.	172
<b>Anexo T.</b> Línea de Tiempo Pozo I.	199
<b>Anexo U.</b> Evidencia Cambio de densidad efectuado en el Pozo I.	200
<b>Anexo V.</b> Parámetros reales para las simulaciones en Well Plan del Pozo I.	201
<b>Anexo W.</b> Árbol Tripod Beta del Pozo I Evento Uno.	202
<b>Anexo X.</b> Árbol Tripod Beta del Pozo I Evento Dos.	203

## ABREVIATURAS

°: Grados

“: Pulgadas

‘: Pies

**Bbl:** Barriles

**Bbl/hra:** Barriles por Hora

**BHA:** (Bottom Hole Assembly) Ensamblaje de Fondo.

**BPH:** Barriles por hora

**BPPD:** Barriles de Petróleo Por Día.

**CSG:** Revestimiento (Casing).

**DLS:** Dogleg severity (°/100 ft)

**Ft:** Pies (Unidad de Longitud)

**ID:** Diámetro interno.

**KBPPD:** Miles de Barriles de Petróleo Por Día.

**MD:** Mili Darcys (Unidad de Permeabilidad)

**Ft/hra:** Pies por Hora

**GPM:** Galones por Minuto

**Hr:** Hora (Unidad de tiempo)

**MD:** (Measurement Depth) Profundidad Medida.

**MW:** (Mud Weight) Peso del Lodo.

**NPT:** Tiempo no Planeado

**OD:** Diámetro externo

**PPG:** (Pounds per Galon) Libras por galon.

**ROP:** (Rate of Penetration) Rata de Penetración.

**RPM:** Revoluciones por minuto.

**SPP:** (Slow Pump Pressure) Presion de circulación.

**ST:** Side Track.

**TVD:** (True Vertical Deep) Profundidad Vertical Real

**WOB:** (Weight On Bit) Peso Sobre la Broca

## GLOSARIO

**AMBIENTE SEDIMENTARIO:** es una parte de la superficie terrestre que acumula sedimentos.

**ARCILLA:** sedimentos de grano fino, cuyo tamaño es menor que 0,0039 mm.

**ARENISCA:** tipo de Roca sedimentaria que está formada por pequeños granos de arena los cuales están compactados, cuya dureza depende del tamaño de los granos que componen la misma.

**AZIMUT:** dirección del pozo expresada en grados en un rango de 0° a 350° a partir del norte de referencia.

**BACK OFF:** proceso de cortar la tubería con el objetivo de dejar un pescado en el pozo y posteriormente hacer una pesca de la herramienta.

**BOTTOM HOLA ASSEMBLY:** ensamblaje de fondo que se encuentra al final de la sarta de perforación y se define como la combinación de diferentes herramientas o equipos como motor de fondo, broca, herramientas direccionales, estabilizadores, entre otros.

**CAVING:** medida de los cortes de formación expresados en barriles por hora.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria de tamaño de grano mayor o igual a 2 mm.

**CORTES:** trozos de la formación que se generan por la perforación.

**CLUSTER:** área superficial donde es económicamente restable la producción de petróleo.

**DAILY DRILLING REPORT:** documento donde se reportan las actividades diarias de la perforación de un pozo.

**DENSIDAD DEL LODO:** propiedad del fluido de perforación que establece la capacidad de mantener la presión hidrostática del pozo.

**DOG LEG SEVERITY:** cambio de Angulo de inclinación y dirección de un pozo sobre una longitud determinada. Generalmente se toma como 100 ft (o 30 metros).

**FISIBILIDAD:** característica que presentan las rocas de tender a dividirse en ciertos planos o capas planas y paralelas entre sí.

**FORMACIÓN:** es una unidad que define cuerpos de rocas caracterizados por unas propiedades litológicas comunes como la composición y estructura que las diferencian de las formaciones adyacentes y suprayacentes.

**FRIABLE:** tendencia o desmoronarse o disgregarse fácilmente.

**GEO-NAVEGACIÓN:** proceso de perforación donde se atraviesa una formación con un ángulo de perforación en inclinación mayor a 80°.

**HIDRÁULICA:** procedimiento donde se transfiere la presión desde superficie hasta la broca con el objetivo de incrementar el ROP.

**LIMOLITAS:** roca sedimentaria que tiene un tamaño de grano más fino que la arenisca y más grueso que arcillas.

**LÍNEA DEL TIEMPO:** forma de ver los hechos o acontecimientos que suceden a través del tiempo de manera cronológica.

**LINER:** tubería que se cuelga del último revestimiento del pozo con el fin de mantener la integridad del mismo.

**LITOLOGÍA:** ciencia de la geología que describe las características de las formaciones (tamaño de grano, tipo de matriz, composición mineralógica, entre otras)

**LODOLITAS:** roca sedimentaria detrítica constituida por minerales de arcilla.

**LUTITAS:** es una Roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo.

**MOLE SHOE:** herramienta utilizada en perforación para lavar lodo o arena del fondo del pozo.

**PESCA:** procedimiento para recuperar la herramienta atrapada en el pozo.

**PESCADO:** herramienta que quedó atrapada en el pozo.

**PROGRAMA DE PERFORACIÓN (WELL PLANNING):** documento a seguir donde se estipulan todas las variables a tener en cuenta para llevar a cabo la perforación (fluidos, revestimientos y prácticas de perforación).

**PUNTO APRETADO:** situación que limita el movimiento de la sarta de perforación.

**QUERY:** (Consulta), tabla sacada del Programa Open Wells de Landmark.

**REGISTRO DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES (FEL):** registro donde se reporta la litología atravesada en perforación.

**REPORTE FINAL DE LODOS (RECAB):** documento donde se reporta todo lo relacionado con las características y propiedades del lodo en la perforación.

**REPORTE INCIDENT LOG:** registro de los diferentes parámetros de perforación (tensión e el gancho, peso sobre la broca, RPM, ROP, SPP, posición del gancho, torque, galonaje en perforación, cromatografía de gases) en tiempo real.

**REVESTIMIENTO (CASING):** tubería que se cementa a la formación del pozo con el fin de mantener la integridad del mismo.

**SECCIÓN:** partes del pozo con diámetros que descienden a medida que el pozo es más profundo.

**SHALE:** roca sedimentaria que no ha sufrido una transformación o Metamorfismo.

**SIDE TRACK:** perforación de un pozo nuevo utilizando la trayectoria de un pozo antiguo.

**SURVEY:** documento donde se registra las parámetros direccionales en perforación (Inclinación, MD, DLS y Azimut)

**TARGET:** profundidad en MD objetivo.

**TIEMPO NORMAL PROGRAMADO:** es el tiempo utilizado en una acción o procedimiento, que estaba planeado para ser ejecutado sin alterar el tiempo total de la perforación establecido en la planeación de la misma.

**TIEMPO NORMAL NO PROGRAMADO:** es el tiempo donde se presentan anomalías, pero no se retrasa la operación y se lleva a cabo la acción con efectividad.

**UNDERREAMER:** herramienta que permite llevar el diámetro de un hueco a un diámetro mayor.

**UNIDAD ESTRATIGRÁFICA:** estrato o conjunto de estratos adyacentes, con determinados caracteres y atributos, que los identifican como unidad en la sucesión estratigráfica.

**VISCOSIDAD PLÁSTICA:** propiedad del fluido de perforación que indica la resistencia de flujo del mismo.

**WASH OUT:** nombre que se le da a la formación de cavernas en el pozo.

**YIELD POINT:** punto cedente del fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción de un fluido.

**ZAPATO (SHOE):** punto de asentamiento final del revestimiento o Liner

## RESUMEN

El Campo de desarrollo “Castilla” actualmente es operado por la empresa Ecopetrol S.A. Este se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales y actualmente presenta un aumento en la cantidad de tiempos no planeados durante la operación de perforación.

Esta investigación tiene como objetivo el aplicar una metodología propuesta, para el diagnóstico de las causas de los problemas operacionales de la perforación en el Campo Castilla que han causado el aumento recurrente de los tiempos no planeados y por lo tanto el aumento de los costos durante esta operación. Se realiza la descripción general del campo seleccionado, seguido de un análisis estadístico con el fin de determinar una muestra representativa de estudio. Posteriormente, se selecciona una herramienta de análisis de causa raíz, que se ajuste a los objetivos de la investigación.

Determinando la herramienta seleccionada, se propone un procedimiento de análisis causal para posteriormente ser aplicado a los pozos de estudio, con el objetivo de poder determinar las posibles causas que generan tiempos no planeados durante la perforación.

Durante el estudio se determinó que la perforación de las Unidades K1 Superior y K1 Inferior que corresponden a la fase 8 ½” de los pozos de estudio del Campo Castilla en los años 2014 y 2015 tiene el 83 % de los tiempos no planeados, es decir, 10859 horas de tiempo que no estaba presupuestado. El 74% de estos tiempos no planeados son causados por problemas de hueco y pegas de tubería.

## INTRODUCCIÓN

En el Campo de Desarrollo Castilla se ha presentado un fenómeno que hace que la perforación no se lleve a cabo en un tiempo establecido el cual se ha denominado tiempo no planeado, que es sinónimo de esperas o problemas durante las diferentes actividades que requiere una perforación. Estos tiempos no planeados se muestran en una alta recurrencia actualmente, lo que ha generado un incremento en los costos de la operación de perforación, ocasionando una oportunidad de mejora importante para la empresa. Ecopetrol S.A. Se ha determinado que los mayores tiempos no planeados presentes en el Campo Castilla hacen referencia a pérdidas de circulación, pegadas de tubería y problemas con herramientas en el subsuelo. Por esta razón, esta investigación se enfoca en el desarrollo de una metodología de análisis de causa raíz y su aplicación, debido a que existe una incertidumbre de las causas base de los problemas operacionales en la perforación en el Campo Castilla.

En el presente trabajo se propone una metodología para el diagnóstico de las posibles causas de los problemas operacionales durante la perforación, aplicándola en el Campo Castilla. Se determina un tamaño de muestra representativo de la campaña de perforación comprendido desde el primero de enero de 2014 al 1 de abril de 2015, que cumpla estas condiciones: Mayores costos de perforación, mayor cantidad y duración de tiempos no planeados y mayor duración de la perforación. La metodología propuesta solo tendrá en cuenta los problemas operacionales más no problemas de gestión y/o administración.

Este estudio considera las nueve formaciones que componen la Cuenca de los Llanos Orientales donde se sitúa el Campo Castilla, con el fin de determinar si tiene relación con la existencia de los tiempos no planeados. Además, se involucra cuatro áreas de la perforación, a saber: control direccional, parámetros de perforación, fluidos de perforación y geo mecánica con sus respectivas variables.

El determinar las posibles causas raíz, permitirá tomar medidas tanto preventivas como correctivas con el objetivo simultáneo de hacer de la perforación una operación más eficiente minimizando sobrecostos no planeados.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Aplicar una metodología propuesta de análisis causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación de pozos en el Campo Castilla.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

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 los pozos.
4. Proponer una metodología para el análisis de las causas raíz de los problemas en las operaciones de perforación de los pozos de estudio.
5. Aplicar la metodología propuesta mediante el análisis de la operación de perforación de cuatro pozos, los cuales cuentan con la información suficiente para dicha aplicación.

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

En este capítulo se presenta una introducción a las generalidades del Campo Castilla donde se identifican las diferentes características geológicas y litográficas que lo constituyen, también muestra una breve reseña histórica del campo, y se indica la ubicación geográfica del mismo.

### 1.1 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO CASTILLA UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, el Pozo Castilla 1 fue perforado por Chevron en 1969 y alcanzó una profundidad de 7347 pies donde probo crudo pesado en las formaciones Mirador (10° API), Guadalupe y Une (13.7°API)<sup>1</sup>. Este campo desde sus inicios se ha caracterizado por tener una alta producción y por lo tanto se ha convertido en un campo de gran importancia tanto para Colombia como para Ecopetrol S.A. Según el periódico el Portafolio (2015), el Campo Castilla mantiene una producción diaria de 124000 Barriles de Aceite (a fecha de junio del 2014)<sup>2</sup>, lo que lo convierte en el campo con mayor producción en Colombia.

Su crudo es comercializado con el nombre de Castilla Brent, que corresponde en una mezcla del crudo producido por el Campo Castilla y los demás campos de la Cuenca de los Llanos Orientales. Es un crudo pesado con un API aproximado de 18.8° y es transportado por el Oleoducto de Coveñas para su exportación.<sup>3</sup>

### 1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla se encuentra dentro el Municipio del Castilla La Nueva que de acuerdo con las demarcaciones establecidas por el Instituto Agustín Codazzi y el decreto No. 395 del 27 de mayo del 1983, limita de esta forma: Al Oriente con el Municipio de San Carlos de Guaroa, al occidente con el Municipio de Guamal, al Norte con los Municipios de Acacias y San Carlos de Guaroa y al Sur con el Municipio de San Martín, como se muestra en la **Figura 1**

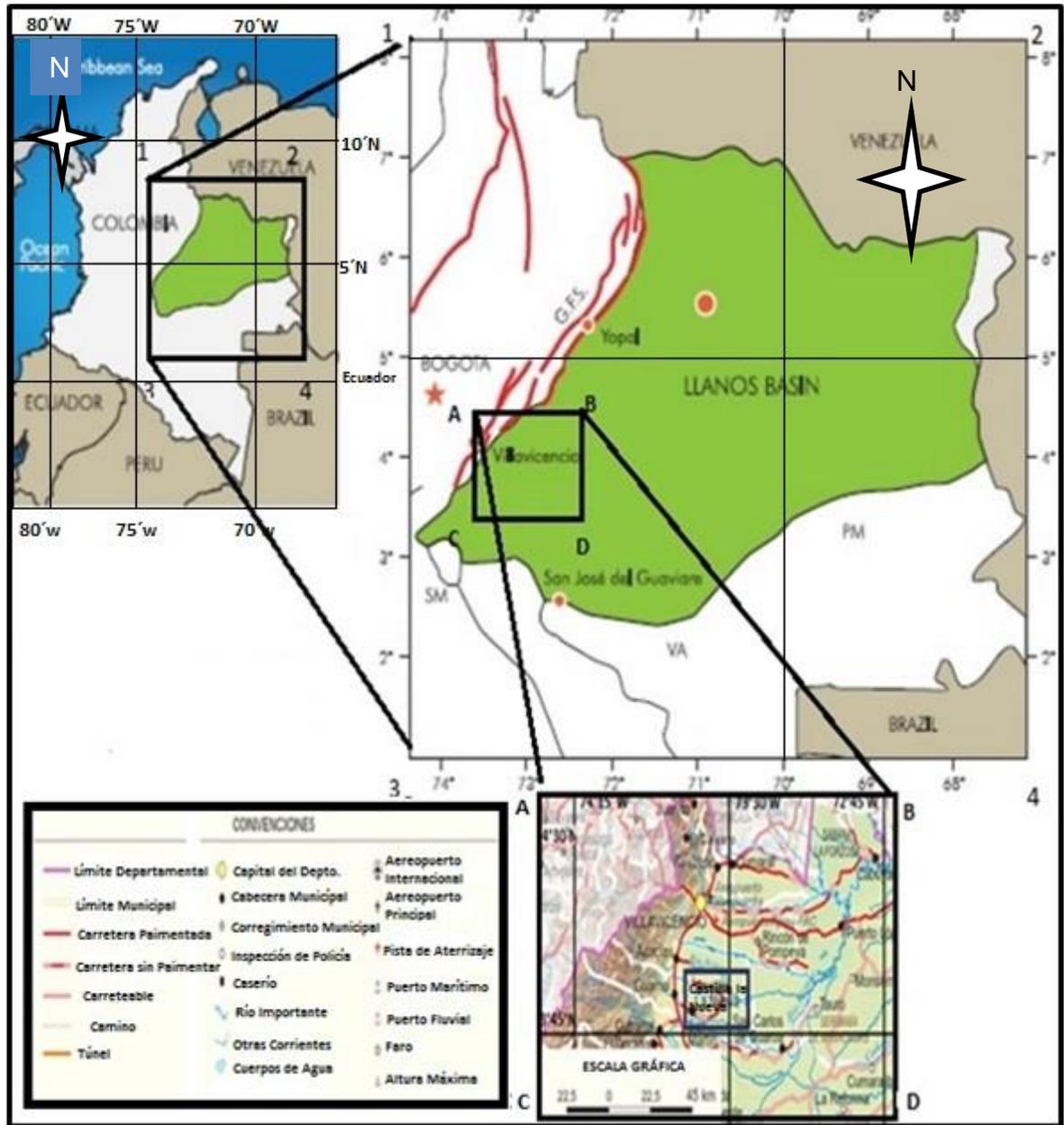
---

<sup>1</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Estudio Integrado de crudos pesados Cuenca de los Llanos Orientales. Colombia. [Consultado el 02/02/2016]. Disponible en: <http://goo.gl/rW6EfY>

<sup>2</sup>REVISTA EL PORTAFOLIO. Rubiales ya no es el mayor productor de petróleo en Colombia. El Portafolio. [Consultado el 02/02/2016]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/castilla-mayor-productor-petroleo>

<sup>3</sup> ECOPETROL S.A. Exportaciones de Crudo. Colombia. [Consultado el 11/07/2016]. Disponible en <http://goo.gl/EwqVkk>

**Figura 1.** Localización Campo Castilla



Fuente: MONCAYO et al (2012). Modificado por los autores.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

El área de estudio tiene varias nomenclaturas estratigráficas para la cuenca de los Llanos Orientales: una empleada por Ecopetrol S.A en los campo de producción Castilla y Chichimene, y otra introducida por Ingeominas en el área de Casanare,

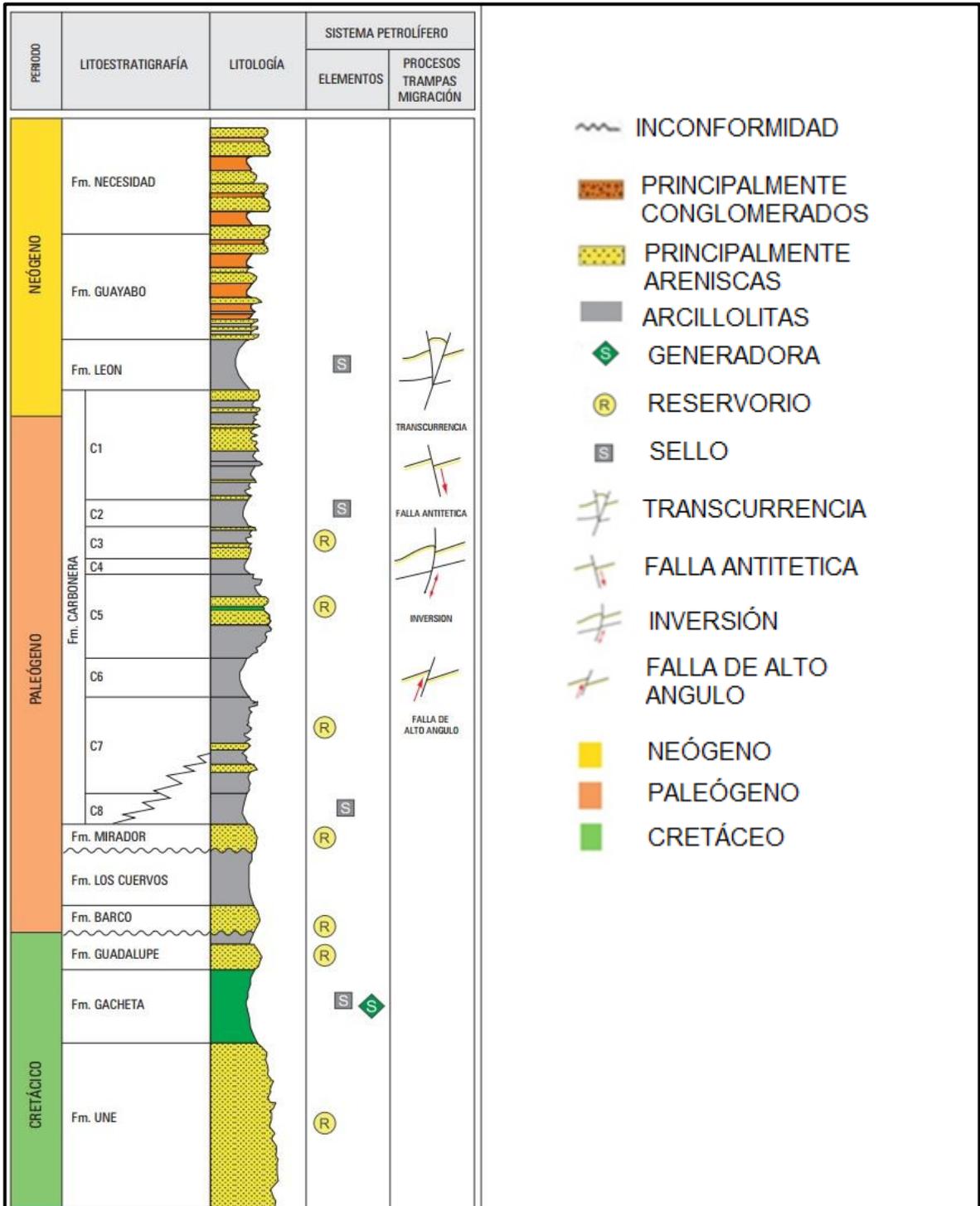
en las cuales las diferentes formaciones y subdivisiones litoestratigráficas han sido definidas de diferente manera.<sup>4</sup> Para el presente trabajo, se adopta la nomenclatura del Meta al igual que la compañía Ecopetrol S.A, donde la descripción litológica de cada una de las unidades litoestratigráficas se muestran a continuación.

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** La columna estratigráfica del Campo Castilla corresponde a todas las formaciones que conformaron la cuenca de los Llanos Orientales tal y como muestra la **Figura 2**.

---

<sup>4</sup> 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). BUCARAMANGA: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2012. p. 37

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



Fuente: ANH. Ronda Colombia 2010. Modificado por los autores.

**1.3.2 Estratigrafía del Campo Castilla.** Las diferentes formaciones que comprenden al Campo Castilla son descritas a continuación, haciendo referencia a diferentes características geológicas, espesores promedio, ambientes de sedimentación, etc. y en orden cronológico del más antiguo al más reciente.

**1.3.2.1 Formación Une.** Formación de edad Cretáceo, consiste de Areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de Lutitas y Limonitas carbonosas. Su espesor varía con respecto a la región: de 50 pies a 350 pies en el Meta, de 300 pies a 600 pies en Arauca y puede llegar hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero. Es productora de aceite en los campos Apiay – Suria.<sup>5</sup>

**1.3.2.2 Formación Gachetá.** A comparación de la Formación Une, esta formación presenta su erosión más situada al este, ya que representa la máxima transgresión del periodo Cretácico hacia el Oriente y Sureste. Según la ANH (2012) esta formación se caracteriza por tener secuencia de Lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de Areniscas, con contenido variable de glauconita y presenta a veces pequeños niveles calcáreos.<sup>6</sup> Esta formación es productora en varios campos de la cuenca de los Llanos Orientales.

**1.3.2.3 Formación Guadalupe.** Esta formación consta de Areniscas intercaladas rítmicamente con Limolitas, Arcillitas, Lodolitas y a veces liditas, íntimamente interestratificadas o interlaminadas, o con bancos individuales de cada una de estas litologías. Su depositación tuvo a lugar en un área de llanura de marea con características biológicas bien definidas. Su espesor varía en cuanto a la zona, para la cuenca de los Llanos orientales su espesor mayor es de 600 pies, aumentando a medida que se acerca al Pie De Monte Llanero.<sup>7</sup>

- **Formación Guadalupe, Unidad K1.** Intercalaciones de Areniscas y Shales que cubre concordantemente las Areniscas de la Unidad K2 e infrayace discordantemente a la Unidad T2. Está constituida por paquetes de entre 5 a 20 pies de Areniscas de grano medio a fino. Su espesor varía entre los 500-550 pies. Hacia la base se presentan los mayores espesores y propiedades como roca almacenadora que se interpreta como resultado de la depositación. De un ambiente deltaico con influencia de mareas.
- **Formación Guadalupe Unidad K2.** Corresponde a una secuencia arenosa de apariencia masiva pobremente seleccionada, grano- decreciente incompleto con

---

<sup>5</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Bogotá: Diciembre 2012. p. 48

<sup>6</sup> Ibid, . p.48

<sup>7</sup> GUERREO, Javier y SARMIENTO, Gustavo. Estratigrafía Física, Paninológica, Sedimentológica y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera. Revista Geología Colombiana n. 20, p. 3

espesores menores a 10 pies compuestos por Areniscas de grano grueso a medio, cuarzoso cementadas por sílice. La Unidad K2 se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de lecho.<sup>8</sup>

**1.3.2.4 Formación Barco.** Esta formación está compuesta principalmente por Areniscas, Lutitas y Limolitas. Las Areniscas son de color gris y de tamaño de medio a fino con una sedimentación lamida o cruzada, debido a su alto contenido de cuarzo se les denomina coloquialmente como Areniscas chispeantes. Las Lutitas y Limolitas forman aproximadamente la tercera parte de la formación. Su espesor crece a medida que va hacia el occidente del país y superan los 1000 ft de espesor.<sup>9</sup>

**1.3.2.5 Formación Los Cuervos.** Nombre atribuido por la Quebrada de Los Cuervos en el Rio Catatumbo en Venezuela, consta principalmente de intercalaciones de Areniscas con Arcillolitas grises y verdes, y ocasionalmente carbón. La arenisca suele ser de color claro y de tamaño de medio a fino. El espesor de la Formación Los Cuervos crece progresivamente, junto a la Formación Barco, se ha registrado que el espesor de la formación varía entre los 925 pies y 1036 pies.<sup>10</sup>

**1.3.2.6 Formación Mirador.** En esta formación son predominantes las Areniscas claras de duras a friables y en algunas partes se comporta como conglomerado. A veces tiene intercalaciones con Shales y a medida que se va llegando al fondo de la formación estos Shales se hacen un poco más gruesos. El paso desde la Formación Mirador hasta la Formación Los Cuervos es bastante evidente, ya que pasa de Areniscas a Arcillolitas. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el occidente, el máximo espesor es 950 pies.<sup>11</sup>

**1.3.2.7 Formación Carbonera.** De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, es una espesa secuencia litológica la cual corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de una mar epicontinental de poca profundidad.<sup>12</sup> Está en contacto con la infrayacente Formación Mirador y la

---

<sup>8</sup> ROJAS, P. Justificación de la Perforación de los pozos Castilla y Chichimene “ estratigrafía General” PROGNOSIS ECOPETROL S.A, (1999), p. 4-5

<sup>9</sup> NOTESTEIN, Frank B. Geology of the Barco Cession, Republic of Colombia, South America. The Society, 1944. p. 51

<sup>10</sup> GUZMÁN GONZALES, A. E. A Palynological Study on The Upper Los Cuervos and Mirador Formations. Brill Archive, 1967. p.7

<sup>11</sup> Ibid., p.8

<sup>12</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Bogotá: Diciembre 2012. p. 49

suprayace la Formación León las cuales se interpretan como transicionales.<sup>13</sup> Esta secuencia en el Meta es bastante Arenosa lo cual hace muy difícil su identificación y correlación por lo que se ha optado el uso de las siguientes unidades operacionales:

- **Unidad Lutita E4.** Caracterizada por una secuencia homogénea de Lutitas gris verdosa, verde oscura, local verde oliva, con intercalaciones menores de Arcillolita y Limolita marrón claro o pardo oscuro, con nódulos de siderita acompañados de pequeños lentes arenosos hacia la parte Basal,<sup>14</sup> presenta un espesor variable desde 50 pies en el borde oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales hasta más de 400 pies a lo largo de la montaña.
- **Unidad T1.** Con un espesor que varía entre los 450 y 500 ft, se presenta por lo general como un paquete de intercalaciones de arenas sueltas, Areniscas, Limolita, Lutita y Arcillolitas; compuesta predominantemente por Lutitas gris verdoso, de consistencia firme; de fractura astillosa, en menor proporción laminares incrementando la fisibilidad a medida que se aumenta en profundidad, donde en la primera porción aparecen Lutitas carbonosas mientras que en la base son menores los niveles de Arcillolitas grisáceas. Se presenta carbón y pirita diseminada como mineral accesorio<sup>15</sup>
- **Unidad Lutita E3.** Se encuentra litológicamente constituida por una secuencia homogénea de Lutitas hacia la base, con algunas intercalaciones menores de Arcillolitas. Lutita gris verdoso medio a oscuro; moderadamente firme; astillosa, laminar; aspecto sedoso; no calcárea localmente con micropirita, trazas de arenisca, firme moderadamente, friable; grano muy fino a fino; translucido; subredondeado. Espesor de 500 a 600 pies.<sup>16</sup>
- **Unidad C5.** Está compuesta por alternancia de niveles de Arcillolita y de Areniscas, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con Gluconita. Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies.<sup>17</sup>
- **Unidad C4.** De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es difícil evidenciar las características litológicas de esta unidad dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales, especialmente en el sector Suroeste. Está

---

<sup>13</sup> JIMENEZ JACOME, G. Temporalidad en la formación de la zona sur de la cuenca Foreland de los Llanos orientales. Colombia (2010)

<sup>14</sup> ARIAS MARTINEZ (2012) op, cit. p. 42,

<sup>15</sup> Ibid. , p.43

<sup>16</sup> Ibid.,p.43

<sup>17</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Bogotá: Diciembre 2012. p. 51

compuesta por una alternancia rápida de capas de Areniscas, Limolitas y Lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies. La Unidad C4 presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.<sup>18</sup>

- **Unidad C3.** Esta unidad presenta un espesor entre 150 y más de 700 pies a lo largo de toda la cuenca. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de Limolitas y Arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca.<sup>19</sup>
- **Unidad C2. (Lutita E).** Es considerado mejor desarrollado después de la formación León y el de mayor extensión. Está compuesta casi exclusivamente por Lutitas grises y algunas Limolitas con un espesor de 100 a 200 pies y alcanza más de 900 pies hacia el Suroccidente de la cuenca.<sup>20</sup> Martínez (2012) agrega que esta unidad también presencia niveles de Lutitas verde claro, alternada con Arcillolitas grisáceas, Areniscas y esporádicos niveles de Limolitas.<sup>21</sup> La Unidad Geológica de Ecopetrol S.A reporta que esta unidad es de arena cuarzosa de grano fino a medio, menor muy fino y presenta carbón, pirita y nódulos de siderita.<sup>22</sup>
- **Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera).** Esta unidad tiene un espesor promedio de 1260 ft, es la última de las secuencias arenosas de la formación carbonera y se encuentra sellada por las Lutitas de la formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de Limolitas oscuras y Lutitas grises.<sup>23</sup> BAYONA et al. En su investigación añaden que este segmento se caracteriza por presentar sucesiones granodecrecientes con Areniscas Conglomeráticas y conglomerados arenosos, cuarzosa hacia la base, gradando a Areniscas cuarzosas de grano fino a muy fino, algunas con laminación inclinada pasando a Areniscas lodosas y Lodolitas laminadas grises con materia orgánica. Hacia la parte superior predominan los paquetes de Areniscas de grano medio a fino cuarzoso, gradando a Areniscas lodosas bioperturbadas y Lodolitas grises a verdes laminadas.<sup>24</sup>

---

<sup>18</sup> Ibid. , p. 52

<sup>19</sup> Ibid. , p.52

<sup>20</sup> Ibid. , p.53

<sup>21</sup> MARTINEZ (2012), op. cit, p. 46

<sup>22</sup> ECOPETROL S.A (2014), op. cit, p. 34

<sup>23</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Bogotá: Diciembre 2012. p. 52

<sup>24</sup> BAYONA, German, et al. Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte Distal de la Cuenca Antepais de los Llanos de Colombia. DICIEMBRE 2008. vol. ISSN-0072-0992, no. REVISTA GEOLOGÍA COLOMBIANA, UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, p. 10

**1.3.2.8 Formación León.** Está compuesta por Arcillolitas y Lodositas delgadas intercalaciones de Areniscas las cuales se hacen más frecuentes hacia el tope de la unidad y hacia el occidente del área, cerca de la Cordillera Oriental. El ambiente de depósito corresponde a lagos, lagunas costeras bahías o estuarios. La unidad tiene un espesor promedio de unos 1000 pies, aumentando hacia el Occidente donde alcanza más de 2000 pies. La Formación León es el sello más joven de la Cuenca de los Llanos Orientales, aunque hasta la fecha no se ha encontrado ningún campo sellado con esta unidad.<sup>25</sup>

**1.3.2.9 Formación Guayabo.** Formación que representa la última sedimentación de la cuenca; es una secuencia grano decreciente hacia la base, está constituida en la parte superior por niveles de arena, intercalados con arena conglomerática y conglomerado. En la parte media está constituida por una alternancia de Arcillolitas y Limolitas de colores grises a pardo rojizos, Areniscas mal seleccionadas. Esta unidad está compuesta por arena cuarzosa de grano fino a muy grueso, local fino. Hacia la base tienen influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental, en el Área de Meta esta formación tiene mayor dominio continental.<sup>26</sup> Tiene un espesor aproximado de 1150 ft desde superficie hasta la base a formación y es una formación que es del Neogeno.<sup>27</sup>

**1.3.3 Geología Estructural.** Dentro del estudio integrado elaborado por Chevron de 1993, describe la estructura del yacimiento como un anticlinal de 4 kilómetros de ancho y 10 kilómetros de largo, limitado al Este por una falla inversa. El anticlinal se ve afectado por conjunto de fallas normales e inversas, casi todas asociadas a la falla principal en dirección Noroeste - sureste<sup>28</sup> como se muestra en **la Figura 3.**

---

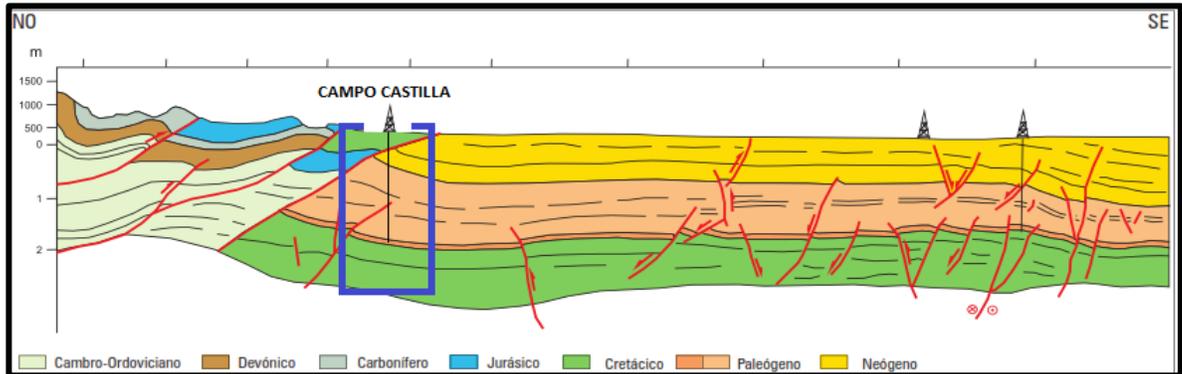
<sup>25</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Estudio Integrado de crudos pesados Cuenca de los Llanos Orientales. Colombia. p. 32 [Consultado el 02/2/2016]. Disponible en: <http://goo.gl/rW6EfY>

<sup>26</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Bogotá: Diciembre 2012. p. 53

<sup>27</sup> ECOPEPETROL S.A, Reporte Final de Perforación. Unidad de Geología. Bogotá: 2014. p. 30

<sup>28</sup> TERSELICH VILLAMIL, Mateo Francisco. Evaluación De La Implementación De Un Nuevo Diseño De Broca PDC Con La Tecnología Conterforce En La Sección 12 1/4 Del Campo Castilla. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América, 2015. p. 46

**Figura 3.** Mapa estructural del Campo Castilla.



**Fuente:** ANH. Ronda Colombia 2010 .Modificado por los autores.

### 1.3.4 Geología del Petróleo.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** La principal roca generadora del Campo Castilla y de la Cuenca de los Llanos orientales es la Formación Gachetá, la cual está constituida por Lutitas marino continentales y contienen Kerógeno tipo II y III, TOC entre los rangos de 1% al 3%y un espesor efectivo de 162 pies a 328 pies.

**1.3.4.2 Migración.** Se han registrado dos eventos de migración el primero fue durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo desde el Mioceno hasta hoy en día.

**1.3.4.3 Roca Sello.** La roca sello de la Cuenca de los Llanos Orientales se encuentra en la Formación León, sin embargo, existen rocas sellos locales como son las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera.

**1.3.4.4 Roca Reservorio.** Las arenas de las unidades C-3, C-5 y C-7 de la Formación Carbonera y las arenas de la Formación Mirador tienen excelentes características petrofísicas para el almacenamiento de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10% al 30%, y una permeabilidad entre 199 mD y 997 mD.<sup>29</sup>

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

Ecopetrol S.A asumió la operación directa del Campo Castilla en el año 2000, este campo representó un gran reto para la compañía ya que era el primer contrato de asociación que finalizaba y también porque había que implementar un esquema

<sup>29</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda 2010 Llanos Orientales. Colombia. [Consultado el 2/3/2016]. Disponible en: <http://goo.gl/Kd9ukJ>

de operación rentable para el país. Adicionalmente, no existía un clima comercial favorable para la producción de crudos pesados y a ello se sumaba la restricción legal para quema, destino principal de la producción de la Asociación Cubarral en ese entonces a cargo de Chevron, su operador.<sup>30</sup>

Actualmente el Campo Castilla, Castilla Norte y Castilla Este se han convertido en el modelo operacional de la compañía ya que los diferentes proyectos realizados en el Campo han hecho que la producción se encuentre entre en los mercados internacionales. En cuanto a la producción del Campo, el objetivo de la compañía es mejorar el factor de recobro pasando de un 4% al 12%, lo que en cifras petroleras equivale a 222 millones de barriles de petróleo en el 2033; por lo que es necesario mantener una tasa de producción promedio de 40.000 barriles de petróleo por día.<sup>31</sup>

Actualmente el Campo Castilla alcanzó una producción record al llegar a los 125.699 barriles de petróleo durante el mes de noviembre de 2015. De esta manera, el campo está aportando de manera sustancial al incremento de la producción de crudo del país. A la fecha ha incorporado 17 mil barriles diarios de petróleo incrementales frente a una producción promedio de 104.405 barriles petróleo por día en el 2014. Esto lo ratifica como el mayor productor de Ecopetrol a nivel Nacional<sup>32</sup>.

**1.4.1 Pozos del Campo Castilla.** El Campo Castilla comprende 500 pozos y produce 120 mil barriles de petróleo que provienen de 3 estaciones:

- Estación Castilla 1
- Estación Castilla 2
- Estación Acacias Norte: Recibe el Fluido de la zona norte del yacimiento, construida directamente por Ecopetrol S.A, se caracteriza por que la producción de crudo es mínima en comparación con la producción de agua la cual hay que tratar.<sup>33</sup>

**1.4.2 Método de Producción.** En distintos Pozos se han realizado cañoneos y re cañoneos y aislamientos al igual que el rediseño del sistema de levantamiento.

---

<sup>30</sup> ECOPETROL S.A. Castilla Recargado. [Consultado el 23/3/2016]. Disponible en: <http://goo.gl/zmFJPs>

<sup>31</sup> ECOPETROL S.A. Castilla Recargado. [Consultado el 23/3/2016]. Disponible en: <http://goo.gl/zmFJPs>

<sup>32</sup> ECOPETROL S.A. Campo De Producción Castilla Alcanzo Nuevo Récord de Producción. Villavicencio, Colombia. [Consultado el 3/23/2016]. Disponible en: <http://goo.gl/KeUVF3>

<sup>33</sup> MARTINEZ, Eliana, et al. Informe De Visita a La Estación De Acacias De Ecopetrol S.A Para Ver El Proceso De Recolección y Tratamiento Del Crudo. Superintendencia de Operaciones de Castilla-Chichimene. Departamento del Meta: 2013. p. 8

En Castilla se trabajó con unidades de bombeo Mecánico más sin embargo en la actualidad se está implementando Bombas Electro sumergibles como método de producción.<sup>34</sup>

**1.4.3 Historia de Producción.** El proyecto inició en el año 2000. Su producción ha contemplado los escenarios objetivos de 30, 40 y 60 KBPPD. Se incrementó la perforación de Pozos pasando de 17 en el año 2000 a 70 en el año 2007, cantidad que se esperaba para ese año. Se instalaron 48 BES y se ha ampliado las facilidades de producción para manejar 60 KBPPD y 190 KBPPD<sup>35</sup>.

El Campo Castilla presentó mejor desarrollo con la dirección de Ecopetrol S.A ya que se dio un nuevo análisis de la potencialidad del campo y las oportunidades que se dieron en los mercados nacionales e internacionales para los hidrocarburos pesados. Lo primero que hizo la compañía fue crear un grupo interdisciplinario constituido por profesionales de las vicepresidencias de Exploración y Producción, Transporte y Refinación, así como el Instituto Colombiano del Petróleo "ICP".

Este grupo revisó los diferentes aspectos asociados a la explotación del crudo de Castilla y generó una estrategia de explotación adicional, la cual se soporta en una revisión geológica del yacimiento, la perforación de nuevos Pozos, el mejoramiento operacional de los Pozos existentes, la adecuación y ampliación de las plantas de tratamiento, el mejoramiento de las condiciones para el control ambiental, la electrificación de las zonas de operación y la revisión de los sistemas de transporte de crudo por oleoducto y carrotanques.<sup>36</sup>

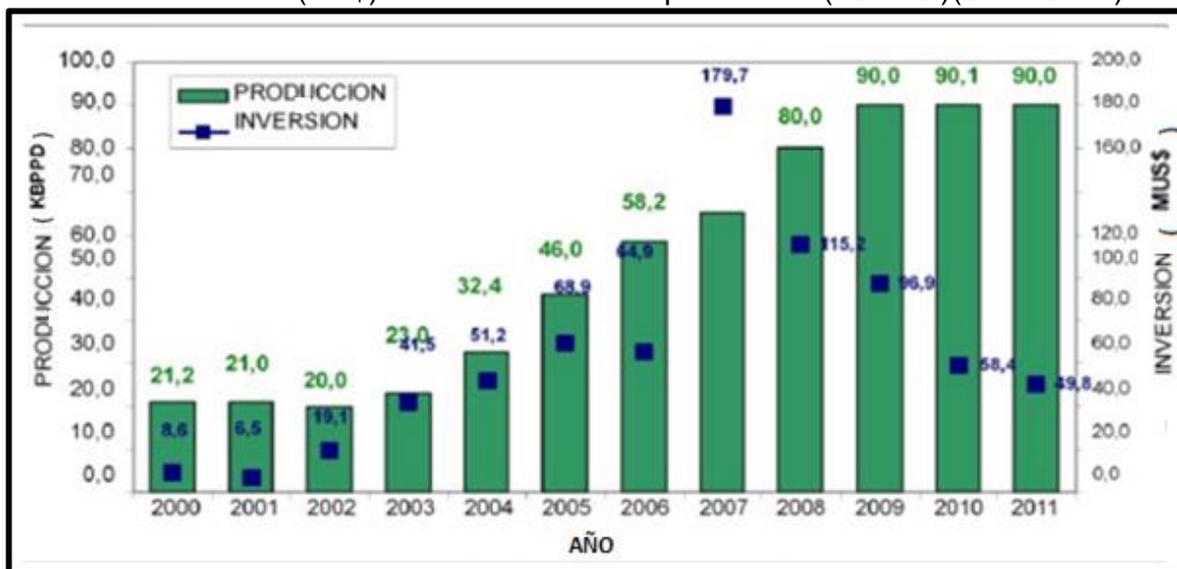
---

<sup>34</sup> Ibid., p.9

<sup>35</sup> Ibid., p.10

<sup>36</sup> ECOPETROL S.A. Castilla Recargado. [Consultado el 23/3/2016]. Disponible en: <http://goo.gl/zmFJPs>

**Gráfica 1.** Inversión (US\$) vs Producción Campo Castilla (KBPPD)(2000-2011).



Fuente: ECOPETROL S.A

La **Gráfica 1** muestra la inversión en dólares y la producción de crudo que tuvo el campo en los primeros 11 años de producción a cargo de Ecopetrol S.A, en donde se invirtieron aproximadamente US\$ 740.000 y se produjo alrededor de 605.5 KBPPD. En ese momento, gracias a la oportunidad que surgió de explotar sinergias operacionales, fue posible reducir los costos de operación del campo, debido a que se pudieron compartir las mejores prácticas, a la vez que se lograron disminuir gastos administrativos en forma sustancial.<sup>37</sup>

**1.4.4 Producción Fiscalizada Campo Castilla 2014.** La producción de crudo del Campo Castilla fiscalizada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos proviene de los Campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este. Del crudo fiscalizado en promedio la mayor producción de Barriles por día fue de 39 KBPPD del Campo Castilla, del Campo Castilla Norte en promedio su producción diaria fue de 11.4 KBPPD y del Castilla Este su producción promedio diaria es de 105 BPPD, siendo este el de menor aporte a la producción.<sup>38</sup> La producción fue constante durante todo el año como se puede apreciar en la Gráfica 2, la cual se construyó con base a la **Tabla 1**.

<sup>37</sup>ECOPETROL S.A. Castilla Recargado. [Consultado el 23/3/2016]. Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

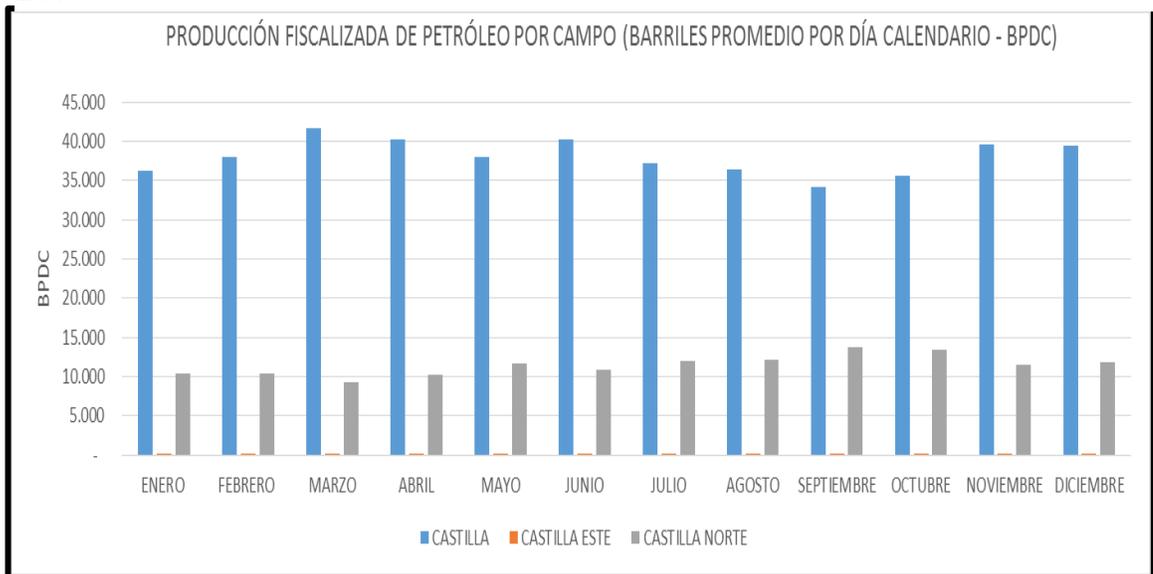
<sup>38</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Mensual de Petróleo. Estadísticas de Producción. [Consultado el 03/23/2016]. Disponible en: <http://goo.gl/q2EEx1>

**Tabla 1.** Producción Fiscalizada de Petróleo (Barriles promedio por día) Año 2014

Campo	Enero	Feb	Mar	Abr	Mayo	Jun	Jul	Ago	Sep.	Oct	Nov	Dic
CASTILLA	36.309	38.070	41.745	40.165	38.011	40.191	37.229	36.423	34.194	35.668	39.568	39.508
CASTILLA ESTE	106	109	115	111	98	104	98	104	111	116	94	97
CASTILLA NORTE	10.374	10.415	9.267	10.200	11.708	10.852	11.978	12.184	13.704	13.373	11.515	11.861

**FUENTE:** Producción Mensual de Petróleo. Estadísticas de Producción. (ANH)

**Gráfica 2.** Producción Fiscalizada de Petróleo (Barriles promedio por día) Año 2014



**FUENTE:** Producción Mensual de Petróleo. Estadísticas de Producción.(ANH)

En la **Tabla 2** se puede observar la producción fiscalizada de Petróleo pero haciendo enfoque a los diferentes contratos establecidos.

**Tabla 2.** Producción fiscalizada de petróleo por Campo (BARRILES PROMEDIO POR DÍA CALENDARIO - BPDC).

DEPTO	CUENCA	EMPRESA	CONTRATO	CAMPO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
META	CASTILLA NUEVA	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL	CASTILLA	2.096	2.082	2.058	2.145
META	CASTILLA NUEVA	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL Incremental	CASTILLA	70.522	74.059	81.433	78.185
META	ACACIAS CASTILLA	ECOPETROL	APIAY Incremental	CASTILLA ESTE	-	-	-	-
META	NUEVA CASTILLA	ECOPETROL	APIAY	CASTILLA ESTE	185	183	181	179
META	NUEVA CASTILLA	ECOPETROL ECOPETROL	APIAY Incremental	CASTILLA ESTE	345	362	396	375
META	NUEVA CASTILLA	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL	CASTILLA ESTE	-	-	-	-
META	NUEVA NUEVA	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL Incremental	CASTILLA ESTE	-	-	-	-
META	ACACIAS	ECOPETROL	APIAY	CASTILLA NORTE	200	196	258	327
META	ACACIAS	ECOPETROL ECOPETROL	APIAY Incremental	NORTE CASTILLA	41.297	41.463	36.812	40.473
META	ACACIAS	LLANOS ECOPETROL	CUBARRAL	NORTE CASTILLA	-	-	-	-
META	ACACIAS	LLANOS	CUBARRAL Incremental	NORTE	-	-	-	-

**Tabla 2.** Continuación.

DEPTO	CUENCA	EMPRESA	CONTRATO	CAMPO	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOS	SEP	OCT	NOV	DIC
META	CASTILLA NUEVA	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL	CASTILLA	2.145	2.117	2.049	1.989	1.728	1.923	1.919	1.863
META	CASTILLA NUEVA	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL INCREMENTAL	CASTILLA	73.877	78.266	72.409	70.857	66.661	69.413	77.217	77.153
META	ACACIAS	ECOPETROL	APIAY INCREMENTAL	CASTILLA ESTE	315	-	-	-	-	-	-	-
META	CASTILLA NUEVA	ECOPETROL	APIAY	CASTILLA ESTE	178	176	174	172	171	-	-	-
META	CASTILLA NUEVA	ECOPETROL	APIAY INCREMENTAL	CASTILLA ESTE	-	346	317	350	384	-	-	-
META	CASTILLA NUEVA	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL	CASTILLA ESTE	-	-	-	-	-	169	167	317
META	CASTILLA NUEVA	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL INCREMENTAL	CASTILLA ESTE	-	-	-	-	-	414	304	166
META	ACACIAS	ECOPETROL	APIAY	CASTILLA NORTE	341	324	212	176	-	-	-	-
META	ACACIAS	ECOPETROL	APIAY INCREMENTAL	CASTILLA NORTE	46.491	43.084	-	-	168	-	-	-
META	ACACIAS	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL	CASTILLA NORTE	-	-	133	131	129	305	274	249
META	ACACIAS	ECOPETROL LLANOS	CUBARRAL INCREMENTAL	CASTILLA NORTE	-	-	47.566	48.428	54.519	53.186	45.787	47.197

**FUENTE:** Producción Mensual de Petróleo. Estadísticas de Producción (ANH)

## 2. SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE MUESTRA PARA LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se explican las diferentes variables que se tuvieron en cuenta para la selección de la muestra de la investigación, cómo se tomó la muestra y cuáles fueron los resultados.

### 2.1 VARIABLES

Se toma como población la Campaña de Perforación del Campo Castilla durante el periodo comprendido entre el primero de Enero de 2014 y el primero de Abril 2015, con el objetivo de determinar una muestra representativa de análisis haciendo referencia a los Pozos perforados más críticos que se encuentran bajo las siguientes características:

- Mayor costo de perforación.
- Mayor duración de la perforación.
- Mayor cantidad de eventos no planeados o NPT's.

Para reunir esas tres variables fue necesario contar con la herramienta OpenWells-ECP de Ecopetrol S.A; la cual es la plataforma de manejo de la información, con el objetivo de extraer la data de los pozos perforados en los años anteriormente nombrados. Las diferentes variables son explicadas a continuación.

**2.1.1 Costos de perforación.** De acuerdo con B Langer (2015)<sup>39</sup> los costos de perforación en América Latina se subdividen en:

- **Obras Civiles:** Son trabajos como construcción y acondicionamiento de la localización, interventoría, obras eléctricas, recuperación de área y todas relacionadas con infraestructura física cuya construcción y establecimiento es requerida.
- **Servicios de perforación:** Relacionado con la contratación del taladro.
- **Movilización del equipo:** Corresponde en OpenWells-ECP al evento MOB y está relacionada con la movilización y transporte de los equipos necesarios para cumplir la perforación.
- **Servicios y materiales:** Corresponden a los servicios de cementación o posible Work Over solo si se necesita, perforación direccional, brocas, etc.

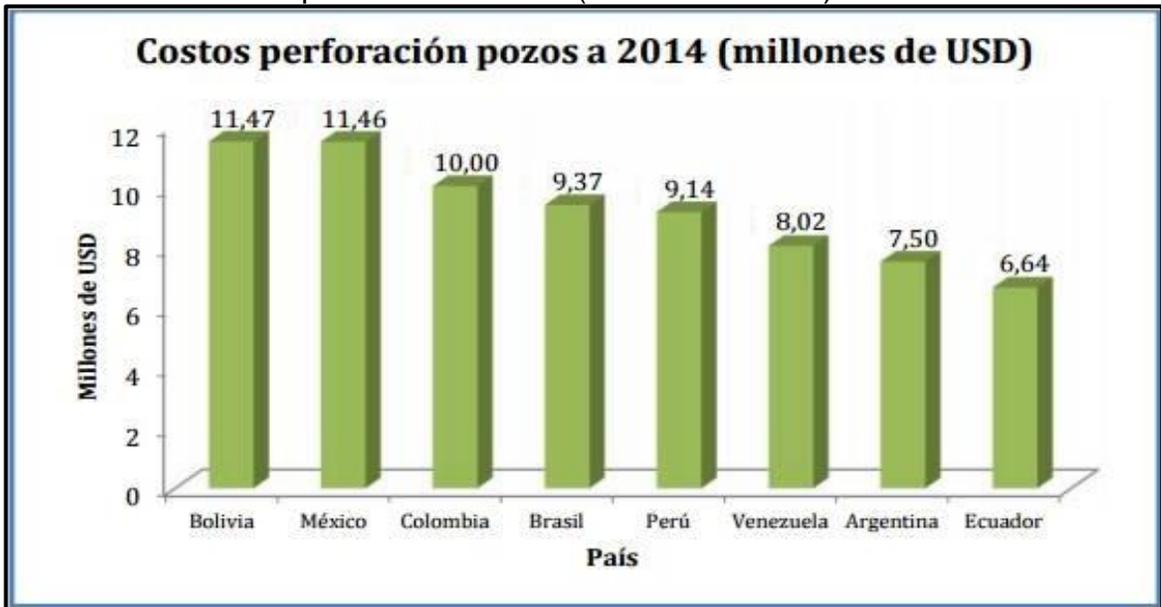
---

<sup>39</sup> B. Langer, José Luis. ¿Cuánto vale perforar un pozo en América Latina? Campetrol [Consultado el 03/26/2016]. Disponible en: <http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/analisis-de-campetrol-cuanto-vale-perforar-un-pozo-en-america-latina/>.

- **Servicios profesionales:** Servicios indirectos al proceso como aseguramiento de calidad, supervisión, Company man, Ingenieros de Perforación, interventores y otros asesores.
- **Relación con la comunidad y licencias ambientales:** Quizás es uno de los costos más problemáticos en Colombia, ya que es bastante difícil llegar a un acuerdo. Sin embargo, este tipo de costo acoge todas las relaciones necesarias y que bajo la ley que se tienen que hacer con las comunidades más el cumplimiento de requisitos con respecto al medio ambiente.

Colombia es el tercer país con mayor costo en la operación de perforación con una inversión de 11,46 millones de Dólares, tal y como muestra en **la Gráfica 3**, para obtener este resultado se realizó un estudio el cual se hizo teniendo en cuenta una profundidad base de 11000 pies, un tiempo de taladro de 61 días (promedio) y un equipo con 1500 caballos de fuerza, con costos de operación de tasas diarias, comidas y staff.<sup>40</sup>

**Gráfica 3.** Costos de perforación a 2014 (millones de USD)



**Fuente:** B. Langer (2015). Modificado por los Autores.

**2.1.2 Duración de la Perforación.** Los tiempos reales de la perforación se clasifican en tiempos normales y tiempos no productivos, tal y como se muestra en **la Figura 4**, los tiempos normales son clasificados en tiempos programados y no

<sup>40</sup> B. Langer, José Luis. ¿Cuánto vale perforar un pozo en América Latina? Campetrol [Consultado el 03/26/2016]. Disponible en: <http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/analisis-de-campetrol-cuanto-vale-perforar-un-pozo-en-america-latina/>

programados; y los tiempos no productivos son sinónimos de esperas y problemas.<sup>41</sup>

**Figura 4.** Clasificación de los tiempos reales de la perforación.



**Fuente:** MARTINEZ ESTRELLA, Límite técnico de la perforación de los Pozos horizontales de la Cuenca de Chicontepec.

Los tiempos no productivos son considerados cuando hay fallos en el sistema o paradas no planeadas, que retrasan la operación de la perforación.

**2.1.3 Tiempos no planeados o NPT's.** La utilización del término "Tiempo no Productivo", se ha cambiado por el término "tiempo no planeado", ya que, el primer término de acuerdo a Ecopetrol S.A, abarca más actividades que no están en el Programa de Perforación las cuales no son netamente operacionales, mientras que Tiempo no Planeado hace referencia a solo tiempos netamente operacionales que no se encontraban en lo presupuestado.

Estos Tiempos no Planeados en el Campo Castilla, corresponden a problemas operacionales como: Pega de Tubería, Pérdida de Fluidos, Fallas en las Herramientas de subsuelo, Error Humano, Problemas de Hueco, Problemas de Taladro, Problemas en la Cementación y Fallas en las Herramientas de Superficie<sup>42</sup>.

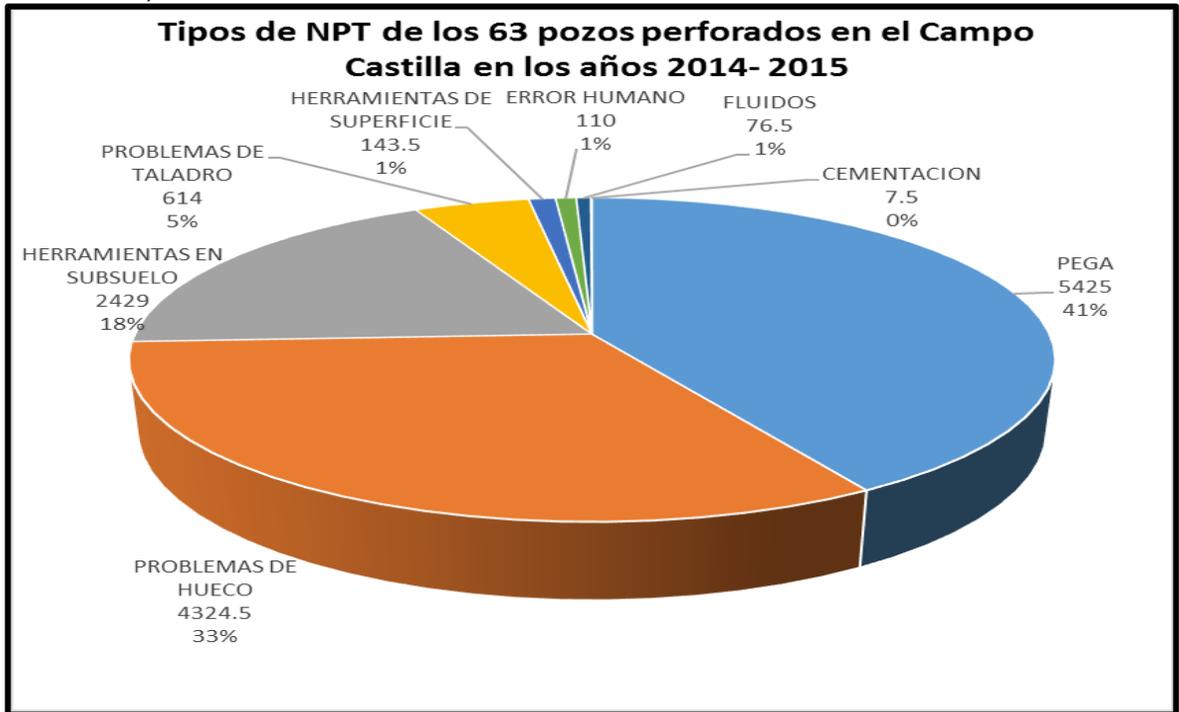
En la **Gráfica 4** se pueden observar el porcentaje que tuvieron estos Tiempos no Planeados en la perforación de los Pozos perforados desde el 1 de Enero de 2014 hasta el 1 de Abril de 2015. Donde se evidencia que el problema de pega de tubería fue el que más se repitió con un porcentaje del 41% equivalente a 5425 horas de NPT's por lo que es el más crítico, seguido a este se encuentran los

<sup>41</sup> MARTINEZ ESTRELLA, Daniel, et al. Límite técnico de la perforación de los Pozos horizontales de la Cuenca de Chicontepec. Weatherford. [Consultado el 02/2/2016]. Disponible en <http://goo.gl/WLKUPr>

<sup>42</sup> OpenWells Ecopetrol S.A

Problemas de Hueco con un 33% (4324.5 Horas) y el último problema de alta criticidad con porcentaje del 18% (2429 Horas) es el Herramientas en subsuelo.

**Gráfica 4.** Tiempos no planeados en el Campo Castilla (1 De Enero 2014 - 1 de Abril 2015).



**FUENTE:** OpenWells-ECP, ECOPETROL S.A

**2.1.4 Clasificación de los Tiempos no Planeados de acuerdo con OpenWells-ECP.** Los Tiempos no Planeados o NPT's observados la Gráfica 4, se explican a continuación.

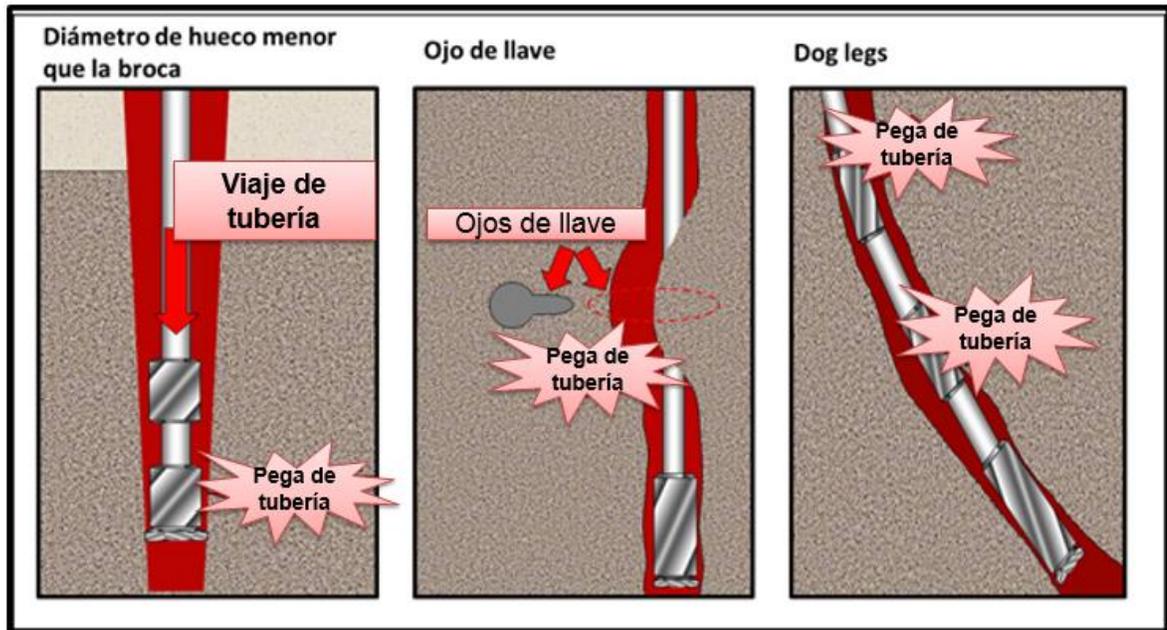
**2.1.4.1 Pega de tubería:** Situación en la cual la sarta de perforación no puede rotar, no se puede bajar o sacar. Las causas de la pega de tubería puede ser clasificada en cuatro mecanismos por los cuales se puede dar una pega los cuales son: geometría del hueco, empaquetamientos inducidos por sólidos, pegas diferenciales y deformaciones del hueco con el tiempo.<sup>43</sup>

- **Pegas Por Geometría del Hueco:** Está relacionada con problemas dimensionales, generalmente hay circulación del fluido de perforación. El problema es identificado con el movimiento de la sarta en una sola dirección. Dentro de las

<sup>43</sup> ANGEL ALVAREZ, J. B. (2012). Metodología para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecanica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación de Pozos petroleros. Universidad Nacional de Colombia). p. 39.

pegas relacionadas con Geometría de Hueco se encuentran: Diámetro de hueco menor que la broca, Ojo de llave, Escalones y Patas de perro. Las diferentes pegas de tubería por geometría del hueco se muestran en la **Figura 5**.

**Figura 5.** Pegas Inducidas por Geometría del Hueco.



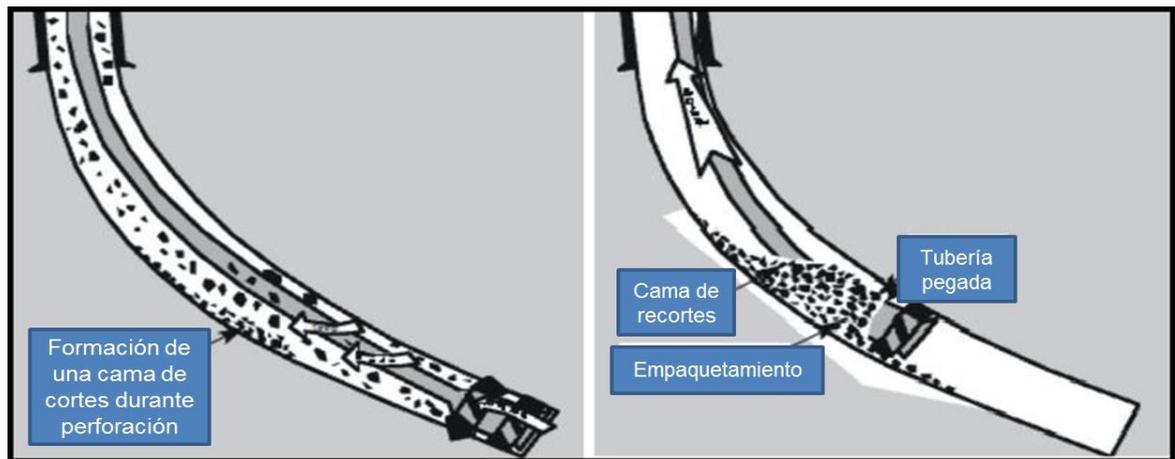
**Fuente:** <http://www.drillingformulas.com/stiff-bha-causes-stuck-pipe/>. Modificado por los autores.

- **Diámetro de hueco menor que la broca:** Cuando se perforan rocas abrasivas duras, la broca y los estabilizadores sufren desgaste, lo que resulta un diámetro de hueco menor, cuando una nueva broca se corre inmediatamente, esta encuentra resistencia debido a la sección reducida del hueco.
- **Ojo de llave:** Es causado por la rotación continua de la sarta de perforación en un mismo punto de la pared del hueco, lo que genera una ranura o surco en la pared. Cuando se está sacando la sarta de perforación del hueco, las uniones de las herramientas o el BHA son jalados dentro de dichas ranuras y pueden quedarse atrapados.
- **Dog legs:** Un lugar particularmente curvo de un pozo en el que la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional cambia rápidamente, se expresa generalmente en grados cada 100 ft. Existen diversas dificultades asociadas con los cambios angulares (Dog Legs). En primer lugar, el pozo no se encuentra ubicado en la trayectoria planificada. En segundo lugar, cabe la posibilidad de que una sarta de revestimiento planificada no se adapte fácilmente a la sección curva. En tercer lugar, la abrasión reiterada producida por la sarta de perforación en un lugar

determinado del cambio angular genera un punto de desgaste denominado enchavetamiento, en el que los componentes del arreglo de fondo de pozo pueden atascarse cuando se extraen de la sección. En cuarto lugar, es probable que un arreglo de fondo de pozo relativamente rígido no se adapte a la sección de cambio angular perforada con un BHA relativamente flexible. En quinto lugar, los cambios angulares excesivos incrementan la fricción general con la sarta de perforación, lo que incrementa la probabilidad de atascamiento o la imposibilidad de alcanzar la profundidad total planificada.<sup>44</sup>

**2.1.4.2 Empaquetamientos inducidos por sólidos<sup>45</sup>:** Está relacionado con partículas sólidas en el hueco, producidos por los sólidos perforados que no fueron llevados a superficie y se asentaron en el fondo de pozo, la circulación puede presentar restricciones parciales o totales y la limpieza del hueco puede ser inadecuada, este fenómeno se puede observar en la **Figura 6**. Dentro de las pegas de tuberías inducidas por sólidos se encuentran: formaciones o zonas no consolidadas, formaciones o zonas móviles, formaciones o zonas falladas y fracturadas, colapso de “shale” por sobrepresión inducida, pobre limpieza de hueco.

**Figura 6.** Empaquetamiento Inducido por Solidos



**Fuente:** RIVERA CORREA (2010) Modificado por los Autores.

**2.1.4.3 Pegas diferenciales:** Se da cuando la sarta de perforación se pega a las paredes de formaciones permeables, por un diferencial de presión entre la presión de la formación y la presión de la columna hidrostática. Existen cuatro condiciones para que se presente una pega diferencial, presencia de una zona o formación

<sup>44</sup> SCHLUMBERGER, Glossary Oil Field, Cambio Angular-Pata de Perro. [Consultado el 09/05/2016]. Disponible en [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dog\\_leg.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dog_leg.aspx)

<sup>45</sup> ANGEL ALVAREZ, J. B. (2012). Op. Cit, p. 45

permeable, sobre balance estático en la formación, contacto entre la pared del pozo y la sarta de perforación.<sup>46</sup>

**2.1.5 Pérdidas de circulación:** Pérdida de circulación significa que una cantidad importante de fluido de perforación fluye hacia la formación. Esto implica que una fractura ha sido creada en la formación que se está perforando o que el lodo se está perdiendo dentro de una fractura existente. Generalmente esta situación se produce por pesos de lodo que superan el gradiente de fractura de la formación. Esto se convierte en un problema operacional, debido a que el lodo de perforación tiene un alto costo económico y porque hay un límite para la cantidad de lodo con la cual se cuenta en la locación de perforación. Adicionalmente con el fortalecimiento de las normativas ambientales a nivel mundial, esta es una situación que no es tolerable y que puede acarrear grandes sanciones económicas para las empresas operadoras.<sup>47</sup>

**2.1.6 Problemas de hueco:** Son todos los problemas relacionados con la geometría del hueco y la integridad que este pueda tener. Estos problemas dependen de la geo mecánica de la zona y de los parámetros de perforación usados, como ROP, RPM, GPM, inclinación, azimut, Dog Leg, Etc. La herramienta OpenWells- ECP, incluye dentro de los Problemas de Hueco las Pérdidas de Circulación, problemas por limpieza ineficiente del pozo, e inestabilidad de las formaciones. Para el análisis de los problemas de hueco es importante tener en cuenta las siguientes presiones existentes durante la perforación.

- **Presión de sobrecarga:** Es la presión originada por el peso acumulativo de las rocas sobre yacentes en el subsuelo y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos por la profundidad de interés; debido a que la sobrecarga no es una presión de un fluido, muchas veces es preferible distinguir entre fluido y matriz utilizando el termino de esfuerzo de sobrecarga.<sup>48</sup>
- **Presión de formación:** También llamada presión de poro ( $P_p$ ), es aquella que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso de la formación sobre la matriz de roca; estos fluidos intersticiales son generalmente, aceite, gas y agua salada. La presión de poro puede ser normal o anormal.<sup>49</sup>

---

<sup>46</sup> DEVEREUX, Steve. Practical Well Planning and Drilling. Tulsa, 2008, p. 522.

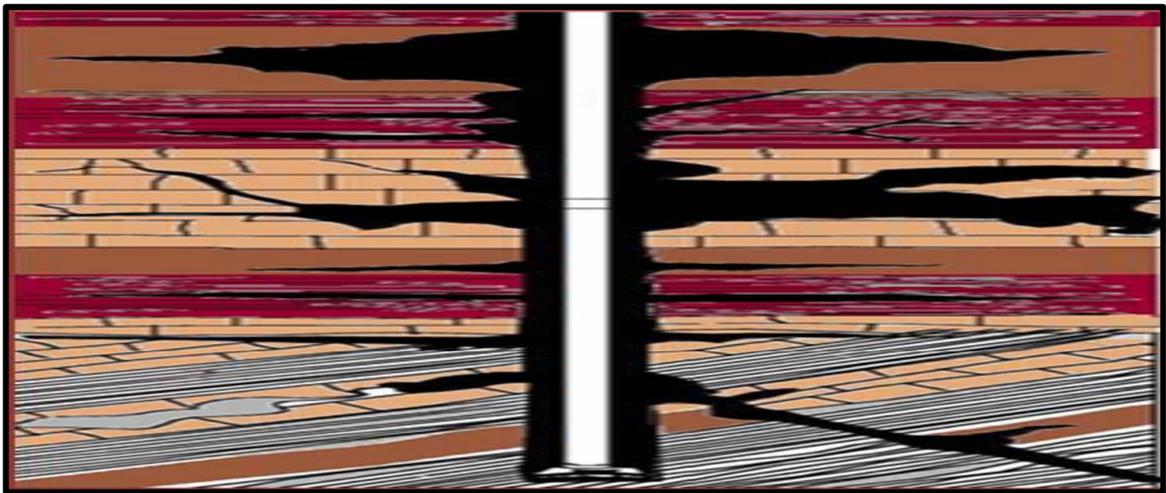
<sup>47</sup> ANGEL ALVAREZ, J. B. (2012). Op. Cit, p. 54

<sup>48</sup> CRUZ VELASQUEZ, D. Predicción de sobrepresiones a tiempo real para la perforación de Pozos en México. Instituto Mexicano de Petróleo. p. 2 [Consultado el 02/10/2016]. Disponible en <https://goo.gl/KDDS1w>

<sup>49</sup> *Ibíd.* p. 2.

- **Presión de poro normal:** Es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido nativo de la formación.
- **Presión de fractura:** Es la presión que soporta la roca sin fracturarse. Esta presión es función de su resistencia a la tensión y de los esfuerzos a los que se encuentra sometida en el subsuelo, dependiendo de los esfuerzos principales la fractura será vertical u horizontal, pero siempre se fracturará perpendicularmente al esfuerzo mínimo<sup>50</sup>. Los problemas de hueco que pueden existir al pasar la presión de fractura son representados en el **Figura 7**.

**Figura 7.** Problemas de hueco por pasar la presión de Fractura



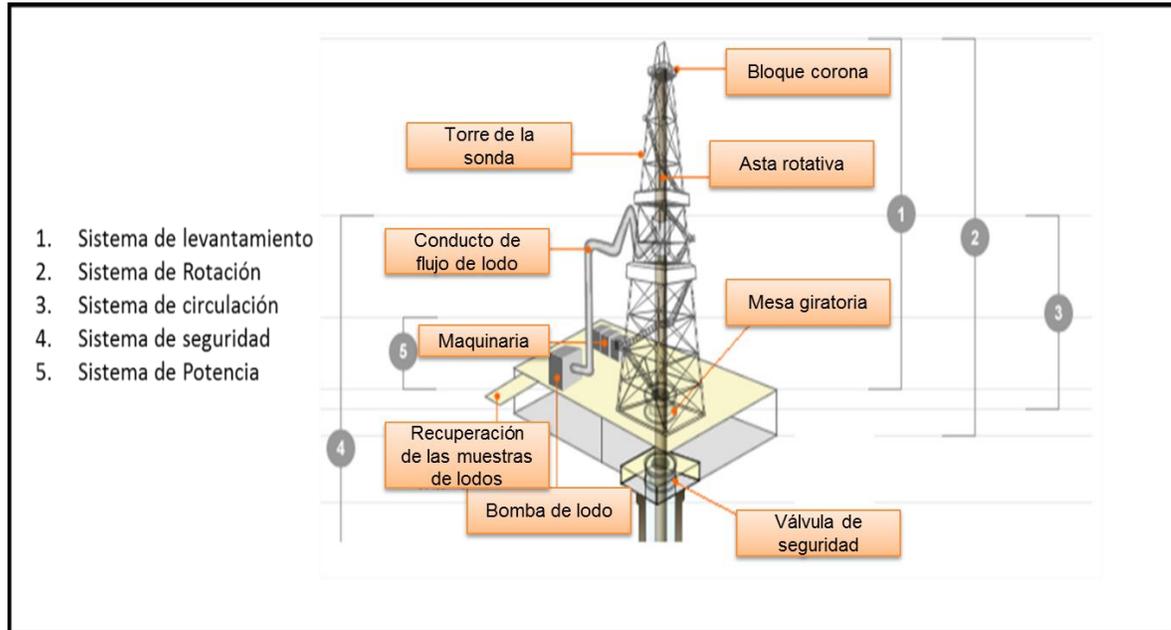
**Fuente:** Geology and Drilling problems. Perdidas de circulación de lodo. (Modificado por los Autores).

**2.1.7 Problemas del taladro.** Son todos los problemas relacionados con los diferentes sistemas, encontrados en la **Figura 8**. que hacen parte de un taladro de perforación los cuales se describen a continuación en el **Cuadro 1**.

---

<sup>50</sup> Ibíd. p. 4

**Figura 8.** Sistemas de un taladro



**Fuente:** Galp. Perforación (2010) (Modificado por los Autores)

**Cuadro 1.** Sistemas de Un Taladro de Perforación.

<b>SISTEMAS DE UN TALADRO DE PERFORACIÓN</b>	
<b>Sistema de Levantamiento</b>	<p>También conocido como Sistema de Izaje. Es el sistema que soporta todo el peso de la sarta de perforación y es el encargado de hacer que esta suba y baje mediante la utilización de equipos apropiados.</p> <p><b>Componentes :</b></p> <p><b>Estructura de soporte:</b> Torre o Cabria, Corona, Encuelladero, Plataforma o Piso del taladro, Sub-estructura, Consola del Perforador.</p> <p><b>Equipo de Levantamiento:</b> Malacate, Bloque Corona y Bloque Viajero, Gancho, Cable de Perforación, Cuñas, Llaves de Potencia.<sup>51</sup></p>
<b>Sistema de Potencia</b>	<p>Constituido por motores de combustión interna, los cuales generan la fuerza o energía requerida para la operación de todos los componentes de un taladro de perforación.</p> <p>En un taladro de perforación se necesitan varios motores para proveer esta energía, estos en su mayoría son del tipo Diesel por la facilidad de conseguir el combustible. El tamaño y la</p>

<sup>51</sup>FERNANDEZ MULLER, Euclides. Verificación del Proceso de Selección de un Taladro de Perforación. Sartenejas. 2012. Investigación para Optar Título de Ingeniero Mecánico. Universidad Simón Bolívar. p 13.

**Cuadro 1. (Continuación)**

<b>SISTEMAS DE UN TALADRO DE PERFORACIÓN</b>	
	capacidad de la torre, indicara él número de motores a utilizar. La energía producida es distribuida al taladro de dos formas: mecánica o eléctrica <sup>52</sup>
<b>Sistema de Rotación</b>	<p>Sistema que permite girar la Sarta de perforación y que la broca perfore un hoyo desde la superficie hasta la profundidad programada.</p> <p>Está localizado en el área central del sistema de perforación y es uno de los componentes más importantes de un taladro</p> <p><b>Está compuesto por:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Broca de Perforación • Drill Collar • Tubería de Perforación • Tubería de Perforación • Cuadrante o Kelly, o Sistemas con Top Drive • Ensamblaje de Fondo (BHA).</li> </ul>
<b>Sistema de Circulación</b>	<p>Formado por una serie de equipos y accesorios que permiten el movimiento continuo del eje principal de la perforación como lo es el fluido de perforación.</p> <p>Para su óptimo funcionamiento se deben tener en cuenta varios principios básicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Capacidad adecuada de tanques de reserva</li> <li>-Disposición de equipos auxiliares para mantener circulación cuando la bomba este fuera de uso.</li> <li>-La bomba auxiliar debe estar conectada en forma tal que pueda usarse para mezclar lodo mientras la bomba principal trabaja en la perforación.</li> <li>-Debe proveerse tanques para la sedimentación de arena, para evitar la acumulación de este material abrasivo en los tanques de lodo.<sup>53</sup></li> </ul> <p><b>EQUIPOS DE CIRCULACIÓN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bombas de Lodo.</li> <li>- Conexiones de Superficie.</li> <li>- Tubo Vertical (Stand Pipe).</li> <li>- Manguera de Lodo.</li> <li>- Polea Giratoria.</li> <li>- Cuadrante Kelly</li> <li>-Tubería de Perforación</li> <li>- Portamechas</li> <li>- Mecha</li> <li>- Espacio Anular</li> <li>- Línea de Retorno</li> <li>- Equipos de Control Solidos</li> </ul>
<b>Sistema de</b>	<p>Formado por válvulas preventoras (BOP), cuya función principal es controlar mecánicamente una ARREMETIDA que si no se controla a tiempo puede convertirse en un reventón o patada de Pozo.</p> <p><b>Funciones:</b></p>

<sup>52</sup> Ibid., p 12.

<sup>53</sup> Ibid., p 19.

### Cuadro 1. (Continuación)

<b>Preventoras</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Permitir un sello del hoyo cuando ocurra una arremetida.</li><li>• Mantener suficiente contrapresión en el hoyo.</li><li>• Impedir que continúe la entrada de fluidos desde la formación.</li></ul> Este sistema es indispensable para una perforación ya que es el que vela por la seguridad de los Equipos y la cuadrilla de Perforación. <sup>54</sup>
--------------------	---

**Fuente:** FERNANDEZ MULLER (2012)

**2.1.8 Problemas con herramientas en el subsuelo:** Son todos los problemas que se presentan con la comunicación y el desempeño del taladro y de los diferentes componentes de la sarta de perforación, la cual está conformada por el ensamblaje de fondo o BHA, el cual tiene como función de perforar el pozo.

**2.1.8.1 Ensamblajes de fondo o BHA<sup>55</sup>:** Un ensamblaje de fondo de pozo o BHA por sus siglas en inglés, es un componente de la sarta de perforación. Un BHA está constituido por las herramientas que se ubican en la sarta de perforación entre la broca y la tubería de perforación. Aunque inicialmente el componente principal de un BHA eran los collares de perforación, con el paso del tiempo y la evolución de la tecnología en la perforación, el BHA ha pasado de tener uno o dos simples collares de perforación, a un arreglo de herramientas bastante complejo, que se ubican sobre la broca y pueden alcanzar entre 500 ft y 1000 ft de longitud (150 m – 300 m).

**2.1.9 Error humano:** El error humano corresponde a la causa principal de los accidentes o incidentes en cualquier industria.

## 2.2 ANALISIS DE VARIABLES

Se extrajo por medio de Querys el número de pozos perforados desde el 1 de enero 2014 y el 1 de abril 2015, el costo de cada uno de esos pozos, la duración de la perforación y la cantidad de eventos no planeados o NPT's de los mismos. La totalidad de la población o pozos perforados en esta Campaña fue de 63 pozos, los resultados se muestran a continuación en la **Tabla 3**.

**Tabla 3.** Costos de los Pozos perforados

Nombre Común del Pozo	Costo Total (\$USD)	Costo Autorizado (\$USD)	Diferencia (\$USD)	Nombre Común del Pozo	Costo Total (\$USD)	Costo Autorizado (\$USD)	Diferencia (\$USD)
A	\$ 12,278,606	\$ 3,939,680	\$ 8,338,926	AF	\$ 3,970,986	\$ 3,939,680	\$ 31,31

<sup>54</sup> *Ibíd.*, p 42.

<sup>55</sup> ANGEL ALVAREZ, J. B. (2012). *Op. Cit*, p 33.

**Tabla 3. (Continuación)**

Nombre Común del Pozo	Costo Total (\$USD)	Costo Autorizado (\$USD)	Diferencia (\$USD)	Nombre Común del Pozo	Costo Total (\$USD)	Costo Autorizado (\$USD)	Diferencia (\$USD)
B	\$ 10,505,842	\$ 3,939,680	\$ 6,566,162	AG	\$ 3,859,932	\$ 3,939,680	\$ -79,75
C	\$ 10,122,323	\$ 3,939,680	\$ 6,182,643	AH	\$ 3,717,296	\$ 3,939,680	\$ -222,3
D	\$ 9,742,943	\$ 3,939,680	\$ 5,803,263	AI	\$ 3,704,855	\$ 3,939,680	\$ -234,8
E	\$ 9,552,365	\$ 3,939,680	\$ 5,612,685	AJ	\$ 3,682,144	\$ 3,939,680	\$ -257,5
F	\$ 8,450,893	\$ 3,939,680	\$ 4,511,213	AK	\$ 3,652,546	\$ 3,939,680	\$ -287,1
G	\$ 7,762,788	\$ 3,939,680	\$ 3,823,108	AL	\$ 3,604,247	\$ 3,939,680	\$ -335,4
H	\$ 6,734,958	\$ 3,939,680	\$ 2,795,278	AM	\$ 3,510,919	\$ 3,939,680	\$ -428,7
I	\$ 6,036,272	\$ 3,939,680	\$ 2,096,592	AN	\$ 3,510,638	\$ 3,939,680	\$ -429,0
J	\$ 5,594,065	\$ 3,939,680	\$ 1,654,385	AÑ	\$ 3,507,644	\$ 3,939,680	\$ -432,0
K	\$ 5,386,877	\$ 3,939,680	\$ 1,447,197	AO	\$ 3,503,914	\$ 3,939,680	\$ -435,7
L	\$ 5,334,155	\$ 3,939,680	\$ 1,394,475	AP	\$ 3,488,388	\$ 3,939,680	\$ -451,2
M	\$ 5,209,220	\$ 3,939,680	\$ 1,269,540	AQ	\$ 3,446,077	\$ 3,939,680	\$ -493,6
N	\$ 5,115,443	\$ 3,939,680	\$ 1,175,763	AR	\$ 3,434,815	\$ 3,939,680	\$ -504,8
Ñ	\$ 4,962,019	\$ 3,939,680	\$ 1,022,339	AS	\$ 3,417,390	\$ 3,939,680	\$ -522,2
O	\$ 4,947,337	\$ 3,939,680	\$ 1,007,657	AT	\$ 3,398,481	\$ 3,939,680	\$ -541,2
P	\$ 4,939,430	\$ 3,939,680	\$ 999,75	AU	\$ 3,396,199	\$ 3,939,680	\$ -543,4
Q	\$ 4,766,493	\$ 3,939,680	\$ 826,81	AV	\$ 3,372,170	\$ 3,939,680	\$ -567,5
R	\$ 4,765,126	\$ 3,939,680	\$ 825,45	AW	\$ 3,322,931	\$ 3,939,680	\$ -616,7
S	\$ 4,665,849	\$ 3,939,680	\$ 726,17	AX	\$ 3,286,738	\$ 3,939,680	\$ 652,94
T	\$ 4,491,701	\$ 3,939,680	\$ 552,02	AY	\$ 3,277,583	\$ 3,939,680	\$ 662,10
U	\$ 4,480,711	\$ 3,939,680	\$ 541,03	AZ	\$ 3,267,239	\$ 3,939,680	\$ -672,44
V	\$ 4,397,499	\$ 3,939,680	\$ 457,82	BA	\$ 3,173,230	\$ 3,939,680	\$ -766,45
W	\$ 4,339,384	\$ 3,939,680	\$ 399,70	BB	\$ 3,163,945	\$ 3,939,680	\$ -775,74
X	\$ 4,289,986	\$ 3,939,680	\$ 350,31	BC	\$ 3,160,076	\$ 3,939,680	\$ -779,60
Y	\$ 4,228,178	\$ 3,939,680	\$ 288,50	BD	\$ 3,073,030	\$ 3,939,680	\$ -866,65
Z	\$ 4,224,338	\$ 3,939,680	\$ 284,66	BE	\$ 3,041,379	\$ 3,939,680	\$ -898,30
AA	\$ 4,201,937	\$ 3,939,680	\$ 262,26	BF	\$ 3,022,186	\$ 3,939,680	\$ -917,49
AB	\$ 4,169,551	\$ 3,939,680	\$ 229,87	BG	\$ 2,934,158	\$ 3,939,680	\$ -1,005,522
AC	\$ 4,092,645	\$ 3,939,680	\$ 152,97	BH	\$ 2,725,278	\$ 3,939,680	\$ -1,214,402
AD	\$ 4,012,895	\$ 3,939,680	\$ 73,22	BI	\$ 2,180,941	\$ 3,939,680	\$ -1,758,739
AE	\$ 3,992,150	\$ 3,939,680	\$ 52,47				

**Fuente:** OpenWells-ECP (2014-2015)

En la gráfica de barras mostrada en el Anexo A se puede visualizar que el 52% (33 Pozos) de la población se alejan del AFE o costo autorizado para la perforación (US\$ 3,939.680). A pesar de esta tendencia hay Pozos que no se

alejan mucho del AFE e incluso hay pozos que no gastaron todo el presupuesto autorizado.

Para un análisis más detallado de los datos es necesario determinar el valor de la media o costo promedio de los pozos perforados, como también la desviación que los costos presentaron con respecto a la media, para esto se realizó un análisis de frecuencia el cual consta en dividir los datos en intervalos, haciendo una tabla de frecuencias para luego graficar en forma de grafico de barras. El procedimiento se muestra en la **Tabla 4**.

**Tabla 4.** Análisis de frecuencia para los costos de los Pozos perforados años 2014 al 2015.

Intervalos de costos campaña de perforación 2014 – 2015	Frecuencia de los datos	Frecuencia relativa
\$2,999,999- \$2,000,000	3	0.05
\$3,999,999- \$3,000,000	29	0.46
\$4,999,999- \$4,000,000	17	0.27
\$5,999,999- \$5,000,000	5	0.08
\$6,999,999- \$6,000,000	2	0.03
\$7,999,999- \$7,000,000	1	0.02
\$8,999,999- \$8,000,000	1	0.02
\$9,999,999- \$9,000,000	2	0.03
\$10,999,999- \$10,000,000	2	0.03
\$11,999,999- \$11,000,000	0	0.00
\$13,000,000- \$12,000,000	1	0.02

La frecuencia relativa de los datos está definida como la relación entre la frecuencia de cada dato con el número total de datos, tal y como se muestra en la ecuación 1:

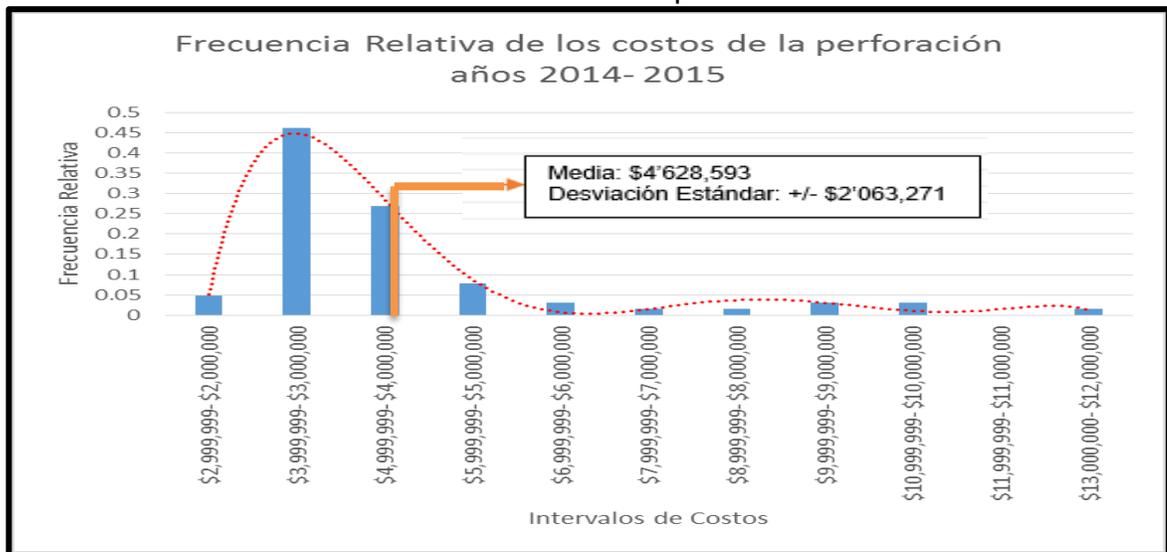
**Ecuación 1.** Frecuencia Relativa.

$$Frecuencia\ realat\acute{i}va = \frac{frecuencia\ del\ dato}{numero\ total\ de\ datos}$$

De la tabla y de la ecuación anteriormente mostrada se puede analizar que a medida que la población es más grande, también aumentará el tamaño de la frecuencia relativa. Por lo tanto, graficar esta frecuencia ayuda a analizar la mayor

cantidad de pozos que entran en cierto rango. La Gráfica 5 muestra la frecuencia relativa de los datos, en donde se puede observar que la mayoría de pozos se encuentran entre los US\$ 3'000.000 y los US\$ 4'999.999 lo que evidencia el 53% (33 pozos) pasan del costo aprobado o AFE. La media de los costos de perforación de esta campaña fue de US\$ 4'628,593 y la desviación estándar, o la tendencia de los datos a alejarse de la media oscila entre +/- US\$2'063,271.

**Gráfica 5.** Frecuencia relativa de los costos de perforación años 2014-2015.



En cuanto a la duración real de la perforación, se obtuvieron de OpenWells-ECP los siguientes datos:

**Tabla 5.** Duración Real de la Perforación de los Pozos de la campaña de Perforación Enero 2014 a Abril 2015. (Días)

Nombre Común del Pozo	Duración Real (Días)	Nombre Común del Pozo	Duración Real (Días)
C	98	AR	36
D	88	P	36
B	85	M	36
A	80	S	35
E	66	X	31
F	62	Y	29
H	61	T	29
G	50	U	29
Ñ	50	O	28
K	50	Q	28
J	44	AZ	27
AG	42	AE	27

**Tabla 5. (Continuación)**

Nombre Común del Pozo	Duración Real (Días)	Nombre Común del Pozo	Duración Real (Días)
L	39	W	27
I	38	AK	26
N	37	AA	26
R	36	AC	26
AI	25	BA	20
AF	25	AN	19
AV	24	AP	19
AT	23	AY	19
Z	23	AM	18
AB	23	AW	18
V	23	AJ	18
AL	22	BD	18
AH	21	BC	18
BE	21	BF	18
AU	21	BB	17
AO	20	AQ	17
AS	20	BG	16

**Fuente:** Open Wells – ECP (2014-2015)

Los datos obtenidos son representados en la Tabla 5 y son mostrados a manera de grafica de barras en el Anexo B. El 31% (20 Pozos) se perforaron en un tiempo mayor a 20 días. Tal y como se hizo con los costos de perforación, se procede a determinar la frecuencia absoluta y frecuencia relativa de los datos para así tener una mejor visión del estado de la data, los resultados son mostrados en la **Tabla 6.**

**Tabla 6.** Análisis de frecuencia para la duración de la perforación de la campaña Primero de Enero de 2014 - Primero de Abril de 2015.

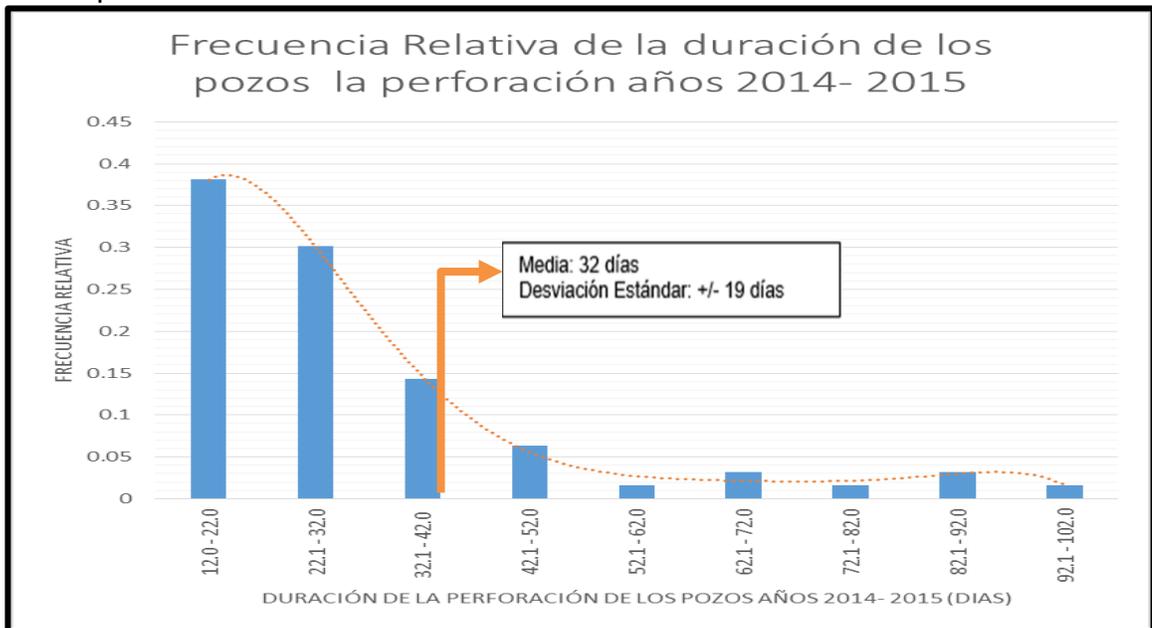
Intervalos de la duración de la perforación de la campaña 2014 - 2015	Frecuencia de los datos	Frecuencia relativa
12.0 - 22.0	24	0.38
22.1 - 32.0	19	0.30
32.1 - 42.0	9	0.14
42.1 - 52.0	4	0.06
52.1 - 62.0	1	0.02
62.1 - 72.0	2	0.03

**Tabla.6 (Continuación).**

Intervalos de la duración de la perforación de la campaña 2014 - 2015	Frecuencia de los datos	Frecuencia relativa
72.1 - 82.0	1	0.02
82.1 - 92.0	2	0.03
92.1 - 102.0	1	0.02

La mayoría de los datos se encuentran en un intervalo de duración de perforación de 12 días a 22 días como se ve en **la Gráfica 6**, sin embargo la media de los datos es de 32 días y la desviación estándar es de 19 días, lo cual en la industria del petróleo es bastante debido que cada día de perforación representa una gran inversión de dinero.

**Gráfica 6.** Comportamiento de la frecuencia para la duración de la perforación de la campaña años 2014 al 2015.



**Fuente:** Autores

Por último, se obtuvo la cantidad de horas que no estaban presupuestadas dentro la operación de perforación de los Pozos perforados en los años anteriormente nombrados, a los cuales se les otorga una cantidad significativa de dinero ya que son las principales causas de los sobrecostos en la operación.

En la **Tabla 7** se puede apreciar la cantidad de horas no planeadas por Pozo, las cuales fueron obtenidas de OpenWells-ECP por medio de una Query.

**Tabla 7.** Duración de Tiempos no planeados durante la perforación de los Pozos entre el Primero de Enero 2014- Primero de Abril de 2015.(Hrs)

Nombre Común del Pozo	Tiempos no Planeados (hrs)	Nombre Común del Pozo	Tiempos no Planeados (hrs)
A	1,384.00	I	358.5
D	1,376.00	J	341
B	1,018.50	L	314
F	850	AT	260
C	831	Y	252
E	821.5	K	236
G	602	S	225
R	513	T	192
H	488	AE	162.5
AC	150.5	AU	41.5
Q	148.5	BE	38
AV	135	BH	31
AI	135	Ñ	30.5
O	129	N	30
AA	124.5	BF	29
P	106	BC	25.5
AB	95	V	25.5
AK	91	AN	21.5
X	88.5	BB	21.5
AL	85.5	AZ	20
U	84.5	AQ	19.5
W	83.5	Z	16.5
AW	82	AJ	16
AS	77	BD	10
AD	70.5	AM	7.5
AX	58.5	AO	6.5
AF	56	AR	4.5
BA	52.5	AY	4.5
AH	52	BI	2
M	49.5	AG	1
AÑ	41.5		

**Fuente:** Open Wells - ECP (2014-2015)

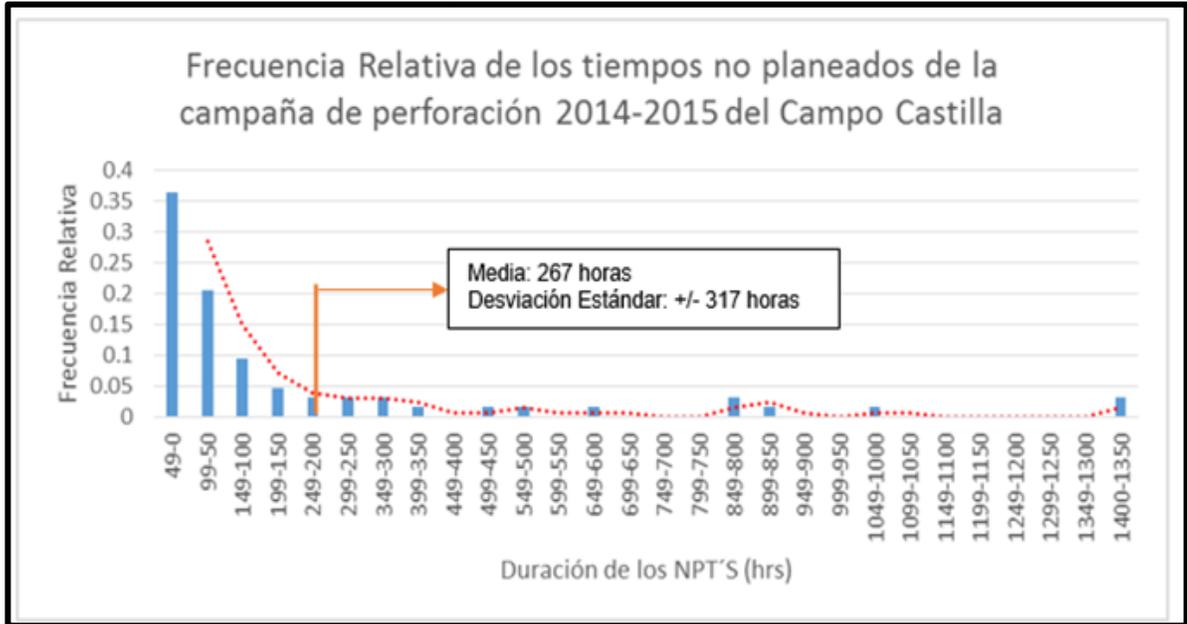
Los datos de la Tabla 7 son mostrados a manera de gráfico de barras en el Anexo C donde se puede evidenciar cuantas horas de los Tiempos no Planeados hacen parte de la duración total de la perforación de los Pozos de la campaña del primero de Enero del 2014- primero de Abril de 2015 del Campo Castilla, y el gran impacto que estos tienen a nivel económico por lo que hay que actuar sobre estos para mitigarlos o tratar de reducirlos a cero operacionalmente hablando.

Los Tiempos no Planeados o NPT'S en el Campo Castilla mencionados en la Gráfica 4, ocupan una gran parte del tiempo total de perforación, en promedio la duración de los NPT'S es de 207 horas lo que equivale a 9 días y representa aproximadamente el 45% del tiempo de una perforación normal. La desviación estándar de los datos es 317 horas de NPT's lo que equivale a 13 días y demuestra que existe una gran dispersión entre los datos.

La **Gráfica 7** de frecuencia relativa indica que la mayoría de Pozos se encuentran entre los rangos de 0-49 horas de NPT's, sin embargo existen Pozos con 300

hasta 1300 horas de NPT's, lo que evidencia un impacto a nivel económico y es la mayor razón de los sobrecostos en la operación de perforación.

**Gráfica 7.** Frecuencia Relativa de los Tiempos no Planeados de la campaña de perforación 2014-2015 del Campo Castilla.



**Fuente:** Autores

De acuerdo con la data estudiada, es necesario determinar una muestra representativa de los Pozos a estudio para que estos sean analizados y así llegar a diagnosticar las causas raíces de los problemas de operación durante la perforación ya que son los responsables de los aumentos recurrentes de los NPT'S y a su vez del sobrecosto de esta operación. Para poder escoger una muestra representativa es necesario contar con el nivel de confianza, que es el porcentaje de confiabilidad del cálculo de la muestra, un nivel de error dado por Ecopetrol S.A que equivale al 8% y un nivel de proporción de los datos el cual corresponde al 5%.

La ecuación 2 describe a continuación lo anterior:

**Ecuación 2.** Tamaño de la muestra

$$n = \frac{N * Z^2 * p * q}{E^2 * (N - 1) * Z^2 * p * q}$$

Donde

n = tamaño de la muestra (Incógnita)

N= tamaño de la población (63 Pozos)

Z = 1.645 cuando el nivel de confianza es del 90%

$p$  = Proporción esperada, 5%

$q = 1 - p$  (0.95)

$E$  = Precisión, 8%

El tamaño de muestra representativa es de 15 Pozos.

Ecopetrol S.A asigno tres grupos de estudio para poder garantizar una investigación adecuada de la muestra, dejando a cada equipo de trabajo una muestra de 5 Pozos para en su totalidad abarcar los 15 Pozos. Los Pozos de esta investigación son los Pozos nombrados F, G, H, I y J del Campo Castilla.

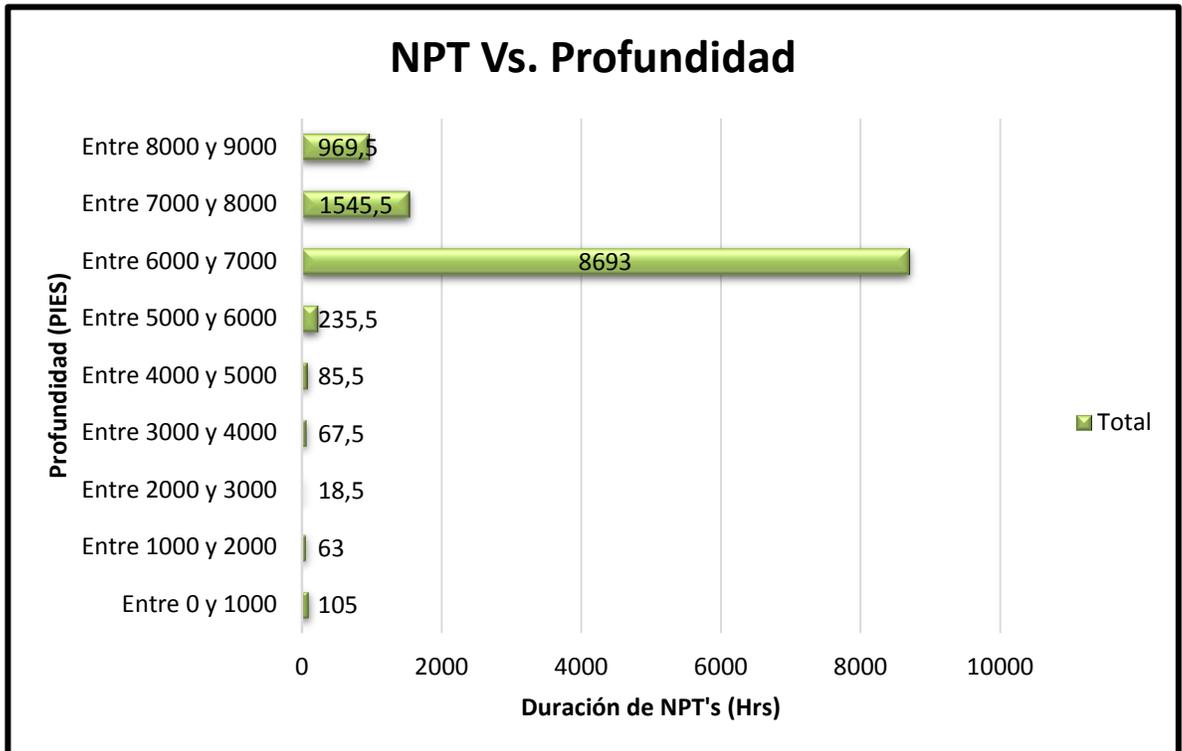
La escogencia de los Pozos F, G, H, I y J del Campo Castilla se basó en la relación de estos Pozos con los NPT que tenían, las formaciones con mayor NPT y la localización de los mismos.

La mayoría de los Tiempos no Planeados se encuentran en las profundidades de 6000 pies a 8000 pies, es decir que aproximadamente se encuentran en las Unidades K1 Superior y K1 Inferior. En la Gráfica 8 se puede evidenciar el comportamiento anteriormente escrito.

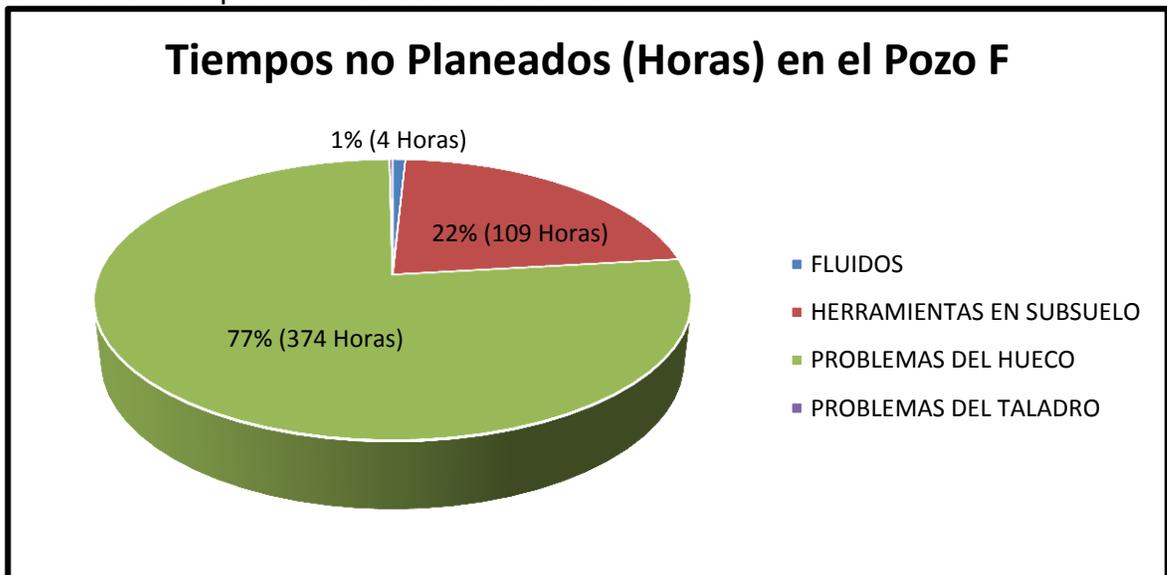
Se estudió cada uno de los Pozos y la relación que tenía los Tiempos no Planeados ocurridos en cada uno con la profundidad para poder incluso interrelacionar los Pozos que presentan situaciones similares.

El Pozo F presenta en su mayoría, Problemas de Huevo con un 77% (374 Horas) con respecto a los demás NPT, estos Problemas de Huevo están relacionados con la inestabilidad del huevo y la mala limpieza del mismo. En la Gráfica 9 se muestra el comportamiento anteriormente descrito.

**Gráfica 8.**NPT Vs. Profundidad

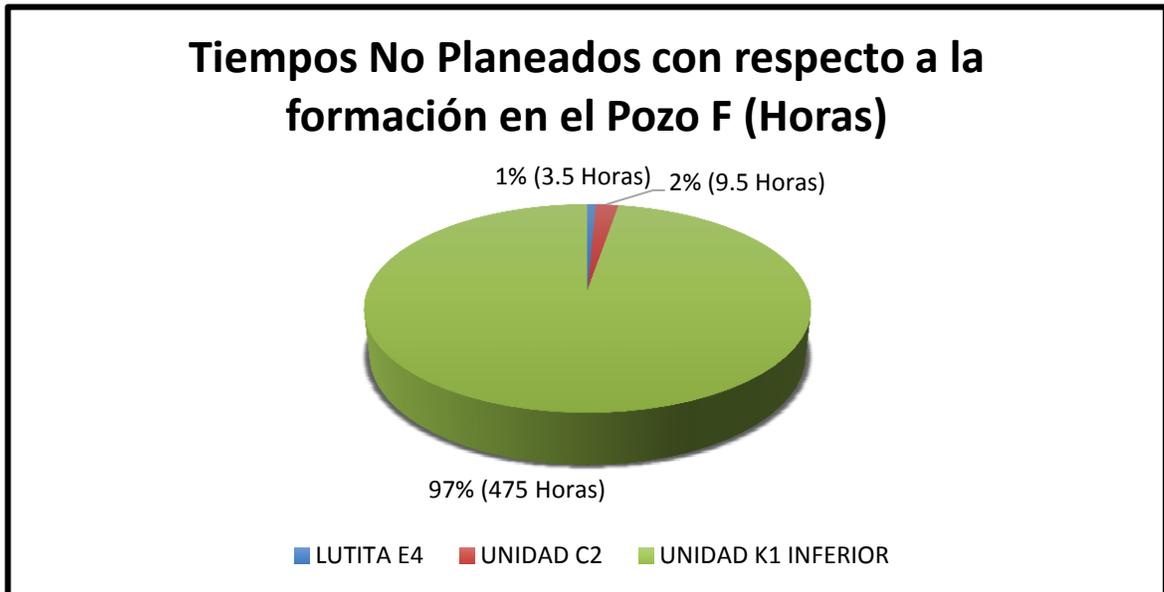


**Gráfica 9.**Tiempos No Planeados en el Pozo F



Los mismos Tiempos no Planeados se interpretan con respecto a la formación en la que se presentaron, es decir, se sitúan los Tiempos no Planeados en una formación para saber si hay coincidencia entre los Pozos con respecto a la formación donde se evidencia el problema.

**Gráfica 10.** Tiempos No Planeados con respecto a la formación en el Pozo F



Como se evidencia el 97% (475 Horas) de los NPT se encuentran en la Unidad K1 Inferior.

De igual forma se llevó a cabo el mismo procedimiento con los Pozos G, H, I, J. Los resultados se evidencian en el **Cuadro 2**.

**Cuadro 2.** Resultados con respecto al tipo de NPT y a la formación en la que se presentó (Por Pozo).

Pozo	Formación donde se presenta mayor cantidad de NPT'S.	Tipo de NPT'S con mayor duración
G	K1 Superior con 806.87 horas de NPT equivalentes al 97% de los NPT totales.	Pega de Tubería con 465 Horas equivalente al 56% de las horas totales de NPT.
H	K1 Inferior con 191.16 horas de NPT equivalentes al 81% de los Tiempos no Planeados Totales	Pega de Tubería con 177 Horas de NPT equivalentes al 75% de los Tiempos no Planeados Totales.
I	K1 Inferior con 1362.4 horas de NPT equivalentes al 99% de los Tiempos no Planeados Totales	Problemas de Hueco con 1100.8 Horas de NPT equivalentes al 80% de los Tiempos no Planeados Totales.

**Cuadro 2. (Continuación)**

<b>Pozo</b>	<b>Formación donde se presenta mayor cantidad de NPT'S.</b>	<b>Tipo de NPT'S con mayor duración</b>
J	Unidad T2 con 69.68 horas de NPT equivalentes al 54% de los Tiempos no Planeados Totales	Problemas de Hueco con 68.37 Horas de NPT equivalentes al 53% de los Tiempos no Planeados Totales.

**Fuente:** Ecopetrol S.A (2014). Modificado por los Autores.

Para apreciar el comportamiento del cuadro 2, ver el Anexo D, donde se muestra todos los comportamientos de los Tiempos No Planeados de los cinco Pozos mencionados anteriormente.

Se puede inferir de este estudio que los problemas que mas se presentan y con mayor frecuencia son los Problemas de Hueco y las Pegas de Tubería, las cuales la mayoría de veces son consecuencia de los mismos Problemas de Hueco. La mayoría de los problemas de estos cinco Pozos se encuentran en las Unidades K1 Superior, K1 Inferior y Unidad T2.

Haciendo referencia a la localización, se consulto si los Pozos se situaban en el mismo Cluster, los resultados son mostrados en el Cuadro 3.

**Cuadro 3.** Localización de Los Pozos F, G, H, I, J.

Pozos F y G	Pertencen al mismo Cluster
Pozos H e I	Pertencen al mismo Cluster
Pozo J	Pertenece a un Cluster diferente .

**Fuente:** Ecopetrol S.A (2014)

La correlacion de los Pozos permite entender de manera macro los problemas generales de la muestra, llevando la investigación a un diagnóstico oportuno de las posibles causas raíz de los problemas operacionales durante la perforación en el Campo Castilla.

### 3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Existen una gran cantidad de métodos para el análisis de una investigación de incidentes, los cuales tienen ventajas y desventajas. Para la escogencia de la herramienta que más se ajusta a esta investigación se considera el Cuadro 4, que orienta la decisión ya que presenta las características principales de las metodologías más usadas hoy en día para el análisis de incidentes.

Para la comprensión del **Cuadro 4** se explican las columnas que lo componen: La primera columna hace referencia a los nombres de las diferentes metodologías, la segunda hace referencia si el método necesita el seguimiento histórico del evento mediante alguna herramienta ya sea grafica o escrita, y la tercera columna indica sobre el nivel de la investigación que maneja el método, los niveles son categorizados de la siguiente manera:

- Primer nivel: Trabajo y sistema técnico.
- Segundo nivel: El personal de la empresa
- Tercer nivel: Administrativo
- Cuarto nivel: La compañía
- Quinto nivel: Las reguladoras y los terceristas.
- Sexto nivel: El gobierno.<sup>56</sup>

La cuarta columna clasifica los métodos en primarios o secundarios, cuando son primarios quiere decir que no necesitan de otro método para ser completados, cuando son secundarios es por que complementan a otro método. En cuanto a la quinta columna, los métodos son clasificados por su acercamiento analítico el cual puede ser los siguientes sistemas:

- Deductivo: Es un análisis de va de lo general a lo particular.
- Inductivo: Analiza lo particular o los casos individuales para llegar a lo macro.
- Acercamiento de multiforme: el análisis se basa principalmente en la estructura que acoge el sistema donde ocurrió el evento. Es muy usado para análisis de problemas operacionales sabiendo las desviaciones que tuvieron de las variables con respecto a la estructura planeada que hicieron posible el evento.

La sexta columna corresponde al modelo del accidente que influencia al método y la séptima columna está relacionada con el nivel de experticia requerida para llevar a cabo la investigación.

---

<sup>56</sup> *Ibíd.*, p. 68

**Cuadro 4.**Características de los diferentes métodos de análisis de incidentes.

Método	Secuencia del evento	Nivel	Primarias Secundaria	Acercamiento analítico	Modelo de accidente	Entrenamiento requerido
Eventos y factores causales de gráficos	Si	4	Primaria	Sin sistema de orientación	Modelo de proceso	Novato
Análisis de barreras	No	2	Secundaria	Sin sistema de orientación	Modelo energético	Novato
Análisis de cambio	No	4	Secundaria	Sin sistema de orientación	Modelo de proceso	Novato
Análisis de eventos y factores causales	Si	4	Secundaria	Sin sistema de orientación	Modelo de proceso	Especialista
Análisis causa raíz	No	4	Secundaria	Sin sistema de orientación	Modelo secuencia causal	Especialista
Análisis de árbol del problema	No	2	Primaria y secundaria	Deductivo	Modelo de árbol lógico	Experto
Análisis de árbol del evento	No	3	Primaria y secundaria	Inductivo	Modelo de árbol lógico	Especialista
MORT	No	4	Secundaria	Deductivo	Modelo de árbol lógico/Modelos administrativos	Experto
SCAT	No	4	Secundaria	Sin sistema de orientación	Modelo secuencia causal/ Modelos administrativos	Especialista
STEP	Si	6	Primaria	Sin sistema de orientación	Modelo de proceso	Novato
Análisis MTO	No	4	Primaria	Sin sistema de orientación	Modelo de proceso	Especialista y experto
Método AEB	No	3	Secundaria	Multiforme	Modelo de proceso	Especialista
Tripod Beta	Si	4	Primaria	Sin sistema de orientación	Modelo secuencia causal	Especialista
Acci- Map	No	6	Primaria	Deductivo e inductivo	Modelo secuencia causal/Modelo de proceso/ Modelo de árbol lógico	Experto

**Fuente:** SNORRE SKLET. Methods for accident investigations (2002) Modificado por los Autores

De acuerdo con la tabla anterior, se escoge el Método Tripod Beta, ya que este método permite llegar a las posibles causas de un evento, teniendo en cuenta la documentación y data histórica. Además, reúne todos los factores técnicos y administrativos que hacen que la operación se convierta en un evento.

Además que al ser una metodología primaria no necesita del apoyo de otra metodología para cumplir su objetivo. La única desventaja es que para llevar a cabo este tipo de análisis se requiere el conocimiento de especialistas en diferentes áreas, por lo que esta investigación se va a hacer con el acompañamiento de especialistas en diferentes áreas para el análisis de las posibles Causas Raíz de los problemas en la Perforación, Asignados por Ecopetrol S.A.

Cabe recalcar que esta Metodología es utilizada principalmente para el diagnóstico de causas Raíz de problemas relacionados con seguridad industrial y salud ocupacional, aunque se ha visto la aplicación de esta en el sector petrolero. Para esta investigación se toma la teoría base de esta metodología con el objetivo de estandarizarla en procesos operacionales, especialmente en la operación de Perforación, por lo tanto la Metodología para esta investigación recibirá el nombre de “Tripod Beta Modificada”.

### **3.1 METODOLOGÍA TRIPOD BETA**

El concepto de Tripod Beta comenzó en 1988<sup>57</sup> cuando se presentó un estudio llamado “Tripod, una base de principios para la prevención de accidentes” para Shell. Este método se concentra en hallar las fallas organizacionales los cuales pueden llegar a ser las causas raíz de los problemas operacionales.

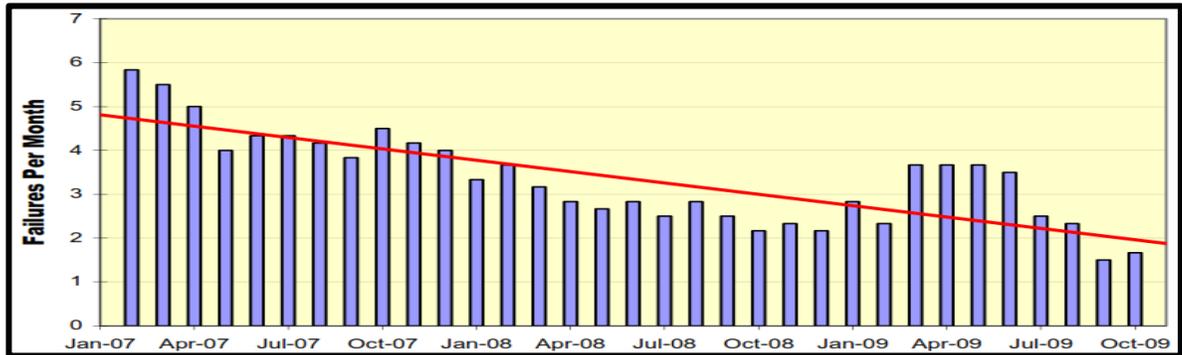
Algunas empresas de la industria del petróleo optaron por usar esta famosa metodología con resultados positivos tal y como lo muestra HUBBARD et al. (2010)<sup>58</sup>, donde explica que mediante la organización de un equipo de estudio y el análisis de las metodologías más usadas, se logró hacer una investigación que disminuye los tiempos no planeados o NPT en la perforación, y el completamiento de ciertos pozos de un campo a casi un 20%, tal y como se muestra en la siguiente Figura:

---

<sup>57</sup> *Ibíd.*, p. 56

<sup>58</sup> HUBBARD, Brad Lee, *et al.* Nonproductive Time (NPT) Reduction Delivered through Effective Failure Investigations. Society of Petroleum Engineers 2010. ISBN 978-1-55563-280-9.

**Figura 9.** Frecuencia de los NPT's en la operaciones de perforación



**Fuente:** HUBBARD, Brad Lee, *et al.* (2010)

Hother Anthony, et al. (2009)<sup>59</sup>, muestra otro caso en donde se utiliza esta metodología con éxito para la investigación de las posibles causas de las fallas en las válvulas DHFC de pozos inteligentes en el golfo de México. Aclaran que es importante llevar una línea de tiempo y un buen manejo de la información.

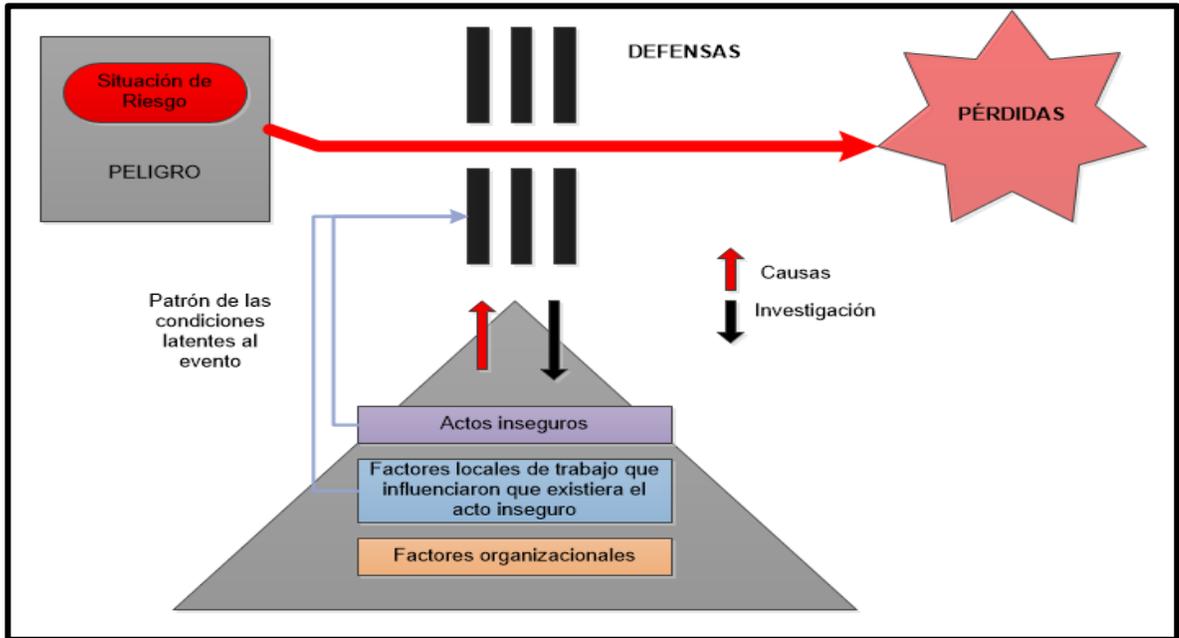
Está claro que el uso de metodologías para llegar a la causa raíz de un problema es tan importante como vital para la resolución de los problemas en las diferentes operaciones, las cuales son sinónimo de tiempos no planeados que a su vez significan gastos de más.

El esquema Tripod Beta es la evolución del esquema del modelo del “Queso Suizo” el cual es explicado en la **Figura 11**. Este esquema explica que existen en primera instancia unos peligros o situaciones de riesgo que llevaron a un accidente y que a pesar que existieran barreras entre ese peligro o situación de riesgo estas fallaron o se rompieron para que el accidente ocurriera. La clave consiste en primero identificar las barreras que estaban entre la situación de riesgo y el accidente y hallar las causas que hicieron que esas barreras no funcionaran.

---

<sup>59</sup> Hother Anthony, et al. The Systematic Application of Root-Cause Analysis to Failures of Intelligent –Well Completions. SPE-124336. 2009.

**Figura 10.** Estructura del Tripod Beta Inicial.



**Fuente:** EPEX. About Tripod Beta (2015). Modificado por el autor.

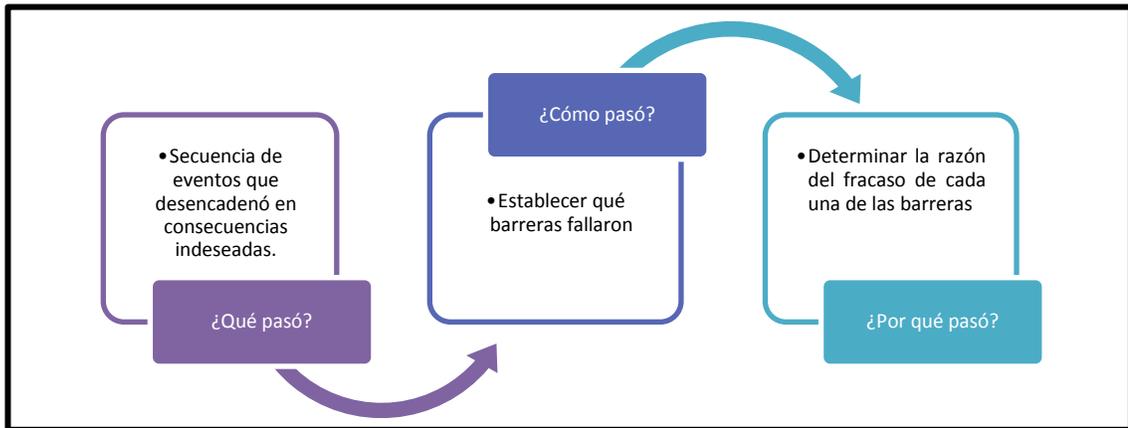
Para poder comenzar a usar este método es importante conocer la secuencia de los hechos, es decir tener una línea de tiempo que puede dar una visión detallada del evento y de todas las variables que influyeron para que ocurriera dicho evento. También es importante tener experticia en el tema a investigar, debido a que la identificación de las barreras y las causas corresponde a un conocimiento profundo de la situación u operación a estudiar.

Este método está dividido en tres grandes pasos que son descritos en preguntas:

- ¿Qué pasó?
- ¿Cómo pasó?
- ¿Por qué pasó?

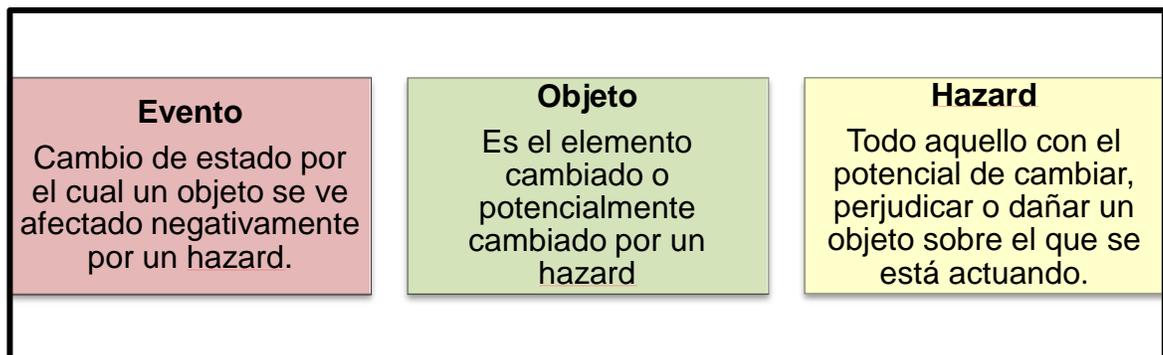
Los pasos a seguir se observan gráficamente en la **Figura 12.**

**Figura 11.** Principales pasos de la Metodología Tripod Beta.



**3.1.1 Identificación del Objeto, Evento y Hazard. ¿Qué pasó?** Para entender que paso es necesario tener claro tres elementos: el *objeto* de estudio, el *peligro* o *Hazard* y el *evento*. En la **Figura 12** se observa gráficamente la definición de cada uno de los términos mencionados anteriormente.

**Figura 12.** Definición del “Trio” en el Tripod- BETA.



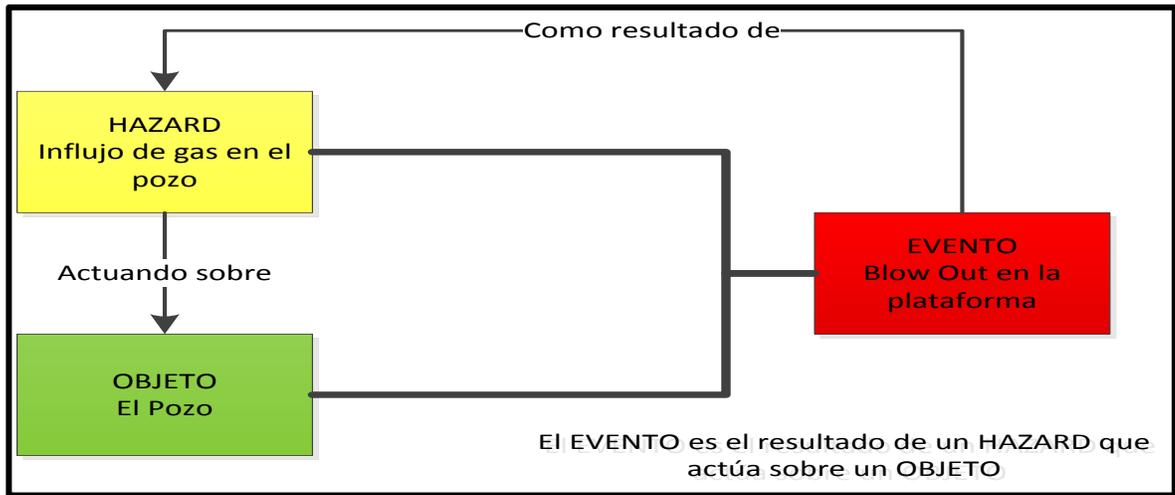
**Fuente:** Getting Started with Tripod Beta V3 (2006)

Tal y como muestra la Figura 13 lo primero a identificar es el OBJETO, el cual es el sujeto o el concepto que está siendo dañado, después de ser identificado se procede a identificar EVENTO que es la situación que cambio el objetivo del objeto, es decir que es el acontecimiento que hace que la situación pase de ser normal a ser una novedad o algo no planeado. Por último se identifica el HAZARD, el cual es el agente de cambio y el que tiene el potencial de causar ese evento.

Una ventaja de la Metodología Tripod Beta es que es una herramienta gráfica, en la cual por medio del Árbol Tripod se puede plasmar cada uno de los conceptos que esta metodología contiene, y así dar un análisis de manera más clara y con mejor entendimiento.

En la **Figura 13** se muestra un ejemplo que aclarará la relación de los tres componentes del primer paso del Tripod Beta aplicados al Árbol Tripod, donde un Hazard actúa sobre un Objeto para desencadenar en un evento.

**Figura 13.** Ejemplo básico del primer paso del Tripod Beta



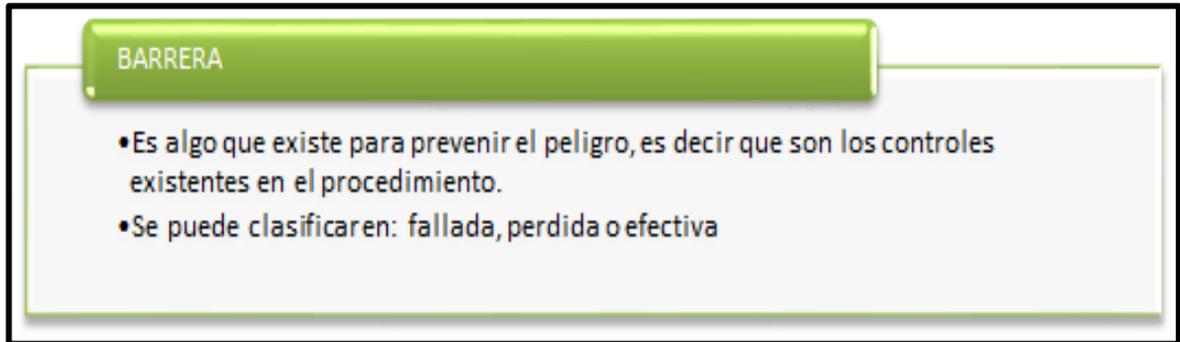
**Fuente:** EPEX. About Tripod Beta (2015). (Modificado por los Autores).

La identificación de estos componentes y su posición en el Árbol permiten tener una vista rápida de lo que pasó en la operación, es decir que resume una secuencia del evento. Con esto el investigador o persona que está leyendo el diagrama debe ser capaz de entender el evento y la situación que existió de riesgo.

En varias ocasiones se puede presentar que en un mismo Objeto se presenten varios Eventos, o que un Evento desencadene en otro Evento. Esto trae consigo la aparición de Eventos-Hazard, los cuales son una situación de cambio que se convierte potencialmente en otro peligro para concluir en un evento posterior. En dado caso que se presente este escenario, se puede ilustrar en el diagrama Tripod Beta con los dos colores representativos de Evento y Hazard en el mismo cuadro. Al identificar estos tres componentes básicos del Tripod Beta, se identifican las barreras.

**3.1.2 Identificación de las Barreras, ¿Cómo pasó?** Como se mencionó anteriormente tiene que existir un peligro o Hazard para que exista un evento, sin embargo la mayoría de operaciones en la industria del petróleo siempre hay un factor de peligro o de riesgo, por lo tanto estas operaciones tienen que contar con todas las precauciones y defensas que se tengan para que ese objeto no se convierta en un evento. Estas defensas y precauciones se conocen como barreras. Su definición se encuentra en la **Figura 14**.

**Figura 14.** Definición de Barrera

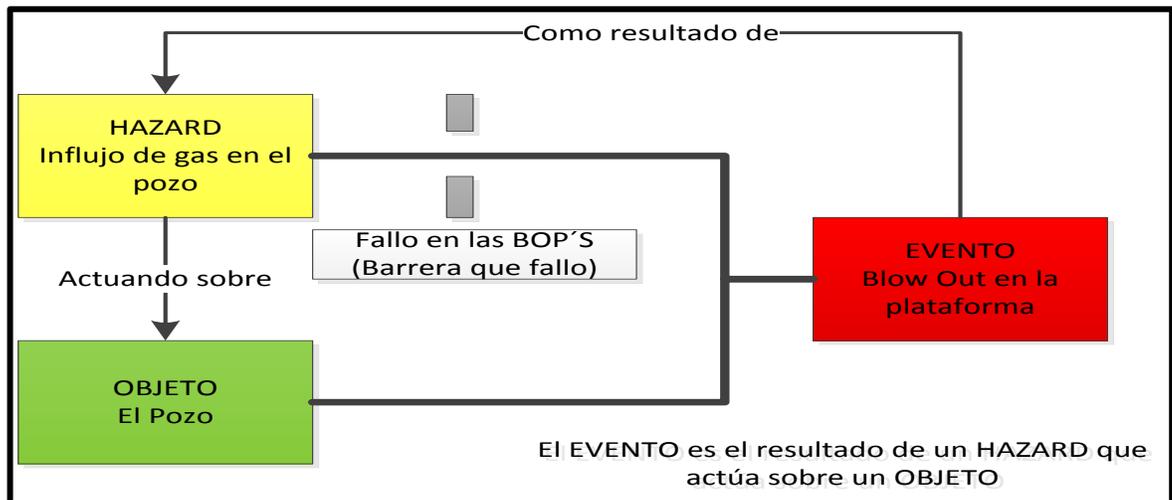


**Fuente:** Autores.

Para responder a la pregunta ¿Cómo paso? Es muy importante identificar las barreras que existen entre el Hazard o peligro y el evento, es decir que hay que identificar todas aquellas barreras que estaban presentes y fallaron, e incluso las que debieron estar ahí para prevenir que pasara el evento pero no estaban.

En este paso es necesaria toda la experticia y el conocimiento sobre el proceso tanto como sea posible, ya que de la caracterización de las barreras depende la identificación certera de las causas. Siguiendo con el ejemplo de la Figura 14 la barrera puede ser dejar enfriar las sopa o soplar antes de ingerir sopa caliente. Esta barrera se ubica en el diagrama tal y como muestra **la Figura 15**.

**Figura 15.** Ejemplo básico del Tripod Beta con las barreras incluidas



**Fuente:** EPEX. About Tripod Beta. (2015) (Modificado por los Autores)

Como ayuda en la identificación de las barreras se pueden responder las siguientes preguntas:

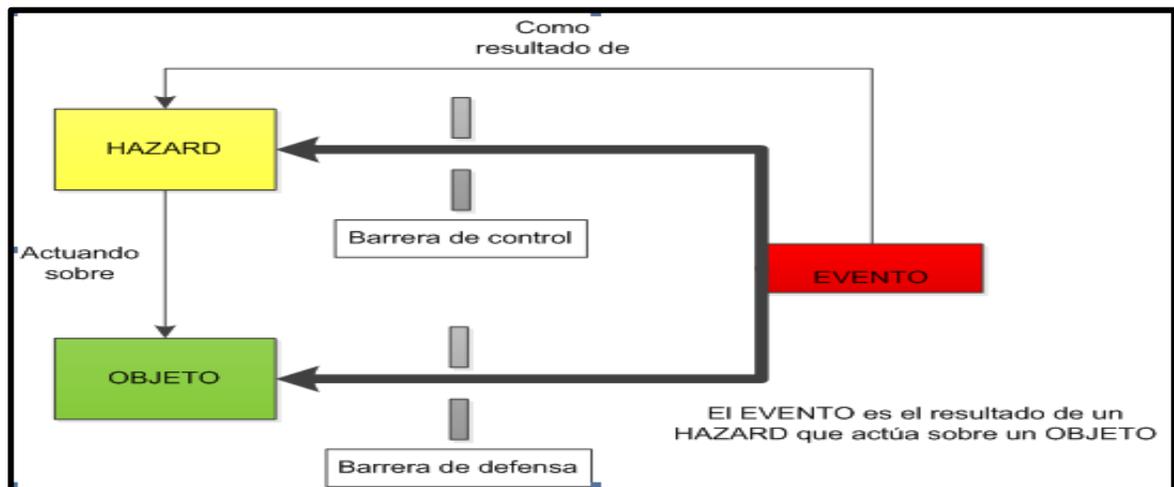
- ¿Qué barreras existen para prevenir el objeto a la exposición del peligro?
- ¿Qué barreras deberían ponerse para proteger el objeto del peligro?

Después de establecer todos los Tipos de barreras entre el Hazard y el evento, hay que clasificarlas, en barreras de control y defensa que son explicadas a continuación:

La barrera de control, es la que se interpone entre el peligro o Hazard y el evento, es decir que son las barreras para prevenir que el evento ocurra. Las barreras de defensa, son las que pudieron impedir que el objeto desencadenara en un evento, las cuales no estuvieron presentes.

En otras palabras, se puede decir que las barreras de defensa son aquellas barreras que estaban ahí pero no funcionaron y las barreras de control son aquellas que debieron estar ahí pero no estaban. Por lo tanto una barrera puede fallar, o ser/estar simplemente inadecuadas para el proceso. Las fallas tanto de control como de defensa se adecuan en el diagrama Tripod Beta como se observa en la **Figura 16**.

**Figura 16.** Esquema básico Tripod Beta con las barreas de Control y Defensa.



**Fuente:** Tripod Beta V3. (Modificado por los Autores)

Ya identificadas las barreras lo siguiente a seguir es la identificación de las causas que hicieron que esas barreras dejaran de funcionar.

**3.1.3 Identificación de las Causas, ¿Por qué pasó?** El tercer paso consta en identificar por qué la barrera que existía no funcionó, es decir, que se busca saber las causas del evento descrito en el primer paso. El paso de la identificación de las causas es prácticamente el hallazgo de tres tipos de causa que hacen parte de la Metodología Tripod Beta.

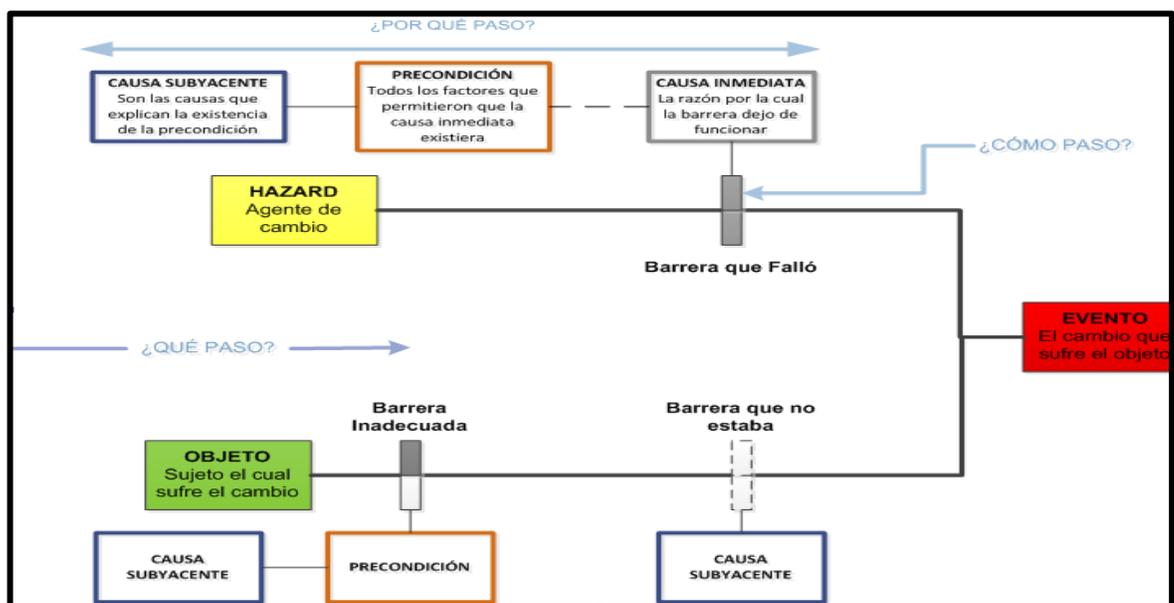
La primera causa a identificar son las fallas activas o CAUSA INMEDIATA, que es el primer indicio que le indica al operador que la barrera que tenia de control fallo, es decir que está totalmente relacionada con la barrera y es la fuente del fallo de la misma. Este tipo de causas son muy importantes para la investigación y pueden ser de todo tipo desde errores humanos y organizacionales, hasta errores de operativos. Algunas veces se pueden presentar varias causas inmediatas por una sola barrera.

La segunda causa a identificar es la PRECONDICIÓN la cual es la situación o condición que hizo posible que la causa inmediata existiera, es decir que es el contexto o las circunstancias que existieron para que hubiese sucedido la causa inmediata para que la barrera de control fallara. En la mayoría de los ejemplos de diagrama Tripod Beta, estas condiciones son muy relacionadas con el factor humano, es decir la situación del operador a la hora de que el evento ocurriese.

La tercera causa es llamada CAUSA SUBYACENTE O CAUSA RAÍZ, es aquella situación que generó la precondición descrita anteriormente. Estas causas subyacentes son comúnmente relacionadas con la compañía, sin embargo cuando se habla de la industria del petróleo y la perforación esta también puede estar relacionada con las diferentes variables que hacen parte del proceso de perforación. En otras palabras, la causa raíz o subyacente es la respuesta al ¿Por qué la precondición existía?, y es razón principal del porqué fallo la barrera de control y el Hazard desencadenado en el evento.

Finalmente el Diagrama Tripod Beta se aprecia de la siguiente Figura (Figura 17):

**Figura 17.** Diagrama Tripod Beta Final.



**Fuente:** EPEX. About Tripod Beta. (2015) (Modificado por los Autores).

## **4. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA EL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EN LOS POZOS F, G, H, I DEL CAMPO CASTILLA**

En este capítulo se presenta el procedimiento aplicado para el análisis de Causa Raíz con base en la Metodología de investigación Tripod Beta Modificada, mostrada en el capítulo anterior. Por lo tanto este capítulo explica un paso a paso para la resolución de las preguntas principales que conforman la metodología Tripod Beta para los Pozos perforados de la campaña de perforación comprendida desde el primero de Enero de 2014 al primero de Abril de 2015; el cual permite identificar las posibles causas que llevaron a que se diera un “Tiempo no Planeado” en la operación de Perforación para así poder dar posibles soluciones al problema operacional de manera rápida y eficiente.

### **4.1 DETERMINACIÓN DE OBJETO, EVENTO, HAZARD**

Para dar respuesta a la primera pregunta ¿Qué pasó?, es necesario determinar el Objeto, Evento y Hazard; este procedimiento está constituido por 2 etapas principales, donde la primera se enfoca en la recolección de Información y la segunda en la organización de la misma.

**4.1.1 Recopilación de Información.** La recolección de información es el paso principal para aplicar cualquier metodología de Investigación puesto que con base en esta y en la calidad de la misma se verá reflejada la veracidad de los resultados.

Esta recopilación de Información se hace mediante el software OpenWells-ECP, puesto que es la plataforma principal de información de Ecopetrol S.A. Sin embargo, se toman en cuenta bases de datos alternativas para una mayor adquisición de información como GiTEP, Carpetas Compartidas, e Informes de Compañías prestadoras de servicio.

**4.1.1.1 Base de datos para la Recopilación de Información.** A continuación se explicaran las bases de datos utilizados, el procedimiento ejecutado y los datos extraídos:

- **OpenWells-ECP.** El software de Trabajo OpenWells-ECP es la plataforma de manejo de la información referente a los diversos procedimientos realizados en el Campo los cuales consisten en las actividades hechas en cada Pozo perforado, completado, abandonado, etc; contiene costos de procedimientos, información acerca de fluidos de perforación utilizados, actividades de work over, etc.

Para la condensación y extracción de esta información recopilada en OpenWells-ECP se utiliza un software post-procesador llamado Data Analyzer-ECP el cual por medio de “Query’s” permite la obtención de información específica para

diferentes casos dados, para así posteriormente poder dar un análisis de esta. Sabiendo esto a continuación se enlista un procedimiento:

1. Realizar una Query en Data Analyzer ECP la cual indique la totalidad de los pozos perforados en el Campo que se va analizar, donde se especifique ODR lo que significa que son perforados, y contengan la fecha de inicio de y fecha de finalización del mismo.
  2. Realizar tres Query en Data Analyzer ECP: la primera, donde se especifiquen los costos reales y autorizados de la perforación; en la segunda, la cantidad de eventos NPT; y finalmente, una Query con el tiempo real de perforación y el tiempo estimado, de cada pozo.
  3. Organizar los tres ítems (Costos de perforación, cantidad de eventos NPT y duración de la perforación) de mayor a menor y escoger los más críticos, dándole prioridad a los costos.
  4. Determinar el tamaño de muestra representativo, mediante un análisis estadístico explicado en el Capítulo 2 del presente trabajo.
  5. Con el tamaño de muestra calculado, seleccionar los pozos a estudiar, teniendo en cuenta los ítems evaluados en el paso 2.
  6. Realizar un análisis de cada uno de los pozos seleccionados en el ítem 5, con el fin de determinar los mayores problemas operacionales que generan los NPT en dichos pozos.
  7. Descargar los reportes diarios de perforación de los pozos seleccionados de Open Wells ECP.
- **GiTEP, Carpetas compartidas, información de empresas prestadoras de servicios.** Existen más lugares de almacenamiento de información donde se recopilan informes y documentos creados por las compañías de servicios que prestan servicios en los diferentes procesos por lo que:
8. De acuerdo con los problemas operacionales que generen los NPT completar la adquisición de la documentación necesaria para el análisis de la operación, según el listado del **Cuadro 5**.

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

<b>Información general</b>	<b>Pérdidas de circulación y/o pega de tubería</b>
- Well Planning - Daily Report - Incident Log - Documentos de parámetros operacionales en formato .LAS - Formation Evaluation Log (FEL) - Herramienta Well Plann ECP	-Recap de Lodos -Informe final de Mud Logging -Curvas de geomecánica -Reporte de Cavings -Survey
<b>Herramientas en subsuelo</b>	<b>Herramientas en superficie</b>
Informe de mantenimiento	Informe de mantenimiento
<b>Cementación</b>	<b>Problemas de taladro</b>
Registro CBL Registro VDL Registro USI (si se cuenta con el)	Informe de mantenimiento

**4.1.2 Organización De La Información.** Una vez obtenida toda la información necesaria para la investigación se procede a organizarla de manera en que se pueda ejecutar una línea del tiempo para saber la secuencia del evento donde se compara los diferentes parámetros de Perforación planeados con los ejecutados. Por ende se procede a:

9. Revisar en el Well planing, 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.** Áreas de investigación propuestas y parámetros a tener en cuenta.

<b>Características del fluido y parámetros de perforación</b>	<b>Condiciones y trayectoria direccional del pozo</b>	<b>Geomecánica</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propiedades de los fluidos de perforación</li> <li>• ECD</li> <li>• Píldoras bombeadas</li> <li>• Concentración</li> <li>• Profundidad de bombeo</li> <li>• Galones por minuto (GPM)</li> <li>• Stand Pipe Pressure (SPP)</li> <li>• Volumen de píldoras bombeadas (Bl)</li> <li>• Posición y modo de trabajo de la sarta</li> <li>• Torque (Klbs/ft)</li> <li>• WOB (Klbs)</li> <li>• RPM</li> </ul>	Tipo y configuración del BHA Trayectoria direccional del pozo <ul style="list-style-type: none"> <li>• Azimuth</li> <li>• Inclinación</li> <li>• Dog leg</li> <li>• Survey</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cavings (Bbl/h)</li> <li>• Geopresiones (esfuerzo horizontal mínimo, esfuerzo de sobrecarga, presión de poro, gradiente de fractura)</li> <li>• Modelo de estabilidad de pozo (gradiente de colapso, esfuerzo horizontal máximo)</li> </ul>

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.

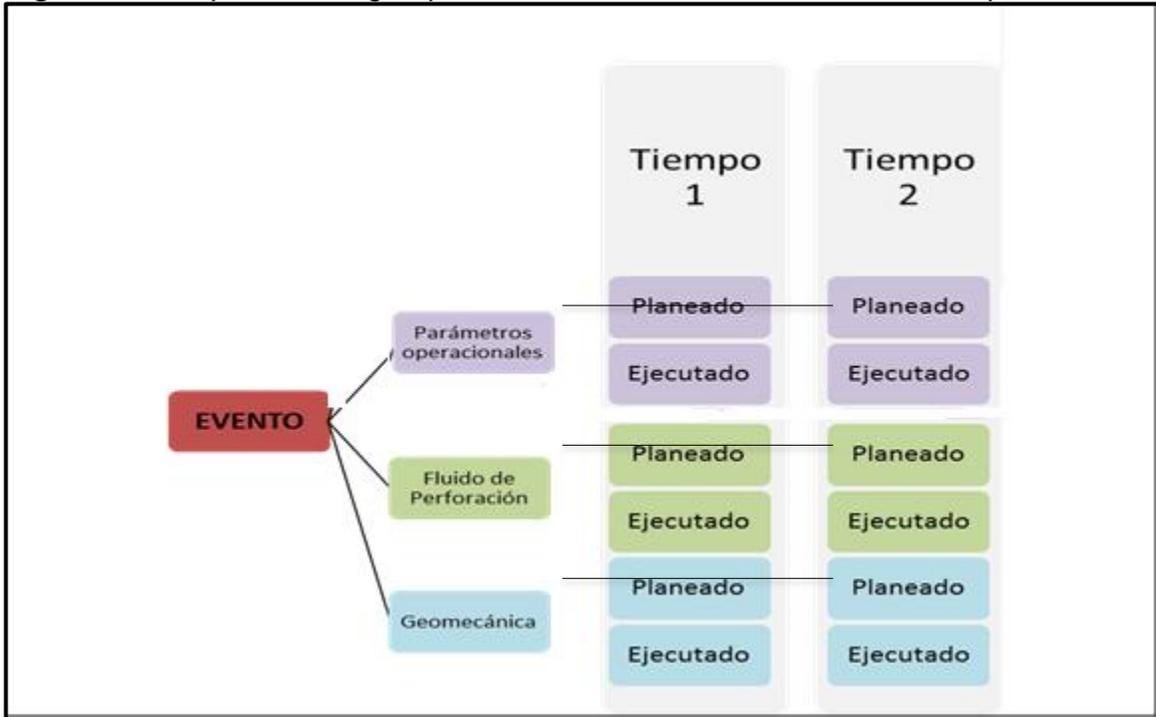
11. Acompañar el paso anterior con el seguimiento del Incident Log del Pozo a estudio.

12. 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.

13. 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 18**.

El objetivo de la línea de Tiempo es identificar el evento bajo la secuencia de actividades realizadas anteriormente a que se diera el mismo, esta línea de tiempo especifica el tiempo en que se compara los parámetros reales con los parámetros planeados ( día/mes/año/hora si es necesario).

**Figura 18.** Esquema a seguir para la construcción de la línea del tiempo.



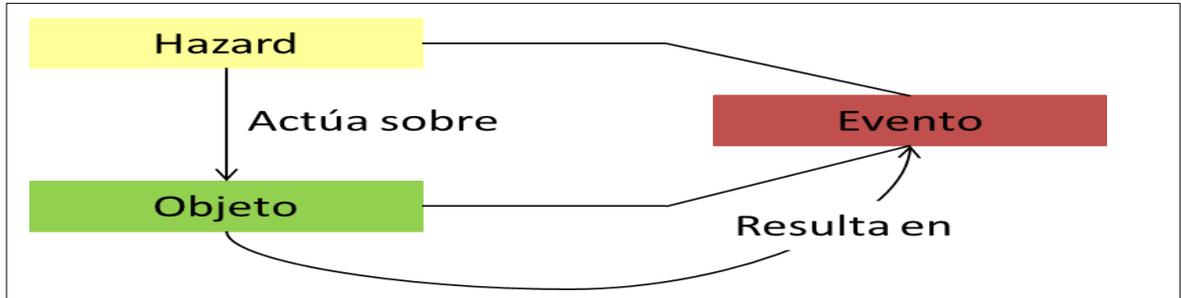
14. Para hacer una comparación de los parámetros tanto reales como planeados en cuanto al control direccional, realizar tres gráficas diferentes que comparen los “surveys direccionales” haciendo énfasis en la Inclinación del Pozo, Azimuth y Dog Leg Severity. Si se muestra una diferencia, identificar si el tiempo no planeado se presenta dentro de esta, para así dar una pauta de inicio de la investigación.

De las diferentes comparaciones realizadas en los pasos anteriores por medio de la construcción de la línea del tiempo se determina el Objeto y el Evento de la Metodología Tripod Beta Modificada. Para responder a la primera pregunta falta determinar el Hazard o peligro que actuó sobre el Objeto y posteriormente desencadenó en un Evento por lo que:

15. En el Anexo E se estipularon diferentes Hazards que pudieron desencadenar en el evento o Tiempo No Planeado (Pega de Tubería, Pérdidas de Circulación Etc), donde se selecciona un Hazard con soporte documental el cual pudo haber llevado al Evento.

Una vez definido el Hazard se da por respondida la pregunta ¿Qué paso? y se obtiene el Arbol Tripod base mostrado en **la Figura 19**.

**Figura 19.** Esquema Tripod Beta Modificado (Modelo inicial)



**Fuente:** TRIPOD BETA. Tripod Beta User Guide

## 4.2 DETERMINACIÓN DE LAS BARRERAS DE CONTROL Y DE DEFENSA

Para dar respuesta a la segunda pregunta ¿Cómo pasó?, se procede a determinar las barreras de control y/o de defensa mencionadas en el capítulo anterior; este procedimiento está constituido por una etapa, la cual corresponde al análisis de la información obtenida.

**4.2.1 Análisis de la Información Obtenida.** Esta etapa es crucial para la investigación ya que en este punto es donde entra el conocimiento acerca de los diferentes procedimientos y requerimientos que necesita tener una Perforación. Como se mencionó anteriormente, la pirámide de una investigación es la información que se tiene. Empero, es importante saber que significa y que indica, por lo que hay que hacer un análisis de la información para determinar anomalía, por lo que se debe:

16. Identificar las barreras mencionadas anteriormente, para esto se estipularon las barreras más comunes en la perforación y se encuentran consignadas en **el Cuadro 7**.

17. 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.

18. Para verificar las características de fluido adecuadas revisar la documentación de las mismas en el Recap de Lodos teniendo en cuenta los síntomas presentados en el Pozos y verificar si eran las planeadas o difieren en sus valores planeados.

19. 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.

20. Si se presenta un Pega de tubería como Evento, realizar la hoja de Mecanismo de Pega soportada con el comportamiento presente en el Incident Log, con el fin de determinar si esta se pudo dar ya sea por Empaquetamiento, Geometría del Pozo o Presión diferencial, e identificar si hubo un fallo en el control Direccional del Pozo, o una falla en la Barrera de las Características apropiadas del Fluido.

21. 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

**Cuadro 7.** Barreras para los eventos de Perforación.

<b>Barreras de Defensa</b>	<b>Barreras de Control</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caracterización de la formación</li> <li>• Parámetros operacionales adecuados (ROP, GPM, Weight on Bit, Torque, Hook Load, Block Position)</li> <li>• Control direccional</li> <li>• Características de fluido apropiadas (Densidad, viscosidad, yield point, geles, filtrado API, Yield Strength)</li> <li>• Uso de material LCM</li> <li>• Cálculo adecuado del fragüe durante la cementación</li> </ul>	<p>Medidas Preventivas Nuevas Tecnologías</p>

Una vez identificadas las barreras tanto de control de defensa se da respuesta a la pregunta ¿Cómo Paso?

#### **4.3 DETERMINACIÓN DE LA CAUSA INMEDIATA, PRECONDICIÓN Y CAUSA RAÍZ**

Finalmente para dar respuesta a la Tercera pregunta ¿Por qué Paso?, se procede a determinar los tres tipos de causas que establece la Metodología Tripod Beta; este procedimiento está constituido por tres etapas, las cuales corresponden a la identificación de las mismas con el fin de dar con el Diagnostico de Causa Raíz.

**4.3.1 Diagnóstico de la Causa Raíz.** Después de tener la Información analizada se procede a dar un Diagnóstico estableciendo las Diferentes Causas estipuladas en el Capítulo 3 (Causa Inmediata, Precondición y Causa Raíz), cada una de estas soportadas por información.

En este punto el conocimiento del procedimiento tiene el mismo nivel de importancia que en los pasos anteriores, por lo cual el analista tiene que estar familiarizado con el procedimiento de perforación y todas las complicaciones que esta conlleva.

Por lo anterior se debe:

22. Establecer las causas que hicieron que dichas barreras fallaran, teniendo como consecuencia los eventos no planeados durante la perforación. Teniendo en cuenta que las causas pueden ser de tres tipos:

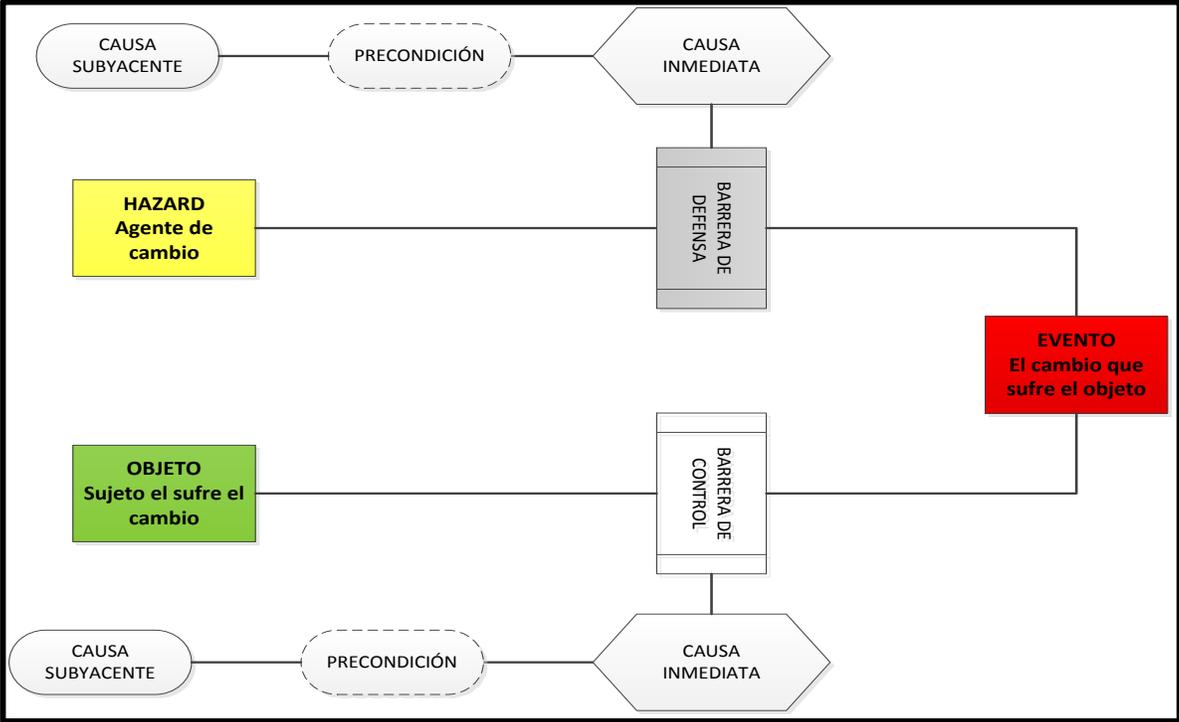
- **Causa Inmediata:** conocida también como “falla activa”, representa la razón por la cual barrera fue vencida, ya sea por una acción, omisión o suceso. Se trata de condiciones inseguras, que pueden o no estar relacionadas con errores humanos, y es el primero que se evidencia tan pronto como la barrera falla.
- **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 humano.
- **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 reconocida

Por último, con el fin de dar una respuesta o un diagnóstico se debe leer bajo la siguiente nemotecnia: “*La causa Raíz llevó a la precondición la cual dio pie a que se diese la causa inmediata por la que falló la Barrera de control*”. Para dar más claridad de lo anterior:

23. Organizar el Esquema TripodBeta como se muestra en la **Figura 20**.

Dentro de las investigaciones se presentan las causas mencionadas anteriormente, pero no tiene relación con procesos operacionales sino están relacionadas a problemas de gestión y administración por lo que este tipo de causas no se tendrán en cuenta para la presente investigación.

Figura 20. Esquema Tripod Beta final del Procedimiento.



## 5. APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA

En este capítulo se muestra el desarrollo de la aplicación de la Metodología Tripod Beta Modificada para el Diagnóstico de las posibles causas Raíz que ocasionaron los Tiempos no planeados en los pozos F, G, H, I del Campo Castilla.

El orden de la presentación de los pozos se realizó con base a la información disponible en el momento de realizar la investigación, es decir que la aplicación de la metodología se encuentra en el orden de los Pozos H, G, F, I.

Inicialmente se presentan una introducción general al pozo de estudio, posteriormente el desarrollo de la Metodología, es decir el desarrollo del procedimiento propuesto en el capítulo anterior el cual es el mismo para cada Pozo; y por ultimo un análisis de los resultados obtenidos de cada uno.

### 5.1 POZO H

El Pozo H corresponde a un Pozo direccional tipo J Horizontal, que fue perforado con el propósito de desarrollar petróleo de los yacimientos Unidad T2, Unidad K1 Inferior y Unidad K1 Superior. El Pozo se perforó verticalmente desde superficie hasta una profundidad de 3500 ft, en donde se inició a desviar hasta 4300 ft para evitar una colisión; luego se verticalizó a 4800 ft y continuó así hasta 5040 ft donde se desvió nuevamente hasta una profundidad de 10014 ft.

La información complementaria de este Pozo se puede evidenciar en el Anexo F, donde se puede observar la información referente a los tipos de lodos y revestimientos utilizados, los BHA manejados para la perforación de la sección 8 1/2" y el estado mecánico final del pozo de estudio.

**5.1.1 ¿Qué paso en el Pozo H?** Una vez se cuenta con la documentación necesaria mencionada anteriormente, se consulta en el "Daily Drilling Report", con el fin de identificar los problemas operacionales que se presentaron durante la perforación, y que generaron los Tiempos no Planeados. En este reporte se hace un enfoque en las actividades descritas en el "*Status*" y en el "*Operation Summary*".

Para encontrar las actividades de interés, es decir las no planeadas, se busca en la columna P/N de **la Figura 21**, donde "P" hace referencia a las actividades planeadas y "N" a las no planeadas.

**Figura 21. Identificación del Status "N" en el Daily Drilling Report del Pozo H**

Project: CASTILLO		Site: CLOSTER 0022		Rig Name/No.: PIONEER 303/303				
Nombre del Evento: PERFORACIÓN		Fecha de Inicio: 2/3/2014		Fecha de Finalización: 3/25/2014		Fecha del Inicio de la Perforación: 2/3/2014		
AFE No.: 1- PERFORACIÓN						Currency:		
Active datum: ROTARY TABLE @1,387.05ft (above Mean Sea Level)				UWI: CAST0308				
OPERATION SUMMARY								
Desde*	Duration	Fase*	Codig o*	Subo digo*	P/N*	MD from (ft)	MD to (ft)	Operación*
11:00	2.50	0010	1500	1503	P	10,014.0	10,014.0	CIRCULO LINER DE 7" A 6925 FT INCREMENTANDO GALONAJE GRADUALMENTE CON Q: 150 GPM / SPP: 400 PSI, Q: 200 GPM / SPP: 530 PSI, Q: 250 GPM / SPP: 750 PSI.
13:30	2.00	0010	1200	1206	P	10,014.0	10,014.0	BAJÓ DP DE 5" + LINER DE 7" DESDE 6925 FT HASTA 7650 FT LIBRE. CIRCULO LINER DE 7" A 7650 FT CON Q: 200 GPM, SPP: 550 PSI, 500 FT ENCIMA DEL TOPE DE LINER 7". CONTINUÓ BAJANDO DP 5" + LINER DE 7" DESDE 7650' HASTA 8150 FT LIBRE.
15:30	1.50	0010	1500	1503	P	10,014.0	10,014.0	CIRCULO LINER DE 7" A 8150 FT UN FONDO ARRIBA CON Q: 236 GPM, SPP: 700 PSI, RECIPROCANDO SARTA 5 FT CADA 5 MINUTOS.
17:00	1.00	0010	1200	1206	P	10,014.0	10,014.0	BAJÓ DP DE 5" + LINER DE 7" DESDE 8150 FT HASTA 8462 FT, PRESENTANDO APOYO A 8445 FT, BAJÓ CON 50 KLBS DE APOYO.
18:00	0.50	0010	1100	1115	P	10,014.0	10,014.0	INTENTÓ PASAR PUNTO APRETADO A 8462 FT CON Q: 35 GPM, SPP: 120 PSI, TRABAJANDO SARTA LIBRE ENTRE 8444 FT Y 8462 FT, APOYANDO HASTA 110 KLBS, SIN ÉXITO. SE LIBERA LINER. COLOCÓ BOMBA
18:30	3.00	0010	1500	1503	N	10,014.0	10,014.0	CIRCULO LINER DE 7" A 8462 FT INCREMENTANDO CAUDAL GRADUALMENTE HASTA Q: 230 GPM / SPP: 680 PSI, INTENTÓ MOVER SARTA HACIA ARRIBA, SIN ÉXITO. PRESENTÓ OVERPULL HASTA 140 KLBS, INTENTANDO LIBERAR SARTA HACIA ARRIBA, TENSIONANDO PROGRESIVAMENTE HASTA 200 KLBS DE OVERPULL. PESO EN EL GANCHO: 500 KLBS, CON Q: 100 GPM / SPP: 280 PSI, Q: 150 GPM / SPP: 380 PSI, Q: 200 GPM / SPP: 550 PSI, Q: 230 GPM / SPP: 680 PSI, SIN ÉXITO.
21:30	2.50	0010	1100	1115	N	10,014.0	10,014.0	TRABAJO SARTA INTENTANDO LIBERAR, TENSIONANDO PROGRESIVAMENTE DE 160 KLB HASTA 250 KLBS DE OVERPULL Y APOYANDO HASTA 120 KLBS CON Q: 100 GPM / SPP: 280 PSI, Q: 200 GPM / SPP: 550 PSI, INTENTANDO ROTAR LA SARTA EN PESO MUERTO: 240 KLBS CON TQ: HASTA 12 KLB/PIE, SIN ÉXITO.
HOLE SECTIONS								
Section Name	Section type	Effective hole diameter (In)	ID (In)	MD (ft)		Hole section start date/time	Hole section end date/time	
				Top	Base			

Fuente: Daily Drilling Report Pozo H. Ecopetrol S.A(2014) Modificado por los Autores.

En el pozo H la primera actividad no planeada registrada como "N" en la figura anterior, fue reportada el día 8 de Febrero de 2014 debido a un paro realizado por la comunidad, el cual finalizo el 1 de Marzo de 2016; este Tiempo no Planeado no es una anomalía operacional por lo que no se hace un diagnóstico de este, pero si se tiene en cuenta en la historia del Pozo.

Continuando con la lectura del Reporte de la Figura 22, el 16 de marzo de 2014 se presenta un problema cuando se disponía a bajar el Liner de 7" a la profundidad de 8462 ft, en donde se muestra un punto apretado el cual no pudo ser superado, y se cataloga como pega del Liner de 7".

Teniendo en cuenta el Procedimiento establecido, se realiza una línea del tiempo que se encuentra en el Anexo G, donde se presentan los diferentes parámetros operacionales utilizados al momento de darse la Pega. También se incluye una comparación de los parámetros planeados con los reales; además de las

diferentes actividades realizadas antes y después a la pega, con el fin de determinar una secuencia de eventos para la ayuda de la investigación.

Según lo anterior, la línea del tiempo es la que permite definir el concepto de “Evento” estipulado por la Metodología Tipod Beta, por lo que el Evento a analizar es la “Pega del Liner de 7 pulgadas”, y el Objeto es el Pozo H.

A continuación se determina el Hazard para completar el “¿Que paso?” de la Metodología Tripod Beta; al ser el Evento una Pega, se procede a determinar qué tipo de Mecanismo de Pega se dio, por lo que se hace una evaluación por la sumatoria del puntaje de una Hoja de Mecanismo de Pega, la cual se muestra en **el Cuadro 8**. Sin embargo para escoger los diferentes puntajes de la Hoja de Mecanismo de Pega es necesario tener en cuenta el comportamiento de la bajada del Liner de 7”, por lo que en el Anexo H se muestra el punto Pega en el Incident Log del Pozo H. El resultado de esta fue una Pega del Liner de 7” por Geometría de Hueco o por Empaquetamiento de la Sarta.

En el Anexo E se propone una variedad de Hazards determinados, los cuales pueden desencadenar en un Evento de Pega. Siguiendo la Metodología se escoge uno de estos soportado por la información obtenida del pozo.

Para el Pozo H se escoge como Hazard *Cambios Bruscos en la Dirección del BHA* suponiendo que el mecanismo de Pega es por Geometría del Hueco, ya que los Hazards propuestos para empaquetamiento, que también se encuentran en el Anexo E, hacen referencia a las diferentes condiciones de lodo que deben existir para tener una buena Limpieza del Hueco y mantener la estabilidad de la formación, estos Hazards de empaquetamiento se tienen en cuenta para el análisis de la limpieza del Pozo.

**Cuadro 8.** Hoja para determinar el Mecanismo de Pega del Liner de 7" en el Pozo H.

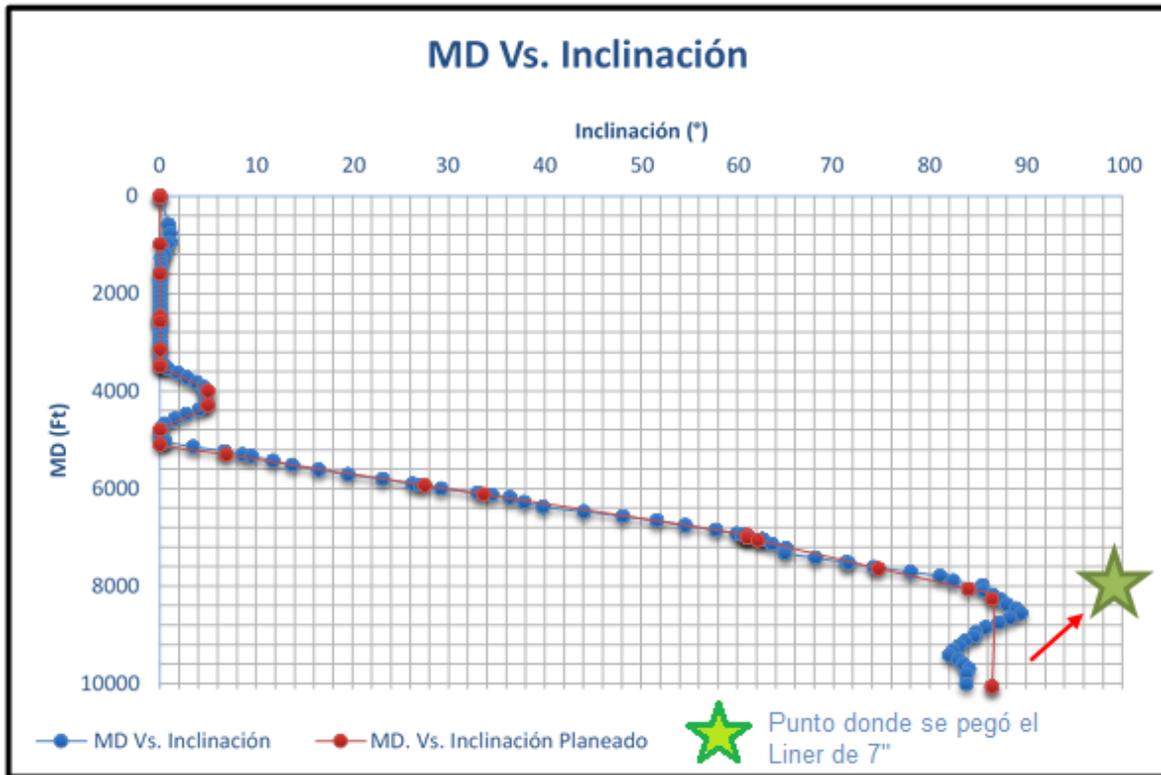
¿Movimiento de la Tubería Antes de la Pegadura?	Empaquetamiento /Puente	Presión Diferencial	Geometría del Pozo
Movimiento hacia Arriba	2	0	2
Rotación hacia Arriba	0	0	2
Movimiento Hacia Abajo	1	0	2
Rotación Hacia Abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
¿Movimiento de la Tubería Después de la Pegadura?			
Libre Hacia Abajo	0	0	2
Limitado Hacia Abajo	1	0	2
Imposible Hacia Abajo	0	0	0
¿Rotación de la Tubería Después de la Pegadura?			
Rotación Libre	0	0	2
Rotación Limitada	2	0	2
Rotación Imposible	0	0	0
Presión de Circ. Después de la Pegadura			
Circulación Libre	0	2	2
Circulación Limitada	2	0	0
Circulación Imposible	2	0	0
<b>TOTALES</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>4</b>

**Fuente:** Amoco True.

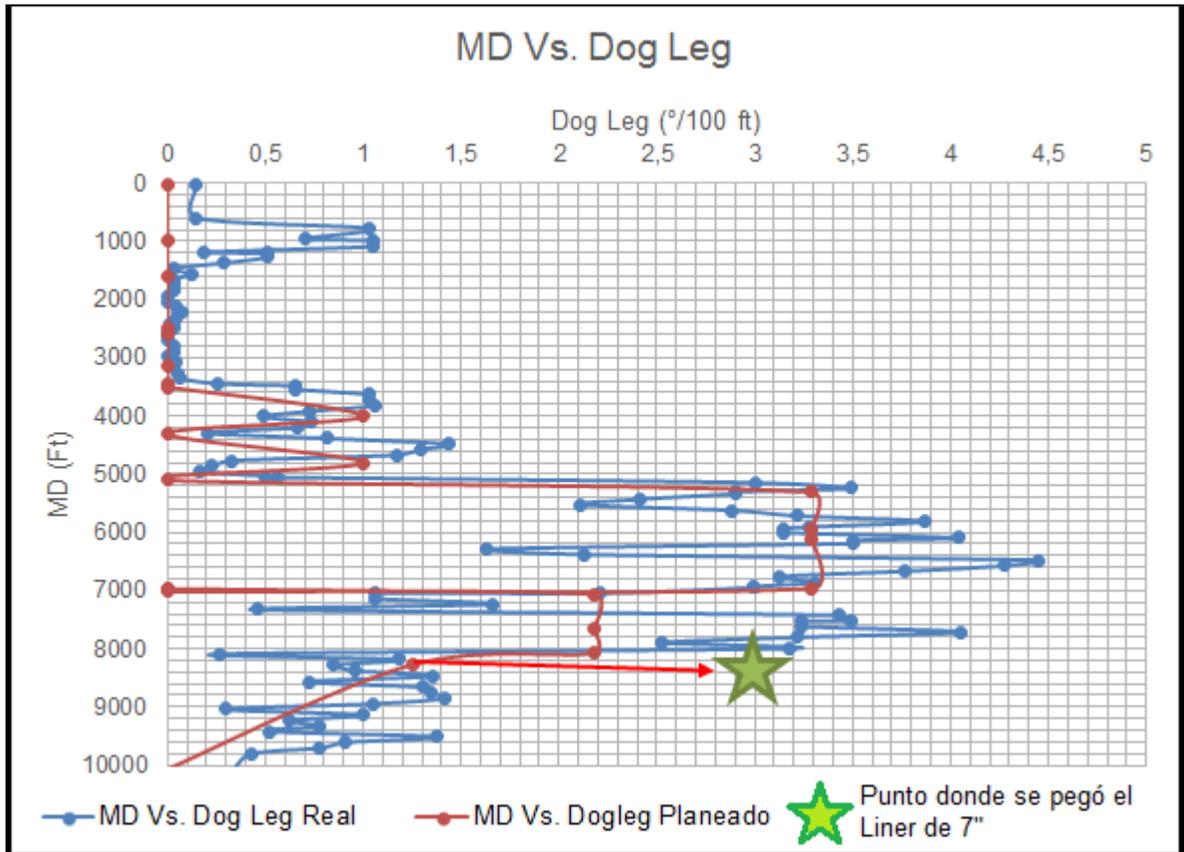
Si este Pozo presenta *Cambios Bruscos en la dirección del BHA*, dentro del análisis se debe tener en cuenta en primera instancia la limpieza del Pozo puesto que es fundamental conocer el estado de esta y más siendo un Pozo geo-navegado con cambios en su dirección, esta es la razón por la cual no se toma como hazard el empaquetamiento.

Para evidenciar los cambios bruscos en la dirección del BHA, se presenta en la **Gráfica 11** la Inclinación (°) planeada y Real del Pozo H vs MD (ft), Profundidad medida, y en la **Gráfica 12** se muestra Los Dog Leg Severity planeados (°/100ft) y los reales Vs MD (ft).

**Gráfica 11.** MD vs Inclinación Real y Planeada del Pozo H.



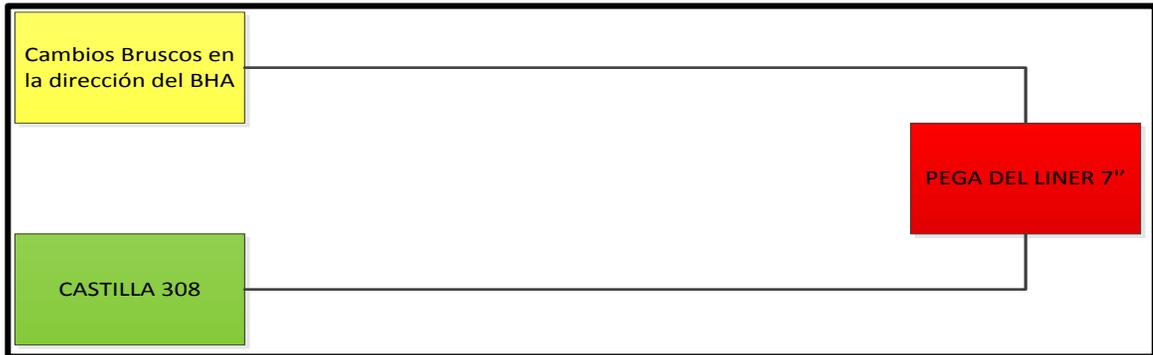
**Gráfica 12.** MD vs DLS planeado y DLS Real del Pozo H.



En ambas graficas se observa una gran diferencia entre los parámetros ejecutados a los planeados, lo cual da el indicativo de que hubo un fallo en el control direccional del pozo y por ende este es el peligro más representativo al que Pozo H está expuesto. En ambas graficas se indica el punto de pega del Liner 7" por medio de la estrella verde.

En **la Figura 22** se puede apreciar de manera gráfica el comportamiento de la Metodología, donde al existir *Cambios Bruscos en la Dirección del BHA (Hazard)* en el *Pozo H (Objeto)*, desencadena en la *Pega del Liner 7" (Evento)*

**Figura 22.** Árbol Tripod Base del Pozo H.



Habiendo establecido los tres primeros componentes de la Metodología Tripod Beta Modificada se procede a determinar el “¿Cómo Paso?”

**5.1.2 ¿Cómo Paso el evento en el Pozo H?** Para el Pozo H se hace la pregunta ¿Qué barrera de Defensa falló en el Pozo H, sabiendo que este puede estar expuesto a cambios bruscos en la dirección del BHA, el cual desencadenó en la Pega del Liner de 7”?

Las Barreras de Defensa identificadas se enlistan a continuación:

- Control Direccional
- Parámetros de Bajada De Liner
- Características de Fluido

Una vez establecidas las barreras se procede de determinar el ¿Por qué Paso?

**5.1.3 ¿Por qué Paso el evento en el Pozo H?** A continuación se presenta la resolución de esta pregunta determinando la causa inmediata, precondition y a casusa raíz de cada barrera mencionada anteriormente.

**5.1.3.1 Barrera Control Direccional Pozo H.** Para dar un análisis completo de por qué fallo esta barrera, se hará una descripción de las diferentes causas que llevan al fallo de esta.

- **Causa Inmediata.** En el Pozo H la primera Barrera de Defensa a investigar es la Barrera de Control direccional. Como se evidenció anteriormente esta falló por que no hubo seguimiento a los parámetros planeados en cuanto a la dirección del pozo haciendo referencia a la Inclinación y al DLS como se vio en la Grafica 11 y en la **Gráfica 12** respectivamente por lo que se concluye que existe una fallo en la Barrera del control Direccional. El punto donde se dio la pega del Liner de 7”, es donde se muestra la estrella verde, fue a una profundidad de 8462ft

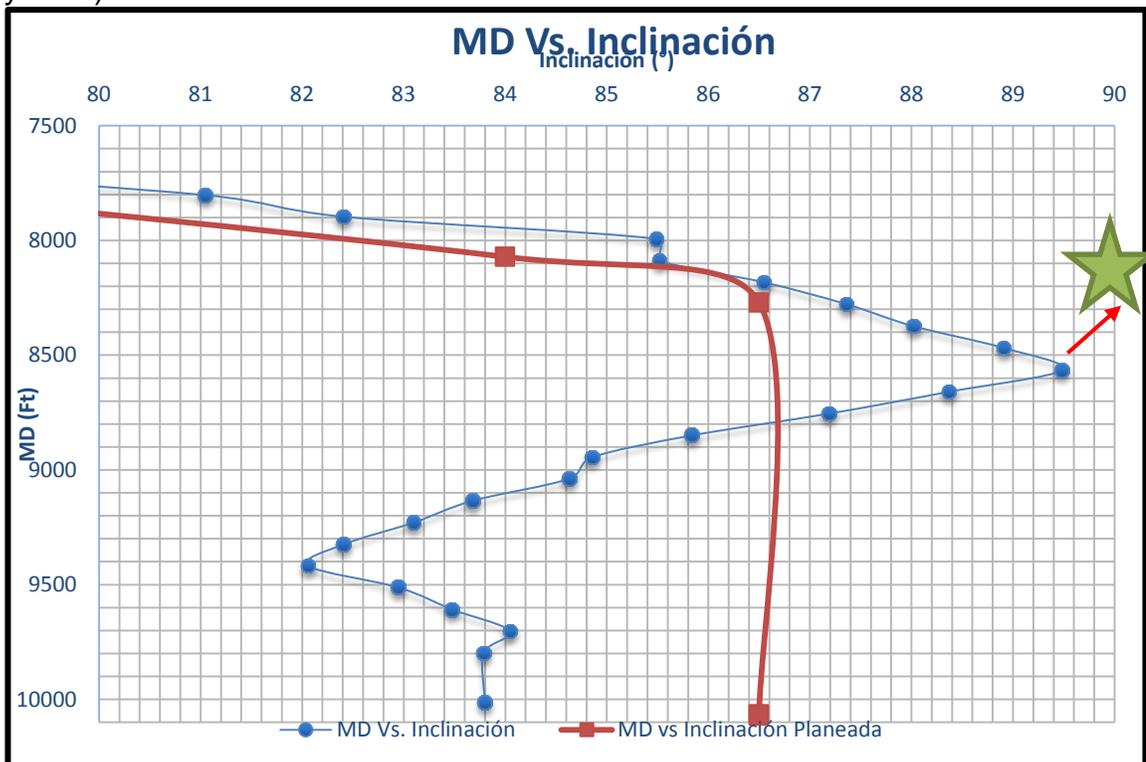
con una Inclinación de  $88,91^\circ$  y un DLS de  $1.36^\circ/100\text{ft}$ . En ese punto se puede evidenciar que la Pega se dio en una inclinación y con un DLS que no estaban planeados ya que el Pozo no podía exceder  $86.5^\circ$  de inclinación de acuerdo con el Programa de Perforación y no podía exceder  $1.25^\circ/100\text{ft}$  en cuanto a la severidad del Dog Leg.

Una vez establecida la Causa Inmediata se debe establecer por qué o que condición llevo a que se diera la Causa Inmediata, por lo que se procede a determinar la precondition.

- **Precondición.** Para la identificación de esta, es necesario preguntarse por qué se construyó un Inclinación Mayor a la planeada y por qué hubo tanta variación en la construcción de los DLS. Indagando en la información recolectada se encontró que el cambio de inclinación del Pozo es debido a la cantidad de contaminantes (Limolitas, Lutitas, Arcillolita) que contiene la formación atravesada. En la planeación de una geo-navegación, se espera encontrar 100 % arena, en este caso no fue así.

Se realiza un zoom de la Gráfica 11 en la sección geo navegada y se obtiene la **Gráfica 13** donde se puede apreciar más detalladamente el cambio de Inclinación realizado en el Pozo.

**Gráfica 13.** Zoom a la sección Geo-navegada del Pozo H. (MD vs Inc ( $^\circ$ ) Planeada y Real)



El momento en que el Pozo H llegó a una Inclinación de 86.5° a una profundidad de 8132 ft, se encontró con una formación que tenía 50% de Arena, 20% Limolitas y 30 % de Arenisca, como se muestra en **la Gráfica 14**, por lo cual la Unidad de Geología considero que no era la Inclinación para continuar la geo-navegación.

No hay una razón por la cual se aumentó la inclinación de la trayectoria reportada, pero como se puede evidenciar en la Gráfica mencionada anteriormente, al construir ángulo hasta 88.91° se vio un aumento en el contenido de Arena hasta de un 90%, y disminución de Limolita a 10%. Al ver este comportamiento subió la inclinación del Pozo a 89.49° a una profundidad de 8469 ft donde se observó una disminución del porcentaje de Arena al 30% y un Aumento al 60% de contenido de Limolita presente en la Formación, y debido a esto se toma nuevamente la decisión de darle un cambio a la Inclinación del Pozo tumbando ángulo de 89.49° a 82.06° a una profundidad de 9418 ft. Todo el comportamiento de la trayectoria se puede evidenciar en la Gráfica mencionada anteriormente, y se muestra que efectivamente la variación de esta fue debido a la búsqueda de Arenas más limpias. Esta precondition llevó a que no se construyera el Pozo con la Inclinación planeada que desencadenó en la causa Inmediata mencionada anteriormente. En cuanto a la variación de la construcción de DLS se le atribuye el uso de un Motor Power Drive en el BHA# 7 como se ve en la Anexo F y no el uso de nuevas tecnologías como la implementación de un Hybrid Rotary Steerable System.

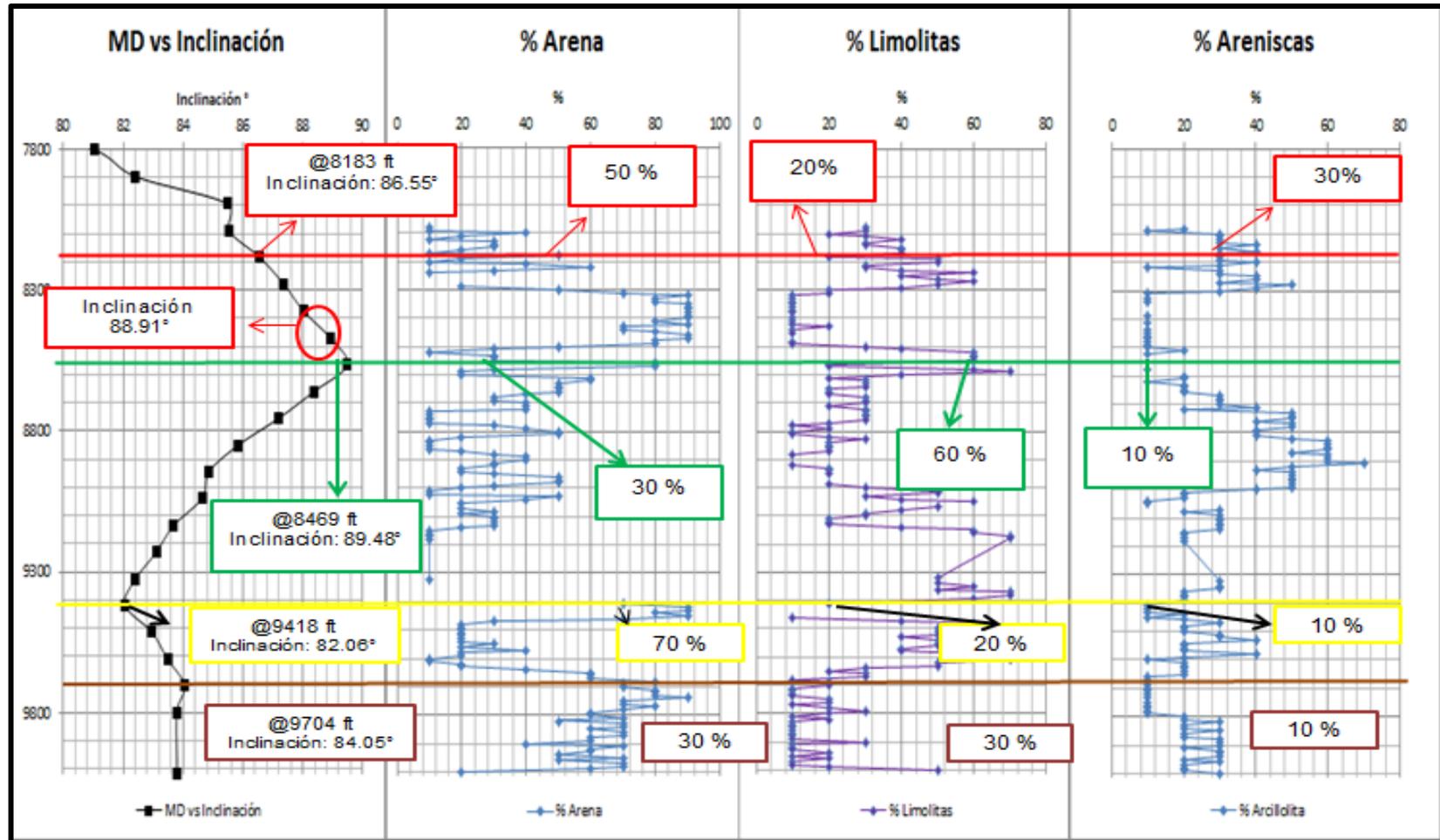
FELCZAK, Edwin et al. (2012)<sup>60</sup> propone una nueva herramienta para ejecutar una perforación más eficiente y menos tortuosa garantizando la optimización de tiempo en la perforación, acogiendo mayor área de yacimiento durante la geonavegación, y construyendo un hueco *engage* y no espiralado

En conclusión, las dos preconditiones que llevaron a que no se siguieran los parámetros direccionales planeados fueron la búsqueda de Arenas Limpias y el uso de un Motor Power Drive.

---

<sup>60</sup> FELCZAK, Edwin et al. The best of Both Worlds- A Hybrid Rotary Steerable System. Schlumberger. 2012. p. 36-44. [Consultado el 31/05/2016]. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish11/win11/04\\_hybrid.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/win11/04_hybrid.pdf)

**Gráfica 14.** MD vs Inclinación del Pozo H y %Arena, %Limolitas, %Areniscas presentes en la sección Geo-Navegada.



Fuente: Autores.

- **Causa Subyacente.** Haciendo Referencia a la Inclinación, se cuestiona ¿Por qué se tuvo que hacer una búsqueda de Arenas más limpias en el Pozo H? La respuesta a esta pregunta corresponde a la Causa Raíz del fallo de la barrera. El Well Planning o Programa de perforación del Pozo H establece que a 8183 ft comienza la zona de geo-navegación teniendo en cuenta otros Pozos de referencia; al existir esta condición se presenta una incertidumbre de ubicación real de la Arena, ya que el diseño de un Pozo se basa en los resultados y lecciones aprendidas de otros Pozos. Esta Incertidumbre llevó a que se geonavegara en el lugar equivocado y por ende tuvo que hacerse variaciones en cuanto a la inclinación del Pozo H en búsqueda de Arenas más limpias, lo que llevo a que no se siguiera lo estipulado en el Well Planing.

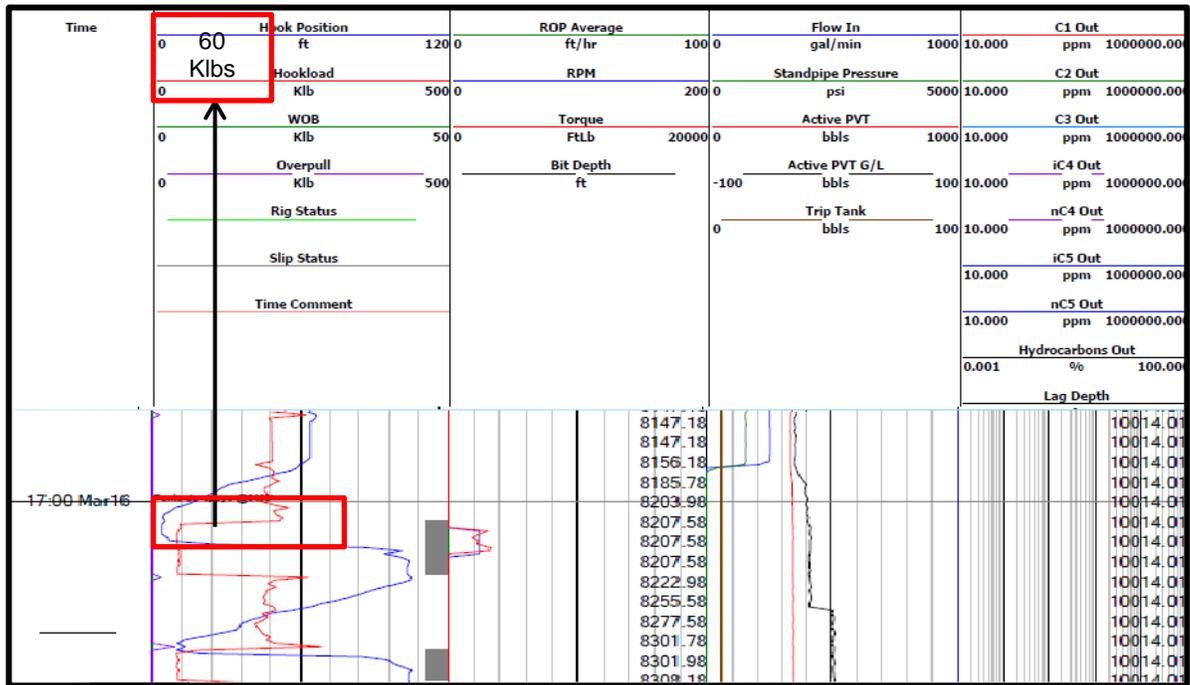
En cuanto al por qué se utilizó un Motor Power Drive para la operación, la respuesta de esto es concerniente a decisiones de Gerencia y Unidad de Perforación por lo que no entra en este proyecto.

Por lo anterior se concluye que la Barrera de control Direccional Fallo por la Incertidumbre de la ubicación real de las Arenas Limpias razón por la cual no se llevó a cabo la Inclinación del Pozo planeada.

**5.1.3.2. Parámetros Operacionales Adecuados.** De manera análoga se procede a determinar los tres tipos de causa que hicieron que fallara esta barrera de Defensa.

- **Causa Inmediata:** Cuando se dispone a bajar un una sarta de perforación acompañada de un Liner, se debe tener en cuenta diferentes parámetros como la velocidad de Bajada, si baja Rotando o no, si se encuentra circulando o no; y se debe hacer todo lo posible por evitar puntos de apoyo en la formación evitando exceder, en este caso, las 50 Klbs del peso de la sarta, ya que estos pueden terminar en pegas del mismo. En este caso se observó que se presentó un punto de apoyo del Liner 7” a una profundidad de 8193 ft donde se sobrepasó por 10 Klbs el peso permitido sobre la sarta cuando se realizaba el viaje de este como se ve en **la Figura 23** y posterior a esto se dio el evento de Pega.

**Figura 23.** Identificación del Punto de Apoyo a 8193 ft en el Incident Log del Pozo H.



**Fuente:** Incident Log Pozo H. Ecopetrol S.A 2014 (Modificado por los Autores)

- **Precondición.** Para determinar la Precondición es necesario preguntarse por qué se generó un punto de Apoyo y cuáles son los factores que permiten que esto se presente. Como se mencionó anteriormente, el componente geométrico es un factor importante donde se evidencia un fallo, pero la otra razón identificada es la velocidad de Bajada del Mismo.

**Tabla 8.** Determinación de la Velocidad de Bajada del Liner de 7" antes del Punto de Apoyo.

	Hora	Profundidad
DESDE	1:20 pm	7174
HASTA	4:20 pm	8193
DIFERENCIA	3 Horas	1019 ft
Velocidad de Viaje		340 ft/hr

La **Tabla 8** muestra la velocidad de Bajada del Liner de 7" antes de que se presenciara el punto de apoyo y posteriormente la pega. Esta venía bajando a una velocidad de 340 ft/hr. De acuerdo con la teoría, este valor supera en 40 ft/hr la velocidad recomendada de bajada en hueco abierto. Se determinó que la precondición es que el la velocidad del Liner era mayor a las recomendadas.

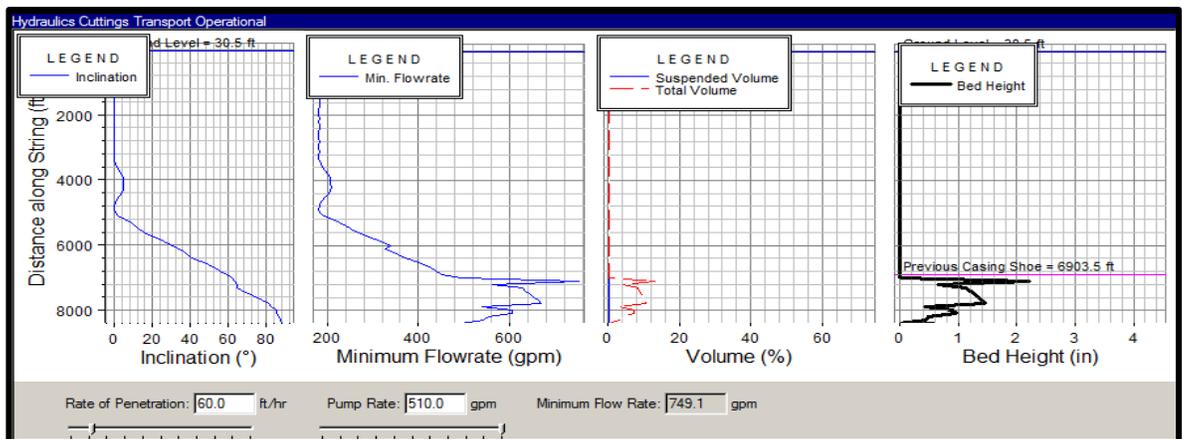
**5.1.3.3. Limpieza Adecuada del Pozo.** Al igual que las barreras anteriores se procede a analizar los tres tipos de causas que hacen que falle esta barrera.

- **Causa Inmediata.** El componente de limpieza del pozo es un factor muy importante el cual hay que tener en cuenta siempre; para evidenciar si existió una adecuada limpieza del Pozo, se desarrolló dos simulaciones de Hidráulica en el Programa Well Plan de la suite de Landmark, esta simulación fue desarrollada simulando el caso más pesimista donde se varió el diámetro del Hueco abierto, ya que con las lecciones aprendidas y la experiencia de los especialistas de Ecopetrol S.A se concluyó que a medida que la formación tenía mayor porcentaje de Lutitas y Limolitas este tenía tendencia a ensancharse tal y como sucede en el la Formación K1 Superior. Lo anterior se hizo con el seguimiento del Registro de Evaluación de Formaciones (FEL). La primera se desarrolló cuando se perforaba el punto donde se pegó el Liner 7”, la segunda se realizó el último día de perforación.

En el Anexo I, Se muestra lo explicado anteriormente, además de los parámetros reales de perforación que se utilizaron para la realización de las dos simulaciones.

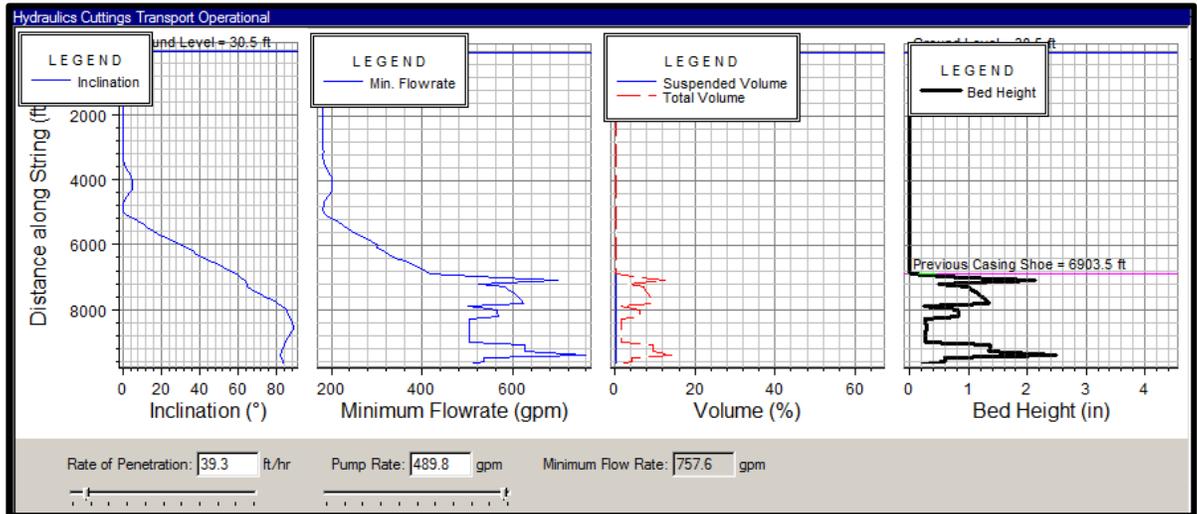
Los resultados arrojados por las simulaciones se muestran en la **Figura 24** y en la **Figura 25**, donde se concluyó que hay una existencia de cama de cortes que varía de una a dos pulgadas, lo anterior conlleva la posible existencia de una mala Limpieza del Pozo.

**Figura 24.** Resultados de la Hidráulica el 11/03/2014, fecha en la se estaba perforando desde 8068’- 8544’ (Rango de profundidad donde se pegó el Liner 7”)



**Fuente:** Interfaz “Hydraulics Cuttings Transport Operational” del Pozo H en Well Plan (Modificado por los Autores)

**Figura 25.** Resultados de la Hidráulica del último día de perforación del Pozo H.



**Fuente:** Interfaz “Hydraulics Cuttings Transport Operational” del Pozo H en Well Plan (Modificado por los Autores)

- **Precondición.** Con base en la hidráulicas realizadas, para que se presente una cama de cortes en el Pozo, es porque el volumen total (Volumen anular + volumen de cortes) es mayor al volumen suspendido en el Pozo, es decir que el fluido está transportando menos cantidad de cortes que las cantidades debidas.
- **Causa Subyacente:** Debido a que los caudales mínimos mostrados en la hidráulica eran superiores a 700 GPM, se concluyó que no es recomendable llegar a galonajes de esta magnitud en formaciones con alta presencia de Lutitas y Limolitas como los son la Formación K1 Superior y K1 Inferior, ya que es muy posible que estos galonajes puedan fracturar la formación y desestabilizar el Hueco.

Según lo anterior, se analizaron los tiempos de circulación mínimos que van de la broca a superficie con base al Hole Section Editor mostrado en el Anexo I de la Hidráulica realizada. Aquí se consideraron las capacidades anulares y la longitud de cada una de las secciones mostradas para determinar un volumen anular y el volumen total de circulación teniendo en cuenta el porcentaje de los cortes (8%) mostrados en los resultados de la hidráulica.

Los resultados de estos cálculos se muestran en la Tabla 9.

**Tabla 9.** Datos de volumen utilizados para determinar el tiempo de circulación del Pozo H.

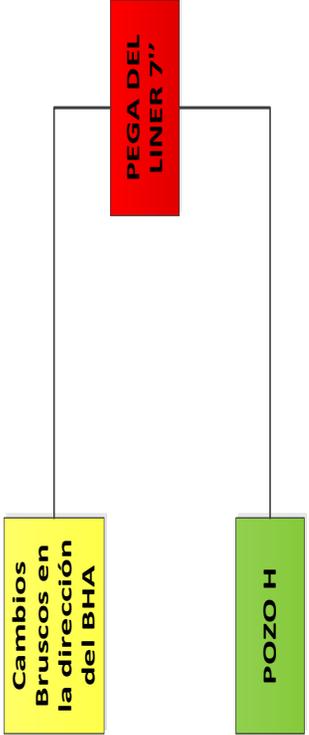
Volumen Anular total	792.65
Volumen de cortes + volumen anular del pozo (Bbl)	879.05
Volumen total del pozo (gal)	36920.46
<b>Tiempo circulación de broca a superficie mínimo (min)</b>	<b>75.37</b>

Con base en lo anterior y comparando con los tiempos reales de circulación, se concluyó que el tiempo real era insuficiente para hacer una circulación completa, ya que de acuerdo con la hidráulica es necesario un tiempo mínimo de 75,37 minutos para llevar los cortes desde la broca a superficie. Los tiempos de circulación reportados en el Daily Drilling Report equivalen aproximadamente a 90 minutos circulando de superficie a fondo, y de fondo a superficie.

Para finalizar en el Anexo J se muestra el Árbol Tripod Final del Pozo H.

**5.1.4. Análisis de resultados del Pozo H.** A continuación se presenta un cuadro resumen de la investigación realizada al Pozo H. Este cuadro contempla los tres principales pasos de la metodología y los diferentes hallazgos en cada uno estos.

**Cuadro 9.** Resumen de la Investigación Realizada al Pozo H.

¿QUÉ PASÓ?	¿CÓMO PASÓ?	¿POR QUÉ PASÓ?		
IDENTIFICACIÓN DEL EVENTO, OBJETO Y HAZARD	BARRERAS IDENTIFICADAS	CAUSA INMEDIATA	PRECONDICIÓN	CAUSA SUBYACENTE
 <p>Cambios Bruscos en la dirección del BHA</p> <p>PEGA DEL LINER 7"</p> <p>POZO H</p>	CONTROL DIRECCIONAL	La inclinación después de los 8000' no corresponde a la inclinación planeada (86.5°)	Búsqueda de formaciones con arenas más limpias	Incertidumbre de la ubicación real de Arenas más limpias en profundidad.
		Los dog Leg en la sección 8 ½ no mantienen 1.25°/100 ft estipulados en el Programa de Perforación.	Uso de Steerable Motor PDM	
	LIMPIEZA ADECUADA DEL POZO	Formación de cama de cortes de 1 a 2 pulgadas.	Volumen de cortes suspendidos es menor al volumen total del fluido en el pozo	Tiempos de circulación cortos (el tiempo mínimo de circulación debería ser 1 hora y 20 min para una circulación completa)
	PARÁMETROS OPERACIONALES ADECUADOS	Se apoya por encima de 50 Klbs el Liner de 7"	Velocidad de bajada del Liner 7" de 340 Ft/hora en promedio.	

La metodología establece que se pueden presentar diferentes Causas Raíz que generan un evento teniendo en cuenta el fallo de las diferentes barreras, pero es trabajo del investigador identificar las causas raíz operacionales que se pueden atacar con el fin de mejorarlas y así tener una reducción en la cantidad y duración de Tiempos no Planeados. Las conclusiones y recomendaciones son presentadas en el cuadro de continuación.

**Cuadro 10.**Conclusiones y recomendaciones del Pozo H.

<b>Conclusiones</b>	<b>Recomendaciones</b>
<p>La tortuosidad en el Pozo H en conjunto con la búsqueda de arenas limpias en la geo navegación fueron los posibles causantes de que el Liner de 7” se pegara. Cuando se llegó a una inclinación de 88° (inclinación planeada), la sarta de perforación se vio forzada a cambiar de ángulo ya que el contenido de arena era del 30% y el 70% restante corresponde a Lutitas y Limolitas; los cambios en la inclinación fueron desde 89,48° hasta 84,05°, lo que posiblemente afectó el viaje del Liner de 7”.</p>	<p>Se recomienda implementar nuevas técnicas para la caracterización del yacimiento ayudando a la localización de las arenas limpias teniendo en cuenta el buzamiento de las formaciones atravesadas.</p>
<p>La segunda causa operacional que se tuvo a lugar en la pega del Liner de 7” fueron los tiempos de circulación los cuales no satisfacen a los tiempos circulación mínimos (60 minutos fondos a arriba) para tener una eficiente limpieza de hueco</p>	<p>Se recomienda tener tiempos de circulación más largos de 60 minutos hasta retornos limpios para garantizar una buena limpieza del hueco y así evitar cama de cortes en el hueco.</p>

## 5.2 POZO G

El Pozo G, fue perforado en el Campo CASTILLA por la empresa Colombiana de petróleos ECOPETROL alcanzando una profundidad total de 9222 pies PM, (7184.3 pies PV), el Campo Castilla se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos, a 54 Km al Sur de la Ciudad de Villavicencio en el Departamento del Meta, este Pozo es de tipo Desarrollo- Productor.

Debido a los eventos que pasaron en el Pozo G, fue necesario la construcción de un *Side Track*, es decir la construcción de un pozo nuevo sobre una trayectoria antigua. Los datos generales del pozo se pueden encontrar en el Anexo K, el cual incluye los diferentes fluidos de perforación utilizados, tipos de revestimiento y estado mecánico final del pozo.

**5.2.1 ¿Qué pasó en el Pozo G?** Para responder a esta pregunta, de manera análoga al pozo anterior, se consultó el *Daily Report Drilling* en donde la primera actividad categorizada como “N” fue el día 29 de enero del 2014 donde se presentó un problema con los motores del BHA y tuvo una duración de nueve horas. En compañía de los especialistas se descartó este evento debido a que no representaba la gran prioridad en comparación a posteriores eventos, además de que se llegó a la causa raíz de manera inmediata y tuvo pronta solución.

El día 2 de febrero del 2014 hubo un paro por la comunidad que tuvo una duración de 20 días, posteriormente se perfora hasta el *Target* y el día 5 de marzo, sacando el BHA # 7 se presentan puntos apretados lo que ocasiona una pega y posteriormente su pesca. A partir de este punto todas las actividades reportadas en el *Daily Report Drilling* se categorizan como tipo “N”.

Como se hizo en el pozo anterior, se construye la Línea del tiempo para el Pozo G mostrada en el Anexo L.

El Evento identificado en este pozo es la construcción del Side Track para el Pozo G (Pozo G – ST) y no la pega de tubería mencionada anteriormente, debido a que tanto antes como después de esta pega el pozo tuvo los mismos síntomas (aumentos de presión, no rotación y no circulación) y por ende se van a presentar los mismos resultados, por lo tanto es redundante hacer dos árbol Tripod Beta. El objeto es el Pozo G. Para el hallazgo del Hazard se consultó también el Anexo E y se hizo la hoja de mecanismo de pega mostrada en el **Cuadro 11**.

**Cuadro 11.** Hoja para determinar el Mecanismo de Pega del Liner del BHA #7 en el Pozo G.

¿Movimiento de la Tubería Antes de la Pegadura?	Empaquetamiento/ Puente	Presión Diferencial	Geometría del Pozo
Movimiento hacia Arriba	2	0	2
Rotación hacia Arriba	0	0	2
Movimiento Hacia Abajo	1	0	2
Rotación Hacia Abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
¿Movimiento de la Tubería Después de la Pegadura?			
Libre Hacia Abajo	0	0	2
Limitado Hacia Abajo	1	0	2
Imposible Hacia Abajo	0	0	0
¿Rotación de la Tubería Después de la Pegadura?			

**Cuadro 11. (Continuación)**

¿Rotación de la Tubería Después de la Pegadura?	Empaquetamiento/ Puente	Presión Diferencial	Geometría del Pozo
Rotación Libre	0	0	2
Rotación Limitada	2	0	2
Rotación Imposible	0	0	0
Presión de Circ. Después de la Pegadura			
Circulación Libre	0	2	2
Circulación Limitada	2	0	0
Circulación Imposible	2	0	0
TOTALES	6	0	5

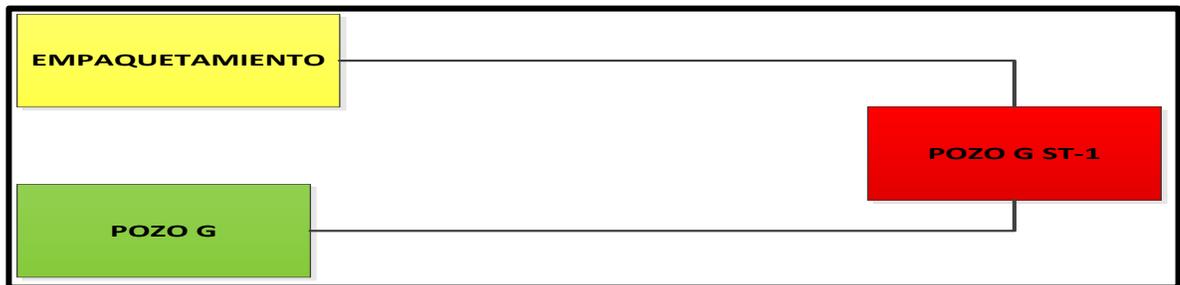
**Fuente:** Amoco True.(2014)

La hoja de mecanismo de pega se evaluó como se hizo en el anterior pozo, es decir, mirando el Reporte Incident Log y comparando el comportamiento de los parámetros en el momento de la pega, en este caso la pega del BHA #7 cuando este se estaba subiendo a 8005 pies.

Según la hoja de pega y la lista de Hazards propuestos en el Anexo E, el Hazard es un empaquetamiento. Además de que en el *Daily Report Drilling* se reportó que la causa de los puntos apretados y la mayoría de eventos fueron por posibles empaquetamientos de la sarta.

Por lo tanto, la base del árbol se muestra en la siguiente Figura:

**Figura 26.** Árbol Tripod base para el Pozo G.



**5.2.2 ¿Cómo paso el evento en el Pozo G?** Las barreras que estaban para prevenir la construcción de un Side track en el Pozo G debido a un empaquetamiento son:

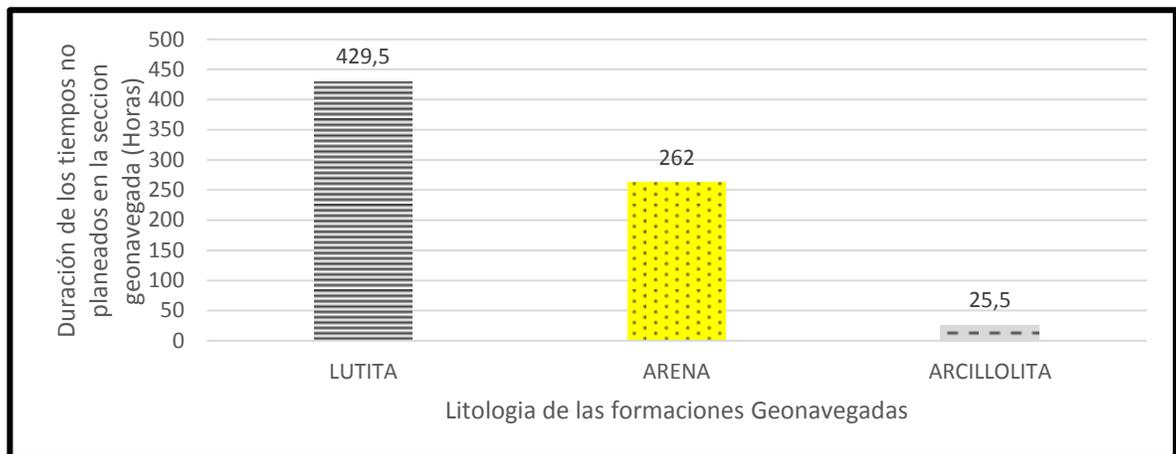
- CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN
- CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO APROPIADAS.
- PARÁMETROS OPERACIONALES ADECUADOS.

**5.2.3 ¿Por qué paso el evento Pozo G ST – 1?** De la misma manera que se presentó el Pozo H, se muestra la causa inmediata, la precondition y la causa raíz que hicieron que las barreras expuestas anteriormente no funcionaran.

**5.2.3.1 Caracterización de la formación del Pozo G.** Esta barrera sugiere que la empresa operadora debería tener un buen conocimiento de las formaciones, especialmente cuando los campos ya fueron explorados y son de desarrollo. Una de las principales causas de los empaquetamientos según la lista de Hazards (Anexo E) son las formaciones inestables, se entiende como inestables como aquellas formaciones que tienen una gran tendencia a desmoronarse si estas son sometidas a esfuerzos medianamente grandes, lo que causa que el pozo sea inestable y se genere empaquetamientos por cortes en el hueco.

- **Causa inmediata.** Según lo dicho anteriormente, se analiza qué tipo de formaciones atravesó el pozo en el Registro de formaciones (FEL) y se concluyó que la mayoría de eventos no planeados sucedieron en Lutitas (63%), tal y como se observa en **la Gráfica 15**, en donde 429.5 horas de NPT sucedieron en litologías inestables. Por lo tanto, la causa inmediata, es la construcción de una trayectoria de perforación en formaciones con poca presencia de arenas limpias y alta presencia de Lutitas.

**Gráfica 15.** Duración de los tiempos no planeados en la sección geo navegada Vs. La litología de las formaciones atravesadas.



- **Precondición.** La precondition para que se construyera una trayectoria en donde en la geo navegación se atravesara formaciones con poca presencia de arena es la incertidumbre en cuanto a la composición porcentual de las formaciones almacén de esta cuenca, en este caso Unidad K1 Inferior.

**5.2.3.2 Características del fluido apropiadas del Pozo G.** A continuación se muestran los tres tipos de causas que hicieron que esta barrera no actuara apropiadamente.

- **Causas Inmediatas.** Revisando las operaciones y las actividades en el *Daily Report Drilling* relacionadas con el fluido, se notó que no mantenían una densidad de lodo constante para las mismas profundidades, es decir que a medida que se realizaban viajes de acondicionamiento subían el peso del lodo para poder estabilizar el pozo. Además de acuerdo con el informe final de lodos (Recab) del Pozo G, en el viaje de acondicionamiento de la sección de 8 ½” se observó problemas de restricción con aumento de presión y pérdida de rotación por inestabilidad de Lutitas, lo cual fue necesario subir de peso de 9.0 ppg a 9.6 ppg. Logrando mitigar un poco la inestabilidad de la Lutita.<sup>61</sup>

Por lo tanto la primera causa inmediata es que no había una densidad del fluido constante para la misma profundidad y la misma litología, se aumentaba densidad del lodo a medida que se hacían más viajes de acondicionamiento, pasaron de 9.0 a 9.6 ppg. En la siguiente tabla se compara las propiedades del fluido reales y la programadas o planeadas. En cuanto a la densidad del lodo se ve una discordancia.

**Tabla 10.** Comparación de los parámetros reales y planeados de las propiedades del fluido utilizada para la perforación de la fase 8 ½” del Pozo G

Propiedades	Planeado	Real
Densidad, ppg	8.8 – 9.0	9.0 – 9.6
Viscosidad plástica, Cp	20 - 30	16 - 23
Yield point, Lb/100ft <sup>2</sup>	25 - 35	29 - 40
Filtrado, cc	< 5.0	4.0 – 5.0
pH	8.5 – 9.5	8.5 – 9.5
Arena, fracción	0.5	0.10 – 0.25
% LGS	< 8%	4.7% – 9.1%
MBT	< 5.0	2.5 – 5

**Fuente:** Reporte final de lodos Pozo G. ECOPETROL S.A

La segunda causa inmediata es que el fluido no era adecuado para el acondicionamiento de pozo después de que hubo un paro por la comunidad de 20 días.

- **Precondiciones.** La precondición de la primera causa inmediata es que la sección que presentó problemas se encuentra en la Unidad K1 superior, la cual se compone por Lutita y Limolita.

La segunda precondición para la segunda causa inmediata, es el envejecimiento del pozo. El dejar el pozo estacionario por un periodo de tiempo considerable hace que las propiedades del fluido no sean las mismas.

- **Causas Subyacentes.** En cuanto a la primera precondición la causa subyacente es la construcción de una trayectoria en formaciones con alta presencia de

<sup>61</sup> ECOPETROL S.A Informe Final de lodos del Pozo G. p. 7

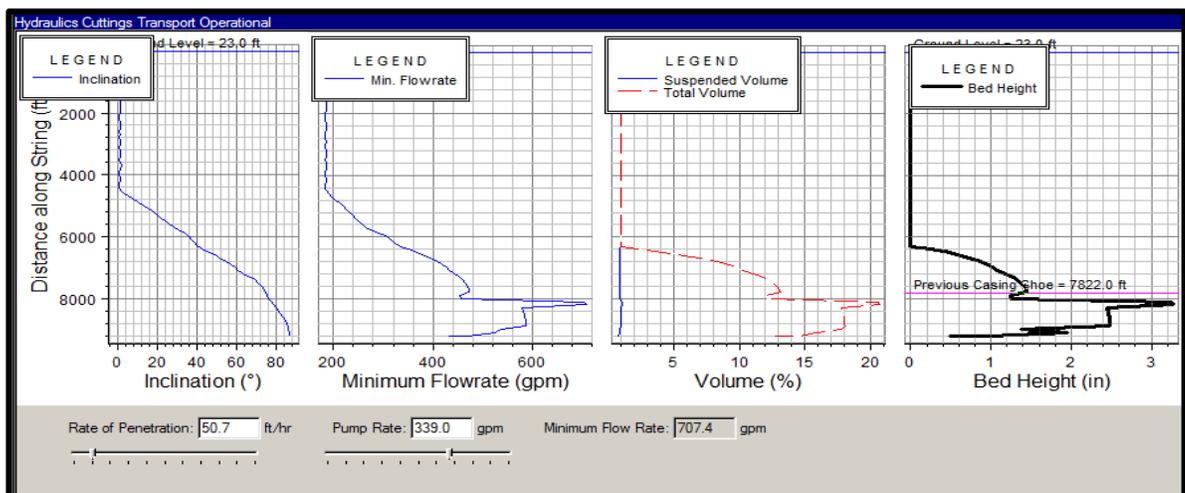
Lutitas y poca presencia de arenas limpias. Para la segunda precondition, la causa subyacente es la ocurrencia de un paro por la comunidad que tuvo una duración de 20 días.

**5.2.3.3 Parámetros operacionales adecuados del Pozo G.** La barrera de los parámetros operacionales adecuados, refiere a todos aquellos parámetros de perforación que el operador puede manipular. Por lo tanto, todo aquel parámetro que no funcionó como debía y tuvo lugar en la ineffectividad de esta barrera, debe ser contemplado.

- **Causa inmediata.** Como ya se sabe hubo un paro de operaciones por la comunidad y siempre cuando sucede este tipo de situaciones es vital tener muy buenas prácticas de limpieza de pozo, es decir, garantizar que los cortes en pozo salgan en superficie para evitar taponamientos y embotamientos en tubería. Además el pozo se encuentra en la formación K1 Superior, la cual cuenta con litologías friables que hacen que esta sea inestable y se produzca ensanchamiento del pozo en las partes con alto contenido de lutitas. Tener diámetros efectivos diferentes y un mismo caudal hace que la depositación de cortes se dé más fácil, por lo tanto existe una gran necesidad en este pozo de tener buenas prácticas de limpieza.

Para comprobar si existió una buena limpieza del Pozo G, fue necesario hacer una simulación con el programa Well Plan de la Suit de Landmark, donde se simuló el caso pesimista (ensanchando el hueco como se hizo en el Pozo H) del último día de perforación el 4 de marzo del 2014. Los parámetros operacionales reales se encuentran en el Anexo M. Los resultados de dicha simulación se muestran en la siguiente figura.

**Figura 27.** Resultados de la Hidráulica del último día de perforación del Pozo G



**Fuente:** Interfaz “Hydraulics Cuttings Transport Operational” del Pozo G en Well Plan (Modificado por los Autores)

La línea resaltada en negro de la **Figura 28** representa la formación de una cama de cortes, en una buena limpieza esta línea tiene que ser igual a cero, como en este caso no es así hay grandes posibilidades que en el pozo G no hubiese una buena limpieza, por lo tanto, la causa inmediata que impidió el buen desempeño de los parámetros de perforación fue la limpieza del pozo.

- **Precondiciones.** Existen dos precondiciones para que se dé una limpieza ineficiente después del paro de la comunidad, la primera hace referencia a los galones por minuto necesarios para tener un hueco limpio, como se ve en los resultados de la simulación, los galones por minuto mínimos para tener una buena limpieza superan a los utilizados en la perforación. Sin embargo, Hay que tener sumo cuidado con este galonaje debido a que se están atravesando formaciones inestables de la Unidad K1 Superior. Por lo tanto, la única variable que se puede controlar son los tiempos de circulación. Para comprobar si estos tiempos fueron suficientes o no, se realizó el mismo cálculo de tiempo del Pozo H, dando los siguientes resultados.

**Tabla 11.** Datos de volumen utilizados para determinar el tiempo de circulación del Pozo H.

Volumen Anular total	694.12
Volumen de cortes + volumen anular del pozo (Bbl)	712.35
Volumen total del pozo (gal)	29918.68
<b>Tiempo circulación de broca a superficie mínimo (min)</b>	<b>88.26</b>

Se necesitan como mínimo 88.26 minutos para circular fondos arriba, pero en el informe diario reportan que circulaban por 30 minutos hasta retornos limpios, lo cual es bastante menor a lo mínimo como se ve en **la Figura 28**

**Figura 28.** Sección del Daily Drilling Repor del Pozo H donde se especifica tiempo de circulación real.

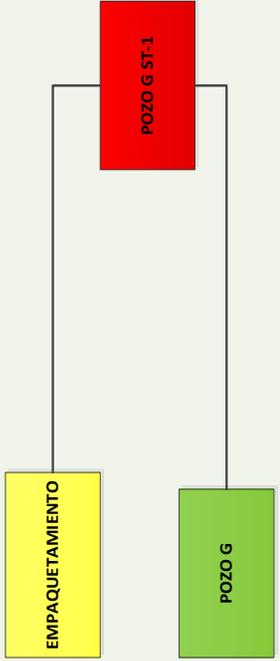
OPERATION SUMMARY								
Desde	Duration	Fase*	Códig	Subcó	P/N*	MD from	MD to	Operación*
-	Hrs		o*	digo*		(ft)	(ft)	
6:30	0.50	0010	1500	1503	N	8,244.0	8,244.0	CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS RECIPROCANDO SARTA @ 8244", CON: Q= 390 GPM, P= 1700 PSI, 50 RPM.

**Fuente:** Daily Drilling Report Pozo G. 2014(Modificado por los Autores)

Por lo tanto, la segunda precondición son los tiempos de circulación cortos en formaciones con alta presencia de Lutitas.

**5.2.4 Análisis de resultados del Pozo H.** Para el análisis se presenta a continuación el cuadro resumen de los resultados mostrados con la aplicación de la metodología Tripod Beta Modificada.

**Cuadro 12.** Resumen de la Investigación Realizada al Pozo G.

¿QUÉ PASÓ?	¿CÓMO PASÓ?	¿POR QUÉ PASÓ?		
IDENTIFICACIÓN DEL EVENTO, OBJETO Y HAZARD	BARRERAS IDENTIFICADAS	CAUSA INMEDIATA	PRECONDICIÓN	CAUSA SUBYACENTE
	CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN	Construcción de la trayectoria en formaciones con poca presencia de arena Y mucha presencia de lutitas.	Incertidumbre de la ubicación real de las arenas limpias.	
	CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO APROPIADAS	<p>No había una densidad del fluido constante para la misma profundidad y la misma litología, aumentaban de peso a medida que hacían mas viajes De 9.0 ppg a 9.6 ppg</p> <p>El fluido no era el adecuado al momento de hacer el viaje de acondicionamiento en litologías con alta presencia de lutitas</p>	Pozo en formaciones inestables limolitas de la formación K1 Superior	Construcción de la trayectoria en formaciones con poca presencia de arena Y mucha presencia de lutitas.
	PARÁMETROS OPERACIONALES ADECUADOS	Limpieza ineficiente del hueco de 8 ½" después del paro por la comunidad	Envejecimiento del pozo	Paro por la comunidad (20 días)
			Tiempos de circulación cortos en formaciones con alta presencia de lutitas	
			Galonaje inadecuado para la formación atravesada durante los viajes	

Como se dijo anteriormente para el Pozo H, las causas que son de importancia son aquellas que operativamente se pueden solucionar. Por lo tanto, en el Pozo G a pesar de que se construyó una trayectoria que atravesaba litologías inestables las cuales provocaron el empaquetamiento de los BHA, la litología es algo que no se puede cambiar. Sin embargo el uso de buenos parámetros de perforación y el garantizar la buena limpieza del hueco es vital para evitar problemas que ocasionan tiempos no planeados considerables. Las conclusiones y recomendaciones son presentadas a continuación.

**Cuadro 13.** Conclusiones y recomendaciones Pozo G.

Conclusiones	Recomendaciones
<p>En el Pozo G se perforó una trayectoria que atravesaba litologías inestables (Unidad K1 Superior e Inferior) las cuales provocaron el empaquetamiento de los BHA.</p>	<p>Se recomienda implementar nuevas técnicas para la caracterización del mismo ayudando a la localización de las arenas limpias.</p>
<p>La limpieza del pozo tomó un papel importante en la aparición de la necesidad de hacer un side Track debido a la formación de una cama de cortes aproximada de 2.5 pulgadas después del zapato asentado a los 7822', al envejecimiento del pozo después de un paro de 20 días por la comunidad y el empaquetamiento de las herramientas en la sección 8 ½".</p>	<p>Es necesario tener tiempos de circulación mayores a 60 minutos, teniendo rangos de seguridad que sobrepasen los mínimos, para así garantizar buenas prácticas de limpieza.</p> <p>El hacer simulaciones de hidráulica con casos pesimistas, teniendo en cuenta el ensanchamiento del hueco y el tamaño de los cortes reales, puede dar una mejor visión de lo que podría pasar si la condición de la formación (si esta es inestable o no) atribuye a la mala limpieza del pozo. Si esto se tiene en cuenta en hidráulicas futuras, lo más probable es que se mejoren las prácticas de limpieza y se eviten los empaquetamientos.</p>
<p>Pasar de una densidad de 9.0 ppg a 9.7 ppg fue una práctica de perforación innecesaria, ya que al incrementar la densidad del lodo se incrementa la presión en el fondo del pozo, que es unos de los síntomas que se quieren evitar cuando se pasa formaciones inestables como la</p>	<p>Para poder estabilizar formaciones que están compuestas por Lutitas y Limolitas, las cuales son formaciones laminares y friables, es recomendable el uso de polímeros o material puenteante de diferente granulometría para poder cerrar las posibles micro fracturas y así ayudar a la estabilidad de las formaciones evitando posibles empaquetamientos en el pozo.</p>

**Continuación Cuadro 13. Conclusiones y recomendaciones Pozo G.**

<b>Conclusiones</b>	<b>Recomendaciones</b>
Unidad K1 Superior e Inferior, según Manohar Lal (1999) <sup>62</sup> el incrementar el peso del lodo puede ser una medida que corrija la inestabilidad del pozo de manera momentánea pero puede empeorarla con el paso del tiempo, lo cual puede afectar los viajes de acondicionamiento.	Para poder disminuir el stress en la formación y evitar la inestabilidad en el pozo cuando se están atravesando formaciones con alta presencia de Lutitas y Limolitas es recomendable usar un lodo base aceite los cuales evitan stress a la formación por efectos de capilaridad y no reaccionan con formaciones con alta presencia de arcillas, las cuales son las que se hinchan cuando se usan lodos base agua.

**5.3 POZO F**

El Pozo G, fue perforado en el Campo CASTILLA por la empresa Colombiana de petróleos ECOPETROL alcanzando una profundidad total de 10428 pies PM, ( 7101 pies PV), Se inició su perforación el día 6 de mayo del 2014 y tuvo una duración de 21 días.

Este pozo se perforó con el objetivo de producir hidrocarburos de la formación K1 Inferior. Al encontrarse en el mismo Clúster que el Pozo G, se ejercieron las lecciones aprendidas del mismo, en especial las prácticas de liberación de presiones atrampadas y densidad del fluido de perforación en la fase 8 ½”.

La información general de este pozo se encuentra en el Anexo N, el cual cuenta con la elevación, revestimientos, tipos de fluidos de perforación usados y la ventana de lodo estimada del pozo.

**5.3.1 ¿Qué paso en el Pozo F?** Como se ha hecho en los pozos anteriores, para responder esta pregunta, se identificó las actividades categorizadas como “N” en el reporte diario de perforación. La primera fecha que se encuentra, es el 11 de mayo del 2014, sin embargo lo que se notificó fue un problema en la bomba numero dos que posteriormente fue cambiada. Por lo tanto, no se considera un problema que desencadeno un Evento significativo dentro del análisis. La segunda fecha que se Notificó como “N”, fue el día 5 de junio del 2014, en donde se presentaron varios puntos apretados al sacar el BHA # 6 direccional, el cual estaba perforando la fase 8 ½”, después de terminar la perforación y llegar al Target, se bajó el BHA #7 para hacer registros y acondicionar el pozo, debido a

---

<sup>62</sup> MANOHAR Lal, Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength, Society of petroleum Engineers. SPE 54356. 1999. p. 4

que no se pudo lograr, las actividades a partir de este punto están categorizadas como “N” o actividad no planeada.

La línea del tiempo en donde se compara lo planeado y lo real en cuanto a parámetros operacionales de perforación y fluidos se encuentra en el Anexo O.

Se necesitó de cuatro sartas de perforación de más para poder lograr acondicionar y registrar el pozo. Pero fue el BHA # 10 la que se pescó, por lo tanto, la Pesca del BHA # 10 en el Pozo F es el Evento. El objeto al igual que en los pozos anteriores es el pozo a estudio, es decir, el Pozo G.

Para el determinar el Hazard, se hace igualmente la hoja de pega y se evalúa lo sucedido con la lista de Hazards presentada en el Anexo E, según la lista de Hazards y la hoja de pega, (**Cuadro 14**), es Empaquetamiento. Este pozo tenía los mismos síntomas presentados en los pozos anteriores, aumentos de presión y torque, circulación imposible o limitada y rotación limitada o imposible.

**Cuadro 14.** Hoja para determinar el Mecanismo de Pega del BHA #7 en el Pozo F.

¿Movimiento de la Tubería Antes de la Pegadura?	Empaquetamiento/ Puente	Presión Diferencial	Geometría del Pozo
Movimiento hacia Arriba	2	0	2
Rotación hacia Arriba	0	0	2
Movimiento Hacia Abajo	1	0	2
Rotación Hacia Abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
¿Movimiento de la Tubería Después de la Pegadura?			
Libre Hacia Abajo	0	0	2
Limitado Hacia Abajo	1	0	2
Imposible Hacia Abajo	0	0	0
¿Rotación de la Tubería Después de la Pegadura?			

**Cuadro 14. (Continuación)**

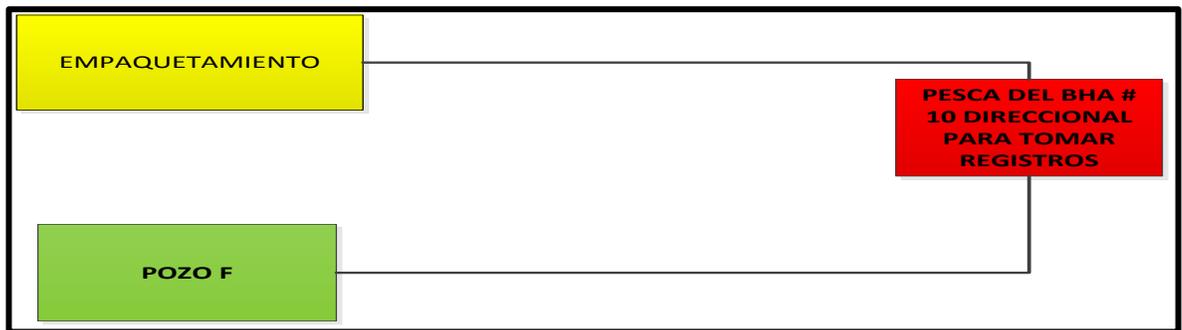
Rotación Libre	0	0	2
Rotación Limitada	2	0	2
Rotación Imposible	0	0	0
<b>Presión de Circ. Después de la Pegadura</b>			
Circulación Libre	0	2	2
Circulación Limitada	2	0	0
Circulación Imposible	2	0	0
<b>TOTALES</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>4</b>

**Fuente:** Amoco True. (2014)

El segmento del registro Incident que prueba lo evaluado en la hoja de mecanismo de pega se encuentra en el Anexo P.

Por lo tanto, la base del árbol Tripod Beta para el Pozo F es la siguiente:

**Figura 29.** Árbol Tripod Base del Pozo F.



**5.3.2 ¿Cómo pasó el Evento del Pozo F?** Las barreras que estaban pero fallaron permitiendo que un empaquetamiento desencadenara en la pesca de la sarta de perforación en el Pozo F son las siguientes:

- CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN.
- CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO APROPIADAS.
- PARÁMETROS OPERACIONALES ADECUADOS.

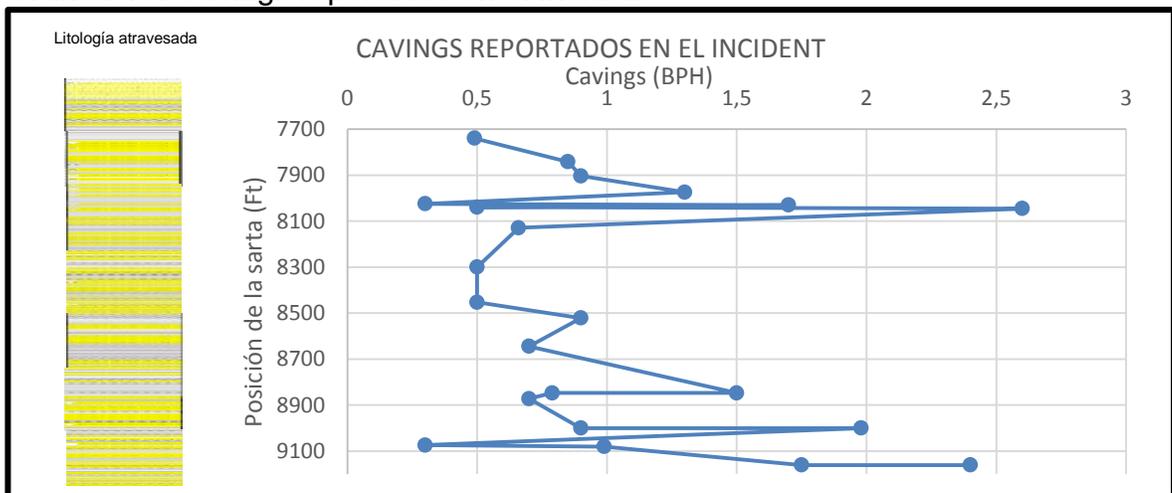
Determinando estas barreras se soluciona la pregunta formulada, la pesca de la sarta de perforación número diez (El Evento) sucedió en primera instancia por que las barreras, mencionadas anteriormente estaban y no funcionaron.

**5.3.3 ¿Por qué sucedió el Evento del Pozo F?** A continuación se explica por qué las barreras se rompieron o no funcionaron.

**5.3.3.1 Caracterización de la formación.** Cuando se tiene una buena caracterización de las formaciones atravesadas y su litología, lo más probable es que no haya ningún problema en la perforación. Por eso es importante invertir en nuevas herramientas para la buena caracterización de la formación con el fin de causar mínimo daño hacia la formación y tener una perforación en menos tiempo con costos reducidos.

- **Causa inmediata.** Uno de los problemas más grandes que existen cuando no hay una buena caracterización de la formación es la formación de *Cavings* (*Caverna*), los cuales son interpretados como una cierta cantidad de barriles de cortes que salen del pozo al cabo de una hora, es decir, que estos cortes representan una posible erosión en la formación lo que provocó una caverna en el pozo. Como los *Cavings* es algo que es medible, a continuación se presentan los *Cavings* reportados en el Incident en la **Gráfica 16**.

**Gráfica 16.** Cavings reportados en el Incident



**Fuente:** Incident Log Pozo F. (Modificado por los Autores)

Según los especialistas de Ecopetrol S.A, el parámetro normal de *Cavings* es que estos sean menor a 1 BPH, por lo tanto, como se evidencia en la Gráfica 16, existen *Cavings* mayores de 1 BPH, por lo tanto se puede decir que los *Cavings* están altos.

Según la evidencia presentada la causa inmediata para esta barrera son los Altos Cavings, donde el mayor dato es de 2.6 BPH.

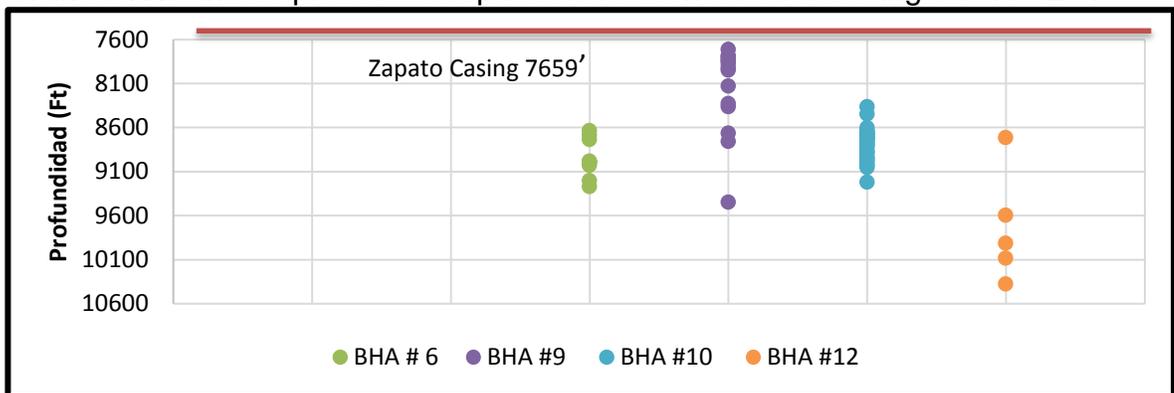
- **Precondición.** La existencia de altos *Cavings* es síntoma de que la existencia de *Wash Outs* (Lavar) en la Formación, el cual es el nombre que recibe un espacio formado en las paredes del pozo causado por la erosión y al estrés generado por la perforación.

Este es un problema que siempre se encuentra en perforación, pero es tarea del lodo de perforación y de los buenos parámetros de perforación garantizar que esto no suceda.

La precondición de la existencia de altos *Cavings* es presencia de *Wash Out* en la formación por alto estrés que se le impone a la misma en perforación.

- **Causas Subyacentes.** Causar estrés a la formación y formar *Wash Out* en el Pozo F pudo ser causado por los numerosos trabajos de sarta que se tuvieron que hacer para poder pasar la sarta en puntos apretados, en este tipo de trabajos lo que se hace es reciprocar la sarta (subir y bajarla) en un mismo punto. En la siguiente Gráfica se muestran los puntos apretados que se presentaron después de la asentada del Casing, lo que representa los puntos donde se trabajó la sarta.

**Gráfica 17.** Puntos apretados después de la asentada del Casing en el Pozo F



La segunda causa subyacente que pudo formar *Wash Out* es que en la perforación se usó un galonaje mayor al planeado, al existir esto lo que ocasiona es un aumento en la presión del pozo hacia la formación. El galonaje planeado es de máximo 420 GPM y se utilizó 450 GPM.

**5.3.3.2 Características del fluido apropiadas.** Teniendo la hipótesis de que la Unidad K1 Inferior al tener presencia de lutitas tiene el potencial de ser una formación inestable y que las causas mencionadas anteriormente posiblemente

formaron un *Wash Out*, se analizan según la metodología las posibles causas referentes al incumplimiento de esta barrera.

- **Causas inmediatas.** Revisando las operaciones diarias antes y después del Evento, se observó que al igual que los anteriores pozos y a pesar que el Pozo F acogió las lecciones aprendidas del Pozo G, no se utilizó una densidad constante para la misma profundidad, es decir, que a medida que se hacían viajes subían el peso con el fin de estabilizar las Lutitas. Por lo tanto, la primera causa inmediata es que no había una densidad constante para la misma profundidad y misma litología, de 9.5 ppg pasaron a 9.7 ppg.

La segunda causa inmediata está relacionada con la hipótesis de la formación de posibles *Wash Out* en la formación. En la teoría la mayoría de veces se le atribuye esto al inadecuado desempeño del fluido.

- **Precondiciones.** Para la primera causa inmediata la precondición que se propone es que la sección de 8 ½” se encuentra en formaciones inestables, lo que hace que sea necesario la utilización de un fluido con densidad mayor a la planeada.

Según Agwu (2012) El alargamiento del diámetro del pozo puede ocurrir cuando existe un lodo a base agua que tiene menos salinidad que el punto de saturación del agua de formación, esto causa que la sal se disuelva en el agua provocando un Washout, por lo tanto, la segunda precondición para la segunda causa inmediata es el uso de un fluido cuya salinidad es menor al punto de saturación del agua de formación.

- **Causa subyacente.** En cuanto a la densidad del fluido y las formaciones inestables, la causa subyacente es como tal la construcción de una trayectoria que atraviesa formaciones con un alto contenido de lutitas y poca presencia de arenas.

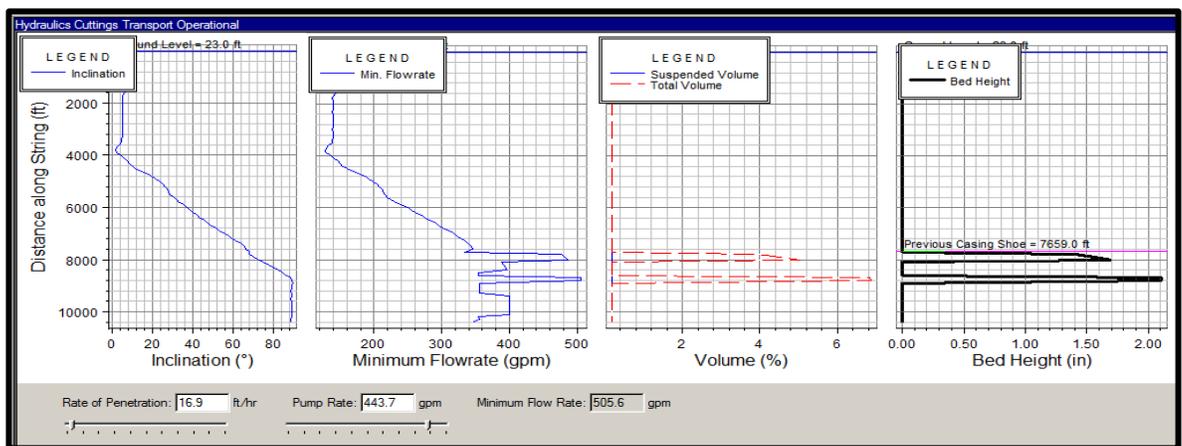
Para la salinidad del fluido, existe solo una causa subyacente y esta es el uso de fluidos base agua.

**5.3.3.3 Parámetros operacionales adecuados.** En cuanto a esta barrera se determinan que parámetros tuvieron comportamientos fuera de lo normal.

- **Causas inmediatas.** Dentro de este tipo de causas entran los parámetros que fueron reportados en el Incident como anómalos, la primera son los altos torques los cuales se encontraron casi siempre entre 20 – 22 Lbs/ft, la segunda causa son las altas presiones las cuales se reportaban en promedio entre 300 – 350 psi por encima de la presión normal y la tercera causa inmediata es la disminución de la presión de 250 psi a 300 psi en tubería de manera repentina.

- **Precondiciones.** Para los altos torques, la preconditionación posiblemente pudo haber sido la mala limpieza del hueco, debido que si existe una cama de cortes en el pozo o zonas donde se acumulen cortes, lo más probable es que exista un aumento en la tensión de la sarta, debido a que tiene mayor restricción al moverse. Para poder corroborar esto, se corrió la hidráulica de un caso pesimista del último día de perforación es decir del día 28 de mayo del 2014. Los resultados se muestran en **la Figura 30** y los datos reales de perforación que se usaron para correr la hidráulica se encuentran en el Anexo Q.

**Figura 30.** Resultados de Hidráulica del caso pesimista del último día de perforación del Pozo F



**Fuente:** Interfaz “Hydraulics Cuttings Transport Operational” del Pozo G en Well Plan (Modificado por los Autores)

Debido a que existe una acumulación de cortes a ciertas profundidades, se puede decir que hubo una mala limpieza.

En cuanto lo que se ha propuesto como causa en los pozo anteriores referido a los tiempos de circulación, acá no aplica debido a que a pesar de que había gran posibilidad de formación de *Wash Out* en la formación, el operador en ese momento no tenía como comprobar esa teoría, por lo tanto, según las buenas prácticas de perforación, lo que hay que seguir son las actividades que se proponen en el Well Plan, es decir lo que estaba planeado, como no se encontró que hubo discordancia entre lo planeado y lo real se podría decir que hubo buenas prácticas de limpieza. Sin embargo se recomienda que para perforaciones futuras se realicen las Hidráulicas con el escenario más pesimista, conociendo que existe una gran posibilidad que en el pozo en la Unidad K1 superior e inferior sufra ensanchamiento del hueco.

La preconditionación para la segunda causa inmediata de las altas presiones es el aumento en la velocidad anular, como la velocidad del fluido es directamente

proporcional a la presión se puede decir que posiblemente los aumentos de presión se deben a aumentos en las velocidades anulares en el Pozo F.

Para la tercera causa inmediata, la precondition es la existencia de Wash Out en la tubería, al existir aberturas en la tubería es más probable que haya una pérdida de presión. Los aumentos de presión que existieron en este pozo acompañado con la disminución repentina de la presión hace que el pozo sufra de un efecto llamado “*Ballooning*” el cual consiste en el cambio del diámetro del pozo por efectos de presión. Estos cambios de presión hacen que el pozo tenga más tendencia a ser inestable especialmente cuando se está en presencia de lutitas.

- **Causas Subyacentes.** En la primera precondition, como se dijo anteriormente, la mala limpieza del pozo se causó debido a la presencia de *Wash Out* en la formación. Sin embargo esto es algo difícil de atacar inmediatamente debido a que existe el desconocimiento de la presencia de estos.

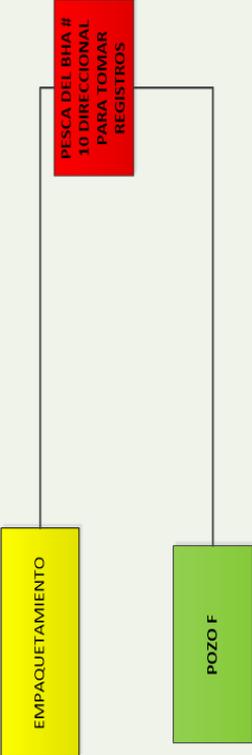
La causa subyacente para la segunda precondition de aumentos en la velocidad del anular puede ser por la existencia de una cama de cortes en el anular.

La causa subyacente propuesta para la tercera precondition es el desgaste del espesor de las paredes de la tubería. Además, si se sobrepasa el esfuerzo mínimo que soporta la tubería, lo más probable es que esta ceda y se rompa.

Finalmente se cuenta con el árbol Tripod Beta del Pozo F en el Anexo R.

**5.3.4 Análisis de resultados del Pozo F.** A continuación se presenta el cuadro resumen de las conclusiones sacadas del Pozo F.

**Cuadro 15. Resumen de la Investigación Realizada al Pozo F**

¿QUE PASO?	¿COMO PASO?	¿POR QUÉ PASÓ?		
IDENTIFICACIÓN DEL EVENTO, OBJETO Y HAZARD	BARRERAS IDENTIFICADAS	CAUSA INMEDIATA	PRECONDICIÓN	CAUSA SUBYACENTE
	CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN	Altos cavings (2.6 BPH)	Presencia de Wash Outs en la formación por alto estrés hacia la formación	Utilización de caudales mayores a los máximos planeados para la perforación. Real: 450 GPM Planeado máx.: 420 GPM  Trabajos de la sarta después de puntos apretados
	CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO APROPIADAS	No había una densidad del fluido constante para la misma profundidad y la misma litología. De 9.5 ppg a 9.7 ppg	Pozo en formaciones inestables limolitas de la formación K1 inferior	Construcción de la trayectoria en formaciones inestables: Limolita, Lutita y arena arcillosa
		Presencia de Wash Outs en la formación.	La fase de agua en el lodo tiene menos salinidad que el punto de saturación del agua de formación. Paper "ASSESSMENT OF DRILL CUTTINGS BEHAVIOUR IN WELLBORE WASHOUTS"	Utilización de fluidos base agua
	PARÁMETROS OPERACIONALES ADECUADOS	Altos Torques (20-22 Lbs/ft)	Mala Limpieza de hueco	Presencia de Wash Outs
		Altas presiones Entre 300-350 psi por encima de la presión normal	Aumentos en la velocidad anular	Formación de una cama de cortes en el anular
		Disminución repentina de la presión en tubería	Presencia de Wash Outs en la tubería	Desgaste del espesor de las paredes de la tubería

En el Pozo F la pesca del BHA número diez fue a causa de varios factores, pero como se ha mencionado es importante recalcar aquellas causas que se pueden cambiar o remediar, entre estas se encuentra el seguimiento de lo planeado. Las conclusiones y recomendaciones para el pozo F son las siguientes.

**Cuadro 16.** Conclusiones y Recomendaciones para el Pozo F

Conclusiones	Recomendaciones
<p>Al hacer simulaciones de hidráulica en un escenario pesimista, es decir interpretando que el hueco no es totalmente <i>Engage</i>, se evidenció que los parámetros de perforación cambian. Se necesita de una galonaje aproximando de 505.6 GPM cuando en realidad se utiliza 443.7 GPM</p>	<p>El hacer simulaciones de hidráulica con casos pesimistas, teniendo en cuenta el ensanchamiento del hueco y el tamaño de los cortes reales, puede dar una mejor visión de lo que podría pasar si la condición de la formación (si esta es inestable o no) atribuye a la mala limpieza del pozo. Si esto se tiene en cuenta en hidráulicas futuras, lo más probable es que se mejoren las prácticas de limpieza y se eviten los empaquetamientos.</p>
<p>Aumentar el peso del lodo (Pasar de 9.5 ppg a 9.7 ppg) fue una práctica de perforación innecesaria, ya que al incrementar el peso del lodo se incrementa la presión en el fondo del pozo, que es unos de los síntomas que se quieren evitar cuando se pasa formaciones inestables como la Unidad K1 Superior e Inferior, según Manohar Lal (1999)<sup>63</sup> el incrementar el peso del lodo puede ser una medida que corrija la inestabilidad del pozo de manera momentánea pero puede empeorarla con el paso del tiempo, lo cual puede afectar los viajes de acondicionamiento.</p>	<p>Para poder estabilizar formaciones que están compuestas por Lutitas y Limolitas, las cuales son formaciones laminares y friables, es recomendable el uso de polímeros o material puenteante de diferente granulometría para poder cerrar las posibles micro fracturas y así ayudar a la estabilidad de las formaciones evitando posibles empaquetamientos en el pozo.</p> <p>Para poder disminuir el stress en la formación y evitar la inestabilidad en el pozo cuando se están atravesando formaciones con alta presencia de Lutitas y Limolitas es recomendable usar un lodo base aceite los cuales evitan stress a la formación por efectos de capilaridad y no reaccionan con formaciones con alta presencia de arcillas.</p>

<sup>63</sup> Op cit., MANOHAR (1999)Lal. p. 4

**Cuadro 16.( Continuación)**

<b>Conclusiones</b>	<b>Recomendaciones</b>
Pasar de presiones de perforación de 1200 psi a 2000 psi y tener disminuciones de 250 psi a 300 psi repentinos en la tubería a causa de presencia de wash out en la misma hace que el pozo tenga mayores probabilidades de sufrir un efecto llamado “Ballooning” el cual consiste en el cambio de diámetro de pozo por efectos de la presión. Estos cambios hacen que el pozo se a más susceptible a la inestabilidad.	Es recomendable manejar la presión de manera controlada tanto en perforación como en los viajes de acondicionamiento comparando con os parámetros ya obtenidos. Si es necesario hacer variaciones en el caudal para la circulación de la limpieza del pozo, es prudente que sea de manera progresiva más no abrupta.

## **5.4 POZO I**

El Pozo I corresponde a un pozo direccional tipo J horizontal, que fue perforado con el propósito de desarrollar petróleo de los yacimientos Unidad T2, Unidad K1 Superior y Unidad K1 Inferior. El pozo se perforó verticalmente desde superficie hasta una profundidad de 5040 pies y luego desviado hasta una profundidad final de 9748 pies, atravesando las unidades operacionales T2 y K1 Superior como objetivos de producción secundarios y Unidad K1 Inferior como objetivo de producción primario.

El pozo I ST-1, corresponde a un pozo direccional tipo J horizontal, que fue perforado con el propósito de desarrollar petróleo del yacimiento Unidad K1 Inferior. El pozo se perforó desde 8135 pies hasta una profundidad final de 9199 pies, atravesando la Unidad K1 Inferior como objetivo de producción primario.

La información complementaria del Pozo I se puede evidenciar en el Anexo S donde se observa la información referente a los diferentes tipos de lodos y revestimientos utilizados en este, los BHA manejados para perforación y el estado mecánico final del mismo.

**5.4.1 ¿Qué pasó en el Pozo I?** Para responder esta pregunta se sigue el procedimiento realizado en los pozos anteriores. En la consulta del “*Daily Drilling Report*” del Pozo I, la primera actividad catalogada como “N” fue el 22 de mayo de 2014 cuando se disponía a bajar un Liner de 7” desde 6946 ft a 8248 ft. Dentro de este rango de profundidades se presentaron diferentes anomalías durante este procedimiento los cuales fueron, aumentos de presión, no rotación de la sarta y no circulación del fluido de perforación los cuales no permitieron que el Liner de 7” pudiese ser asentado. Los diferentes parámetros operacionales utilizados durante el viaje se muestra en la Línea de tiempo del Pozo I en el Anexo T, siguiendo una

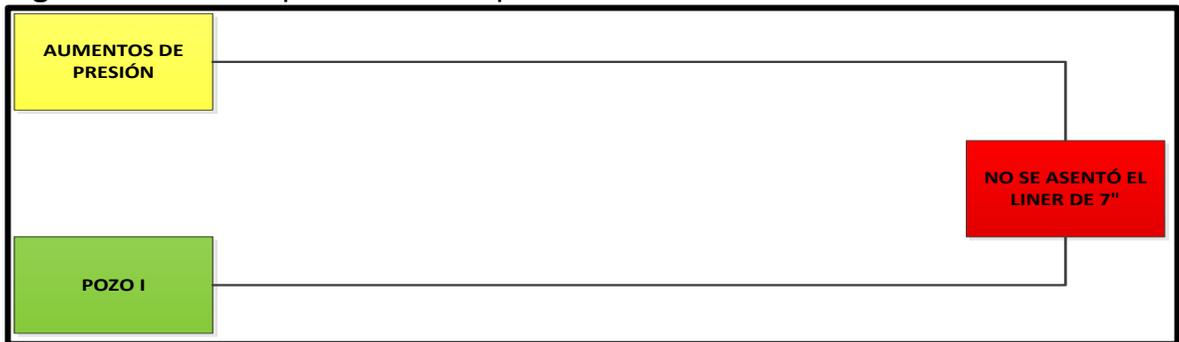
secuencia de actividades realizadas antes y después de que se presentara lo anteriormente dicho.

Por lo anterior el Evento a analizar es *No se pudo asentar el Liner de 7"* en el Pozo I el cual es el Objeto de Estudio.

Teniendo en cuenta que el Liner no pudo ser asentado además de que este tampoco se Pegó, y siguiendo la lectura del Daily Drilling Report del Pozo H acompañado de la Línea de tiempo, el síntoma que más se presentó fue los Aumentos de Presión que hacen que se detuviera el viaje del Liner de 7"; por lo que el peligro al que más está expuesto el Pozo I (Objeto) es el Aumento de Presión (Hazard), y esto no permite el asentamiento del Liner de 7"(Evento 1).

En la **Figura 31** se muestra Gráficamente lo anteriormente dicho.

**Figura 31.** Árbol Tripod Beta base para el Evento Uno del Pozo I



Las actividades siguientes al presentarse el Evento corresponden al reacondicionamiento del Pozo I, lo cual se llevó a cabo mediante la implementación de dos BHA diferentes. El BHA #7 no pudo reacondicionar por la presencia de aumentos de presión en la sarta por lo que tuvo que ser llevado a superficie, posteriormente se bajó el BHA #8 el cual reacondicionó y debido a esto se pudo asentar el Liner de 7" ubicando el zapato 8100 ft.

Una vez asentado el Liner se dispuso nuevamente a acondicionar el hueco descubierto ya que el Liner no llegó a la profundidad deseada. Para realizar esta actividad se utilizó del BHA #9 AL BHA# 14 los cuales no cumplieron con la finalidad de la operación debido a la presencia de los mismos síntomas mencionados anteriormente.

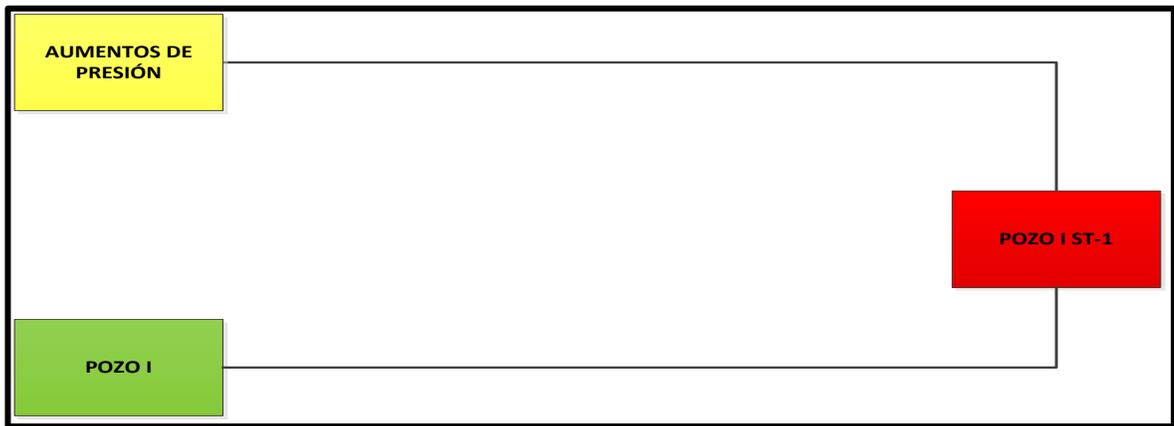
El día 17 Junio de 2014 se detuvo operaciones por paro de la cuadrilla de Pioneer el cual duro 20 días; al momento de retomar operaciones se utilizó del BHA # 15 al BHA # 18 con el fin de reacondicionar el pozo, pero la operación fue imposible por la presencia de aumentos de presión en los diferentes BHA´S, por lo que se toma la decisión de hacer Back Off y realizar un Side Track.

La composición de los diferentes BHA utilizados se puede apreciar en el Anexo S, donde se especifican cada una de las herramientas utilizadas y las características de las mismas.

Por lo anterior se concluye que se presenta un nuevo evento el cual debe ser analizado y es el Side Track del Pozo I (Evento 2) materializado por la presencia de aumentos de Presión (Hazard) en el Pozo I (Objeto). Esto se observa gráficamente en **la Figura 32**.

Establecido lo anterior, la investigación de cada evento se realiza por separado; llamando Evento Uno al *No asentamiento del Liner de 7"*, y Evento Dos al *Side track*.

**Figura 32.** Árbol Tripod Beta base para el Evento Dos del Pozo I



**5.4.2 ¿Cómo pasó el Evento Uno en el Pozo I?** Para responder esta pregunta es necesario determinar las Barreras de defensa que fallaron, las cuales se enlistan a continuación.

- CONTROL DIRECCIONAL.
- CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO APROPIADAS.
- LIMPIEZA ADECUADA DEL POZO
- RENDIMIENTO Y COMPOSICIÓN DEL BHA.

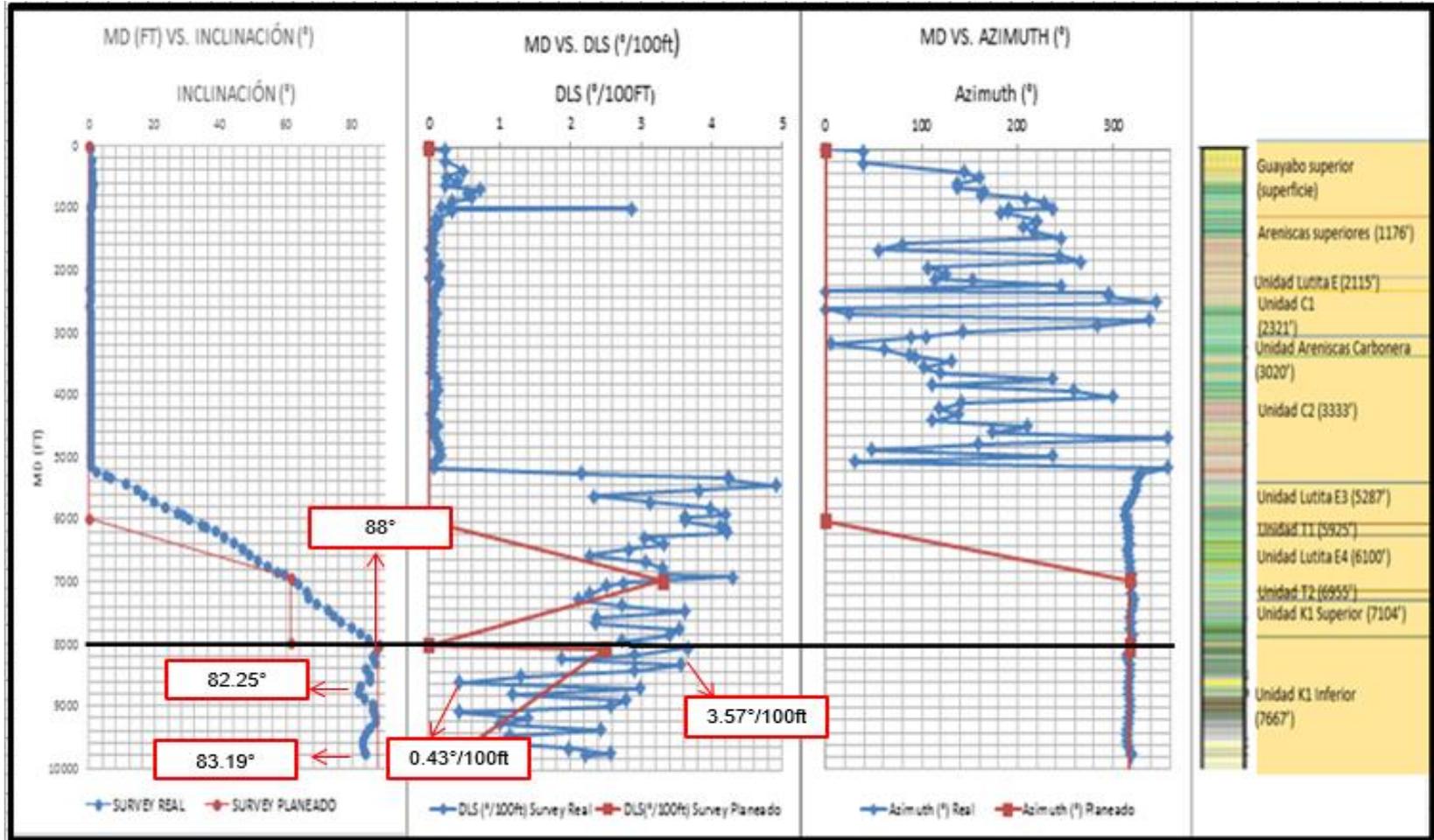
Una vez establecidas la Barreras se procede a responder la pregunta ¿Por qué paso?

**5.4.3 ¿Por qué paso el Evento Uno en el Pozo I?** De manera análoga se procede a determinar los tipos de causa que hicieron que fallara las Barreras contempladas anteriormente.

**5.4.3.1 Barrera Control Direccional Pozo I.** A continuación se presenta una descripción de cada una de las causas que llevan al fallo de esta.

- **Causa Inmediata.** En el Pozo H, esta barrera falló ya que no hubo seguimiento de los parámetros direccionales reales a los planeados (Inclinación (°), DLS (°/100ft)). Como se evidencia en la **Gráfica 18**.

**Gráfica 18.** Comparación de los parámetros direccionales planeados con los reales del Pozo I (Inclinación, Azimut, DLS)



Fuente: Survey direccional del Pozo I (Modificado por los Autores)

Haciendo énfasis en la sección Geo-navegada que comienza a partir de los 8000 ft, se evidencia que esta fue tortuosa debido al comportamiento del DLS y de la Inclinación. En la sección geo-navegada no se debe exceder 1.5°/100ft en los DLS de acuerdo a lo estipulado en el Programa de Perforación; en este caso los DLS variaron desde 3.57 °/100 ft a 0.43 °/100ft, lo cual son cambios muy bruscos para la dirección del Pozo como se muestra en la Gráfica anterior.

De acuerdo con el programa de Perforación, se debía mantener un ángulo de 88° de inclinación desde una profundidad de 7983.32 ft hasta el Target ubicado a 10056.74 ft. Pero en realidad el comportamiento presentado fue una Variación de ángulo que inicio en 88° y paso 82.25° a una profundidad de 8680 ft, posteriormente se construyó ángulo nuevamente hasta alcanzar 88° a una profundidad de 9150ft y por último la sección culmino con un ángulo de inclinación 83.19° a una profundidad 9725 ft, esto igualmente mostrado en la Grafica anterior.

Una vez establecido esto se procede a determinar la precondition que propició lo mostrado anteriormente.

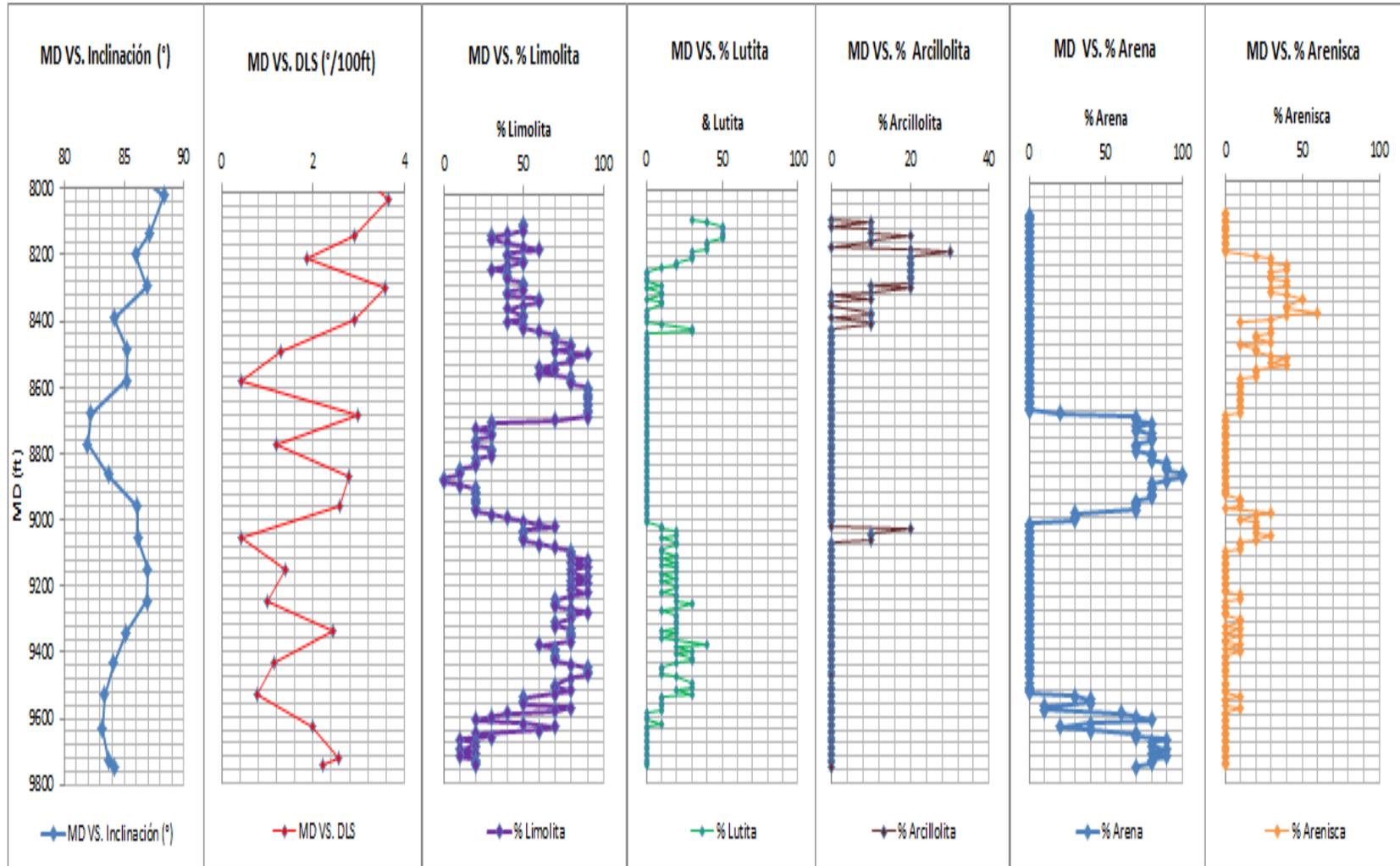
- **Precondición.** Al determinar un fallo en el control Direccional en la zona de geo-navegación, y al evidenciar que los DLS estaban presentando una variación de valores muy altos y no correspondientes a los no planeado, se procede a determinar cómo se encontraba el porcentaje composicional de la Litología atravesada, ya que de acuerdo a Schlumberger<sup>64</sup> la formación de estos puede ser por que la formación es abrasiva y friable lo cual dificulta la construcción de la trayectoria.

En la **Gráfica 19** se muestra la composición porcentual de la litología atravesada en la Formación K1 Inferior Geo-navegada que comienza a 8000ft en el Pozo I.

---

<sup>64</sup> SCHLUMBERGER, Glossary Oil Field, Cambio Angular-Pata de Perro. [Consultado el 09/05/2016]. Disponible en [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dog\\_leg.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dog_leg.aspx)

**Gráfica 19.** Porcentaje composicional de la litología geo navegada del Pozo I



**Fuente:** Reporte Final de Perforación del Pozo del Pozo I. (Modificado por los Autores)

Como se evidencia en la **Gráfica 19**, la formación K1 Inferior, donde se hizo la geo-navegación del Pozo I, presenta un contenido del 75,52% de Limolitas, 10.36% de Lutitas, aproximadamente en toda la formación la cual es complementada con presencia de Lutitas, Areniscas, Arcillolitas, y tan solo se presentó 2 intervalos de Arena Limpia de 270 ft y 271 ft en los intervalos de profundidades de 8700ft a 8970 ft, y 9540ft a 9750ft respectivamente; por lo que se concluye que esta formación se encontraba contaminada por presencia de arcillas, las cuales tienen tendencia a desmoronarse muy fácilmente y pueden ser causantes de los aumentos de presión sobre las sartas, además que si se ubica el intervalo de profundidad en el que no se pudo hacer el viaje del Liner de 7" (6946 ft a 8248ft) en la gráfica anterior, se presenta la presencia de un 43% de Limolita, 30 % Lutita, 20% de Arcillolita, y un 7% de Arenisca, aproximadamente, y por todo lo anterior posiblemente no se siguió los parámetros planeados en el control Direccional. Por lo que se concluye que la ubicación del Pozo fue la Incorrecta y se hizo una geo-navegación en poca presencia de Arenas Limpias.

- **Causa Subyacente.** Como se ha mencionado antes, la planeación de un pozo se realiza con base en resultados y lecciones aprendidas de otros pozos, sin embargo cada pozo es diferente, por lo que siempre va a existir una incertidumbre de la Ubicación real de las Arenas limpias en cuales es donde hay que realizar la geo-navegación.

**5.4.3.2 Barrera Características de Fluido Apropriadas.** A continuación se muestran las diferentes causas que llevaron a que esta barrera fallara.

- **Causa Inmediata.** Al presentarse anteriormente alto contenido de Lutitas, Limolitas y Arcillolitas en la formación, la densidad del fluido de perforación tiene que hacer la suficiente presión para que estas no se desestabilicen. Pero los síntomas mencionados en la línea del tiempo del Pozo I indican que se presentaron intentos de empaquetamiento, no rotación y no circulación por lo que hubo posiblemente derrumbes de la formación debido a que la densidad del lodo en ese momento no era la suficiente (8.7 ppg).
- **Precondición.** Debido a lo anterior se hicieron diferentes viajes de reacondicionamiento, aumentando la densidad del Fluido de Perforación desde 87.7 ppg a 9,2 ppg antes de asentar el Liner de 7"
- **Causa Subyacente.** El objetivo de estipular una densidad de fluido de perforación en determinada sección de Pozo, en este caso la sección de 6 ¾" x 9", es con el fin de que este ejerza la suficiente contra presión con el fin de superar o mantener las presiones ejercidas por las formaciones para que estas no se desestabilicen y se derrumben.

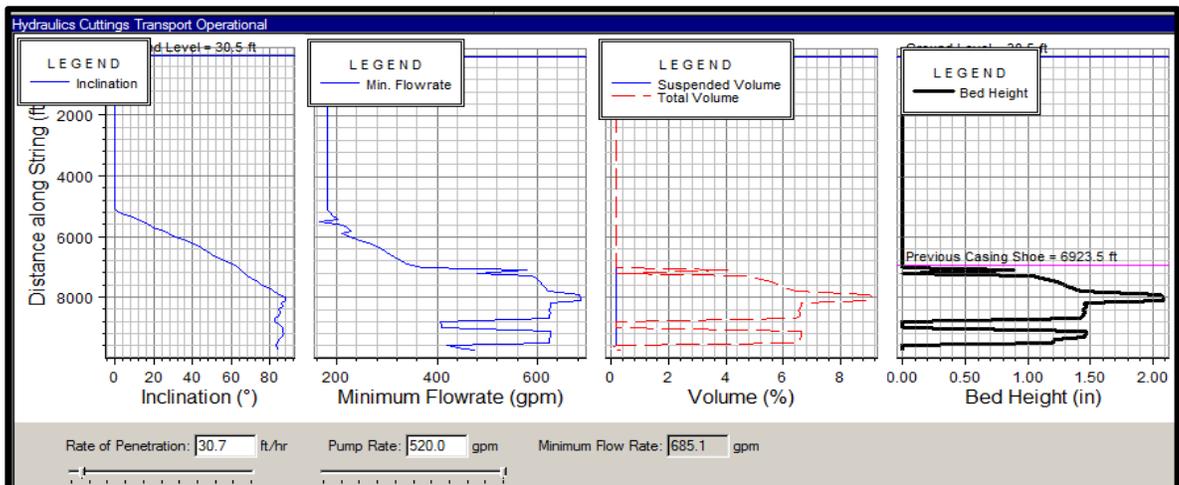
Pero si en realidad fue necesario utilizar otra densidad de lodo, fue debido a que lo que se esperaba encontrar no se encontró, y por ende desde la planeación hubo un error. En este caso, al presentarse tanto contenido de Arcilla en la formación la cual no pudo ser estabilizada con la densidad de 8.7 ppg se tuvo que subir a 9.2 ppg, la causa consistió en que se esperaba encontrar una arena la cual si pudiese ser manejada con la densidad inicial, por lo que la causa subyacente es la construcción de la trayectoria en una formación con presencia con alto contenido de Lutitas, Limolitas y Arcillolitas. El cambio de densidad del fluido de perforación se puede evidenciar en el Anexo U, donde también se muestra la densidad a usar de acuerdo a lo estipulado en el Programa de Perforación.

**5.4.3.3. Barrera Limpieza del Pozo Apropiaada.** De igual manera se determinan los tipos de causas que permitieron que fallara esta barrera.

- **Causa Inmediata.** Cuando las formaciones atravesadas tienden a derrumbarse en el Pozo, la limpieza de este tiene que ser aún más eficiente. Para este pozo la limpieza de este no fue efectiva ya que al realizar la simulación de Hidráulica, se muestra la formación de una cama de cortes que llega hasta 2 pulgadas de altura, como se muestra en **la Figura 33**, cabe recalcar que el desarrollo de la Hidráulica se hizo de igual manera que los pozos anteriores variando el diámetro del hueco ya que este tiende a ensancharse como se muestra en el Anexo V.

Por lo anterior se concluye que en el Pozo se está presentando una limpieza ineficiente.

**Figura 33.** Resultados de la simulación del caso pesimista del último día de Perforación del Pozo I.



**Fuente:** Interfaz “Hydraulics Cuttings Transport Operational” del Pozo I en Well Plan (Modificado por los Autores)

- **Precondición.** Con base en la Hidráulica realizada, lo que lleva a que se presente una cama de cortes, es porque el volumen de cortes es mayor al volumen suspendido, lo que indica que no todos los cortes están siendo llevado a superficie.
- **Causa Subyacente.** Debido a que el caudal recomendado para que se lleve superficie la cantidad de cortes generados se considera muy alto (685 GPM), se analizan el tiempo de circulación en el que se demoran los fondos en llegar a superficie, ya que si se intenta alcanzar el galonaje mencionado anteriormente, se puede fracturar la formación atravesada.

Con base en la hidráulica realizada, se toman las capacidades anulares generadas en el Hole section editor de la simulación las cuales se observan en el Anexo V, y posteriormente se determina un volumen de lodo, con el porcentaje de cortes generado (7%); para así determinar el tiempo de circulación teniendo en cuenta el caudal real utilizado en la operación. (520 GPM).

Los resultados de lo anterior se muestran en la **Tabla 12**.

**Tabla 12.** Datos de volumen utilizados para determinar el tiempo de circulación del Pozo I.

<b>Volumen Anular total</b>	818.85
<b>Volumen de cortes + volumen anular del pozo (Bbl)</b>	840.69
<b>Volumen total del pozo (gal)</b>	35309.29
<b>Tiempo circulación de broca a superficie mínimo (min)</b>	<b>67.9</b>

Por lo anterior, se determina que el tiempo de circulación no es suficiente ya que el tiempo mínimo identificado para llevar los cortes de fondo a superficie es de 67.9 minutos sin tener en cuenta el factor de seguridad que se toma para prolongar un poco más la circulación. Esto difiere de lo realizado ya que como se denota en la **Figura 34** se circuló dos fondos arriba cada una de 60 minutos, tiempo que es menor al determinado.

**Figura 34.** Tiempo de circulación real del Pozo I

OPERATION SUMMARY								
Desde*	Duration hrs	Fase*	Código*	Subcódigo*	P/N*	MD from (ft)	MD to (ft)	Operación*
9:00	2.00	0010	1500	1503	N	9,748.0	9,748.0	RIMANDO DESDE 8080' HASTA 8095'. CIRCULÓ UN FONDO ARRIBA CON Q: 510 GPM, SPP: 1850 PSI, RPM: 100, TQ: 5 - 6 KLB/P/PIE. BOMBEO 40 BBLs DE PILDORA VISCOSO PESADA DE 11.0 LPG, 150 SEG/QT + 20 LPB DE LCM Y CIRCULÓ OTRO FONDO ARRIBA CON Q: 510 GPM, SPP: 1850 PSI, RPM: 100, TQ: 5 - 6 KLB/P/PIE (MÁXIMO CAVING: 0.7 BPH). W/R: 210 KLBS.

**Fuente:** Daily Drilling Report Del Pozo I (2014). (Modificado por los Autores)

Por lo que se concluye que la limpieza del Pozo falló debido a que el tiempo de circulación en el pozo fue insuficiente.

**5.4.4 ¿Cómo paso el Evento dos en el Pozo I?** Como se dijo anteriormente, una vez asentado el Liner de 7” se llevaron a cabo diferentes viajes de acondicionamiento los cuales fallaron ya que los síntomas fueron los mismos. razón por la cual las barreras de Defensa son las mismas a las identificadas en el Evento 1.

Pero en este caso la Barrera “Composición y rendimiento del BHA” Presento causas diferentes y se da una Barrera nueva que está relacionada con los trabajadores de la Cuadrilla de perforación.

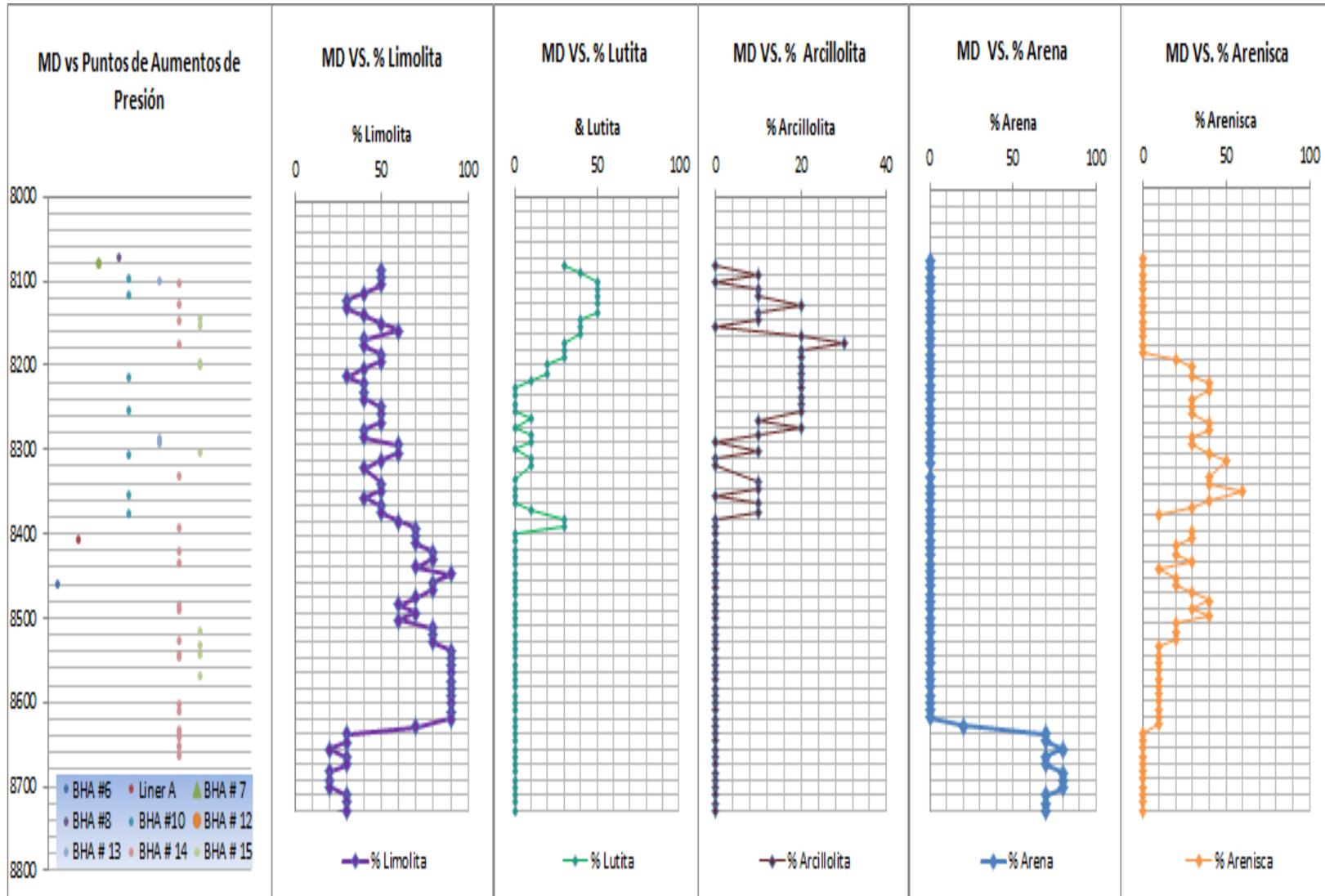
**5.4.5 ¿Por qué paso en Evento dos en el Pozo I?.** Las diferentes causas identificadas por las cuales fallaron las diferentes barreras, son las mismas al evento anterior ya que los síntomas anomalías fueron las, a continuación se presentan cada una de estas de manera resumida.

**5.4.5.1 Barrera de Control Direccional.** Para esta Barrera las diferentes causas que hicieron que esta fallara se explican a continuación.

- **Causa Inmediata.** Como se mostró en el Evento 1 no se siguió la inclinación ni los DLS planeado en el Programa de Perforación.
- **Precondición.** Cuando se llevaron a cabo los diferentes viajes de re acondicionamiento, se presentaron nuevamente incrementos de presión, intentos de empaquetamiento, no circulación y no rotación de la sarta al igual que en el Evento 1, por lo que se concluye que la ubicación del Pozo fue la Incorrecta ya que se hizo una geo-navegación en una formación con poca presencia de Arenas Limpias y alto contenido de arcilla.

En la **Gráfica 20** se muestran los diferentes puntos de aumentos de presión en profundidad, registrados por cada uno de los BHA’s implementados después de que se asentara el Liner de 7”.

**Gráfica 20.** Aumentos de la presión en el Pozo I en comparación con la litología atravesada.



En la Gráfica anterior se puede apreciar que la mayoría de profundidad en los que se presentaron aumentos de presión fue en el intervalo de profundidad comprendido entre 8100 ft y 8500 ft, donde la formación solo presentaba contenido de Limolitas, Lutitas y Arcillolitas.

- **Causa Subyacente.** Por lo anterior, la causa subyacente identificada la incertidumbre de la ubicación real de las formaciones con alto contenido de Arena limpia, tal y como se explicó en el Evento 1.

**5.4.5.2 Barrera Composición y rendimiento del BHA.** Para el evento dos se muestran diferentes causas a las del Evento 1 las cuales hicieron que fallara la Barrera.

- **Causa Inmediata.** Cuando se intentó re acondicionar el pozo se presentaron varios inconvenientes de tipo técnico en algunos BHA, el BHA # 10, presento un *Wash Out* en la herramienta entre el Mole shoe y el MWD, razón por la cual se tuvo que llevar a superficie y bajar el BHA #11 para re acondicionar, donde se perdió tiempo y por ende dinero, además posterior a esto al BHA#11 se le desprendieron las herramientas que van desde el Martillo hasta la broca, dejando un pescado en el fondo, por lo que se tuvo que hacer un viaje de pesca con el BHA#12 para rescatar la herramienta.
- **Precondición.** Lo anterior se dio por un mal accionamiento del Martillo ya que al presentarse un punto apretado se acciono el este el cual causo el desprendimiento de las herramientas, las cuales cayeron al fondo del Pozo.

**5.4.5.3 Barrera Características de fluido apropiadas.** Tal y como se observó en el Evento 1, la densidad del fluido no fue suficiente para controlar las presiones de las formaciones, ya que en los diferentes viajes de acondicionamiento se aumentó la densidad desde 9.2 ppg a 9.5 ppg. Razón por la cual las causas identificadas son las mismas que las presentadas en el análisis del Evento 1. El aumento de la densidad del fluido de perforación se muestra en el Anexo U.

Barrera Desempeño Oportuno de la cuadrilla de perforación. Anteriormente se dijo que en el presente Trabajo no iba a incluir los aspectos relacionados con decisiones gerenciales, administrativas, y diferentes factores humanos, pero más sin embargo es importante mencionar que el 17 de Junio de 2014 la cuadrilla de Pioneer entro en paro por lo cual las operaciones tuvieron que parar, dejando envejecer el Pozo. Al momento de retomar el pozo fue imposible recuperar las condiciones de este y por lo tanto se tomó la decisión del Side Track del Pozo I.

Los dos Árboles Tripod correspondientes al análisis de los dos eventos se muestran en Anexo W, y en el Anexo X.

**5.4.6 Análisis de Resultados del Pozo I.** En el Cuadro 17, se muestran las conclusiones y recomendaciones que se identificaron para el Pozo I, estas apreciaciones se basaron en el cuadro resumen de Pozo I (**Cuadro 18**).

**Cuadro 17.** Conclusiones y Recomendaciones Pozo I

Conclusiones	Recomendaciones
En el Pozo I se construyó una trayectoria que atravesaba litologías inestables (Unidad K1 Superior e Inferior) las cuales provocaron el empaquetamiento de los BHA.	<p>Se recomienda implementar nuevas técnicas para la caracterización del mismo ayudando a la localización de las arenas limpias y conocimiento del buzamiento de las capas.</p> <p>Se recomienda hacer un estudio geo mecánico en donde se vea hacia donde la formación presenta los mayores esfuerzos, tal y como lo plantea Azim Abdul et al. (2016)<sup>65</sup> donde se estudió la inestabilidad del Shale de Zumbair en Kuwait con el fin de buscar las causas de los tiempos no planeados en la perforación de esta formación.</p>
La limpieza del pozo tomó un papel importante en la aparición de la necesidad de hacer un side Track debido a la formación de una cama de cortes aproximada de 1.5 pulgadas después del zapato del revestimiento asentado a los 6923', al envejecimiento del pozo después de un paro de 20 días por la cuadrilla de Pionner y el empaquetamiento de las herramientas en la sección 8 ½".	<p>Es necesario tener tiempos de circulación mayores a 67.9 minutos, teniendo en cuenta rangos de seguridad que sobrepasen los mínimos, para así <u>garantizar buenas prácticas de limpieza.</u></p> <p>El hacer simulaciones de hidráulica con casos pesimistas, teniendo en cuenta el ensanchamiento del hueco y el tamaño de los cortes reales, puede dar una mejor visión de lo que podría pasar si la condición de la formación (si esta es inestable o no) atribuye a la mala limpieza del pozo.</p>

---

<sup>65</sup> AZIM ABDUL et al. Using ingrated geomachanical study to resolve expensive Well bore stability problema while drilling through Zumbair Shale/sand sequence of Kuwait: A case study. Kuwait Oil Company. SPE 148049-PP. p. 4.

**Cuadro 17. (Continuación)**

<b>Conclusiones</b>	<b>Recomendaciones</b>
	Si esto se tiene en cuenta en hidráulicas futuras, lo más probable es que se mejoren las prácticas de limpieza y se eviten los empaquetamientos.
Aumentar el peso del lodo (Pasar de 8.7 ppg a 9.5 ppg) fue una práctica de perforación innecesaria, ya que al incrementar el peso del lodo se incrementa la presión en el fondo del pozo, que es uno de los síntomas que se quieren evitar cuando se pasa formaciones inestables como la Unidad K1 Superior e Inferior; el incrementar el peso del lodo puede ser una medida que corrija la inestabilidad del pozo de manera momentánea pero puede empeorarla con el paso del tiempo, lo cual puede afectar los viajes de acondicionamiento.	<p>Para poder estabilizar formaciones que están compuestas por Lutitas y Limolitas, las cuales son formaciones laminares y friables, es recomendable el uso de polímeros o material puenteante de diferente granulometría para poder cerrar las posibles micro fracturas y así ayudar a la estabilidad de las formaciones evitando posibles empaquetamientos en el pozo.</p> <p>Para poder disminuir el stress en la formación y evitar la inestabilidad en el pozo cuando se están atravesando formaciones con alta presencia de Lutitas y Limolitas es recomendable usar un lodo base aceite los cuales evitan stress a la formación por efectos de capilaridad y no reaccionan con formaciones con alta presencia de arcillas.</p>

**Cuadro 18. Resumen de la Investigación Realizada al Pozo I.**

¿QUÉ PASÓ?	¿CÓMO PASÓ?	¿POR QUÉ PASÓ?		
IDENTIFICACIÓN DEL EVENTO, OBJETO Y HAZARD	BARRERAS IDENTIFICADAS	CAUSA INMEDIATA	PRECONDICIÓN	CAUSA SUBYACENTE
	CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN	Construcción de la trayectoria en formaciones con poca presencia de arena Y mucha presencia de lutitas.	Incertidumbre en la ubicación real de arenas limpias	
	CONTROL DIRECCIONAL	NO se siguió lo planeado en cuanto a los DLS	Construcción de una trayectoria en formaciones con poca presencia de arena Y mucha presencia de Lutitas Y limolitas.	Incertidumbre en la ubicación real de arenas limpias
		No se siguió lo planeado en cuanto a la inclinación	En el momento de la geonavegación, no hay una inclinación constante de 88°	
	CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO APROPIADAS	Densidad inadecuada para la litología atravesada	Se utilizó una densidad de 8.8 ppg a 9 ppg en formaciones inestables con poca presencia de arena	Construcción de la trayectoria en formaciones con poca presencia de arena Y mucha presencia de lutitas.
LIMPIEZA ADECUADA DEL POZO	Existente una cama de cortes de aproximadamente de 0 a 2"	Volumen total de cortes 7% mayor que el volumen suspendido	Tiempo de circulación insuficiente. Tiempo mínimo para un fondos arriba: 68 min Tiempo Real: 50 min	
	COMPOSICIÓN ADECUADA DEL BHA	Utilización de múltiples BHA con diferentes configuraciones	En el Well Planning no hay aclaración de composición de BHA de acondicionamiento	
	ADECUADO RENDIMIENTO DEL BHA	Fallas de poca circulación de BHA 10 (Wash out en la herramienta direccional) y no respuesta del Well Comander (BHA 12)		
		Pesca del BHA No. 11	Utilización inadecuada de martillo	
	CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO APROPIADAS	No había una densidad del fluido constante para la misma profundidad y la misma litología, aumentaban de peso a medida que hacían mas viajes	Pozo en formaciones inestables limolitas de la formación K1 inferior	Construcción de la trayectoria en formaciones con poca presencia de arena Y mucha presencia de lutitas.
	DESEMPEÑO OPORTUNO DE LA CUADRILLA DE PERFORACIÓN			Paro de la cuadrilla de Pioneer
LIMPIEZA ADECUADA DEL POZO	Existente una cama de cortes de aproximadamente de 0 a 2"	Volumen total de cortes 7% mayor que el volumen suspendido	Tiempo de circulación insuficiente. Tiempo mínimo para un fondos arriba: 68 min Tiempo Real: 50 min	

## 6. CONCLUSIONES

- Es de vital importancia conocer acerca de las diferentes formaciones geológicas que se encuentran en el subsuelo ya que con las diferentes características físicas y químicas de estas, se determinan los diferentes parámetros de perforación. Debido a la incertidumbre que existe al perforar, en los pozos analizados H e I se presentó un manejo inadecuado de los parámetros de control direccional, DLS, Azimut e Inclinación. (Remitirse a la Gráficas 11, 12 y 18)
- Los tiempos no planeados o NPT en el Campo Castilla representan aproximadamente el 45% (9 días) de una perforación normal (aproximadamente 20 días) por pozo. En toda la campaña de perforación, el problema de pega de tubería fue el que tuvo más recurrencia con un porcentaje del 41% equivalente a 5425 horas de NPT, por lo que es el más crítico. Seguido a este se encuentra los problemas de hueco con un 33% (4324.4 horas) y el ultimo problema de alta criticidad es el relacionado con las herramientas en el subsuelo con una participación del 18% (2429 horas).
- Se identificó una muestra representativa de 15 pozos, los cuales son los más costosos (su costo se encuentra entre US\$4'000.000 a US\$12'300.000 millones), con mayor presencia de tiempos no planeados (duración de tiempos no planeados de 11-58 días) y por ende los que tuvieron mayor duración en su perforación (29-80 días).
- Se seleccionó la herramienta Tripod Beta que permite el análisis gráfico de diferentes problemáticas, y que tiene como valor agregado el no necesitar otra para su ejecución. Además de que permite la visualización secuencial causal para llegar a una posible causa raíz identificando todos los factores técnicos y administrativos, que hacen que se presente un evento o anomalía.
- La metodología propuesta basada en el Tripod Beta, fue modificada para poder diagnosticar posibles problemas operacionales durante la perforación en la industria del petróleo, con el fin de responder las tres preguntas básicas de una investigación de causa raíz (¿Qué pasó?, ¿Cómo pasó? y ¿Por qué pasó?), teniendo en cuenta la recopilación, organización y análisis de la información.
- Al aplicar la metodología se identificó que existen varias causas que son inherentes a la formación (composición litológica de la formación), es decir que son causas que no se pueden remediar pero si se pueden controlar teniendo en cuenta las causas operacionales identificadas relacionadas con los fluidos de perforación, el control direccional y los parámetros de perforación.
- En los cuatro pozos estudiados, se presenta una deficiencia en la adecuada limpieza de los mismos, ya que se observó que los tiempos de circulación

necesarios para llevar los cortes generados a superficie son insuficientes, debido a que no se cuenta con el posible ensanchamiento de las formaciones atravesadas en la sección de 8 ½" (Unidad T2, Unidad K1 superior e Inferior). El tiempo necesario mínimo determinado para llevar los cortes desde el fondo a superficie es en promedio es de una hora cuando en realidad se hace toda la circulación en este mismo tiempo.

- Se identificó también que en los cuatro pozos estudiados, la Unidad K1 Superior e Inferior presentaron inestabilidad en las Lutitas debido a que el densidad del fluido de perforación planeado para esta sección (8.8 – 9.0 ppg) no fue suficiente, por lo que se tuvo la necesidad de subir la densidad del lodo hasta 9.7 ppg.
- Aumentar el peso del lodo (Pasar de 8.7 ppg a 9.5 ppg en los Pozos F,G e I) fue una práctica de perforación innecesaria, ya que al incrementar el peso del lodo se incrementa la presión en el fondo del pozo, que es unos de los síntomas que se quieren evitar cuando se pasa formaciones inestables como la Unidad K1 Superior e Inferior; el incrementar el peso del lodo puede ser una medida que corrija la inestabilidad del pozo de manera momentánea pero puede empeorarla con el paso del tiempo, lo cual puede afectar los viajes de acondicionamiento.
- Según el análisis estadístico de los pozos perforados en la campaña de perforación comprendida desde el 1 de enero del 2014 hasta el 1 de abril del 2015, se determinó que el 52% (33 pozos) se alejan del AFE o costo autorizado de la perforación (\$US 3'939.680), lo que revela que existe una relación entre los sobrecostos que por lo general indican un aumento en los problemas operacionales durante la perforación.

## 7. RECOMENDACIONES

- Mejorar el procedimiento propuesto, considerando las diferentes áreas de estudio de los Tiempos no Planeados, haciendo mayor énfasis bien sea en los Parámetros Operacionales, Fluidos de Perforación o Geo mecánica.
- Tomar como base el “Tripod Beta Modificado” para identificar diferentes herramientas de análisis, que permitan leer las secuencias de eventos de una manera más holística al considerar variables estocásticas no analizadas en este trabajo.
- Proponer un método o sistema que facilite la recolección de la información debido a que la presente investigación se vio limitada al acceso de la misma.
- Generar un software que logre la digitalización de la metodología propuesta.
- Evaluar la viabilidad técnico-financiera de la Aplicación de Nuevas Tecnologías que permitan estabilizar las Unidades T2, y K1 superior como por ejemplo Tubulares Expandibles y/o Liner While Drilling.
- Recaracterizar el Yacimiento, ya que al ser Castilla un campo depletado, se han creado micro fracturas las cuales han afectado la operación de Perforación.
- Diseñar un fluido de perforación que cumpla con dos funciones primordiales para este Campo las cuales son la capacidad puenteante para sellar micro fracturas y que al mismo tiempo tenga la densidad suficiente para estabilizar las Lutitas presentes en las Unidades T2 y K1 Superior.
- Investigar qué relación existe entre el ángulo de inclinación y la probabilidad que tiene la Arena Geo-navega a desmoronarse ya que existen hipótesis que establecen que una variable tiene dependencia de la otra.
- Evaluar la viabilidad de la Aplicación de tecnologías que hagan un seguimiento a las presión, como Pressure While Drilling (PWD) la cual permite tener control del monitoreo de la densidad Equivalente en tiempo real (ECD), limpieza del Pozo entre otros.
- Aplicar la metodología propuesta en otro Tipo de Operación como Movilización, Completamiento o Producción.
- Para futuros proyectos de perforación es recomendable hacer una revisión detallada de los parámetros de perforación para la ejecución de hidráulicas ya que actualmente se están utilizando caudales bajos (300 GPM- 350 GPM).

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda 2010 Llanos Orientales. Colombia. [Consultado el 2/3/2016]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Mensual De Petróleo. Estadísticas De Producción. [Print(0)]. [Consultado el 03/23/2016]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. DICIEMBRE 2012. p.48,49, 51,52

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS y (ANH). Estudio Integrado De Crudos Pesados Cuenca De Los Llanos Orientales. [Print(0)]. Colombia. [Consultado el 02/22/2016]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe\\_de\\_Prospectividad.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf)

ANGEL ALVAREZ,JOHN BYRON. Metodología Para Identificar En Tiempo Real Las Zonas De Inestabilidad Geomecanica, y Mitigar Los Riesgos Durante Las Operaciones De Perforación De Pozos Petroleos. Medellin, Colombia.: Universidad Nacional de Colombia, 2012. p. 23.

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). BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2012. p. 42.  
B LANGER, José Luis. ¿ Cuanto Vale Perforar Un Pozo En América Latina? [Consultado el 03/26/2016]. Disponible en: <http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/analisis-de-campetrol-cuanto-vale-perforar-un-pozo-en-america-latina/>

BAYONA, German, et al. Estatigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la patrte Distal de la cuenca Antepais de los llanos de Colombia. DICIEMBRE 2008.vol. ISSN-0072-0992, no. REVISTA GEOLOGÍA COLOMBIANA, UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, p. 10

CRUZ VELASQUEZ,D. Predicción De Sobrepresiones a Tiempo Real Para La Perforación De Pozos En México. Instituto Mexicano De Petróleo. [Consultado el 02/102016]. Disponible en:[https://www.academia.edu/5049505/Predicci%C3%B3n de sobrepresiones a tiempo real para la perforaci%C3%B3n de pozos en M%C3%A9xico](https://www.academia.edu/5049505/Predicci%C3%B3n_de_sobrepresiones_a_tiempo_real_para_la_perforaci%C3%B3n_de_pozos_en_M%C3%A9xico)

ECOPETROL S.A. Campo De Producción Castilla Alcanzo Nuevo Récord De Producción. Villavicencio, Colombia. [Consultado el 3/23/2016]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>

ECOPETROL S.A. Castilla Recargado. [Consultado el 23/3/2016]. Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

EPEX. Learn from Accidents, about Tripod Beta. (2015) [Consultado el 05/062016]. Disponible en: <http://www.learnfromaccidents.com/about-tripod-beta/>

FERNANDEZ MULLER, Euclides. Verificación Del Proceso De Selección De Un Taladro De Perforación. Sartenejas. . Sartenejas.: Universidad Simón Bolívar., 2012. p. 13.

Galp Energía. Perforación. [Consultado el 06/052016]. Disponible en: <http://www.galpenergia.com/ES/agalpenergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Perforacion.aspx>  
Geologyanddrillingproblems. Pérdidas De Circulación De Lodo. [Consultado el 06/052016]. Disponible en: <https://geologyanddrillingproblems.wikispaces.com/PERDIDAS+DE+CIRCULACION+DEL+LODO>

GUERREO, Javier y SARMIENTO, Gustavo. Estratigrafía Física, Paninológica, Sedimentológica y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera. vol. Revista Geología Colombiana n. 20, p. 3-16

GUZMÁN GONZALES, A. E. A Palynological Study on The Upper Los Cuervos and Mirador Formations. Brill Archive, 1967. p.7

HOTHER Anthony. The Systematic Application of Root-Cause Analysis to Failures of Intelligent –Well Completions. vol. SPE-124336

HUBBARD, BRAD LEE y KADRI, SHABIB. Nonproductive Time (NPT) Reduction Delivered through Effective Failure Investigations. no. IADC/SPE-128425

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

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

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

JIMENEZ JACOME,G. Temporalidad En La Formación De La Zona Sur De La Cuenca Foreland De Los Llanos Orientales. Colombia: 2010.

MARTINEZ ESTRELLA,Daniel. Límite Técnico De La Perforación De Los Pozos Horizontales De La Cuenca De Chicontepec. Weatherford. . [Consultado el 02/22016]. Disponible en:[http://www.oilproduction.net/files/limite tecnico en%20la%20perforacion%20de%20pozos\\_chicontepec.pdf](http://www.oilproduction.net/files/limite_tecnico_en%20la%20perforacion%20de%20pozos_chicontepec.pdf)

MARTINEZ,Eliana, *et al.* Informe De Visita a La Estación De Acacias De Ecopetrol S.A Para Ver El Proceso De Recolección y Tratamiento Del Crudo. [Print(0)]:Superintendencia de Operaciones de Castilla-Chichimene. Departamento del Meta: 2013. 8

MONCAYO,Edwar, TCHEGLIAKOVA,Nadejda y MONTES,Luis. Pre-Stack Seismic Inversion Based on A Genetic Algorithm: A Case from the Lanos Basin (Colombia) in the Absense of Well Information. C.T.F Cienc. Tecnol. Futuro. Bucaramanga. [Consultado el 03/262016]. Disponible en: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53832012000100001](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832012000100001)

NOTESTEIN, Frank B. Geology of the Barco Cocession, Republic of Colombia, South America. The Society, 1944. 51 p. Revista el Portafolio. Rubiales Ya no Es El Mayor Poductor De Petróleo En Colombia. [Consultado el 02/022016]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/castilla-mayor-productor-petroleo> RiskTec Consulting B.V. Getting Started with Tripod B V3. 2006. p .52.

ROJAS P. Justificación De La Perforación De Los Pozos Castilla y Chichimene "Estratigrafía General". Prognosis Ecopetrol S.A: 1999. p. 4-5.

SCHLUMBERGER,Glossary Oil Field. Cambio Angular-Pata De Perro. [Consultado el 09/052016]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dog\\_leg.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dog_leg.aspx)

SKLET SNORRE. Methods for Accident Investigation. Dept. of Production and Quality Engineering. . En: NTNU. p. 13

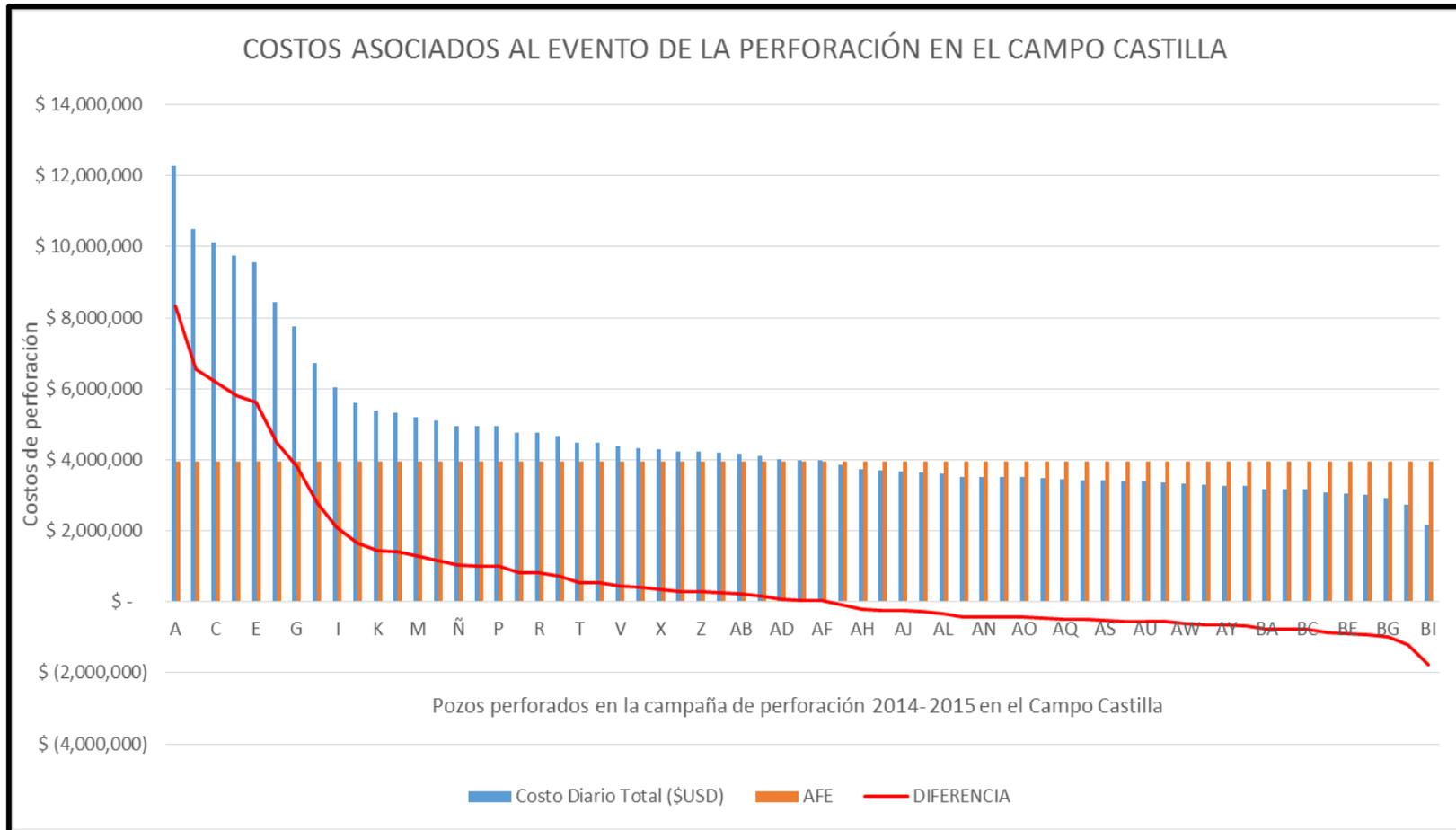
TERSELICH VILLAMIL, Mateo Francisco. Evaluación De La Implementación De Un Nuevo Diseño De Broca PDC Con La Tecnología Conterforce En La Sección 12 1/4 Del Campo Castilla. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2015. p. 46.

TORRES, Mariela y KARIM, Paz. Tamaño De Una Muestra Para Una Investagación De Mercado. UNIVERSIDAD RAFAEL LANDIVAR, GUATEMALA. [Consultado el 02/92016]. Disponible en: [http://www.tec.url.edu.gt/BOLETIN/URL\\_02\\_BAS02.PDF](http://www.tec.url.edu.gt/BOLETIN/URL_02_BAS02.PDF)

# ANEXOS

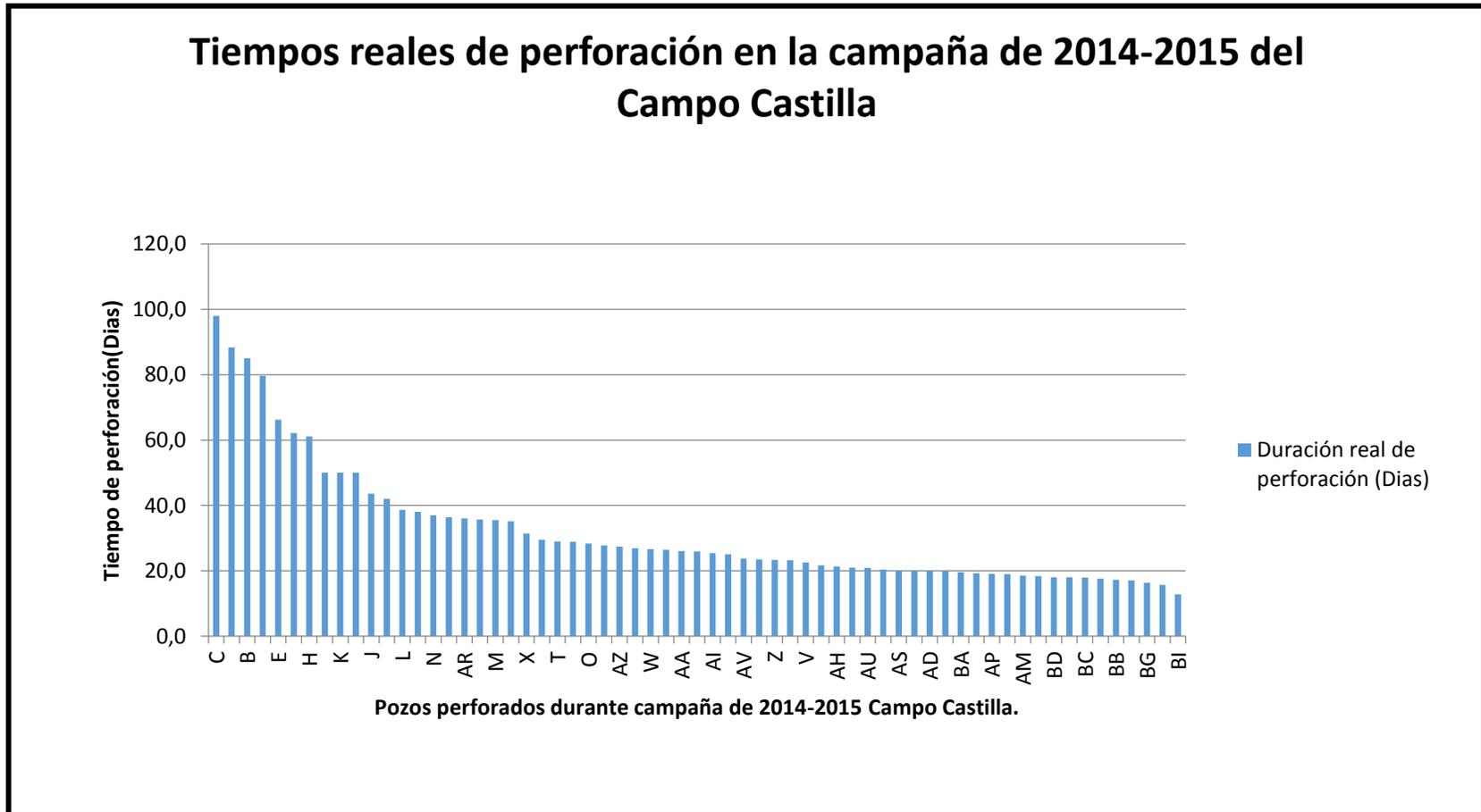
**ANEXO A.**

**COSTOS ASOCIADOS AL EVENTO DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO CASTILLA (1 DE ENERO 2014 – 1 DE ABRIL 2015.)**



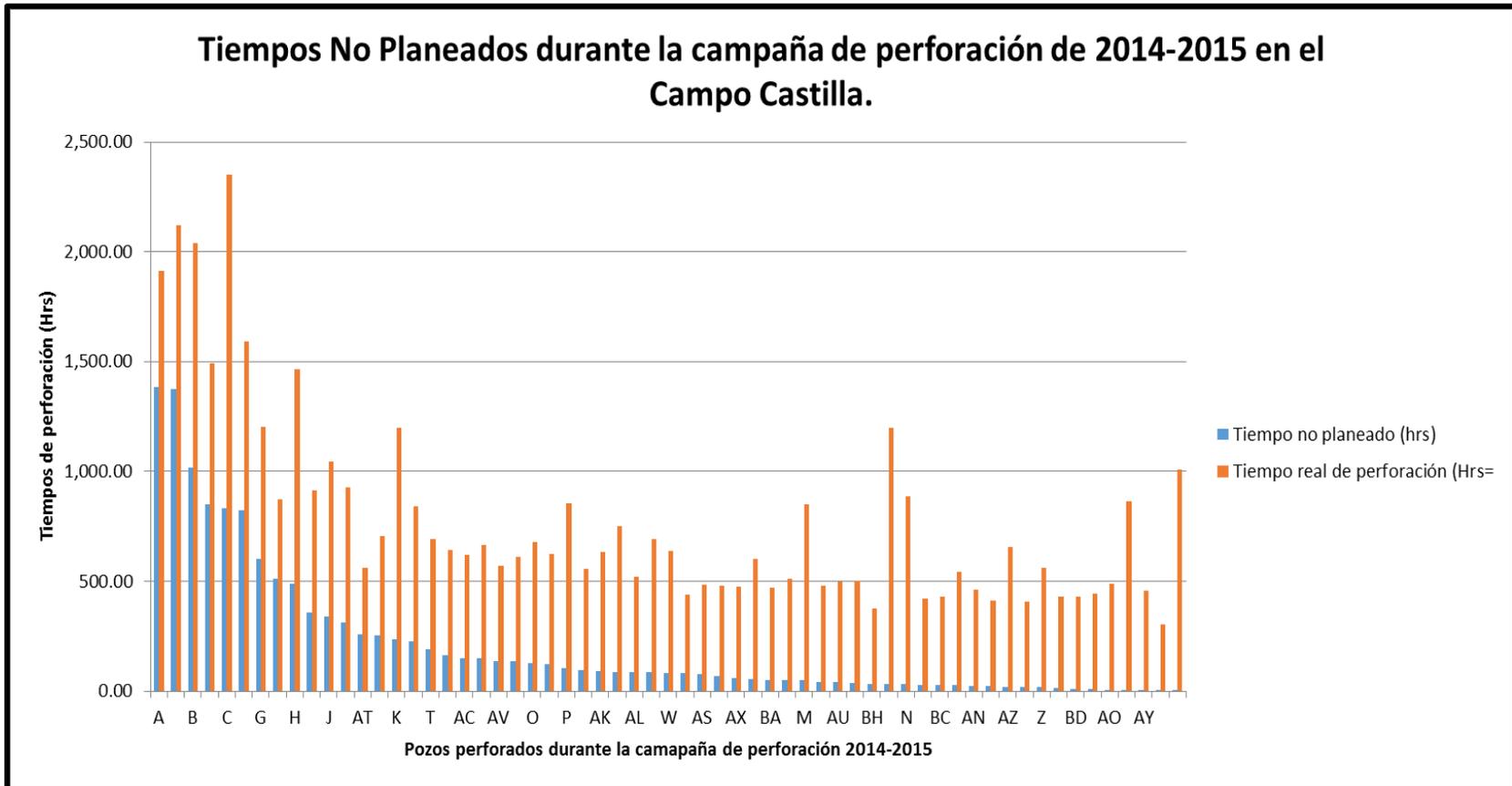
**ANEXO B.**

**TIEMPOS REALES DE PERFORACIÓN EN LA CAMPAÑA DE 2014- 2015 DEL CAMPO CASTILLA**



**ANEXO C.**

**TIEMPOS NO PLANEADOS DURANTE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN DE 2014-2015 EN EL CAMPO CASTILLA**



**ANEXO D.**

**TIEMPOS NO PLANEADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS G, H, I, J. CON RELACIÓN A LA FORMACIÓN DONDE SE PRESENTARON.**

**Gráfica 1.** Tiempos No Planeados en el Pozo G, y con respecto a la Formación.



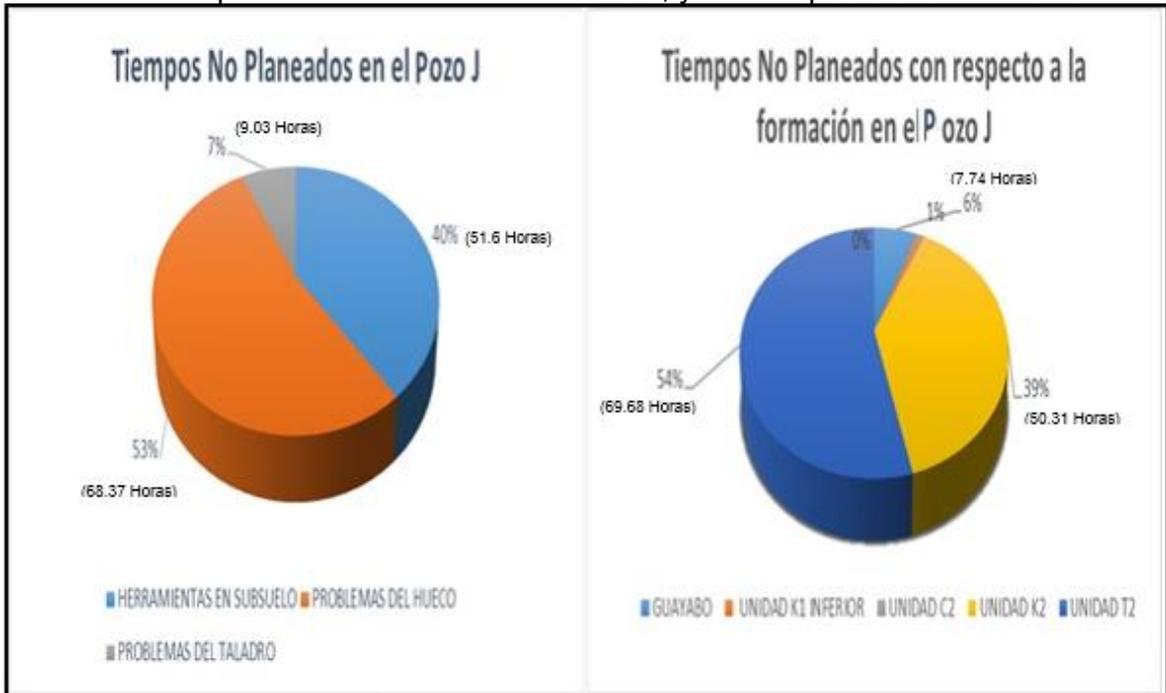
**Gráfica 2.** Tiempos No Planeados en el Pozo H, y con respecto a la Formación.



**Gráfica 3.** Tiempos No Planeados en el Pozo I, y con respecto a la Formación.



**Gráfica 4.** Tiempos No Planeados en el Pozo J, y con respecto a la Formación.



**ANEXO E.**  
**POSIBLES HAZARDS EN LA OPERACIÓN DE PERFORACIÓN EN**  
**ECOPETROL S.A**

PEGA DE TUBERÍA

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

- Cavings
- Perforación de Lutitas sobrepresionadas
- Formaciones reactivas

### PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

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

### HERRAMIENTAS EN SUBSUELO

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

### HERRAMIENTAS EN SUBSUELO DIRECCIONALES

- Selección inadecuada de la tecnología

**ANEXO F.**  
**INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO H**

**Cuadro1.** Información General Pozo H.

<b>INFORMACIÓN POZO H</b>	
<b>Operadora</b>	Ecopetrol S.A
<b>Locación</b>	Castilla La Nueva.
<b>Elevación:</b>	GL: 1356.55 pies sobre el nivel del mar. T: 1387.05 pies sobre el nivel del mar.
<b>Profundidad total</b>	10014 pies (MD), 7122 pies (TVD).
<b>Formación(es) Objetivo</b>	Unidad K1 Inferior (K40)
<b>Revestimiento</b>	-13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> pulgadas, K-55, 54.5 lb/pie a 984 pies -9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> pulgadas, P-110, 47 lb/pie a 6934 pies -Liner 7 pulgadas, P-110, 29 lb/pie Tope a 6796 pies - Zapato a 8467 pies -Liner 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> pulgadas, P-110, 11.6 lb/pie Tope a 6679 pies - Zapato a 7782 pies
<b>SECCIÓN</b>	<b>LODO</b>
17 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	Q-Nca (10-10.5 ppg)
12 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> "	Q- Inhibimiax (10.5-12 ppg)
8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	Q-Drill In (8.7-8.9 ppg)

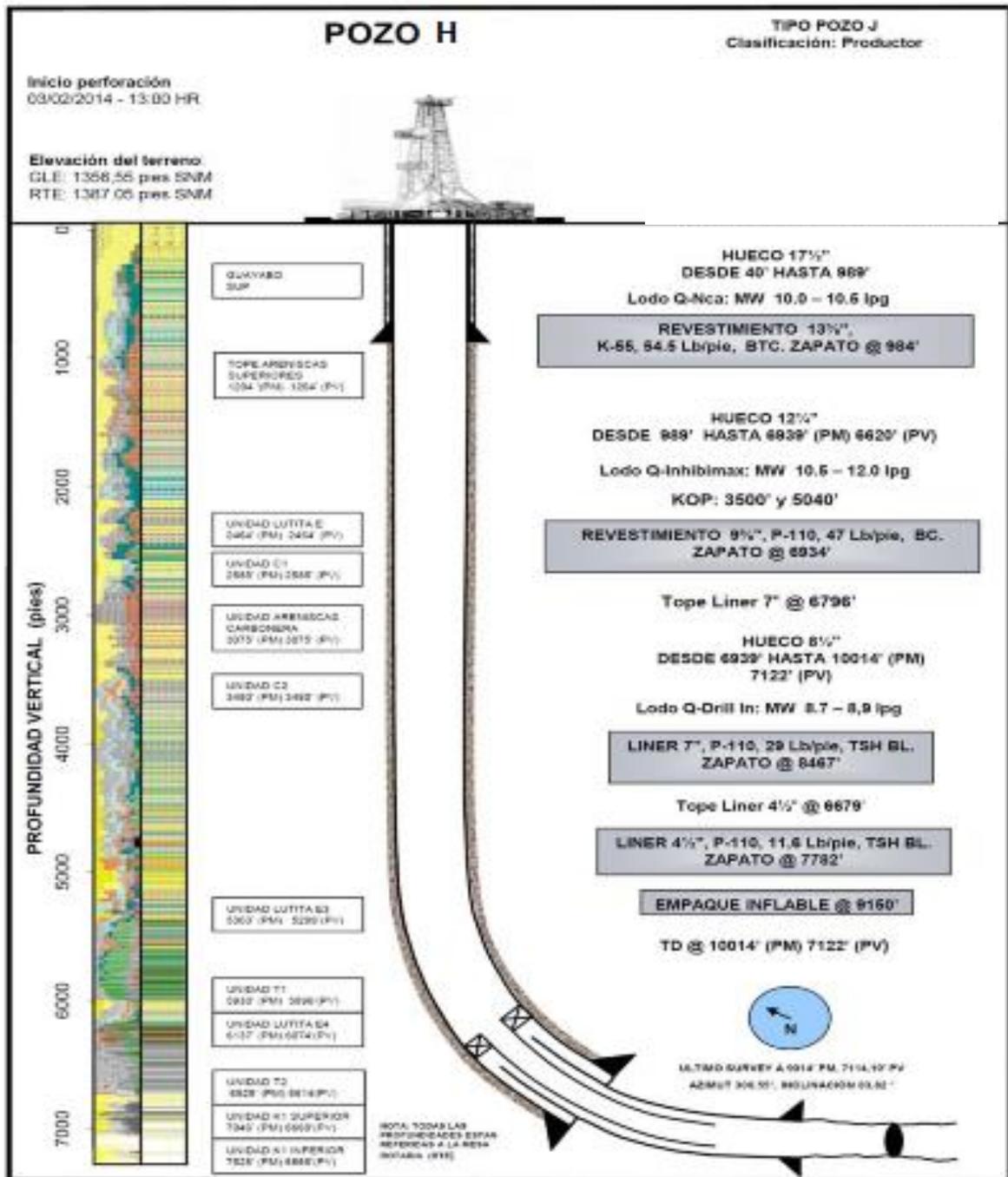
**Fuente:** Informe Final de Perforación Pozo I 2014.Modificado por los Autores

Figura 1. Composición del BHA #7 utilizado en la perforación de la sección de 8 1/2" en el Pozo H.

		DENSIDAD DEL LODO (Lbm/gal):		8,8		FACTOR DE BOYANZA		0,955						
CANT	DESCRIPCION	CONDICIÓN	DISEÑO	SERIAL	SO BOX (in)	ID (in)	BSR	flashing (ft)	LONG (ft)	LONG (ft) PARCIAL	LONG (ft) ACUM	TORQUE (ft-lb)	PESO AIRE (lb)	PESO BOYADO (lb)
3	HEAVY WEIGHT 5" OD	NC-50 PIN BOX	PIONEER	700117	6 1/2	3	N/A	1.41	30.55		4181.08		142603.57	121956
2	50.38 LBS/FT			702115	6 1/2	3 1/16	N/A	1.43	30.32	92.39	4150.53	29400	138286.07	120835
1	ACERADOR	NC-50 PIN BOX	PTI	A2012003	6 1/2	2 3/4	N/A	1.45	30.32		4119.51		137810.07	119295
12	HEAVY WEIGHT 5" OD	NC-50 PIN BOX	PIONEER	0004	6 1/2	3 1/8	N/A	1.63	30.05		4055.56	29400	134348.33	118298
11	50.38 LBS/FT			702110	6 1/2	3	N/A	1.47	30.49		4004.71		132800.85	114959
10				054	6 1/2	3	N/A	1.68	30.74		3954.27		131278.33	113859
9				701038	6 5/8	3	N/A	1.40	30.43		3923.48		129730.33	112730
8				18124	6 1/8	3 1/8	N/A	1.70	30.21		3872.25		128007.80	110943
7	HEAVY WEIGHT 5" OD	NC-50 PIN BOX	PIONEER	80520007	6 3/8	3	N/A	1.53	30.51		3802.38	29400	126884.33	109884
6	50.38 LBS/FT			0016	6 1/8	3 1/8	N/A	1.41	30.54		3811.87		126158.03	108344
5				0050	6 3/4	3 1/16	N/A	1.70	30.74		3841.33		124931.80	107022
4				014470	6 1/2	3	N/A	1.58	30.85		3810.55		124004.80	105891
3				0019	6 3/8	3 1/8	N/A	1.60	31.72		3775.14		123552.33	104358
2				048	6 1/8	3 1/16	N/A	1.69	30.73		3748.71		118900.03	103004
1				702118	6 1/2	3 1/32	N/A	1.45	30.59		3717.78		117454.33	101874
1	HYDRAULIC JAW BIT 92"OD	NC-50 PIN BOX	PTI	C2148	6 3/8	2 13/16	N/A	1.61	28.91	28.91	3687.19	29400	115824.83	100390.19
12	HEAVY WEIGHT 5" OD	NC-50 PIN BOX	PIONEER	0102495	6 1/2	3 1/16	N/A	1.44	30.92		3658.28		114248.05	98809
11	50.38 LBS/FT			052	6 1/2	3 1/16	N/A	1.68	30.74		3627.36		112702.05	97560
10				0007	6 1/8	3 1/8	N/A	1.65	30.98		3595.52		111188.05	96250
9				0018	6 1/8	3 1/8	N/A	1.54	30.24		3565.94		109618.05	94889
8				0028-301	6 1/2	3 1/8	N/A	1.53	30.60		3535.20		108094.05	93571
7	HEAVY WEIGHT 5" OD	NC-50 PIN BOX	PIONEER	040	6 5/8	3	N/A	1.72	30.72		3504.50	29400	106864.05	92247
6	50.38 LBS/FT			3035	6 1/8	3	N/A	1.63	30.84		3473.85		105206.95	90918
5				657	6 1/2	3 1/8	N/A	1.65	30.27		3443.01		103694.95	89581
4				17374-32	6 3/4	3	N/A	1.72	30.50		3412.54		102191.05	88262
3				0037	6 1/2	3 1/8	N/A	1.45	30.83		3382.04		100636.05	86942
2				0033	6 3/4	3	N/A	1.45	30.88		3351.21		99084.95	85608
1				17374-2	6 3/4	3 1/8	N/A	1.72	30.48		3320.33		97260.55	84271
1	90 JUNTAS DE 9"OD	NC-50 PIN BOX	PIONEER	VARIOS	6 5/8	2 3/4	N/A	N/A	2838.09	2838.09	3089.85	29400	95025.947	82962.141
3	HEAVY WEIGHT 5" OD	NC-50 PIN BOX	PIONEER	0030-301	6 1/2	3 1/8	N/A	1.60	30.88		3257.07		93517.07	81448
2	50.38 LBS/FT			858-251	6 5/8	3	N/A	1.71	30.78	92.09	419.58	29400	92073.07	80812
1	ACERADOR	NC-50 PIN BOX	PTI	9888	6 5/8	3	N/A	1.74	30.45		385.22		29435.07	25480
1	HYDRAULIC JAW BIT 92"OD	NC-50 PIN BOX	PTI	C2148	6 3/8	2 3/4	N/A	1.6	29.35	29.35	368.77	29400	27912.57	24162.484
3	HEAVY WEIGHT 5" OD	NC-50 PIN BOX	PIONEER	55271	6 1/8	3 1/8	N/A	1.58	30.91		329.42	29400	26210.27	22889
2	50.38 LBS/FT			55	6 1/8	3	N/A	1.71	30.73	91.77	288.51	29400	24864.77	21351
1	ACERADOR	NC-50 PIN BOX	PTI	17327-1	6 5/8	3	N/A	1.39	30.11		267.76		23127.27	20020
1	CROSSOVER 8 1/2"OD	NC-50 BOX/NC-46 PIN	PIONEER	6248-45	6 5/16	2 3/8	N/A	---	3.08	3.08	237.65	29400	21621.77	18717
3	DRILL COLLAR 6 1/2" OD, 91 LB-FT	NC-46 PINBOX	PIONEER	0153	6 3/8	2 3/8	2.810	2.74	30.30		233.67	22420	21250.59	18403
2				0159	6 1/2	2 3/8	3.010	3.01	30.29	91.79	403.27	22420	18502.29	16016
1	CROSSOVER 7 13/16 OD	NC-46 BOX/NC-50 PIN	PIONEER	0124	6 1/2	2 3/8	3.010	2.72	30.30		172.38	22420	15882.20	13575
1	ESTABILIZADOR 8 3/8" OD	NC-50 PIN BOX	WTF	GP88-45417	6 9/16	2 1/4	2.330	2.05	5.56	5.56	138.54	28000	12802.78	10910
1	SHORT DRILL COLLAR	NC-50 PINBOX	SLB	8585-04	6 7/8	2 3/4	2.57	---	10.11	10.11	132.98	28000	12096.80	10472
1	FLOAT SUB	NC-50 PINBOX	NOV	OIT 17280	6 3/4	2 3/4	2.57	---	3.00	3.00	122.87	28000	11178.79	9875
1	Hydraulic Anchorator 8 3/8, 7 1/2" OD (8 1/2" x) BOGUILAS 2 7/8"	NC-50 PIN/BOX	NOV	860-0002	6 3/4	2 1/2	2.54	1.55	12.17	12.17	119.87	28000	10903.79	9439
1	MNDC 6 3/4"	NC-50 PINBOX	SLB	8582-10	6 11/16	2 3/4	2.38	---	29.88	29.88	107.70	28000	9798.32	8480
1	UPPER SAVER SUB	NC-50 BOX/5 1/2 PIN	SLB	81287860	6 9/16	3 9/16	2.29	---	1.42	1.42	78.04	28000	7997.26	6144
1	TELESCOPE 675	5 1/2 FH BOX/BOX	SLB	E8757	6 13/16	3 7/8	2.28	---	25.10	25.10	76.62	28000	6968.04	6032
1	LOWER SAVER SUB	5 1/2 FH PIN/PIN	SLB	1040889-1	6 7/8	3 7/8	2.54	---	1.05	1.05	51.52	28000	4883.94	4055
1	UPPER SAVER SUB	5 1/2 FH PIN/PIN	SLB	12172-1	6 13/16	3 7/8	2.12	---	1.18	1.52	50.47	28000	4588.39	3972
1	PERISCOPE 675	4 1/2 REG BOX/5 1/2 FH BOX	SLB	05298	6 7/8	3 7/8	2.20	---	18.24	18.24	49.29	28000	4481.01	3879
1	LOWER SAVER SUB	4 1/2 REG/PIN/5 1/2 FH/PIN	SLB	15008	6 7/8	3 7/8	2.20	---	1.52	1.18	31.05	28000	2821.17	2442
1	INLINE FLEX COLLAR	5 1/2" FH PINBOX	SLB	59374	6 15/16	3 7/8	2.28	2.34	9.88	9.88	29.53	28000	2882.85	2322
1	SHORT HDIP	NC-50 PIN/5 1/2 FH BOX	SLB	78398	6 29/32	3 1/8	2.24	2.52	5.73	5.73	19.85	28000	1801.97	1560
1	ESTABILIZADORA SIN 42200 DE 8 3/8" OD	NC-50 BOX 4 1/2 REG BITBOX	SLB	74425	6 3/4	2 1/4	2.78	1.89	13.39	13.39	14.12	28000	1280.54	1108
1	BIT PDC 8 1/2 OD, TIPO SHOX16M	4 1/2" REG PIN	NOV	A187288	6 3/8	2 1/4	N/A	0.24	0.73	0.73	0.73	18000	82.05	54
		BOGUILAS (3 x 13) + (3 x 12)											4484.05	
		T/A Broca	0.609										98898.69	
		T/A Sello	0.707										171666.70	
														PESO BRANCO DEL MARTILLO ROYADO

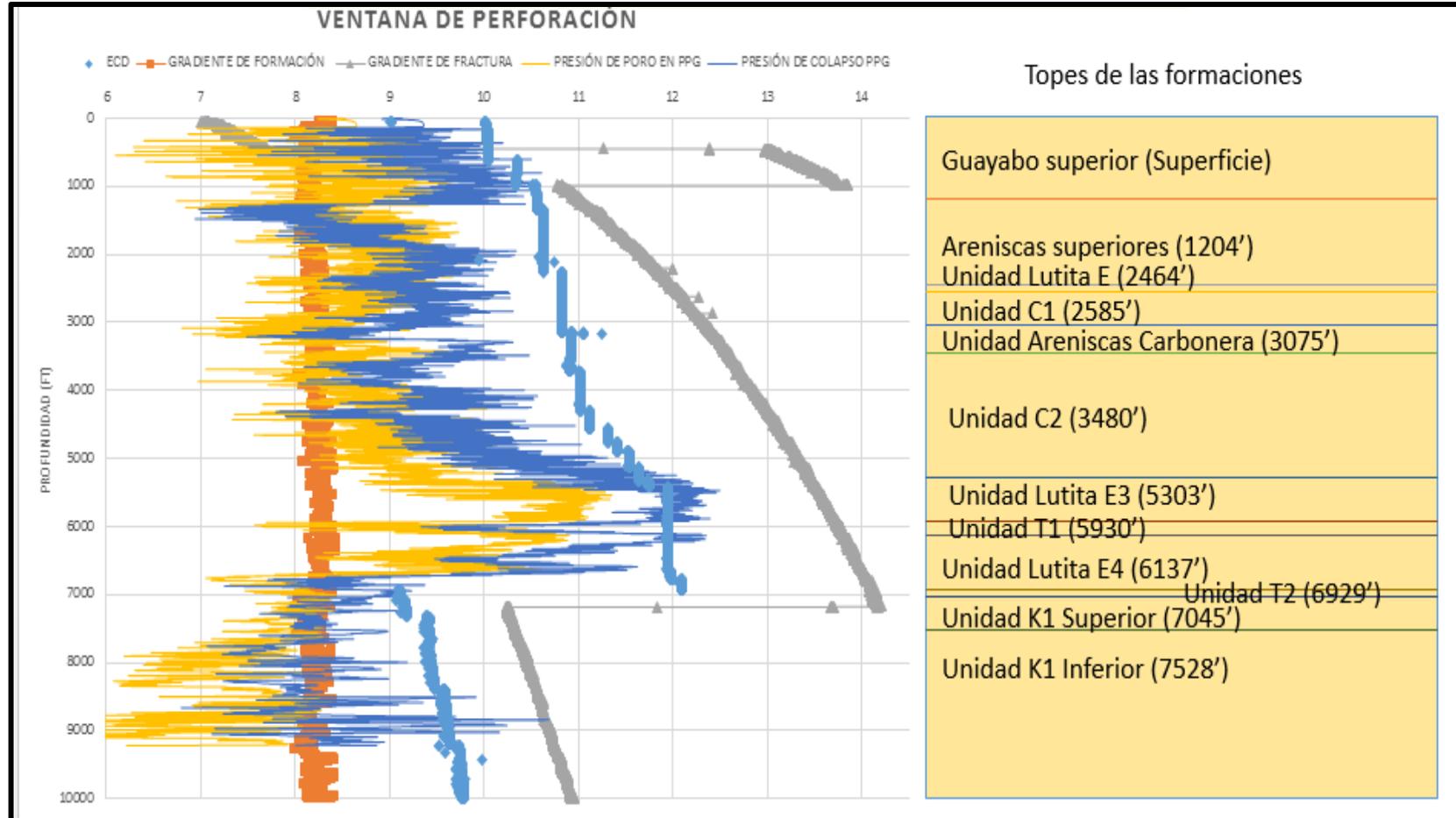
Fuente: Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores)

Figura 2. Estado mecánico final del Pozo H



Fuente: Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores)

**Gráfica 5.** Ventana de perforación Pozo H



**Fuente:** Información pertinente a Modelo Geo mecánico de un Pozo de referencia. (Modificado por los Autores)

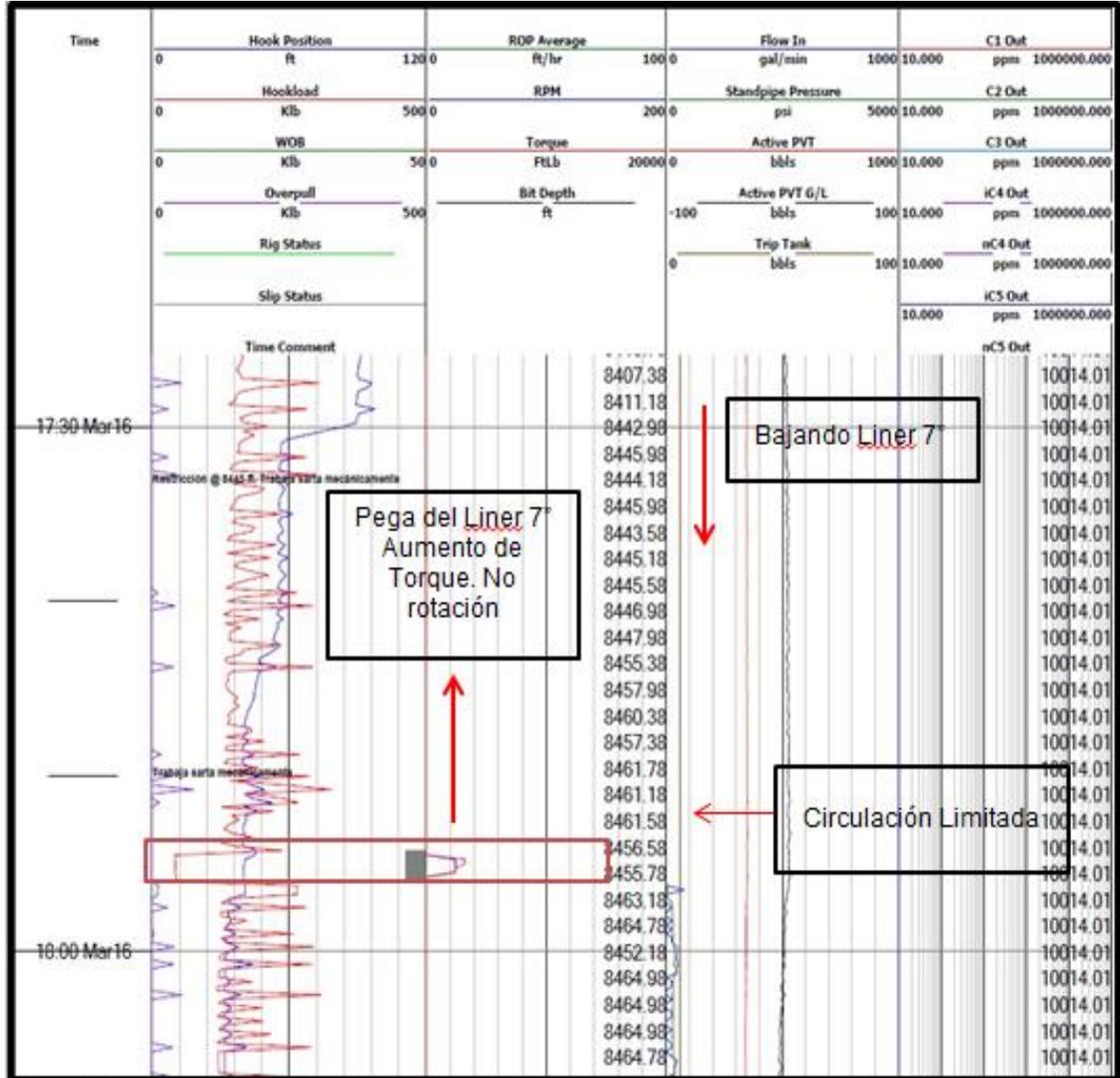
Para la construcción de esta ventana, se utilizaron los datos de densidad de poro Y colapso de pozos pertenecientes a castilla pero no del Pozo G, debido a que no se contaba con la información.

**ANEXO G**  
**. LÍNEA DEL TIEMPO POZO H (EN IMPRESIÓN ANEXA)**

## ANEXO H.

### **PUNTO DE PEGA EN EL INCIDENT LOG DEL LINER DE 7 " EN EL POZO H**

**Figura 3.** Incident Log del Pozo H en el momento de la Pega.



**Fuente:** Incident Log Pozo H. Ecopetrol S.A (Modificado por los Autores).

## ANEXO I.

### PARÁMETROS REALES PARA LAS SIMULACIONES EN WELL PLAN DEL POZO H

**Figura 4.** Hole Section Editor del programa Well Plan para la simulación del día 11/03/2014

Hole Section Editor									
Sección de Hueco		HUECO DE PRODUCCIÓN			Import Hole Section				
MD Base		8544.0			Additional Columns				
	Section Type	Measured Depth (ft)	Length (ft)	ID (in)	Drift (in)	Effective Hole Diameter (in)	Friction Factor	Linear Capacity (bbl/ft)	Item Description
1	Casing	6903.5	6903.47	8.681	8.681	12.250		0.0732	INTERMEDIATE CASING
2	Open Hole	6950.0	46.53	9.250		11.280		0.1236	HUECO 8-1/2"X9"
3	Open Hole	7000.0	50.00	10.000		9.000	0.30	0.0787	
4	Open Hole	7050.0	50.00	11.500		9.000	0.30	0.0787	
5	Open Hole	7150.0	100.00	10.000		11.000	0.30	0.1175	
6	Open Hole	7200.0	50.00	9.500		9.500	0.30	0.0877	
7	Open Hole	7250.0	50.00	9.000		11.500	0.30	0.1285	
8	Open Hole	7300.0	50.00	9.000		10.000	0.30	0.0971	
9	Open Hole	7350.0	50.00	9.000		11.000	0.30	0.1175	
10	Open Hole	7600.0	250.00	9.000		10.000	0.30	0.0971	
11	Open Hole	7650.0	50.00	9.000		11.000	0.30	0.1175	
12	Open Hole	7850.0	200.00	9.000		10.000	0.30	0.0971	
13	Open Hole	7950.0	100.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
14	Open Hole	8250.0	300.00	9.000		9.500	0.30	0.0877	
15	Open Hole	8544.0	294.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
16									

**Fuente:** Interfaz "Hole Section Editor" del Pozo H en Well Plan (Modificado por los Autores)

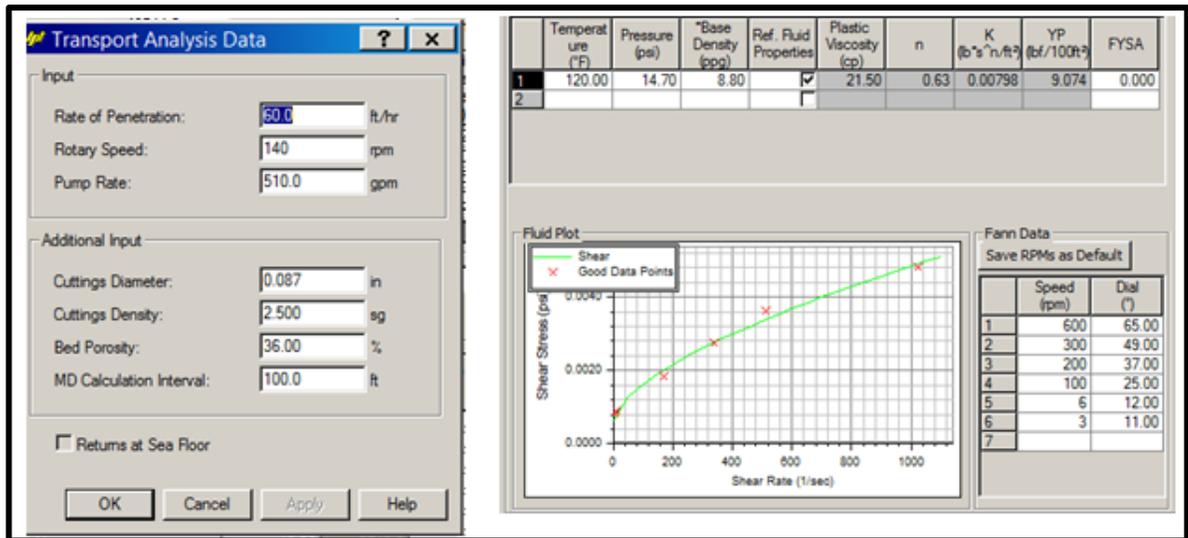
**Figura 5.** Hole Section Editor del programa Well Plan para la simulación del último día de perforación.

Hole Section Editor									
Sección de Hueco		HUECO DE PRODUCCIÓN			Import Hole Section				
MD Base		10014.0			Additional Columns				
	Section Type	Measured Depth (ft)	Length (ft)	ID (in)	Drift (in)	Effective Hole Diameter (in)	Friction Factor	Linear Capacity (bbl/ft)	Item Description
4	Open Hole	7050.0	50.00	9.000		11.500	0.30	0.1285	
5	Open Hole	7150.0	100.00	10.000		11.000	0.30	0.1175	
6	Open Hole	7200.0	50.00	9.500		9.500	0.30	0.0877	
7	Open Hole	7250.0	50.00	9.000		11.500	0.30	0.1285	
8	Open Hole	7300.0	50.00	9.000		10.000	0.30	0.0971	
9	Open Hole	7350.0	50.00	9.000		11.000	0.30	0.1175	
10	Open Hole	7600.0	250.00	9.000		10.000	0.30	0.0971	
11	Open Hole	7650.0	50.00	9.000		11.000	0.30	0.1175	
12	Open Hole	7850.0	200.00	9.000		10.000	0.30	0.0971	
13	Open Hole	7950.0	100.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
14	Open Hole	8250.0	300.00	9.000		9.515	0.30	0.0879	
15	Open Hole	8500.0	250.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
16	Open Hole	8550.0	50.00	9.000		10.000	0.30	0.0971	
17	Open Hole	9000.0	450.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
18	Open Hole	9300.0	300.00	9.000		10.000	0.30	0.0971	
19	Open Hole	9400.0	100.00	9.000		11.000	0.30	0.1175	
20	Open Hole	9450.0	50.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
21	Open Hole	9670.0	220.00	9.000		9.292	0.30	0.0971	
22	Open Hole	10014.0	344.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	

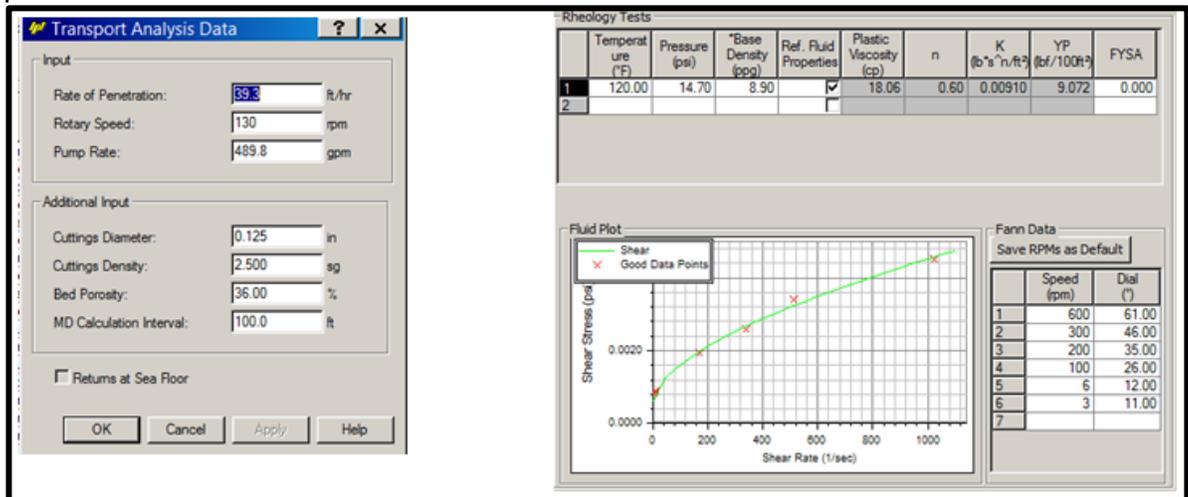
**Fuente:** Interfaz "Hole Section Editor" del Pozo H en Well Plan (Modificado por los Autores)

A continuación se muestran los parámetros utilizados para correr las dos simulaciones, los cuales corresponde a los parámetros reales de perforación.

**Figura 6.** Parámetros reales de perforación de la simulación del día 11/03/2014



**Figura 7.** Parámetros reales de perforación de la simulación del último día de perforación



**Fuente:** Interfaz "Transport Analysis Data" del Pozo H en Well Plan (Modificado por los Autores)

**ANEXO J.**  
***ÁRBOL TRIOP BETA DEL POZO H (EN IMPRESIÓN ANEXA)***

**ANEXO K.**  
**INFORMACIÓN GENERAL POZO G**

**Cuadro 2.** Información General Pozo G.

<b>INFORMACIÓN POZO G</b>	
<b>Operadora</b>	Ecopetrol S.A
<b>Locación</b>	Castilla La Nueva.
<b>Elevación:</b>	Del Terreno: 1420 pies sobre el nivel del mar. De la mesa rotaria: 1443 pies sobre el nivel del mar.
<b>Profundidad total</b>	10671 pies (MD), 7126 pies (TVD).
<b>Formación(es) Objetivo</b>	Unidad K1 Inferior (K40)
<b>Revestimiento</b>	-13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> pulgadas, K-55, 54.5 lb/pie a 1006 pies -9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> pulgadas, P-110, 47 lb/pie a 7822 pies -Liner 7 pulgadas, P-110, 29 lb/pie Tope a 7618 pies - Zapato a 8943 pies -Liner 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> pulgadas, P-110, 11.6 lb/pie Tope a 8709.6 pies - Zapato a 10666 pies
<b>SECCIÓN</b>	<b>LODO</b>
17 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	SPUD MUD (Superficie 1011')
12 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> "	Q- Inhibimix (1011' – 7827')
8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	Q-Drill In (7827' – 10671')

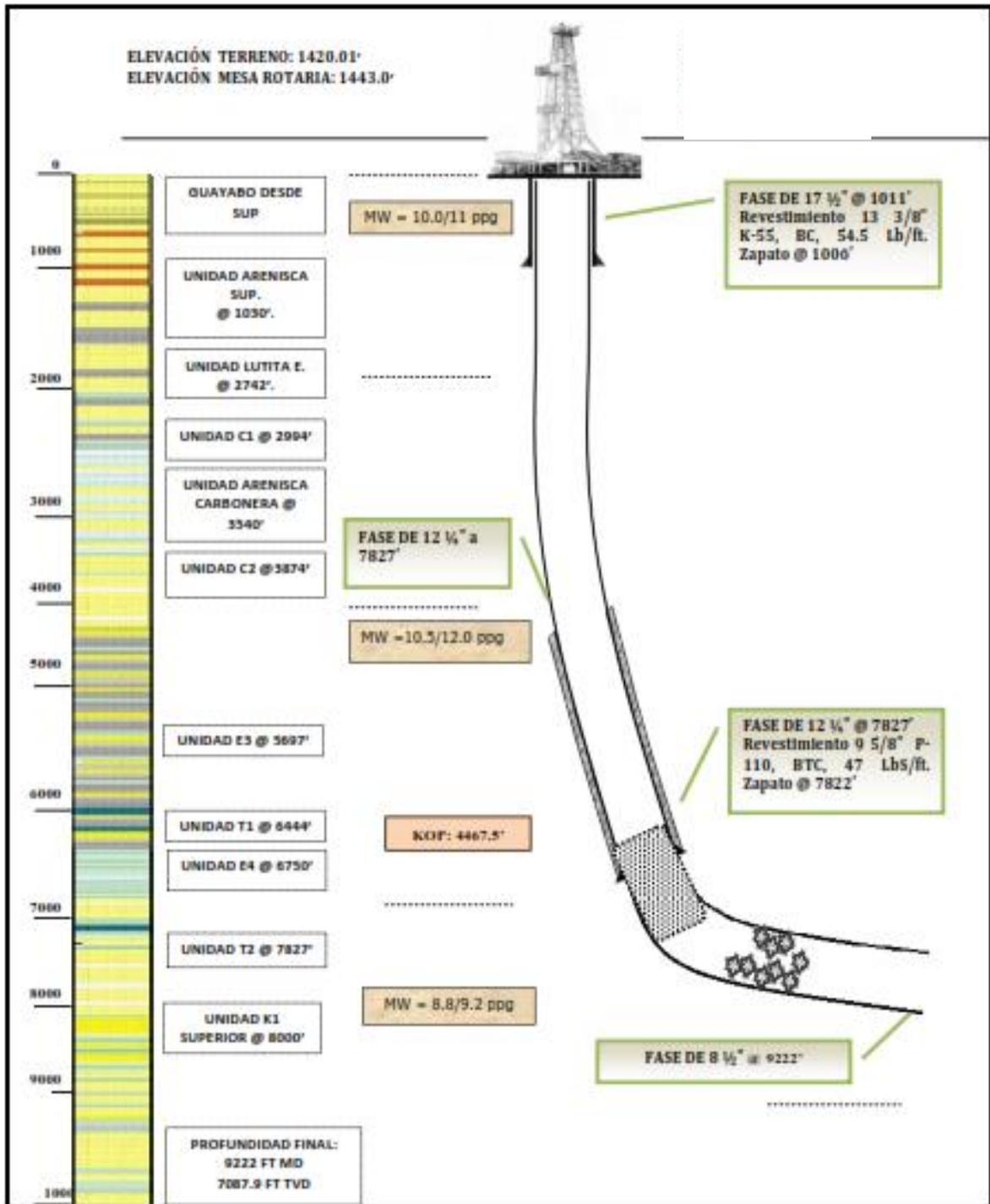
**Fuente:** Informe Final de Perforación Pozo G 2014. Modificado por los Autores.

Figura 8. Composición del BHA #7 utilizado en el Pozo G.

TUBODRILLING INSPECTION COMPANY										APP. #102						
COMPONENTES BHA										VERSION 2						
COMPONENTES BHA										PAG. 1 DE 1						
PROYECTO: BHA #7			LOCALIDAD: POZO G							PESOS BHA						
FECHA: 3 DE MARZO 2014			PESO: 4.487.24							PESO: 172.093						
CANTIDAD: 1			PESO: 4.487.24							PESO: 172.093						
CANTIDAD: 1			PESO: 4.487.24							PESO: 172.093						
DESCRIPCION	CONEXION	TIPO	SEÑAL	OD B/C	ID	BY	FORNO	LONG	LONG	FACTO	PESO	PESO	PESO	PESO		
3 JUNTAS HNDP 8" O.D. 80 Lb/Ft	NC80 P/B	P I O N E R	755	6 1/2"	3 1/8"	N/A	1.59	31.70		4.487.24	50.00	146819	127.093	172.093		
			55282	6 1/2"	3 1/8"	N/A	1.57	30.90		4.456.14	50.00	145264	125.747	170.747		
			532	6 1/2"	3 1/8"	N/A	1.53	30.91		4.425.24	50.00	143719	124.419	168.419		
			55-275	6 1/2"	3"	N/A	1.62	31.15		4.394.33	50.00	142173	123.072	166.072		
			0119	6 9/16"	3 1/8"	N/A	1.57	31.17	278.96		4.363.18	30000	140616	121.724	166.724	
			025	6 7/16"	3 1/8"	N/A	1.55	31.16		4.332.01	50.00	139057	120.375	165.375		
			0036	6 1/2"	3"	N/A	1.60	31.16		4.300.85	50.00	137499	119.028	164.028		
			PDC 5505	6 5/8"	3"	N/A	1.40	30.86		4.269.69	50.00	135941	117.677	162.677		
			PES 015	6 5/8"	3"	N/A	1.73	30.75		4.238.00	50.00	134382	116.326	161.326		
			ACELERADOR 6 1/2"	NC80 P/B	WTF	1485-1133	6 1/2"	2 3/4"	N/A	1.11	31.99	31.99	4.206.28	30000	132821	115.019
2 JUNTAS HNDP 8" O.D. 80 Lb/Ft	NC 80	POWER	PDC5506	6 5/8"	3"	N/A	1.43	30.63	61.56	4.175.29	49.00	130311	112.804	157.804		
			5501	6 1/2"	3"	N/A	1.43	30.93		4.145.68	50.00	128811	111.505	156.505		
DRILLING BIT 6 1/2"	NC80 P/B	WTF	1750-5470	6 1/2"	2 3/4"	N/A	1.08	32.48	32.48	4.114.73	30000	127264	110.166	155.166		
			55207	6 19/32"	3"	N/A	1.41	30.91		4.082.25	50.00	124666	107.917	152.917		
			PES 024	6 5/8"	3"	N/A	1.74	30.75		4.051.34	50.00	123120	106.570	151.570		
			5502	6 1/2"	3"	N/A	1.44	30.90		4.020.58	50.00	121574	105.224	150.224		
			055-266	6 1/2"	3"	N/A	1.50	30.90		3.989.68	50.00	120028	103.878	148.878		
			PES 025	6 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72		3.958.78	50.00	118481	102.532	147.532		
			PDC 5502	6 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	30.93		3.928.04	50.00	116935	101.187	146.187		
			289	6 1/2"	3 3/32"	N/A	1.44	31.25		3.897.11	50.00	115389	99.841	144.841		
			55-264	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.60	30.90		3.866.68	50.00	113843	98.495	143.495		
			212	6 1/2"	3 1/32"	N/A	1.51	30.96		3.835.98	50.00	112297	97.149	142.149		
20 JUNTAS HNDP 8" O.D. 80 Lb/Ft	NC80 P/B	P I O N E R	5510	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.45	30.92	618.24	3.804.10	30000	110750	95.803	140.803		
			PES 023	6 5/8"	3"	N/A	1.74	30.74		3.773.18	50.00	109204	94.457	139.457		
			55-263	6 1/2"	3 1/32"	N/A	1.65	31.23		3.742.44	50.00	107658	93.111	138.111		
			081-266	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.51	30.93		3.711.23	50.00	106112	91.765	136.765		
			5559120	6 1/2"	3"	N/A	2.10	31.17		3.680.24	50.00	104566	90.419	135.419		
			PDC 5503	6 5/8"	3"	N/A	1.40	30.88		3.649.07	50.00	103020	89.073	134.073		
			006	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.59	30.96		3.618.19	50.00	101474	87.727	132.727		
			118540210	6 5/8"	3"	N/A	1.73	30.46		3.587.23	50.00	99928	86.381	131.381		
			055-265	6 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	31.16		3.556.77	50.00	98382	85.035	130.035		
			PDC5509	6 1/2"	3"	N/A	1.45	30.86		3.525.59	50.00	96836	83.689	128.689		
PES 019	6 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72		3.494.73	50.00	95290	82.343	127.343					
3 JUNTAS HNDP 8" O.D. 80 Lb/Ft	NC80 P/B	POWER	VARIOS	6 5/8"	3"	?	?	3135.63	3135.63	3.464.01	30000	93794	81.000	126.000		
3 JUNTAS HNDP 8" O.D. 80 Lb/Ft	NC80 P/B	POWER	5511	6 9/16"	3 1/16"	N/A	1.44	30.91		3.228.32	50.00	92248	79.652	124.652		
			019	6 7/16"	3 1/32"	N/A	1.46	31.09	93.07	297.41	30000	90702	78.306	123.306		
			55-272	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.50	31.07		266.32	50.00	89156	76.959	122.959		
DRILLING BIT 6 1/2"	NC80 P/B	WTF	1750-5580	6 1/2"	2 3/4"	N/A	1.11	32.23	32.23	235.25	30000	88234	75.584	121.584		
			0058	6 17/32"	3"	N/A	1.62	31.16		203.02	50.00	86688	74.238	120.238		
3 JUNTAS HNDP 8" O.D. 80 Lb/Ft	NC 80B/B	POWER	PDC 5504	6 5/8"	3"	N/A	1.42	30.93	93.23	171.86	50.00	84097	72.891	118.891		
HADC	NC80 P/B	JLB	8583-10	6 27/32"	2 7/8"	N/A	N/A	31.10	31.10	109.79	26000	10994	9517	54.517		
			18388-1	6 25/32"	N/A	N/A	N/A	1.65	1.65	78.69	26000	8000	6825	51.825		
TELESCOPE 8 1/2 PH	8 1/2 PH FlotBox	JLB	0 4779	6 23/32"	N/A	N/A	N/A	25.15	25.15	77.04	26000	8800	6710	51.710		
NM J-COVER	8 1/2 PH FlotBox	JLB	1.09730413	7 1/8"	N/A	N/A	N/A	1.33	1.33	51.89	26000	10400	5539	49.794		
UPPER BARER	8 1/2 PH FlotBox	JLB	307231	6 7/8"	N/A	N/A	N/A	1.57	1.57	50.56	26000	10400	5400	46.750		
PERISCOPE ETC	8 1/2 PH/B NC 10/B	JLB	50804	6 7/8"	N/A	N/A	N/A	1.57	18.24	48.99	26000	10400	5237	49.533		
LOWER BARER	NC10 P/B 8 1/2 PH Flot	JLB	ARDRETHG 72.8	6 13/16"	N/A	N/A	N/A	1.16	1.16	30.75	26000	10400	3340	2891	47.891	
Flot Collar	8 1/2 PH FlotBox	JLB	74221	7"	N/A	N/A	N/A	2.35	9.68	29.59	26000	10400	3219	2787	47.787	
Short Hng Line	8 1/2 PH/B NC10 P/B	JLB	74533	6 29/32"	N/A	N/A	N/A	2.57	5.74	5.74	18.91	26000	12200	2213	1915	46.915
POWER DRIVE PDC 1.36 Canta No 8.28"	NC 80B/B 4 1/2" RegB/B	JLB	63731 62065 82489	6 23/32"	N/A	N/A	N/A	1.80	13.33	13.33	14.17	26000	10400	1512	1309	46.309
REGULADOR 8 1/2"	4 1/2" Reg Flot	8.133996	20348	6"	2 3/4"	N/A	0.25	0.84	0.84	0.84	18.000	150.00	126	109	45.109	
TOTAL BHA										4.487.24		172.093				

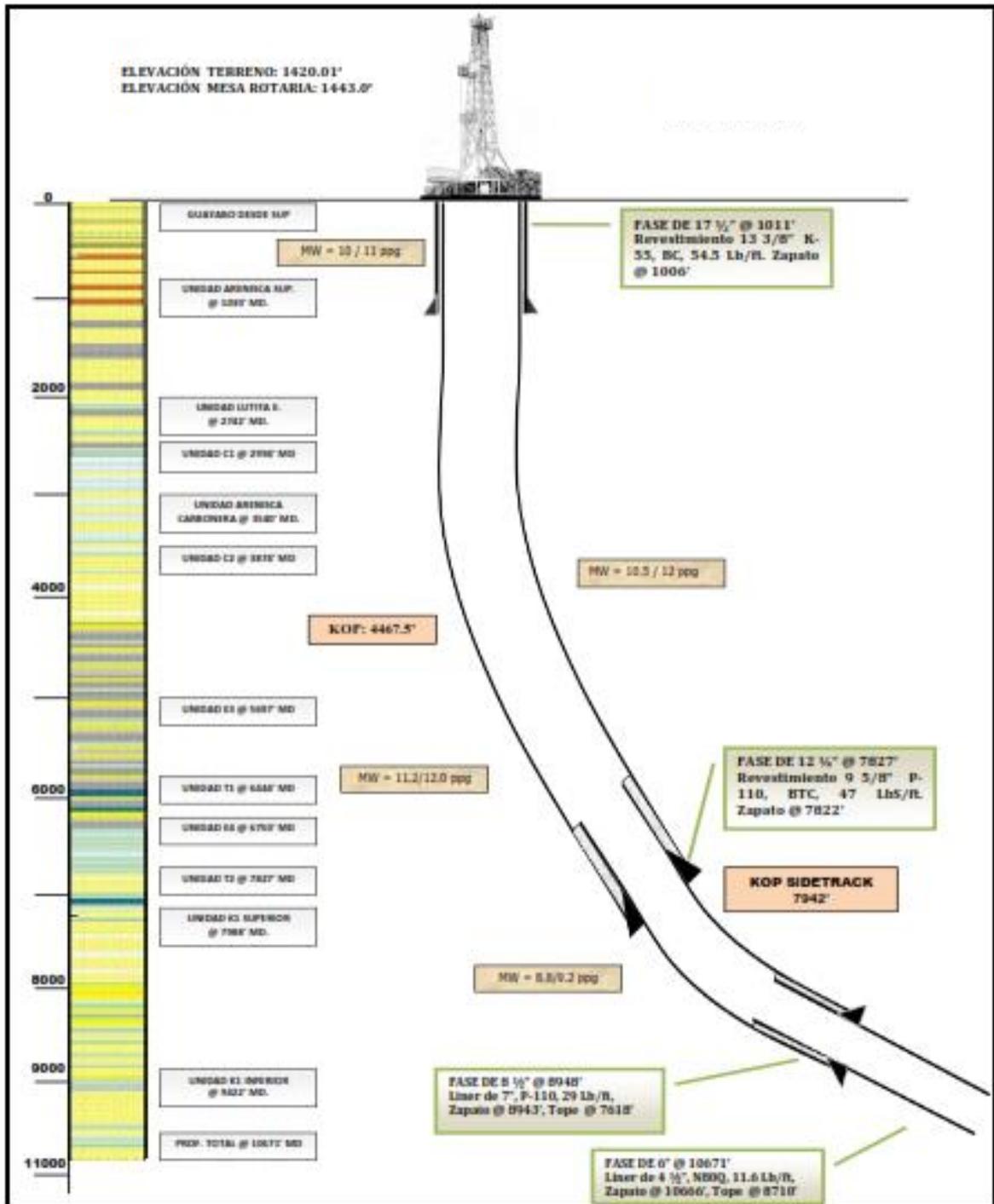
Fuente: Informe Final de Perforación Pozo G 2014. (Modificado por los Autores)

**Figura 9.** Estado mecánico Pozo G



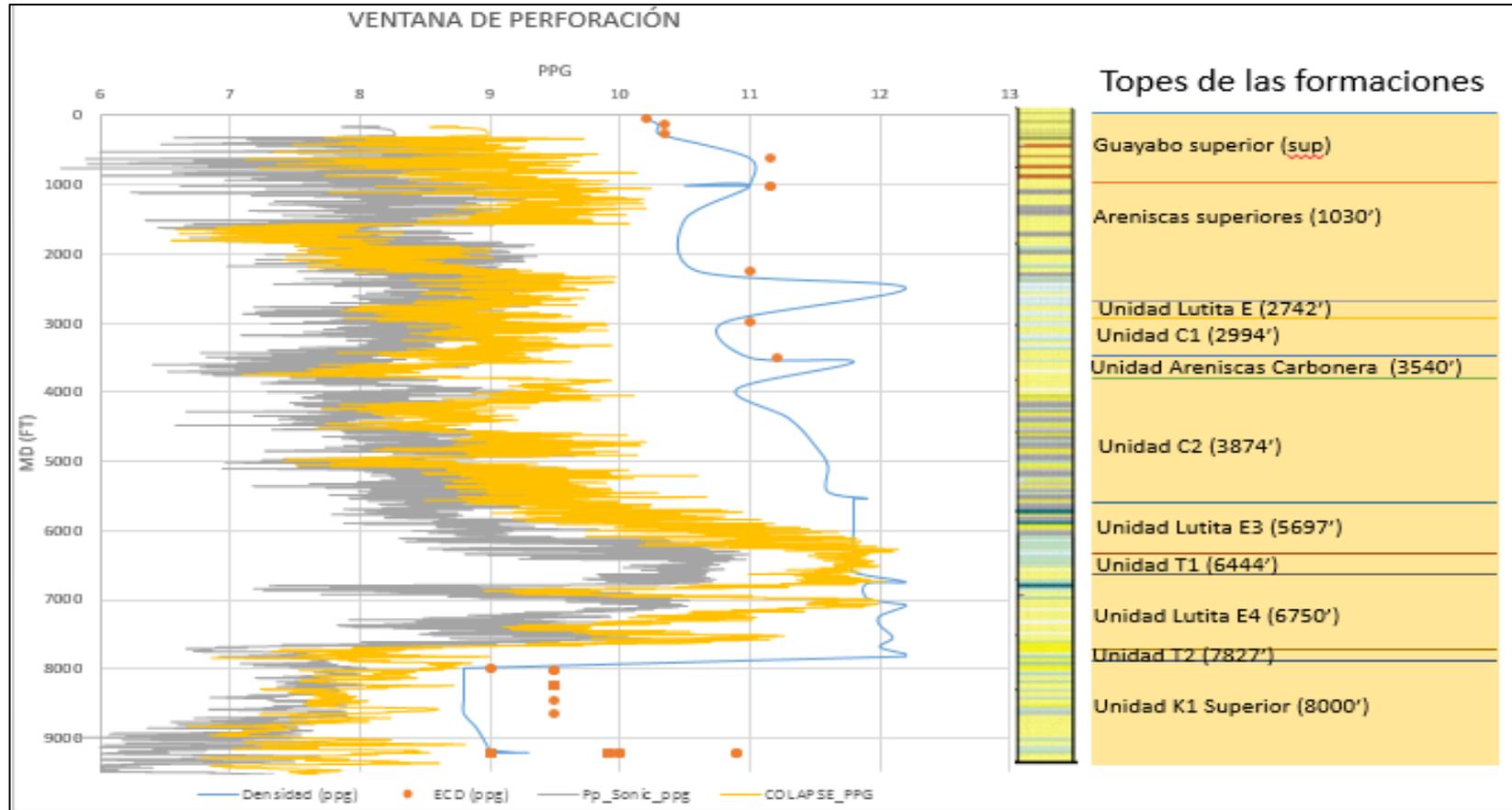
**Fuente:** Informe Final de Perforación Pozo G 2014. (Modificado por los Autores)

Figura 10. Estado mecánico Pozo G – ST



Fuente: Informe Final de Perforación Pozo G 2014. (Modificado por los Autores)

**Gráfica 6.** Ventana de perforación para el Pozo G



**Fuente:** Información pertinente a Modelo Geo mecánico de un Pozo de referencia. (Modificado por los Autores)

Para la construcción de esta ventana, se utilizaron los datos de densidad de poro Y colapso de pozos pertenecientes a castilla pero no del Pozo G, debido a que no se contaba con la información.

**ANEXO L**  
**. LÍNEA DEL TIEMPO PARA EL POZO G (EN IMPRESIÓN ANEXA)**

## ANEXO M

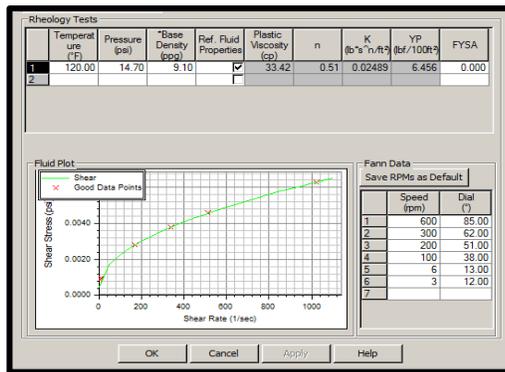
### **DATOS REALES DE LA PERFORACIÓN PARA LA SIMULACIÓN DEL ÚLTIMO DIA DE PERFORACIÓN DEL POZO G EN EL PROGRAMA WELL PLAN.**

**Tabla 1.** Hole Section Editor Exportado del Programa Well Plan Para EL Pozo G

Tipo de sección	Profundidad Medida (ft)	Longitud (ft)	ID (in)	Capacidad Lineal (bbl/ft)	Volumen anular (Bbl)
Casing	7822	7822	8.68	0.0732	572.5704
Open Hole	8000	178	8.5	0.0702	12.4956
Open Hole	8200	200	10.5	0.1071	21.42
Open Hole	8800	600	9.5	0.0877	52.62
Open Hole	9000	200	9.5	0.0877	17.54
Open Hole	9222	222	9	0.0787	17.4714

**Figura 11.** Datos reales de perforación requeridos para la simulación del último día de perforación en el programa Well Plan

Section Type	Length (ft)	Measured Depth (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
1	4734.76	4734.8	5.000	49.14	3.000	Heavy Weight, Heavy Weight Drill Pipe, 5, 49.14, 1340 MOD, NC
2	278.96	5013.7	5.000	49.14	3.000	Heavy Weight, Heavy Weight Drill Pipe, 5, 49.14, 1340 MOD, NC
3	31.99	5045.7	6.500	47.90	2.750	Jar, Hydraulic Jar, 6 1/2, 91.79 ppf, 4145H MOD, 4 1/2 IF
4	61.56	5107.3	5.000	49.14	3.000	Heavy Weight, Heavy Weight Drill Pipe, 5, 49.14, 1340 MOD, NC
5	32.48	5139.8	6.500	47.90	2.750	Jar, Hydraulic Jar, 6 1/2, 91.79 ppf, 4145H MOD, 4 1/2 IF
6	618.24	5758.0	5.000	49.14	3.000	Heavy Weight, Heavy Weight Drill Pipe, 5, 49.14, 1340 MOD, NC
7	3135.69	8893.7	5.000	49.14	3.000	Drill Pipe, Drill Pipe, 5, 49.14, 1340 MOD, NC
8	93.07	8986.8	5.000	49.14	3.000	Heavy Weight, Heavy Weight Drill Pipe, 5, 49.14, 1340 MOD, NC
9	32.23	9019.0	6.500	47.90	2.750	Jar, Hydraulic Jar, 6 1/2, 91.79 ppf, 4145H MOD, 4 1/2 IF
10	93.23	9112.2	5.000	49.14	3.000	Heavy Weight, Heavy Weight Drill Pipe, 5, 49.14, 1340 MOD, NC
11	31.10	9143.3	6.750	108.25	2.625	MWD, MWD Tool, 6 3/4 x 2 5/8 in, 108.25 ppf, 15-15LC MOD (1), 5
12	1.65	9145.0	6.625	67.22	2.760	Sub, X-Over, 6 5/8 x 2 13/16 in, 67.22 ppf, 4145H MOD, 4 1/2 RE
13	25.15	9170.1	6.750	2.625	108.25	MWD, MWD Tool, 6 7/8 x 2 5/8 in, 108.25 ppf, 15-15LC MOD (1), 5
14	1.33	9171.4	6.720	3.912	100.63	Sub, X-Over, 6 3/4 x 3 13/16 in, 100.63 ppf, 4145H MOD, 5 1/2 RE
15	1.57	9173.0	6.750	2.625	108.25	MWD, MWD Tool, 6 7/8 x 2 5/8 in, 108.25 ppf, 15-15LC MOD (1), 5
16	18.24	9191.2	6.750	2.625	108.25	MWD, MWD Tool, 6 7/8 x 2 5/8 in, 108.25 ppf, 15-15LC MOD (1), 5
17	1.16	9192.4	6.750	2.625	108.25	MWD, MWD Tool, 6 7/8 x 2 5/8 in, 108.25 ppf, 15-15LC MOD (1), 5
18	9.68	9202.1	6.750	2.625	108.25	MWD, MWD Tool, 6 7/8 x 2 5/8 in, 108.25 ppf, 15-15LC MOD (1), 5
19	5.74	9207.8	6.750	2.625	108.25	MWD, MWD Tool, 6 7/8 x 2 5/8 in, 108.25 ppf, 15-15LC MOD (1), 5



Transport Analysis Data

Input:

- Rate of Penetration: 507 ft/hr
- Rotary Speed: rpm
- Pump Rate: 339.0 gpm

Additional Input:

- Cuttings Diameter: 0.594 in
- Cuttings Density: 2.500 sg
- Bed Porosity: 36.00 %
- MD Calculation Interval: 100.0 ft

Returns at Sea Floor

Lutita:  
10-15 mm largo \* 4 mm ancho  
80 % arcillosa  
20% tubular

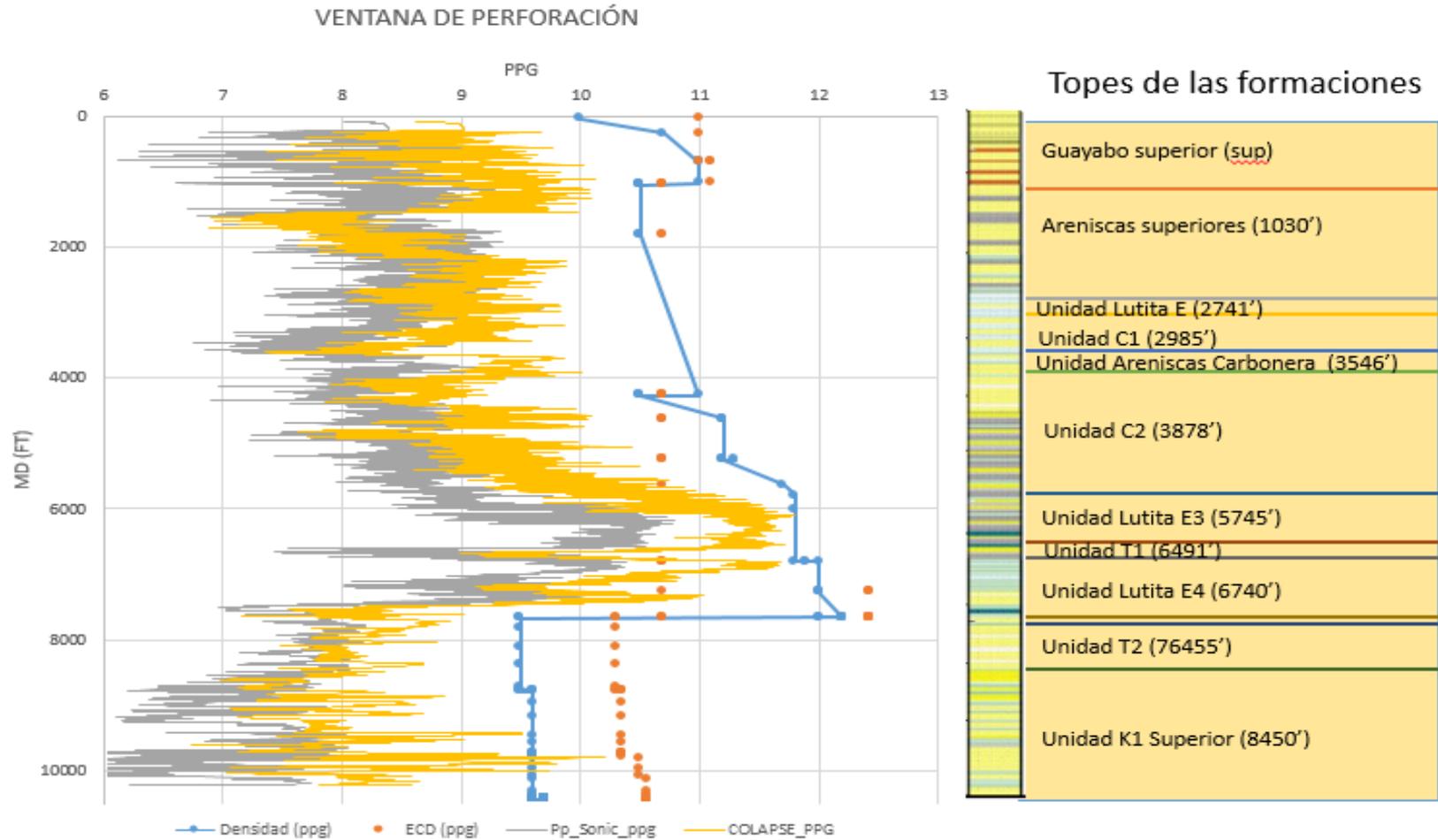
**ANEXO**  
**INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO F**

**Cuadro 3.** Información General del Pozo F.

<b>INFORMACIÓN POZO F</b>	
<b>Operadora</b>	Ecopetrol S.A
<b>Locación</b>	Castilla La Nueva.
<b>Elevación:</b>	Del Terreno: 1420 pies sobre el nivel del mar. De la mesa rotaria: 1443 pies sobre el nivel del mar.
<b>Profundidad total</b>	10428 pies (MD), 7101 pies (TVD).
<b>Formación(es) Objetivo</b>	Unidad K1 Inferior (K40)
<b>Revestimiento</b>	-13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> pulgadas, K-55, 54.5 lb/pie a 1014 pies -9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> pulgadas, P-110, 47 lb/pie a 6834 pies -Liner 7 pulgadas, P-110, 29 lb/pie Tope a 7465 pies - Zapato a 10423 pies.
<b>SECCIÓN</b>	<b>LODO</b>
17 1/2"	SPUD MUD (11.10 ppg)
12 1/4"	Q- Inhibimix (12.20 ppg)
8 1/2"	Q-Drill In (9.7 ppg)

**Fuente:** Informe Final de Perforación Pozo F 2014. Modificado por los Autores

**Gráfica 7.** Ventana de perforación para el Pozo G



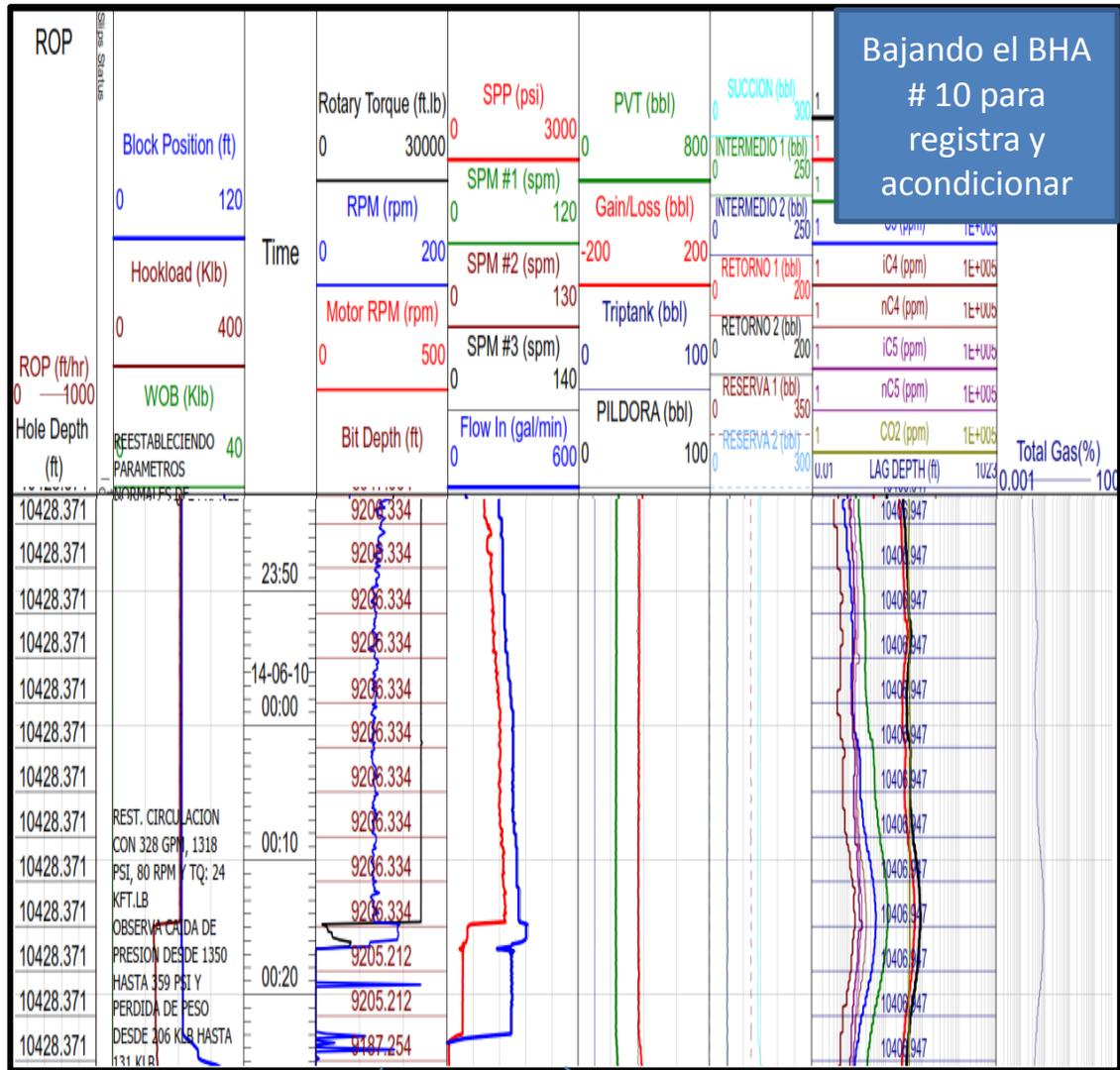
Para la construcción de esta ventana, se utilizaron los datos de densidad de poro Y colapso de pozos pertenecientes a castilla pero no del Pozo G, debido a que no se contaba con la información

**ANEXO N.**  
***LÍNEA DEL TIEMPO PARA EL POZO F (EN IMPRESIÓN ANEXA)***

## ANEXO O

### PUNTO DE PEGA EN EL INCIDENT LOG BHA # 10 EN EL POZO F.

**Figura 12.** Incident Log del Pozo donde se reporta el punto de Pega del BHA #10



Torque limitado

No circulación

**ANEXO P.**

**DATOS REALES DE PERFORACIÓN REQUERIDOS PARA LA SIMULACIÓN DEL ÚLTIMO DIA DE PERFORACIÓN EN EL PROGRAMA WELL PLAN PARA EL POZO F**

**Figura 13.**Hole Section Editor para el Pozo F

Hole Section Editor

Sección de Hueco:  Import Hole Section

MD Base:  ft  Additional Columns

	Section Type	Measured Depth (ft)	Length (ft)	ID (in)	Drift (in)	Effective Hole Diameter (in)	Friction Factor	Linear Capacity (bbl/ft)	Item Description
1	Casing	7659.0	7659.00	8.681	8.625	8.681	0.25	0.0732	9 5/8 in, 47 ppf, P-110,
2	Open Hole	7750.0	91.00	8.500		8.500	0.30	0.0702	
3	Open Hole	8020.0	270.00	10.000		10.000	0.30	0.0971	
4	Open Hole	8150.0	130.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
5	Open Hole	8450.0	300.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
6	Open Hole	8600.0	150.00	8.500		8.500	0.30	0.0702	
7	Open Hole	8800.0	200.00	10.000		10.000	0.30	0.0971	
8	Open Hole	9200.0	400.00	8.500		8.500	0.30	0.0702	
9	Open Hole	9300.0	100.00	8.500		8.500	0.30	0.0702	
10	Open Hole	9500.0	200.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
11	Open Hole	10100.0	600.00	9.000		9.000	0.30	0.0787	
12	Open Hole	10393.0	293.00	8.500		8.500	0.30	0.0702	
13									

**Figura 14.**Transport Analysis data para el Pozo F

Transport Analysis Data

Input

Rate of Penetration:  ft/hr

Rotary Speed:  rpm

Pump Rate:  gpm

Additional Input

Cuttings Diameter:  in

Cuttings Density:  sg

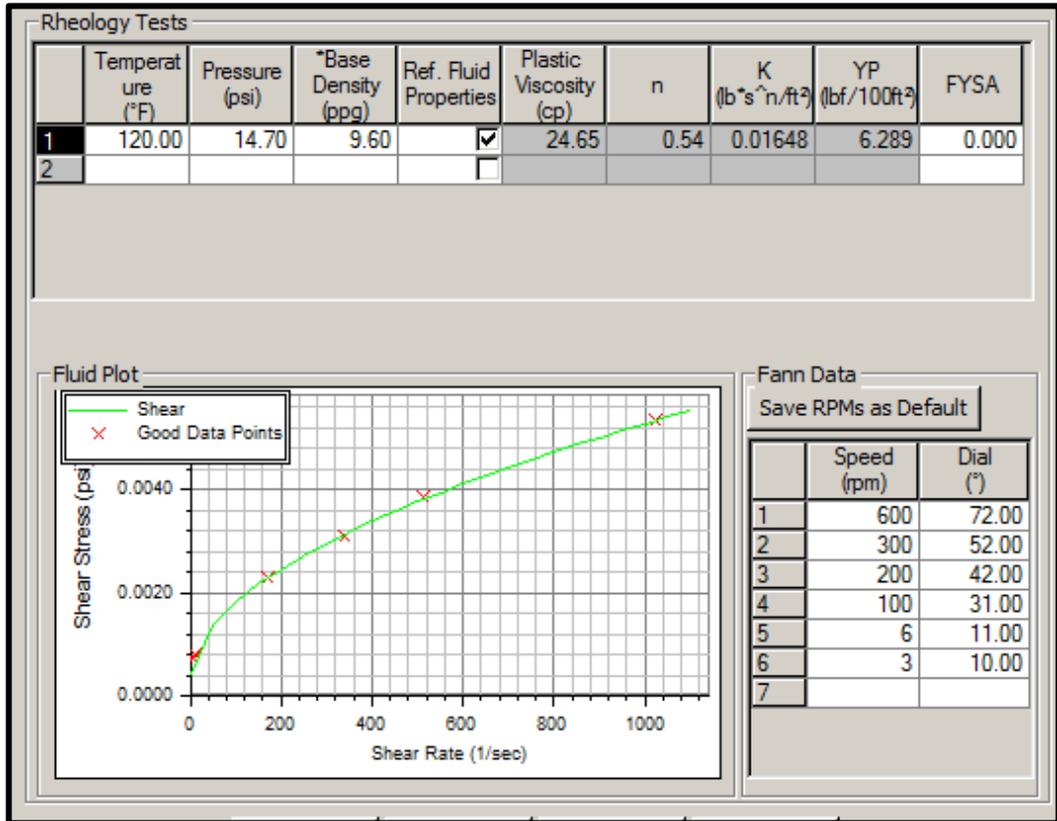
Bed Porosity:  %

MD Calculation Interval:  ft

Returns at Sea Floor

OK Cancel Apply Help

Figura 15. Propiedades del lodo reales para el Pozo F.



**ANEXO Q.**  
**ÁRBOL FINAL TRIPOD BETA PARA EL POZO F (EN IMPRESIÓN ANEXA)**

**ANEXO R.**  
**INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO I.**

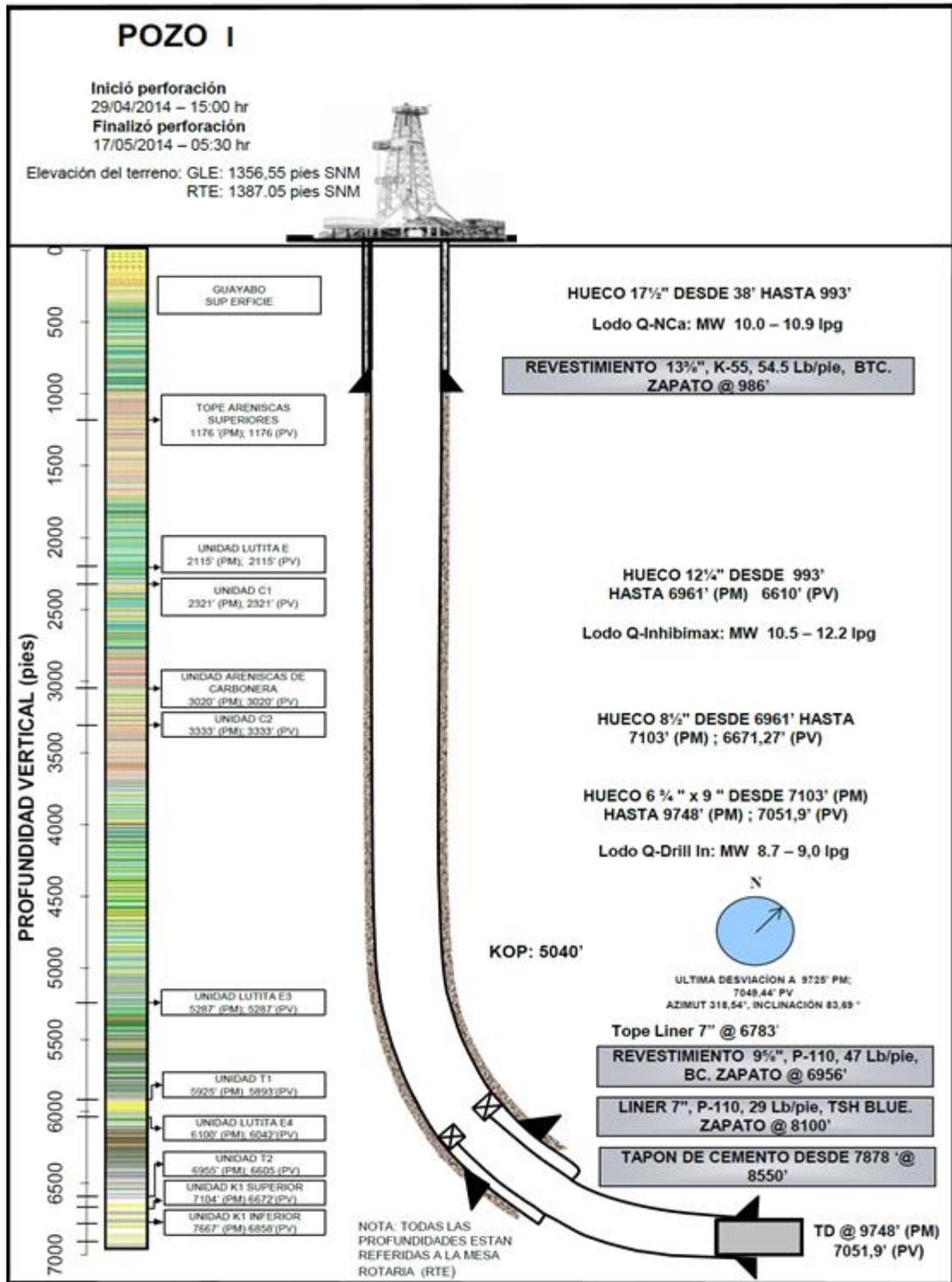
**Cuadro 4.** Información general del Pozo I.

<b>INFORMACIÓN POZO I</b>	
<b>Operadora</b>	Ecopetrol S.A
<b>Locación</b>	Castilla La Nueva.
<b>Elevación:</b>	GL: 1356.55 pies sobre el nivel del mar. T: 1387.05 pies sobre el nivel del mar.
<b>Profundidad total</b>	9748 pies (MD), 7051.9 pies (TVD).
<b>Formación(es) Objetivo</b>	Unidad K1 Inferior (K40)
<b>Revestimiento</b>	-13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> pulgadas, K-55, 54.5 lb/pie a 986 pies -9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> pulgadas, P-110, 47 lb/pie a 6956 pies -Liner 7 pulgadas, P-110, 29 lb/pie Tope a 6796 pies - Zapato a 8467 pies -Liner 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> pulgadas, P-110, 11.6 lb/pie Tope a 6783 pies - Zapato a 8100 pies
<b>SECCIÓN</b>	<b>LODO</b>
17 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	Q-Nca (10.9 ppg)
12 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> "	Q- Inhibimix (10.5-12.2 ppg)
8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	Q-Drill In (8.7-9 ppg)

<b>INFORMACIÓN POZO I ST-1</b>	
<b>Operadora</b>	Ecopetrol S.A
<b>Locación</b>	Castilla La Nueva.
<b>Elevación:</b>	GL: 1356.55 pies sobre el nivel del mar. T: 1387.05 pies sobre el nivel del mar.
<b>Profundidad total</b>	9199 pies (MD), 6897.29 pies (TVD).
<b>Formación(es) Objetivo</b>	Unidad K1 Inferior (K40)
<b>Revestimiento</b>	Liner 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " N-80, 11.6 lb/pie, Tope a 7930 pies - Zapato a 9099 pies.
<b>SECCIÓN</b>	<b>LODO</b>
8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	Q-Drill In (9.3 ppg)

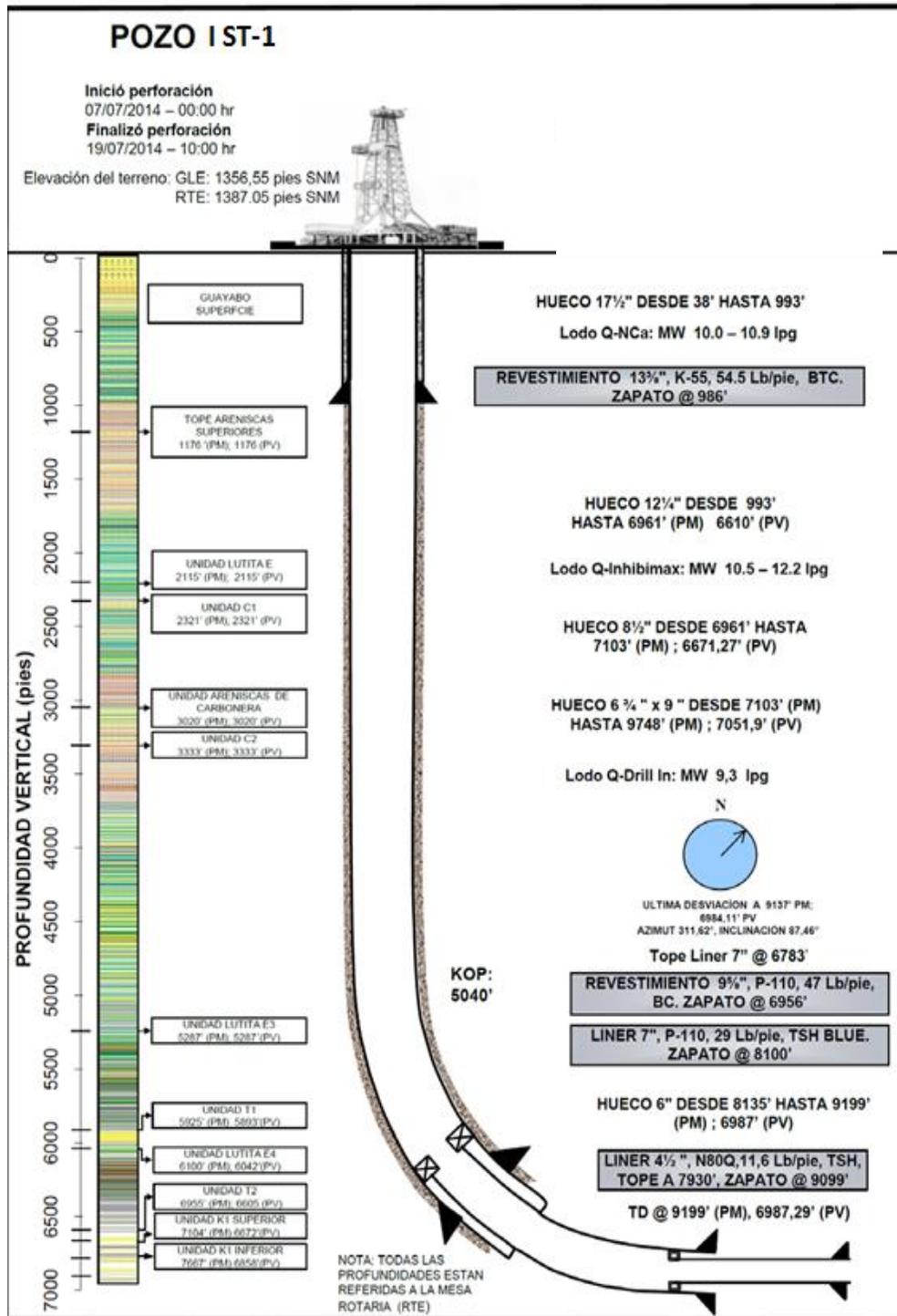
**Fuente:** Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores)

Figura 16. Estado mecánico final Pozo I



Fuente: Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores)

Figura 17. Estado mecánico final Pozo I ST-1



Fuente: Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores)

Figura 18. Componentes del BHA Numero uno.

COMPONENTES BHA																			
COMPONENTE BHA N°:		1			LOCACIÓN:		CASTILLA 328												
FECHA:		ABRIL 29 DE 2014			FASE:		17 1/2 OD												
COMPañÍA:		ECOPETROL			BROCA N°:		1U												
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):					10,5					FACTOR DE BOYANZA					0,5397				
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	DUEÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG efectiva	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE	PESO (LBS)	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO	BSR					
HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.35 LB/FT	NC 50 PIN/BOX	PIONEER	80520007	6 3/8"	3"	1,53	30,51	30,51	134,51	29400	1526	17.476	14674,2	N/A					
CROSSOVER 6 13/32"OD	NC 46 PIN / NC 50 BOX	PIONEER	6248-45	6 5/16	2 3/8	--	3,98	3,98	104,00	29400 22420	362	15.950	13393,3	N/A					
CROSSOVER 7 13/16 OD	NC 46 BOX 5/8 REG PIN	PIONEER	6248-40	6 5/16	2 7/8	2,09	3,59	3,59	100,02	22420 50700	539	15.566	13069,2	N/A					
(3) DRILL COLAR DE 6" OD, 150 LB/FT	6 5/8 REG PIN/BOX	PIONEER	PCD0015	8	2 13/16	3,00	30,17		96,43	4526	15.050	12637	3,04						
			PCD0017	8	1/16	2 13/16	3,12	30,82	90,91	50700 (12000)	4623	10.524	6636,95	2,94					
			PCD0020	8	1/16	2 13/16	3,10	29,92	35,44	4406	5.901	4955,04	2,92						
BIT SUB 9 15/32 OD (FLOAT VALVE)	6 5/8 REG BOX / 7 5/8 REG BIT BOX	PIONEER	6248-49	8	3 1/8	1,94	4,02	4,02	5,52	50700 (12000)	603	1.413	1166,49	2,82					
BIT 17 1/2" TRC TIPO-HR16JMR8	7 5/8 REG PIN	VAREL	1324182	-----	----	-----	1,5	1,5	1,50	40000 (9500)	810	810	660,153	N/A					
BOQUILLAS BROCA=		3X16 + 1X16			LONGITUD TOTAL BHA:					134,51									
TFA=		0,942			PESO TOTAL DEBAJO DEL MARTILLO:					N/A									
					PESO TOTAL BHA:					14674									

Fuente: Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores)ECOPETROL S.A

Figura 19. Componentes del BHA Numero dos.

COMPONENTES BHA																
COMPONENTE BHA N°:		2			LOCALIZACIÓN:		CASTILLA 328									
FECHA:		ABRIL 30 DE 2014			FASE:		17 1/2 OD									
COMPAÑIA:		ECOPETROL			BROCA N°:		2									
DENSIDAD DEL LODO (lb/m³):				10.3				FACTOR DE BOYANZA:				0.837				
DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN	DUEÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG efectiva	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE	PESO (WFT)	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO	BSR		
(7) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PIN/BOX	PIONEER	701017	6 1/2	3	1.41	30.55		790.48	215.50	29400	1528	50.065	49595.3	N/A	
			701054	6.47	3	1.45	30.52		790.03			1546	57.537	48313.6	N/A	
			T-5308	6 1/2	3 1/8	1.35	30.47		729.01				1524	55.991	47015.5	N/A
			1710311	6.58	3 3/16	1.39	31.13		698.54				1557	54.468	45736.2	N/A
			T 7379	6.58	3	1.40	30.52		667.41				1526	52.911	44429.2	N/A
			K-6116	6 5/16	3	1.72	30.76		636.89				1538	51.385	43147.8	N/A
			0019	6 1/2	3 1/8	1.45	31.24		696.13				1562	49.847	41856.4	N/A
HYDRAULIC DRILLING JAR 6 1/2 OD	NC 50 PIN/BOX	PTI	C 2502	6 1/2	2 3/4	2.00	30.09	30.09	574.89	29600	1565	48.285	40544.8	N/A		
(8) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PIN/BOX	PIONEER	0921	6 5/8	3	1.45	30.45		544.80	244.94	29400	1525	46.720	39230.9	N/A	
			0914	6.47	3 1/8	1.72	30.36		514.31			1518	45.196	37950.8	N/A	
			701032	6 1/2	3 1/8	1.85	30.93		483.95			1547	43.678	36676.1	N/A	
			0019	6 1/2	3 1/8	1.80	30.55		453.02			1528	42.131	35377.6	N/A	
			701038	6.49	3 1/8	1.59	30.65		422.47			1533	40.604	34094.9	N/A	
			70210	6 7/16	3	1.53	30.51		391.82			1526	39.071	32805.1	N/A	
			30129	6.49	3	1.71	30.65		361.31			1534	37.546	31527.1	N/A	
082	6 7/16	3 1/8	1.54	30.77		330.63			1539	36.012	30239	N/A				
CROSSOVER 6 13/32"OD	NC 46 PIN / NC 50 BOX	PIONEER	6248-43	6 5/16	2 3/8	-	3.98	3.98	299.86	29400 22420	362	34.473	28947.2	N/A		
(6) DRILL COLLAR DE 6 1/2 OD, 91LB/FT	NC 46 PIN/BOX	PIONEER	PLC0149	6 1/2	2 3/8	2.72	29.94		293.88	183.07	22420	2725	34.111	28643.1	3.01	
			0135	6 1/2	2 3/8	3.81	30.90		285.04			2812	31.387	26355.3	3.01	
			0102	6 3/8	2 3/8	2.74	30.70		235.04			2794	28.575	23994.1	2.81	
			0130	6 15/32	2 7/16	2.83	30.74		204.34			2797	25.781	21648.3	2.98	
			0153	6 3/8	2 3/8	2.74	30.52		173.69			2759	22.984	19299.4	2.84	
			0140	6 1/32	2 5/8	2.89	30.47		143.28			2773	20.225	16962.5	3.06	
CROSSOVER 7 13/16 OD	6 5/8 REG PIN NC 46 BOX	PIONEER	6248-40	6 5/16	2 7/8	2.09	3.99	3.99	112.81	22420 50700	539	17.452	14654.3	2.69		
DRILL COLLAR DE 8" OD, 158 LB/FT	6 5/8 REG PIN/BOX	PIONEER	PCD0015	8	2 13/16	3.00	30.17	30.17	109.22	50700	4526	16.913	14202.1	2.9		
STRING STAB 17 3/8" OD BLADE 0.3X1.65X2.80	6 5/8 REG PIN/BOX	WTF	W 51989	6 5/16	3 3/32	2.96	7.33	7.33	79.85	50700	1100	12.388	10402.1	3.21		
MONEL	6 5/8 REG PIN/BOX	SLS	8571-05	8 1/4	2 13/16	-	31.01	31.01	71.72	50700	4652	11.288	9478.81	3.22		
STRING STAB 17 3/8" OD BLADE 0.3X1.72X3.12	6 5/8 REG PIN/BOX	WTF	WRTL 002623	6 3/32	2 29/32	2.83	7.50	7.50	40.71	50700	1125	6.637	5572.97	3.09		
NM CROSS OVER	6 5/8 REG BOX	SLS	13362-1	8 1/8	4 1/4	-	1.48	1.48	33.21	50700	222	5.512	4628.31	2.99		
MWD	6 5/8 FH BOX/BOX	SLS	E3602	8 3/8	4 3/8	-	24.66	24.66	31.73	50700	3732	5.290	4441.9	2.36		
NM CROSS OVER	6 5/8 REG FH/REG	SLS	MT 072512	8 3/16	3 1/2	-	1.47	1.47	6.85	50700	221	1.558	1308.16	2.5		
BIT SUB 9 15/32 OD (FLOAT VALVE)	6 5/8 REG BOX / 7 5/8 REG BIT BOX	PIONEER	6248-49	8	3 1/8	1.94	4.02	4.02	5.38	50700 (12000)	603	1.337	1123.01	N/A		
BIT PDC 17 1/2"OD TIPOUS195	7 5/8 REG PIN	ULTEPPA	20836	9 5/16	4 1/4	0.35	1.36	1.36	1.36	40000 (9000)	734	734	616.672	N/A		
BOQUILLAS BROCA+	10X12			LONGITUD TOTAL BHA: 790.48												
TRA+	1,105			PESO TOTAL DEBAJO DEL MARTILLO: 39231												
											PESO TOTAL BHA: 49596					

Fuente: Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores)ECOPETROL S.A

Figura 20. Componentes del BHA Numero tres

COMPONENTES BHA																	
COMPONENTE BHA N°: 3			FECHA: MAYO 1 DE 2014						LOCALIDAD: CASTILLA 329								
COMPANIA: ECOPETROL			PAG: 12 1/4 OD						BROCA N°: 3								
SERIES/DEL LOGO (L/R/S/R): 10.3			FACTOR DE BOYANZA: 0.8367														
DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN	DUÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG efectiva	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE	PESO (RPT)	ACUMULADO (RPT)	PESO BOYADO	BSR			
(9) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PINBOX	PCNBSB	0010	8 1/16	3 1/2	1.45	30.35		1420.34	1510	82.431	68217.1	N/A				
			0011	8 1/16	3 1/2	1.45	30.35		1420.69	1528	80.921	67946.9	N/A				
			00200007	8 3/8	3	1.51	30.51		1250.13	1513	79.395	66667.6	N/A				
			102118	8 9/16	3 1/2	1.40	30.60		1228.62	1518	77.882	65397.1	N/A				
			102175	8 1/2	3 1/2	1.35	30.92	276.33	1198.02	1534	76.384	64122.6	N/A				
			0011	8 1/16	3	1.51	30.54		1167.00	1530	74.831	62854.4	N/A				
			0019	8 1/2	3 1/2	1.35	30.34		1136.28	1525	73.301	61580.4	N/A				
			00001	8 1/2	3 1/2	1.51	30.80		1105.32	1515	71.776	60310.1	N/A				
			0021	8 1/2	3 1/2	1.35	30.92		1074.99	1533	70.258	59040.6	N/A				
			HYDRAULIC DRILLING JAR 6 TO OD	NC 50 PINBOX	PT	C 2502	6 1/2	2 3/4	2.08	30.09	30.09	1044.01	29900	1565	68.725	57708.3	N/A
(26) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PINBOX	PCNBSB	1109	8 1/16	3	1.12	30.30		1013.02	1513	67.151	56394.4	N/A				
			0008	8 1/16	3	1.14	30.45		983.44	1510	65.645	55124.1	N/A				
			7	8 1/16	3 1/8	1.25	30.65		952.97	1537	64.137	53853.9	N/A				
			0015	8 5/8	3	1.12	30.35		921.99	1525	62.631	52583.6	N/A				
			001201	8 1/2	3 1/8	1.25	30.65		891.24	1532	61.124	51313.4	N/A				
			001	8 1/2	3 1/8	1.25	30.65		860.36	1535	59.618	49998.8	N/A				
			001	8 1/16	3	1.45	30.68		829.41	1532	58.112	48739.6	N/A				
			001	8 1/2	3 1/8	1.45	30.63		798.53	1529	56.606	47480.4	N/A				
			0008	8 1/2	3 1/2	1.44	30.92		767.70	1534	55.100	46221.2	N/A				
			170930	8 1/2	3	1.12	30.30		736.78	1513	53.594	44962.0	N/A				
			170011	8 5/8	3	1.39	30.11		705.26	1493	51.902	43702.8	N/A				
			701017	8 1/2	3	1.41	30.59		674.17	1515	50.406	42443.5	N/A				
			701054	8 1/2	3	1.45	30.92		643.62	1534	48.901	41184.3	N/A				
			170008	8 1/2	3 1/8	1.35	30.47	798.28	614.70	1511	47.395	39925.3	N/A				
			7710211	8 5/8	3 3/16	1.39	31.13		584.23	1544	45.848	38666.3	N/A				
			170019	8 5/8	3	1.40	30.42		553.10	1514	44.304	37407.0	N/A				
			00116	8 1/16	3	1.12	30.70		522.58	1528	42.799	36147.7	N/A				
			0019	8 1/2	3 1/8	1.45	31.24		491.82	1550	41.284	34888.5	N/A				
			0007	8 1/16	3	1.45	30.49		460.56	1512	39.715	33629.4	N/A				
			0014	8 1/2	3 1/8	1.12	30.30		430.09	1506	38.203	32370.2	N/A				
			701032	8 1/2	3 1/8	1.25	30.93		399.73	1534	36.697	31111.0	N/A				
			0076	8 1/2	3 1/8	1.25	30.95		369.80	1516	35.183	29851.9	N/A				
			701038	8 1/2	3 1/8	1.28	30.65		339.25	1520	33.677	28592.8	N/A				
			700710	8 1/16	3	1.33	30.51		309.60	1513	32.172	27333.7	N/A				
			30329	8 1/2	3	1.12	30.68		279.09	1522	30.614	26074.6	N/A				
			002	8 1/16	3 1/8	1.44	30.77		248.41	1526	29.092	24815.4	N/A				
			CROSSOVER # 13/32" OD	NC 46 PIN/ NC 50 BOX	PCNBSB	6248-45	6 5/16	2 3/8	—	3.98	3.98	215.64	29400/22420	362	27.566	23147	N/A
			(1) DRILL COLLAR 6 1/2 OD, 9 LB/FT	NC 46 PINBOX	PCNBSB	PDC0140	6 1/2	2 3/8	2 1/2	29.94		211.66		2725	27.204	22849.6	3.01
			0135	6 1/2	2 3/8	3 1/2	30.90	91.54	181.72		2812	24.479	20555.1	3.01			
			0152	6 3/8	2 3/8	2 1/4	30.70		190.82		2794	21.667	18193.0	2.81			
CROSSOVER 7 1/8" OD	6 5/8 REG PIN/ NC 46 BOX	PCNBSB	6248-40	6 5/16	2 7/8	2.09	3.59	3.59	120.12	22420/20700	539	18.874	15848.1	N/A			
MONEL 8"	6 5/8 REG PINBOX	SLB	8571-05	6 1/4	1 13/16	—	31.01	31.01	116.53	45000	4900	18.335	15395.9	N/A			
NM CROSS OVER	6 5/8 REG PIN/ NC 46 BOX	SLB	13382-1	6 1/8	4 1/4	—	1.48	1.48	85.52	45000	234	13.436	11281.7	N/A			
NM COLLAR (TELESCOPE)	6 5/8 REG PINBOX	SLB	E3602	6 3/8	4 3/8	—	24.88	24.88	84.04	45000	3931	13.202	11085.4	N/A			
NM CROSS OVER	6 5/8 REG PIN/ NC 46 BOX	SLB	MT 0725312	6 7/16	3 1/2	—	1.47	1.47	99.18	47000	232	9.271	7784.51	N/A			
SHORT FLEX	6 5/8 REG PINBOX	SLB	C 950 - 032 - 1	7 13/16	3	1.89	8.52	8.52	57.69	45000	1346	9.038	7589.48	N/A			
TOP SUB (ALLOY VALVE)	6 5/8 REG PINBOX	SLB	RW 1194481-1	6 3/16	—	1.38	3.83	3.83	49.17	45000	575	7.892	6459.12	N/A			
MOTOR ARM 30 FT	6 5/8 REG PINBOX	SLB	6708	6 1/4	2	—	25.85	25.85	45.34	45000	4064	7.118	5976.71	N/A			
PETERSON SLEEVE STAB 12 1/8 S/N 13996	6 5/8 REG PINBOX	SLB	MTAR074 3	6 1/4	3 1/2	1.90	4.83	4.83	19.49	45000	725	3.033	2547.15	N/A			
POWER DRIVE 966 XS AA MAX OD=9 5/8	6 5/8 REG BOX/BOX	SLB	83073 83293 74035	6 3/8	3	2.25	13.74	13.74	14.66	45000 (10714)	2171	2.309	1938.79	N/A			
BN PDC 12 1/4" OD 14 LATER TYPE SHOWN (SEC 042)	6 5/8 REG PIN	NOV	E 168384	6	3	0.3	0.92	0.92	0.92	32000 (7818)	138	138	115.878	N/A			
BOGUELAS/BROCA: 4X15 + 1X16																	
TPA: 0.886																	
LONGITUD TOTAL BHA:											1320.34						
PESO TOTAL DERRAJE DEL MARTILLO:											56394						
PESO TOTAL BHA:											29217						

Fuente: Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores)ECOPETROL S.A

Figura 21. Componentes del BHA Numero cuatro.

COMPONENTES BHA														
COMPONENTE BHA N°:		4			LOCALIDAD:					CASTILLA 328				
FECHA:		MAYO 04 DE 2014			FASE:					T2 1/4 OD				
COMPAÑIA:		ECOPETROL			BROCA N°:					4				
DESARROLLO DEL LOGO (LARGUEZ)				10.3				FACTOR DE BOYANZA				0.537		
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	TIPO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG. FN	LONG. (divers)	LONG. PARCIAL	LONG. ACUM.	TORQUE	PESO (WFT)	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO	BSR
(9) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PINBOX	PCRBH	303	8 1/16	3	1.53	30.84		1320.31	29400	1530	82.426	69212.6	N/A
			3037	8 1/16	3	1.53	30.74		1299.47	1525	80.897	67908.4	N/A	
			30381	8 1/16	3.18	1.53	30.68		1298.73	1518	79.372	66548.1	N/A	
			30371	8 1/16	3.18	1.53	30.61		1298.18	1513	77.843	65193.8	N/A	
			1770	8 1/16	3	1.72	30.53	276.65	1197.22	1513	76.321	64065.3	N/A	
			3038	8 1/16	3	1.74	30.45		1186.72	1510	74.805	62816	N/A	
			7	8 1/16	3.18	1.65	30.38		1136.27	1507	73.288	61547.8	N/A	
			3037	8 1/16	3	1.72	30.3		1106.89	1504	71.761	60297.9	N/A	
			30383	8 1/16	3.18	1.65	30.28		1074.64	1502	70.232	59048.9	N/A	
			3038	8 1/16	3.18	1.63	30.28		1033.87	1498	67.140	56308.8	N/A	
3037	8 1/16	3	1.45	30.28		1002.69	1492	65.605	55067.8	N/A				
3038	8 1/16	3	1.45	30.28		1001.74	1492	64.073	53801.7	N/A				
3038	8 1/16	3	1.44	30.28		1001.01	1494	62.544	52517.6	N/A				
1709.39	8 1/16	3	1.72	30.33		999.99	1493	61.010	51269.9	N/A				
170911	8 1/16	3	1.59	30.11		999.49	1493	59.479	50000.9	N/A				
701017	8 1/16	3	1.41	30.55		929.38	1495	58.004	48705.5	N/A				
701054	8 1/16	3	1.45	30.92		798.83	1494	56.489	47433.2	N/A				
170939	8 1/16	3.18	1.35	30.47		797.81	1491	54.968	46145.4	N/A				
170911	8 1/16	3.18	1.39	31.13		747.44	1494	53.444	44866.9	N/A				
170919	8 1/16	3	1.40	30.52		708.31	1494	51.900	43576.8	N/A				
PCRBH	8 1/16	3	1.72	30.76		678.79	1498	50.366	42306.7	N/A				
0079	8 1/16	3.18	1.45	31.24	797.96	649.03	1490	48.890	41027.6	N/A				
0087	8 1/16	3	1.45	30.49		613.79	1492	47.311	39726.4	N/A				
0092	8 1/16	3.18	1.72	30.35		583.90	1498	45.798	38456.9	N/A				
701032	8 1/16	3.18	1.65	30.93		552.84	1494	44.292	37192.1	N/A				
0076	8 1/16	3.18	1.60	30.45		522.01	1495	42.798	35903.9	N/A				
701038	8 1/16	3.18	1.58	30.85		491.46	1490	41.243	34631.9	N/A				
0076	8 1/16	2.18	1.55	30.45		460.81	1490	39.723	33356	N/A				
031	8 3/8	3 1/16	1.67	30.76		430.96	1498	38.212	32066.8	N/A				
BOG20007	8 3/8	3"	1.53	30.51		399.90	1493	36.687	30805.7	N/A				
70278	8 3/8	3 1/2	1.40	30.80		369.09	1498	35.173	29535	N/A				
70278	8 3/8	2 1/16	1.58	30.90		338.48	1494	33.652	28269.3	N/A				
704716	8 1/16	3	1.53	30.51		307.57	1493	32.122	26997.7	N/A				
30399	8 1/16	3	1.71	30.68		277.05	1492	30.608	25702	N/A				
004	8 1/16	3.18	1.54	30.77		246.38	1498	29.087	24424.2	N/A				
CROSSOVER 8 1/2" OD	NC 40 PIN NC 50 BOX	PCRBH	6248-45	8 5/16	2 3/8	-	3.98	3.98	215.61	29400 29400	362	27.561	23142.7	N/A
(3) DRILL COLLAR 6 1/2 OD, 9 LB/FT	NC 40 PINBOX	PCRBH	PCO0149	8 1/2	2 3/8	2 1/2	26.94		211.63	22420	3725	27.198	22838.6	3.01
			0135	8 1/2	2 3/8	3.61	30.90	91.54	181.69		2612	24.474	20593.6	3.01
			0152	8 3/8	2 3/8	2 1/4	30.90		180.79		3794	21.662	18189.7	2.81
CROSSOVER 7 1/2" OD	6 5/8 REG NC 40 BOX	PCRBH	6248-40	8 5/16	2 7/8	2.09	3.59	3.59	120.09	22420 50700	539	18.869	15843.8	N/A
MONEL 8"	6 5/8 REG PINBOX	SLB	8571-05	8 1/4	2 13/16	-	31.01	31.01	116.50	45000	4900	18.330	15391.6	N/A
NM CROSS OVER	6 5/8 REG PINBOX	SLB	13382-1	8 1/8	4 1/4	-	1.48	1.48	65.49	45000	234	13.430	11277.5	N/A
NM COLLAR (TELESCOPE)	6 5/8 REG BOXBOX	SLB	E3602	8 3/8	4 3/8	-	24.88	24.88	84.01	45000	3931	13.197	11081.1	N/A
NM CROSS OVER	6 5/8 REG PINBOX	SLB	MT 0725312	8 7/16	3 1/2	-	1.47	1.47	59.13	47000	232	9.266	7780.26	N/A
SHORT FLEX	6 5/8 REG PINBOX	SLB	C 950 - 032 - 1	7 13/16	3	1.89	8.52	8.52	57.66	45000	1346	9.033	7585.23	N/A
TOP SUB (FLAT VALVE) FORCES	6 5/8 REG PINBOX	SLB	1329127-3 1	8 3/16	-	-	3.87	3.87	49.14	45000	581	7.687	6454.87	N/A
MOTOR ASSEM XP7148	6 5/8 REG PINBOX	SLB	1919	8 3/16	2	-	25.81	25.81	45.27	45000	4076	7.107	5967.42	N/A
FLYER SUB	6 5/8 REG PINBOX	SLB	MTAP274 3	8 1/4	3 1/2	1.90	4.83	4.83	19.46	45000	725	3.029	2543.17	N/A
POWER DRIVE 906 XS AA MAX OD=9 1/8	6 5/8 REG BOXBITBOX	SLB	83353 82580 74278	8 5/16	3	2.25	13.71	13,71	14.83	45000 (10714)	2166	2.304	1934.81	N/A
BIT POC 12 1/4" OD S ALETAS TYPE 20018 SIC 8.032	6 5/8" REG PIN	NOV	E 164151	8	3	0.3	0.92	0,92	0,92	32000 (7619)	138	138	115,878	N/A
BOGUELAS BROCA TFA	3X15 + 2X16 0,911													
LONGITUD TOTAL BHA:									1320,31					
PESO TOTAL SUBASTOS MANTEN:									56377					
PESO TOTAL BHA:									69213					

Fuente: Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores) ECOPETROL S.A

Figura 22. Componentes del BHA Numero cinco.

COMPONENTES BHA																		
COMPONENTE BHA N°:		5		LOCALIZACIÓN:		CASTILLA 328												
FECHA:		MAYO 09 DE 2014		FASE:		8 1/2" OD												
COMPAÑIA:		ECOPETROL		BROCA N°:		50												
DENSIDAD DEL LODO (Lb/ft³):			5.5			FACTOR DE EFICIENCIA:			0.95									
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	DUEÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG Efectiva	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE	PESO (WTS)	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO	BSR				
(3) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PIN/BOX	PIONEER	302-5	6 1/8	3	1.53	30.84	92,18	3974,45	29400	11520	132,560	114776	N/A				
ACELERADOR	NC 50 PIN/BOX	PTI	A201 3094	6 1/2	3	3,4	1,86	33,14	3582,27	29900	1723	128,045	110842	N/A				
(12) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PIN/BOX	PIONEER	55711	6 1/2	3	1,8	1,26	30,81	3549,13	29400	11520	128,322	109350	N/A				
			17239	6 1/2	3	1,72	30,80	3538,22	11520	124,728	109331	N/A						
			30202	6 1/8	3	1,53	30,85	3787,72	11520	121,783	108430	N/A						
			30213	6 1/8	3	1,72	30,75	3726,20	11518	120,266	104108	N/A						
			30230	6 1/2	3	1,86	30,85	3595,42	11598	118,700	109925	N/A						
			30231	6 1/2	3	1,86	30,85	3595,42	11598	117,997	109120	N/A						
			30232	6 1/2	3	1,86	30,85	3595,42	11598	117,997	109120	N/A						
			30233	6 1/2	3	1,86	30,85	3595,42	11598	117,997	109120	N/A						
			30234	6 1/2	3	1,86	30,85	3595,42	11598	117,997	109120	N/A						
			30235	6 1/2	3	1,86	30,85	3595,42	11598	117,997	109120	N/A						
			30236	6 1/2	3	1,86	30,85	3595,42	11598	117,997	109120	N/A						
			HYDRAULIC DRILLING JAR 8 1/2 OD	NC 50 PIN/BOX	PTI	C 2362	6 1/2	3	3,4	2,06	30,09	3480,83	29900	1565	108,164	93632,3	N/A	
(20) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PIN/BOX	PIONEER	251	6 1/2	3	1,8	1,26	30,82	3550,42	29400	11520	128,600	99977,9	N/A				
			37	6 1/2	3	1,25	30,80	3439,70	11520	124,074	99267,1	N/A						
			17239	6 1/2	3	1,72	30,81	3787,72	11520	121,783	98338,6	N/A						
			1719213	6 1/8	3	1,53	31,13	3558,44	11520	122,048	98338,6	N/A						
			17239	6 1/8	3	1,40	30,70	3527,31	11520	120,538	87010,3	N/A						
			K-6115	6 1/8	3	1,72	30,70	3526,70	11518	119,010	85707,0	N/A						
			3012	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3013	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3014	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3015	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3016	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3017	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3018	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3019	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3020	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3021	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			3022	6 1/2	3	1,25	31,28	3529,03	11520	117,493	84395,1	N/A						
			80 JUNTAS DP 5" OD	NC 50 RIN/BOX	PIONEER	VARIOS	6 5/8	2	3,4	—	257,49	257,49	2830,61	29900	57121	76,323	66068,9	N/A
			(3) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PIN/BOX	PIONEER	3021-032	6 1/8	2	1,53	30,84	92,54	388,98	29400	11520	12,661	114364,4	N/A	
			HYDRAULIC JAR 8 1/2 OD	NC 50 PIN/BOX	PTI	SR 2438	6 3/8	2	2,73	1,85	25,35	236,88	29900	1526	14,640	12672,7	N/A	
(3) HEAVY WEIGHT 5" OD, 50.38 LB/FT	NC 50 PIN/BOX	PIONEER	PES21-034	6 1/8	2	1,53	30,85	92,50	187,23	29400	11521	13,113	11351,5	N/A				
			PES21-031	6 1/8	2	1,53	30,80	92,50	156,38	29400	11518	11,592	10035	N/A				
			PES21-027	6 1/8	2	1,53	30,85	92,50	125,58	29400	11521	10,074	8720,54	N/A				
N/M DRILL COLLAR 3 1/4" OD	NC 50 RIN/BOX	WTP	64309325	6 11/32	2	13/16	—	26,92	26,92	94,73	2450	8,553	7403,97	N/A				
N/M DC MWD	NC 50 RIN/BOX	WTP	675-13427	6 7/16	3	1/4	—	29,05	29,05	67,81	2400	6,103	5283,38	N/A				
MULE CHOE	NC 50 RIN/BOX	WTP	675-15665	6 1/2	3	1/8	—	3,44	3,44	38,76	2400	3,13	3,460	2994,99	N/A			
STRING STAB 8 1/8" OD	NC 50 RIN/BOX	WTP	W53969	7	2	13/16	2,54	6,27	6,27	35,32	2400	571	3,147	2724,01	N/A			
MOTOR 6 3/4" HYPERLINE 288 BRS BRND 12" 2.28 REV /BLSW AS OD=7 3/4	4 1/2 REG BIT BOX/NC 50 BOX	WTP	675-3132	6 3/4	1	1/2	—	28,31	28,31	29,05	2400 (5714)	2576	2,576	2230,09	N/A			
BIT PDC 8 1/2 OD, TIPS HYPERLINE (BSC-B43)	4 1/2" REG/BN	NOV	A164040	8 15/32	2	3/4	0,25	0,74	0,74	0,74	1600 (3809)	61,4	61	53,1682	N/A			
BOQUILLAS BROCA	6 X 11							LONGITUD TOTAL BHA:			3974,45							
TRA	0,557							PESO TOTAL DEBAJO DEL MARTILLO:			92278							
											PESO TOTAL BHA:				114776			

Fuente: Informe Final de Perforación Pozo I 2014. (Modificado por los Autores) ECOPETROL S.A

Figura 23. Componentes del BHA Numero seis.

COMPONENTES BHA														
COMPONENTE BHA N°:				6				LOCALIZACIÓN:				CASTILLA 328		
FECHA:				MAYO 10 DE 2014				PAIS:				6 3/4" A 9" OD		
COMPAÑIA:				ECOPETROL				BROCA N°:				6		
UNIDAD DE LODO (L/MT):				2.5				FACTOR DE ROYANZA:				1.500		
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	TIPO	SERIAL	DE CAL	DI	LONG FT	LONG Metros	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE	PESO (LBS)	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO	BSR
(2) HEAVY WEIGHT 6" OD, 58.38 LB/FT	NC 50 PINBOX	POWER	0000	6 3/8	2 3/4	1.00	33.14	33.14	3246.09	29400	1723	134467	116401	NA
ACELERADOR	NC 50 PINBOX	PTI	A2013804	6 3/8	2 3/4	1.00	33.14	33.14	3246.09	29900	1723	134467	116401	NA
(12) HEAVY WEIGHT 6" OD, 58.38 LB/FT	NC 50 PINBOX	POWER	0000	6 3/8	2 3/4	2.22	29.26	29.26	3844.58	29900	1522	114556	90191.5	NA
HYDRAULIC DRILLING JAR 6 3/8 OD	NC 50 PINBOX	PTI	C 2012	6 3/8	2 3/4	2.22	29.26	29.26	3844.58	29900	1522	114556	90191.5	NA
(28) HEAVY WEIGHT 6" OD, 58.38 LB/FT	NC 50 PINBOX	POWER	0000	6 3/8	2 3/4	2.22	29.26	29.26	3844.58	29900	1522	114556	90191.5	NA
98 JUNTER DP 6" OD	NC 50 PINBOX	POWER	VARIOS	6 3/8	2 3/4	---	302.03	302.03	3201.19	29900	64243	82788	71665.5	NA
(2) HEAVY WEIGHT 6" OD, 58.38 LB/FT	NC 50 PINBOX	POWER	0000	6 3/8	2 3/4	1.00	33.14	33.14	3246.09	29400	1723	134467	116401	NA
HYDRAULIC JAR BOX HT DOWN 6 3/8 OD	NC 50 PINBOX	PTI	SR 2436	6 3/8	2 3/4	1.00	33.14	33.14	3246.09	29900	1526	13983	12104	NA
(2) HEAVY WEIGHT 6" OD, 58.38 LB/FT	NC 50 PINBOX	POWER	PE521-027	6 3/8	2 3/4	1.00	33.14	33.14	3246.09	29400	1518	10935	9466.24	NA
FLUID SUB/FLUID VALVE	NC 50 PINBOX	WTF	AL1001A.1	6 3/8	2 3/4	---	2.92	2.92	144.17	29900	206	7896	6535.23	NA
STRONG STAR 8 1/4 OD	NC 50 PINBOX	WTF	WPL 600558	6 3/8	2 3/4	---	5.85	5.85	141.25	29900	532	7630	6605.21	NA
PONY MOUL 6 1/2	NC 50 PINBOX	WTF	675-33990	6 3/8	2 3/4	---	14.01	14.01	135.40	29900	1275	7098	6144.38	NA
ECCENTRIC REAMERS	NC 38 PIN / NC 50 BOX	WTF	4109	6 1/2	2 1/4	1.49	3.67	3.67	121.39	29900 10000	334	5823	5040.76	NA
STRONG STAR 6 1/2 OD	NC 38 PINBOX	WTF	W55019	6	2 1/4	2.2	5.34	5.34	117.72	10000	251	5489	4751.66	NA
NW DRILL COLLAR 4 3/4	NC 38 PINBOX	WTF	475-15448	4 1/2	2 3/4	---	30.75	30.75	112.38	9680	1445	5238	4534.4	NA
HEL MWD	NC 38 PINBOX	WTF	B0140289 B084.76	4 3/4	2 3/4	---	17.34	17.34	81.63	9680	815	3793	3283.32	NA
SWAR DUX 100V ATMUTUAL RESISTIVITY TOLL STAR 6 1/2 OD	NC 38 PINBOX	WTF	B0140290 B084.76	4 3/4	2 3/4	0.67	34.69	34.69	64.29	9680	1630	2978	2577.53	NA
DR [6x4] Sub 4 3/4 x 6 3/4	NC 38 PINBOX	WTF	B0140285 S14.75	4 3/4	2 3/4	---	12.36	12.36	29.60	9680	581	1347	1166.45	NA
REVOLUTION ROTARY STABILIZER / NC 38	3 1/2 PIN BOX / NC 38	WTF	B00207041 S00103 S076	4 3/4	2	---	16.31	16.31	17.24	9680 9000	767	767	663.58	NA
BT 6 3/4 PDC B0813M ADDC	3 1/2 PIN PIN	NOV	A188830	4 1/2	1 1/2	0.23	0.93	0.93	0.93	9000 (2150)	43,7	44	37,5375	NA
BOGULLA BROCA	3 X 10													
Wt	0,589													
LONGITUD TOTAL BHA											4338,20			
PESO TOTAL BOYADO DEL MARTILLO											97874			
PESO TOTAL BHA											120335			

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 24. Componentes del BHA Número siete

COMPONENTES BHA																			
COMPONENTE BHA N°:		7		LOCALIDAD:		CASTILLA J25													
FECHA:		MAYO 20 DE 2014		PAIS:		ACOMODAMIENTO PAIS DE 8 1/2" OD													
COMPANIA:		ECOPETROL		BROCA N°:		70													
DENSIDAD DEL ALCAL (Lbs/Gal)				8.3		FACTOR DE BOTENEA				0.500									
DESCRIPCION	CONEXION	TIPO	SERIAL	DE CAL	DI	LONG FN	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE	PESD (FT)	PESD ACUMULADO (LBS)	PESD BOYADO	BR						
(4) HEAVY WEIGHT 8" OD 49.3 LBFT	NC 50 PIN X BOX	PCORER	0030-301 0037	6 1/2	3 1/8	1.35 1.45	30.58 30.83	61,71	4108,12 4077,24	29400	1522,4 1519,9	132,821 131,098	114397,3 113094,7	N/A					
ACELERACION	NC 50 P/BOX	PTI	A201 3084	6 1/2	2 3/4	1.96	33,14	33,14	4046,41	29400	1855,8	129,578	111773,7	N/A					
(11) HEAVY WEIGHT 8" OD 49.3 LBFT	NC 50 PIN X BOX	PCORER	702426	6 1/2	3 1/8	1.44	30,02	337,80	4013,27	29400	1524,4	127,722	110172,8	N/A					
			T-1519-32	6 1/2	3	1.72	30,50		3682,35		1503,9	128,198	109857,9	N/A					
			T-1521-1	6 5/8	3	1.39	30,11		3651,85		1484,4	124,894	107983,9	N/A					
			701017	6 1/2	3	1.41	30,95		3621,74		1508,1	125,210	108283,4	N/A					
			701054	6 1/2	3	1.45	30,92		3691,19		1524,4	121,704	109281,3	N/A					
			14910	6 5/8	3	1.38	30,85		3685,27		1525,9	126,190	103666,4	N/A					
			294	6 1/2	3 1/8	1.85	30,98		3629,42		1525,9	118,850	102554,4	N/A					
			33	6 5/8	3	1.48	30,88		3768,47		1502,4	117,133	101038,2	N/A					
			T-5308	6 1/2	3 1/8	1.35	30,47		3787,59		1502,2	115,910	99725,04	N/A					
			170211	6 5/8	3 1/8	1.39	31,13		3737,12		1524,7	114,108	99429,28	N/A					
			1 7379	6 5/8	3	1.46	30,52		3765,99		1504,9	112,574	97105,45	N/A					
HYDRAULIC DRILLING JAR 6 1/2 OD	NC 50 P/BOX	PTI	C 2012	6 5/8	2 3/4	2.22	29,25	29,25	3875,47	29400	1838,6	111,089	95807,55	N/A					
(18) HEAVY WEIGHT 8" OD 49.3 LBFT	NC 50 PIN X BOX	PCORER	6-2118	6 5/8	3	1.72	30,76	460,15	3648,21	29400	1518,3	108,430	94324,14	N/A					
			8075	6 1/2	3 1/8	1.40	31,24		3815,45		1540,1	107,914	93386,04	N/A					
			8857	6 5/8	3	1.45	30,49		3884,21		1503,2	108,374	91757,50	N/A					
			8912	6 1/2	3 1/8	1.72	30,36		3853,72		1498,7	104,371	90480,91	N/A					
			701032	6 1/2	3 1/8	1.85	30,93		3823,36		1524,9	103,374	89169,83	N/A					
			0576	6 1/2	3 1/8	1.85	30,98		3892,43		1508,1	101,849	87954,5	N/A					
			701038	6 1/2	3 1/8	1.58	30,85		3481,88		1511	100,343	86535,33	N/A					
			8018	6 5/8	3 1/8	1.45	30,45		3431,23		1501,2	98,832	85251,91	N/A					
			031	6 5/8	3 1/8	1.87	30,76		3400,78		1518,3	97,331	83958,99	N/A					
			8028007	6 5/8	3	1.53	30,51		3379,02		1504,1	95,814	82648,9	N/A					
			70218	6 5/8	3 1/8	1.48	30,80		3358,91		1508,9	94,310	81351,43	N/A					
			70275	6 5/8	3 1/8	1.35	30,92		3338,91		1524,4	92,801	80050,14	N/A					
			702710	6 5/8	3	1.53	30,51		3277,99		1504,1	91,277	78735,23	N/A					
			3329	6 1/2	3	1.71	30,88		3247,48		1512,3	89,775	77437,77	N/A					
			62	6 5/8	3 1/8	1.54	30,77		3218,80		1517	88,260	76133,07	N/A					
			90 JUNTAS DP 8" OD	NC 50 P/BOX	PCORER	VARIOS	6 5/8		2 3/4		---	89888	2922,6	3198,03	29400	94243	86,744	74824,35	N/A
			(8) HEAVY WEIGHT 8" OD 49.3 LBFT	NC 50 PIN X BOX	PCORER	PE321-033	6 5/8		2 1/8		1.84	30,85	92,54	343,40	29400	1520,9	22,500	19426,45	N/A
						PE321-029	6 5/8		2 1/8		1.82	30,84		372,55		1520,4	20,919	19396,50	N/A
PE321-035	6 5/8	2 1/8				1.94	30,85	381,71	1520,9	19,489	18785,02	N/A							
SR 2436	6 3/8	2 3/4				1.86	29,35	29,35	250,86	1643,6	17,938	15473,1		N/A					
(3) HEAVY WEIGHT 8" OD 49.3 LBFT	NC 50 PIN X BOX	PCORER	PE321-027	6 5/8	2 1/8	1.86	30,85	92,50	221,51	29400	1520,9	16,294	14895,34	N/A					
			PE321-031	6 5/8	2 1/8	1.8	30,80		193,85		1518,4	14,773	12743,41	N/A					
			PE321-032	6 5/8	2 1/8	1.83	30,85		159,88		1520,9	13,255	11433,81	N/A					
STRONGSTAR DR 8 3/8" OD BLADE	NC 50 BOX X NC 50 PIN	WTF	506725	6 29/32	2 13/16	2,31	5,44	5,44	129,01	29400	495,04	11,734	10121,89	N/A					
CROSSOVER 6 13/32" OD	NC 50 BOX X NC 48 PIN	PCORER	6248-44	6 5/8	2 7/16	---	3,97	3,97	123,57	29400	361,27	11,239	9694,667	N/A					
(1) DRILL COLLAR DR 6 1/2" OD	NC 48 BOX X NC 48 PIN	PCORER	POC0149	6 1/2	2 3/8	2,72	29,94	29,94	119,60	23000	2724,5	10,878	9383,037	N/A					
CROSSOVER 6 13/32" OD	NC 50 BOX X NC 50 PIN	PCORER	PC 011108	6 7/16	2 15/16	N/A	3,33	3,33	89,86	23000	303,03	6,153	7032,861	N/A					
Hydraulic Acceleration 8 1/2" X 8" BOGUELAS TP & 8.780	NC 50 BOX X NC 50 PIN	NOV	W-1271-FM 1	8 1/2"	2 1/2"	3,48	14,42	14,42	86,33	29400	1312,2	7,850	6771,489	N/A					
NO MAGNETIC DRILL COLLAR 6 3/8" OD	NC 50 BOX X NC 50 PIN	WTF	675-15453	6 3/8"	3 1/8"	---	24,64	24,64	71,91	29400	2242,2	6,538	5639,504	N/A					
MWD 6 1/2" OD	NC 50 BOX X NC 50 PIN	WTF	675-33626	6 1/2"	3 1/8"	---	29,08	29,08	47,27	29400	2046,3	4,296	3705,408	N/A					
MULE SHOE	NC 50 BOX X NC 50 PIN	WTF	675-18173	6 5/8"	3 1/8"	---	3,42	3,42	15,19	29400	311,22	1,649	1422,739	N/A					
CROSSOVER 6 13/32" OD	NC 50 BOX X NC 48 PIN	PCORER	6248-45	6 5/8	2 3/8	---	3,98	3,98	14,77	29400	362,18	1,338	1154,282	N/A					
NEAR BIT DR 8 3/8" OD BLADE	NC 48 BOX X 1 1/2" NEAR BIT BOX	WTF	W-RTL-022380	8 3/8"	2 3/32"	4,2	10,05	10,05	10,79	23000	914,55	976	841,8673	N/A					
BIT PDC 8 1/2 OD TPO 8955 98 140C-8422	6 1/2" NEAR PIN	NOV	A164040	6 1/2"	2 1/4	0,26	0,74	0,74	0,74	18000	61,42	61	52,98661	N/A					
BOGUELAS BROCA:	(6 X 13/32) + (1 X 13/32)																		
Wd:	0.650																		
								LONGITUD TOTAL BHA		4108,12									
								PESD TOTAL DESAL DEL MARTILLO		94324									
								PESD TOTAL BHA		114395									
verificado por:								ingresar por:											

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 25. Componentes del BHA Número ocho

COMPONENTES BHA														
COMPONENTES BHA Nº:				8				LONGITUD		CATEGORÍA				
PROYECTO				MAYO 27 DE 2014				FASE		ACUMULACIONEMIENTO FASE DE B 12/00				
COMPANIA				ECOPETROL				BROCA Nº:		503				
DESCRIPCION DEL LOGO (Llave)		B2		FACTOR DE BOYAZA						L2000				
DESCRIPCION	CONEXION	DIAMETRO	SERIAL	DE CALIBRE	DI	LONGI FEM	LONGI efectiva	LONGI PARCIAL	LONGI ACUM	TORQUE	PIEDO ACUMULADO (MT)	PIEDO BOYAZO	ERR	
(7) HEAVY WEIGHT 8" O.D. 49.3 LB/FT	NC 50 PIN X BOX	PCRB8H	205-3	8 1/16	3	1.53	30.84		4.309.55	20400	1520.4	141.533	121853.3	N/A
ACCELERADOR	NC 50 PIN X BOX	PCRB8H	A2012801	8 1/16	3	3.34	1.09	33.13	4217.37	20400	1653.3	136.986	117747.1	N/A
(12) HEAVY WEIGHT 8" O.D. 49.3 LB/FT	NC 50 PIN X BOX	PCRB8H	88121	8 1/16	3	1.18	1.18	30.84	4194.24	20400	1520.3	135.325	116343.2	N/A
			17319	8 1/16	3	1.72	1.72	30.84	4193.53	20400	1520.3	134.831	115933.4	N/A
			98882	8 1/16	3	1.74	1.74	30.84	4122.83	20400	1520.3	132.329	113740.9	N/A
			7	8 1/16	3	1.82	1.82	30.84	4082.36	20400	1520.3	130.828	112400.9	N/A
			32173	8 1/16	3	1.72	1.72	30.84	4081.43	20400	1518	129.296	111137.6	N/A
			8035-301	8 1/16	3	1.80	1.80	30.84	4030.05	20400	1522.4	127.783	109634.6	N/A
			623	8 1/16	3	1.43	1.43	30.84	4030.77	20400	1519.9	126.261	108292.2	N/A
			30240	8 1/16	3	1.44	1.44	30.84	4028.94	20400	1524.4	124.741	107219.8	N/A
			17319-2	8 1/16	3	1.72	1.72	30.84	4028.02	20400	1523.4	123.716	106200.5	N/A
			17319-3	8 1/16	3	1.72	1.72	30.84	4027.53	20400	1524.4	123.113	104811.1	N/A
			701017	8 1/16	3	1.41	1.41	30.84	4027.41	20400	1526.1	120.248	103341.1	N/A
			30104	8 1/16	3	1.48	1.48	30.84	4044.90	20400	1524.4	118.722	102048.6	N/A
STRENGTH SHELLED JAR 6 1/2" O.D.	NC 50 PIN X BOX	PCRB8H	C 2952	6 1/2	3	2.58	30.09	30.09	4815.94	20400	1483.4	117.196	100736.3	N/A
			18039	6 1/2	3	1.28	1.28	30.84	4190.83	20400	1520.3	115.714	99461.26	N/A
			204	6 1/2	3	1.18	1.18	30.84	4188.08	20400	1520.3	114.183	98183.9	N/A
			15338	6 1/2	3	1.52	1.52	30.84	4124.05	20400	1522.4	112.688	96842.46	N/A
			1710211	6 1/2	3	1.78	1.78	31.17	4063.50	20400	1534.7	111.188	95501.26	N/A
			17319	6 1/2	3	1.40	1.40	30.84	4062.49	20400	1524.4	109.631	94202.13	N/A
			64118	6 1/2	3	1.72	1.72	30.76	4061.93	20400	1516.3	108.128	92938.83	N/A
			6018	6 1/2	3	1.48	1.48	30.84	4061.17	20400	1540.1	106.610	91635.38	N/A
			6957	6 1/2	3	1.43	1.43	30.467	4059.87	20400	1533.7	105.089	90311.56	N/A
			6912	6 1/2	3	1.72	1.72	30.84	4059.94	20400	1496.7	103.588	89019.53	N/A
			17319-2	6 1/2	3	1.72	1.72	30.84	4059.02	20400	1524.4	102.087	87749.11	N/A
			5049	6 1/2	3	1.18	1.18	30.84	4048.15	20400	1536.1	100.548	86442.34	N/A
			701035	6 1/2	3	1.58	1.58	30.60	4047.60	20400	1511	99.029	85127.77	N/A
			3018	6 1/2	3	1.59	1.59	30.45	4047.05	20400	1501.3	97.507	83802.98	N/A
			331	6 1/2	3	1.67	1.67	30.76	4046.50	20400	1516.3	95.988	82508.83	N/A
			8032007	6 1/2	3	1.53	1.53	30.51	4046.74	20400	1504.1	94.470	81235.16	N/A
			30178	6 1/2	3	1.40	1.40	30.80	4046.23	20400	1506.5	93.000	79942.20	N/A
			30275	6 1/2	3	1.35	1.35	30.62	4046.03	20400	1524.4	91.467	78645.6	N/A
			30849	6 1/2	3	1.49	1.49	30.94	4045.91	20400	1524.1	89.933	77335.35	N/A
			15229	6 1/2	3	1.11	1.11	30.66	4045.81	20400	1512.5	88.405	76042.46	N/A
			802	6 1/2	3	1.54	1.54	30.77	4045.53	20400	1517	85.908	74748.4	N/A
NO JUNCTION OF 8" O.D.	NC 50 PIN X BOX	PCRB8H	VAFSG	8 1/8	3	2.34	—	—	4842.6	20400	1317.79	84.439	73438.51	N/A
(2) HEAVY WEIGHT 8" O.D. 49.3 LB/FT	NC 50 PIN X BOX	PCRB8H	PE27-021	8 1/16	3	1.74	1.74	30.85	329.12	20400	1520.3	21.198	18218.58	N/A
			PE27-029	8 1/16	3	1.62	1.62	30.84	298.27	20400	1520.4	19.675	16911.3	N/A
			PE27-028	8 1/16	3	1.74	1.74	30.85	297.43	20400	1520.3	18.154	15604.44	N/A
STRENGTH JAR 6 1/2" O.D.	NC 50 PIN X BOX	PCRB8H	SP-2200	6 1/2	3	2.00	1.66	20.40	236.38	20400	1601.4	16.633	14207.16	N/A
(3) HEAVY WEIGHT 8" O.D. 49.3 LB/FT	NC 50 PIN X BOX	PCRB8H	PE27-021	8 1/16	3	1.74	1.74	30.85	237.08	20400	1520.3	14.982	12677.65	N/A
			PE27-021	8 1/16	3	1.74	1.74	30.85	198.24	20400	1518.4	13.461	11506.39	N/A
			PE27-022	8 1/16	3	1.74	1.74	30.85	148.44	20400	1520.3	11.943	10285.23	N/A
CROSSOVER 6 13/32" O.D.	NC 50 BOX X NC 40 PIN	PCRB8H	6248-44	6 3/8	3	2.718	—	3.97	114.98	20000	381.27	10.422	8987.949	N/A
(1) DRILL COLLAR DE 6 1/2" O.D.	NC 40 BOX X NC 40 PIN	PCRB8H	POC0149	6 1/2	2	2.35	2.72	29.94	110.62	20000	2724.5	10.081	8647.422	N/A
CROSSOVER 6 13/32" O.D.	NC 50 BOX X NC 40 PIN	PCRB8H	PC 011108	6 7/16	2	15.15	N/A	3.33	81.88	20000	303.03	7.326	6305.566	N/A
STRENGTH STAR DE 8 3/8" O.D. BLADE	NC 50 BOX X NC 50 PIN	WTF	506725	8 3/8	2	13.10	2.31	5.44	77.35	20400	495.04	7.033	6045.099	N/A
NO MAGNETIC DRILL COLLAR 6 3/8" O.D.	NC 50 BOX X NC 50 PIN	WTF	675-15453	6 3/8"	3	1.10"	—	24.64	24.64	20400	2242.2	6.538	5616.591	N/A
MWD 6 1/2" O.D.	NC 50 BOX X NC 50 PIN	WTF	675-33626	6 1/2"	3	1.14"	—	29.08	29.08	20400	2648.3	4.296	3692.292	N/A
MULE SHOE	NC 50 BOX X NC 50 PIN	WTF	675-16173	6 5/8"	3	1.58"	—	3.42	3.42	18000	311.22	1.849	1417.703	N/A
CROSSOVER 6 13/32" O.D.	NC 50 BOX X NC 40 PIN	PCRB8H	6248-40	6 5/16	2	3.9	—	3.96	14.77	20000	362.18	1.338	1150.196	N/A
NEAR BIT DE 8 3/8" O.D. BLADE	NC 50 BOX X NC 50 PIN	WTF	W-RTL-022380	8 3/16"	2	10.02"	4.2	10.05	10.79	20000	914.55	976	838.8572	N/A
BIT PDC 6 1/2 O.D. 1190 BPS 1800 C-18422	6 1/2" PDC PIN	NOV	A184040	6 1/2	2	1.6	0.26	0.74	0.74	18000	61.42	61	52.79307	N/A
REGULAR BROCA 7 1/8" O.D.														
LONGITUD TOTAL BHA										4309.55				
PIEDO TOTAL DRILLING BIT										924.013				
PIEDO TOTAL BHA										121655.33				

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 26. Componentes del BHA Número nueve

COMPONENTES BHA														
COMPONENTE BHA N°		3		LOCACION		CASTILLA SUR								
FECHA		2015/2017		PASE		ACORDAMIENTO PASE DE O								
COMPANIA		ECOPETROL		BROCA N°		70								
DENSIAS DEL LODO (LA/GR):				S2				FACTOR DE SEGURANZA				S.E.S.S		
DESCRIPCION	CONDICION	DUEÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG. FN	LONG. EFECTIVA	LONG. PARCIAL	LONG. ACUM.	TORQUE (LBFT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	BSR	
CROSS OVER 6 1/2"OD	NC 38 PIN X BOX	POWERR	6248-47	6 1/2	2 1/4	2,47	4,32	4,32	3829,79	2000	68757,79	59 100,21	N/A	
(2) HNDP 3 1/2"	NC 38 PIN X BOX	POWERR	P051-314	4 5/8	2 3/8	1,72	30,78	371,30	1000	3626,47	3626,47	10012,99	10012,99	N/A
			023	4 5/8	2 3/8	1,79	30,80			3794,34	3794,34	10164,01	10164,01	N/A
			0277	4 5/8	2 3/8	1,81	31,11			3783,94	3783,94	10315,03	10315,03	N/A
			0278	4 5/8	2 3/8	1,81	31,11			3732,43	3732,43	10466,46	10466,46	N/A
			0258	4 5/8	2 3/8	1,84	31,12			3701,32	3701,32	10617,78	10617,78	N/A
			048	4 5/8	2 3/8	1,79	30,80			3670,20	3670,20	10769,00	10769,00	N/A
			024	4 5/8	2 3/8	1,72	30,78			3639,40	3639,40	10920,40	10920,40	N/A
			024	4 5/8	2 3/8	1,80	30,78			3608,62	3608,62	11071,80	11071,80	N/A
			P051-320	4 5/8	2 3/8	1,77	30,77			3577,84	3577,84	11223,20	11223,20	N/A
			048	4 7/8	2 1/8	1,64	30,71			3547,07	3547,07	11374,60	11374,60	N/A
			0258	4 7/8	2 1/8	1,84	31,08			3516,36	3516,36	11526,00	11526,00	N/A
			0269	4 5/8	2 3/8	1,80	31,13			3485,30	3485,30	11677,40	11677,40	N/A
			WIPLOC 4 1/2"OD	NC38 PIN X BOX	PTI	C-1014	4 11/16"	2 3/4"	1,55	27,86	27,86	3454,17	1000	10121,58
(2) HNDP DE 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BOX	POWERR	0254	4 7/8	2 1/8	1,61	31,15			3426,19	3426,19	10272,99	10272,99	N/A
			0255	4 5/8	2 3/8	1,84	31,13			3395,04	3395,04	10424,40	10424,40	N/A
			0291	4 5/8	2 3/8	1,83	31,11			3363,91	3363,91	10575,80	10575,80	N/A
			0260	4 5/8	2 1/8	1,82	31,09			3332,80	3332,80	10727,20	10727,20	N/A
			0258	4 5/8	2 3/8	1,82	31,10			3301,71	3301,71	10878,60	10878,60	N/A
			0263	4 7/8	2 1/8	1,84	31,11			3270,61	3270,61	11030,00	11030,00	N/A
			0260	4 5/8	2 3/8	1,80	31,11			3239,50	3239,50	11181,40	11181,40	N/A
			0204	4 5/8	2 3/8	1,59	30,99			3208,40	3208,40	11332,80	11332,80	N/A
			0261	4 13/16"	2 1/8"	1,83	31,01			3177,40	3177,40	11484,20	11484,20	N/A
			0227	4 5/8	2 1/8	1,82	31,01			3146,39	3146,39	11635,60	11635,60	N/A
			0268	4 5/8	2 3/8	1,5	31,12			3115,38	3115,38	11787,00	11787,00	N/A
			0266	4 5/8	2 1/8	1,85	31,09			3084,28	3084,28	11938,40	11938,40	N/A
			0249	4 5/8	2 3/8	1,89	31,11			3053,17	3053,17	12089,80	12089,80	N/A
			0213	4 5/8	2 3/8	1,86	31,11			3022,06	3022,06	12241,20	12241,20	N/A
			P051-319	4 5/8	2 3/8	1,79	30,79			2990,95	2990,95	12392,60	12392,60	N/A
			0265	4 7/8	2 1/8	1,84	31,12			2959,85	2959,85	12544,00	12544,00	N/A
			0273	4 5/8	2 3/8	1,83	31,12			2928,74	2928,74	12695,40	12695,40	N/A
			0262	4 5/8	2 3/8	1,82	31,13			2897,63	2897,63	12846,80	12846,80	N/A
			025	4 5/8	2 1/8	1,80	30,73			2866,53	2866,53	13000,00	13000,00	N/A
			0267	4 5/8	2 1/8	1,82	31,12			2835,42	2835,42	13151,40	13151,40	N/A
			DE JUNTA DE SP 6 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BOX	POWERR	VARIOS	4 7/8	2 7/16	0,70	2491,30	2491,30	2804,88	1000	4017,93
(2) HNDP DE 3 1/2"OD	NC38 PIN X BOX	POWERR	P051-315	4 5/8	2 3/8	1,82	30,78			313,58	1000	1089,62	1011,11	N/A
			0276	4 5/8	2 3/8	1,83	30,89			92,83	312,50	1014,10	1081,11	N/A
			0260	4 5/8	2 3/8	1,59	31,16			251,91	1023,00	1014,62	1014,62	N/A
JAR NUDO DE 2 1/2"OD	NC38 PIN X BOX	PTI	C-1013	4 25/32"	2 5/16"	1,82	26,18	26,18	220,75	1000	1003,07	1003,07	N/A	
(2) HNDP DE 3 1/2"OD	NC38 PIN X BOX	POWERR	0260	4 5/8	2 3/8	1,83	31,15			192,57	1000	1003,65	1003,65	N/A
			0267	4 5/8	2 3/8	1,82	31,10			93,40	181,42	1018,00	1018,00	N/A
			0271	4 5/8	2 3/8	1,81	31,15			139,32	1000	1003,26	1003,26	N/A
WIPLOC 4 1/2"OD	NC38 PIN X BOX	WTP	475-15447	4 3/4"	2 7/8"	***	30,59	30,59	99,17	1000	4003,99	4003,32	N/A	
WIPLOC 4 1/2"OD	NC38 PIN X BOX	WTP	475-1225	4 3/4"	2 7/8"	***	29,72	29,72	65,58	1000	3973,26	3973,03	N/A	
M.S.E. SHOE 3 1/2"OD	NC38 PIN X BOX	WTP	400-83 72730	4 3/4"	2 1/2"	***	3,50	3,50	38,86	1000	1401,42	1403,88	N/A	
STINGRAY STAR 6 3/4"OD BLACK	NC38 PIN X BOX	WTP	W-695615	4 3/4"	2 9/32"	2,78	5,70	5,70	35,36	1000	1461,82	1429,89	N/A	
FLIGHT SUB 6 3/4"OD	NC38 PIN X BOX	WTP	W-695-523739	4 3/4"	2 1/4"	***	2,89	2,89	29,66	1000	1394,02	1398,02	N/A	
MOTOR WIPLOC 4 1/2"OD	NC 38 BOX + 3 1/2 PISO BTT	WTP	475-47977	4 13/16"	1 1/2"	***	26,17	26,17	26,67	1000	1263,69	1077,43	N/A	
BIT REC. 6" 3 1/2 PISO PIN	NOV	NOV	E170365	TYPE: R5H613M		0,50	0,50	0,50	0,50	3000	20,00	20,00	N/A	
RESUMEN DE BHA										1000				
PESO TOTAL BHA DEL MARFILLO										50748,24				
PESO TOTAL BHA										59705,21				

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 27. Componentes del BHA Número diez

COMPONENTES BHA													
COMPONENTE BHA N°				10		CONDICIÓN			CASTELA 10				
FECHA				21/05/2014		FASE			ACORDAMIENTO FASE DE 6"				
COMPANIA				ECOPETROL		BROCA N°			702				
UNIDAD DEL LOTO (LARGO)						9.2		FACTOR DE BOTAZA			0.500		
DESCRIPCION	CONEXION	DISÑO	SERIAL	DE CALIB	DI	LONG FN	LONG ESPECTIVA	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE (LBSFT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	NR
CROSS OVER 6 5/8"OD	NC 38 FN X BCK	POBBER	6245-47	6 1/2	2 5/4	247	4.32	4.32	3056.25	2000	65455.97	55969.15	N/A
			0207	4.58	2 1/8	157	31.13		3251.93	6603.37	6603.37	N/A	
			023	4.58	2 3/8	179	30.80		3521.50	6634.14	6634.14	N/A	
			0277	4.58	2 3/8	181	31.11		3792.07	6664.91	6664.91	N/A	
			0278	4.58	2 3/8	181	31.11		4062.64	6695.68	6695.68	N/A	
			0296	4.58	2 3/8	184	31.12		4333.21	6726.45	6726.45	N/A	
			048	4.58	2 3/8	199	30.80		4603.78	6757.22	6757.22	N/A	
			PO51-314	4.58	2 3/8	172	30.78		4874.35	6787.99	6787.99	N/A	
			024	4.58	2 3/8	180	30.78		5144.92	6818.76	6818.76	N/A	
			PO51-320	4.58	2 3/8	171	30.77		5415.49	6849.53	6849.53	N/A	
			046	4.58	2 1/8	184	30.71		5686.06	6880.30	6880.30	N/A	
			0236	4.58	2 1/8	184	31.06		5956.63	6911.07	6911.07	N/A	
0269	4.58	2 3/8	189	31.13		6227.20	6941.84	6941.84	N/A				
TRANSITION JOINT 6 5/8"OD	NC38 FN X BCK	PTI	C-1014	6 11/16"	2 3/4"	1.55	27.96	27.96	3480.63	1000	5473.16	4778.48	N/A
DRS HROP DR 3 1/2"OD	NC 38 FN X BCK	POBBER	0254	4 7/8	2 1/8	163	31.15		3452.25	6508.15	6508.15	N/A	
			0255	4.58	2 1/8	184	31.13		3722.82	6538.92	6538.92	N/A	
			0291	4.58	2 3/8	183	31.11		3993.39	6569.69	6569.69	N/A	
			0290	4.58	2 1/8	182	31.09		4263.96	6600.46	6600.46	N/A	
			0256	4.58	2 3/8	182	31.10		4534.53	6631.23	6631.23	N/A	
			0253	4 7/8	2 1/8	184	31.11		4805.10	6662.00	6662.00	N/A	
			0262	4.58	2 3/8	182	31.11		5075.67	6692.77	6692.77	N/A	
			0204	4.58	2 3/8	189	30.89		5346.24	6723.54	6723.54	N/A	
			0261	4 11/16	2 1/8	163	31.01		5616.81	6754.31	6754.31	N/A	
			0227	4.58	2 1/8	183	31.01		5887.38	6785.08	6785.08	N/A	
			0268	4.58	2 3/8	183	31.12		6157.95	6815.85	6815.85	N/A	
			0265	4.58	2 1/8	185	31.09		6428.52	6846.62	6846.62	N/A	
0249	4.58	2 3/8	189	31.11		6699.09	6877.39	6877.39	N/A				
0113	4.58	2 3/8	189	31.11		6969.66	6908.16	6908.16	N/A				
PO51-319	4.58	2 3/8	175	30.79		7240.23	6938.93	6938.93	N/A				
0265	4 7/8	2 1/8	184	31.16		7510.80	6969.70	6969.70	N/A				
0273	4.58	2 3/8	183	31.12		7781.37	6999.97	6999.97	N/A				
0262	4.58	2 3/8	182	31.80		8051.94	7030.74	7030.74	N/A				
035	4.58	2 1/8	184	30.78		8322.51	7061.51	7061.51	N/A				
0267	4.58	2 1/8	182	31.12		8593.08	7092.28	7092.28	N/A				
DR JUNCTION BOX 6 5/8"OD	NC 38 FN X BCK	POBBER	VARIOS	4 7/8	2 7/8	0.70	2531.18	2531.18	2831.34	1000	4263.06	3702.63	N/A
DR HROP DR 3 1/2"OD	NC 38 FN X BCK	POBBER	PO51-315	4.58	2 3/8	182	30.78		300.16		676.30	676.30	N/A
			0276	4.58	2 3/8	182	30.89		606.83		1283.47	1283.47	N/A
			0263	4.58	2 3/8	189	31.06		913.50		2000.58	2000.58	N/A
DR HROP DR 3 1/2"OD	NC 38 FN X BCK	PTI	C-1013	4 25/32"	2 5/16"	1.82	28.18	28.18	207.33	1000	1988.24	666.26	N/A
DR HROP DR 3 1/2"OD	NC 38 FN X BCK	POBBER	0280	4.58	2 3/8	183	31.15		179.15		620.89	620.89	N/A
			0287	4.58	2 3/8	182	31.80		386.99		1007.88	1007.88	N/A
			0271	4.58	2 3/8	181	31.15		694.14		1702.03	1702.03	N/A
BALL COMMANDER 18/18"OD	NC38 FN X BCK	SLR	B-2001435	4 3/4"	2 5/8"	1.84	5.90	5.90	85.75	1000	4088.24	3684.17	N/A
BALL CATCHER 18/18"OD	NC38 FN X BCK	SLR	B2006213	4 3/4"	2 1/4"	1.02	6.18	6.18	79.85	1000	3782.96	3328.82	N/A
STYRING STEAR 6 7/8"OD BLADE	NC38 FN X BCK	WTF	W-695615	4 3/4"	2 9/32"	2.78	5.70	5.70	73.67	1000	3482.49	2876.16	N/A
W DRILL COLLAR 4 3/4"OD	NC38 FN X BCK	WTF	475-15447	4 3/4"	2 7/8"	***	30.59	30.59	67.97	1000	3788.93	2748.88	N/A
WDR 3/4"OD	NC38 FN X BCK	WTF	475-1225	4 3/4"	2 7/8"	***	29.72	29.72	37.36	1000	1768.86	1670.08	N/A
WDR 3/4"OD	NC38 FN X BCK	WTF	400-817230	4 3/4"	2 1/2"	***	3.50	3.50	7.66	1000	361.02	339.81	N/A
WDR 3/4"OD	NC38 FN X BCK	WTF	GP55-39389	4 3/4"	1 1/2"	***	3.66	3.66	4.16	1000	198.82	188.06	N/A
WTF POC 6"	3 1/2" HROP FN	NOV	E170365	TYPE: MSPH13M			0.50	0.50	0.50	9000	20.90	21.20	N/A
WTF													
LONGITUD TOTAL BHA:										1055.25			
PESO TOTAL BHA/DEL BARRILE:										4265.33			
PESO TOTAL BHA:										5508.15			

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 28. Componentes del BHA Número once

COMPONENTES BHA																
COMPONENTE BHA N°:		11		LOCALIDAD:		CASTILLA 129		FASE:		ADICIONAMIENTO/FASE DE P		BUCLA N°:		01		
FECHA:		02/05/2014		EMPRESA:		ECOPETROL		CONDICION DEL LOGO (BARRELS):		0.2		FACTOR DE BOYANZA:		0.0020		
DESCRIPCION	CONDICION	DISEÑO	SERIAL	DE CAJ.	DI	LONG P.N.	LONG. EFECTIVA	LONG. PARCIAL	LONG. AGUE	TORQUE (LBFT)	PESO (LBS)	PESO BORADO	BSR			
LOGO STAR 4 1/2"OD	NC 35 PIN X BOX	POWER	6248-47	6 1/2	2 1/4	2.47	4.32	4.32	3026.70	10000	67100.12	57675.37	N/A			
(2) HROP 3 1/2"	NC 38 PIN X BOX	POWER	0207	4 5/8	2 3/16	1.57	31.13		3622.38		6664.12	6760.71	N/A			
			020	4 5/8	2 3/16	1.75	30.80		3791.25		6634.32	6690.50	N/A			
			0277	4 5/8	2 3/16	1.81	31.11		3780.45		6676.38	6658.70	N/A			
			0275	4 5/8	2 3/16	1.81	31.11		3725.34		6679.27	6664.38	N/A			
			0256	4 5/8	2 3/16	1.84	31.12		3688.23		6667.77	6660.01	N/A			
			046	4 5/8	2 3/8	1.79	30.80		3687.11	371.30	6674.22	6627.58	N/A			
			POS1-314	4 5/8	2.375	1.72	30.78		3638.31		6674.26	6389.25	N/A			
			024	4 5/8	2 3/8	1.80	30.78		3605.53		6704.76	6373.21	N/A			
			POS1-320	4 5/8	2.625	1.77	30.77		3574.75		6676.26	6388.21	N/A			
			046	4 7/8	2 1/8	1.64	30.71		3543.98		6686.54	6378.38	N/A			
			0236	4 7/8	2 1/8	1.64	31.06		3513.27		6684.22	6370.71	N/A			
			0469	4 5/8	2 3/16	1.80	31.13		3482.21		6682.98	6369.98	N/A			
			PREMIO DE PUNTA DE	NC38 PIN X BOX	PTI	C-1014	4 11/16"	2 3/4"	1.55	27.98	27.98	3451.00	10000	6664.31	6660.30	N/A
			(2) HROP DE 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BOX	POWER	0254	4 7/8	2 1/8"	1.61	31.15		3423.10		6673.26	6376.54	N/A
						0255	4 5/8	2 1/8	1.64	31.13		3391.85		6673.26	6376.54	N/A
0291	4 5/8	2 3/16				1.83	31.11		3380.82		6676.38	6376.54	N/A			
0260	4 5/8	2 1/8				1.62	31.09		3325.71		6684.31	6369.08	N/A			
0258	4 5/8	2 3/16				1.82	31.10		3298.62		6679.26	6369.70	N/A			
0263	4 7/8	2 1/8				1.64	31.11		3287.52		6682.21	6369.21	N/A			
0262	4 5/8	2 3/16				1.82	31.11		3236.41		6684.70	6369.27	N/A			
0204	4 5/8	2.316				1.59	30.99		3205.30		6707.26	6368.72	N/A			
0261	4 15/16	2 1/8"				1.63	31.01		3174.31		6679.26	6367.21	N/A			
0227	4 5/8	2 1/8				1.63	31.01		3143.30	621.31	6677.26	6366.71	N/A			
0208	4 5/8	2 3/16				1.5	31.12		3112.29		6679.26	6366.01	N/A			
0256	4 5/8	2 1/8				1.65	31.09		3081.17		6686.51	6366.38	N/A			
0249	4 5/8	2 3/16				1.59	31.11		3050.08		6704.76	6365.71	N/A			
1013	4 5/8	2 3/16				1.80	31.11		3018.97		6716.27	6365.38	N/A			
POS1-319	4 5/8	2.308				1.73	30.79		2987.86		6684.31	6365.21	N/A			
0285	4 7/8	2 1/8				1.64	31.16		2957.07		6674.31	6361.98	N/A			
0273	4 5/8	2 3/16				1.83	31.12		2925.91		6686.54	6361.21	N/A			
0262	4 5/8	2 3/16				1.82	31.10		2894.79		6684.31	6361.28	N/A			
035	4 5/8	2 1/8				1.64	30.78		2863.69		6671.26	6358.71	N/A			
0257	4 5/8	2 1/8				1.62	31.12		2832.51		6679.26	6357.71	N/A			
BIJUNTA DE PUNTA DE 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BOX	POWER	VARIOS	4 7/8	2 7/16	0.70	2531.18	2531.18	2601.79	10000	6544.21	6378.71	N/A			
(2) HROP DE 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BOX	POWER	POS1-315	4 5/8	2 3/16	1.62	30.78		270.61		6679.27	6362.54	N/A			
			0276	4 5/8	2 3/16	1.62	30.89		239.83	92.83	6680.26	6371.52	N/A			
			0200	4 5/8	2.316	1.59	31.16		208.94		6677.26	6361.25	N/A			
(2) HROP DE 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BOX	PTI	C-1013	4 25/32"	2 5/16"	1.82	28.18	28.18	177.78	10000	6175.66	6311.68	N/A			
(2) HROP DE 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BOX	POWER	0260	4 5/8	2 3/16	1.83	31.15		149.50		6676.38	6311.38	N/A			
			0267	4 5/8	2 3/16	1.82	31.10		118.45	93.40	6679.26	6308.50	N/A			
			0271	4 5/8	2 3/16	1.81	31.15		87.35		6676.38	6304.38	N/A			
BELL CATCHER 4 1/2"OD	NC38 PIN X BOX	N/A	B-2001435	4 3/4"	2 9/16"	1.44	5.90	5.90	56.20	10000	2641.40	2270.38	N/A			
WELL CATCHER 4 1/2"OD	NC38 PIN X BOX	N/A	B2006213	4 3/4"	2 1/4"	1.02	6.18	6.18	50.30	10000	2044.10	2022.04	N/A			
ATTEND STAR 6 FORCED BLADE	NC38 PIN X BOX	WTF	W-695615	4 3/4"	2 9/32"	2.78	5.70	5.70	44.12	11000	2073.60	1762.38	N/A			
MSD 3/4"OD	NC38 PIN X BOX	WTF	475-15447	4 3/4"	2 7/8"	***	30.59	30.59	38.42	10000	3805.10	3802.11	N/A			
M.S.D. 3/4"OD	NC38 PIN X BOX	WTF	49729	4 3/4"	2 1/2"	***	3.50	3.50	7.83	10000	388.01	376.32	N/A			
NEAR BIT 1 1/2"OD BLADE	NC38 BOX 4 3 1/2" HROP BIT BOX	WTF	GP55-3938	4 3/4"	1 1/2"	***	3.66	3.66	4.33	10000	383.01	374.03	N/A			
BIT POC. 6"	3 1/2" HROP PIN	VALLEYVIEW	12385737				TYPE:SPX04	0.67	0.67	0.67	9000	31.40	31.07	N/A		
RESUMEN DE	30 (82%)															
CONDICION TOTAL BHA:										10000		5822.10				
PESO TOTAL DEBADO DEL BHA/BLD:												4870.58				
PESO TOTAL BHA:												57675.37				

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 29. Componentes del BHA Número doce

COMPONENTES BHA																
COMPONENTE BHA N°:				12				LOCALIDAD:		CASTILLA 328						
FECHA:				02/05/2014				PAIS:		PERU						
COMPAÑIA:				ECOPETROL				BROCA N°:		N/A						
DENSIDAD DEL LODO (lb/m <sup>3</sup> ):							9.2			FACTOR DE BOYANZA:			0.8535			
DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN	DIBUJO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG PN	LONG. EFECTIVA	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE (LBFT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	BSR			
CROSS OVER 6.58'00	NC 38 PIN X BOX	POWER	6248-47	6 1/2	2 1/4	2,47	4,32	4,32	3187,82	29000 13000	9837,10	48441,30	N/A			
33 PARANADAS DRILL PIPE DE 3.92'00 D	NC 38 PIN X BOX	POWER	VARIOS	4 7/8	2 7/16	0,70	2194,74	2194,74	3183,59	13000	36141,10	49258,94	N/A			
HEAVY WEIGHT DE 3.12'00	NC 38 PIN X BOX	POWER	0207	4 5/8	2 1/8	1,57	31,13		590,76		2704,06	2379,89	N/A			
			023	4 5/8	2 3/8	1,79	30,60		907,83		2834,25	2290,72	N/A			
			0277	4 5/8	2 3/8	1,61	31,11		936,83		2914,32	2219,30	N/A			
			0276	4 5/8	2 3/8	1,61	31,11		905,72		2479,01	21394,58	N/A			
			0296	4 5/8	2 3/8	1,64	31,12		874,61		2441,71	2076,81	N/A			
			046	4 5/8	2 3/8	1,79	30,80		843,49		2344,16	2016,36	N/A			
			P051-314	4 5/8	2,375	1,72	30,76		812,69		22674,20	1948,43	N/A			
			024	4 5/8	2 3/8	1,80	30,78		781,91		21944,72	1882,41	N/A			
			P051-320	4 5/8	2,625	1,77	30,77		751,13		21215,23	1829,38	N/A			
			046	4 7/8	2 1/8	1,64	30,71		720,36		20445,98	1768,59	N/A			
			0236	4 7/8	2 1/8	1,64	31,06		689,65		19736,16	1692,96	N/A			
			0209	4 5/8	2 3/8	1,60	31,13		658,59		19022,03	1636,24	N/A			
			0291	4 5/8	2 3/8	1,63	31,11		627,46		18294,20	1574,88	N/A			
			0260	4 5/8	2 1/8	1,62	31,09		596,39		17546,85	1502,24	N/A			
			0256	4 5/8	2 3/8	1,62	31,10		565,26		16818,11	1448,88	N/A			
			0263	4 7/8	2 1/8	1,64	31,11		534,16	930,33	16073,04	1387,92	N/A			
			0262	4 5/8	2 3/8	1,62	31,11		503,05		15326,74	1316,71	N/A			
			0204	4 5/8	2,375	1,59	30,98		471,94		14598,43	12547,96	N/A			
			0261	4 15/16"	2 1/8"	1,63	31,01		440,95		13863,97	1191,66	N/A			
			0227	4 5/8	2 1/8	1,63	31,01		409,94		13129,03	1124,35	N/A			
			0206	4 5/8	2 3/8	1,5	31,12		378,93		12394,09	1065,24	N/A			
			0266	4 5/8	2 1/8	1,65	31,09		347,81		11656,03	1009,29	N/A			
			0249	4 5/8	2 3/8	1,59	31,11		316,72		10919,71	955,95	N/A			
			1013	4 5/8	2 3/8	1,60	31,11		285,61		10182,41	872,21	N/A			
			P051-319	4 5/8	2,375	1,75	30,79		254,50		9445,10	819,46	N/A			
			0265	4 7/8	2 1/8	1,64	31,16		223,71		8715,38	749,23	N/A			
			0273	4 5/8	2 3/8	1,63	31,12		192,50		7976,89	696,47	N/A			
			0492	4 5/8	2 3/8	1,62	31,10		161,43		7238,34	622,52	N/A			
			033	4 5/8	2 1/8	1,58	30,78		130,33		6502,27	555,81	N/A			
			0267	4 5/8	2 1/8	1,62	31,12		99,25		5772,79	487,95	N/A			
			HYDRAULIC JAR 4.34'00	NC 38 PIN X BOX	PTI	C-1014	4 11/16"	2 1/4"	1,55	27,96	27,96	66,43	13000	509,24	4326,90	N/A
			(1) HROP DE 3.12'00	NC 38 PIN X BOX	POWER	0255	4 5/8	2 1/8	1,64	31,13	31,13	40,45	13000	372,18	3187,65	N/A
SAFETY JOINT	NC 38 PIN X BOX	WTF	W-507525	4 3/4"	2 3/4"	1,85	2,79	2,79	9,32	10000	292,40	2563,50	N/A			
BUSHING TRIPLE CONNECTION	NC 38 PIN X BOX	WTF	GPCD-40094	5 3/4"	2 1/16"	1,17	2,67	2,67	6,53	10000	208,60	1796,10	N/A			
SCREW IN SUB	NC 38 PIN X BOX	WTF	W-506464	4 3/4"	2 5/16"	3,0	3,66	3,66	3,66	10000	128,20	1061,71	N/A			
GLUA	5 3/4 P.J	WTF	W-49449	5 3/4"	5 1/16"	2,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	N/A			
BOQUILLAS	N/A															
WTA	N/A															
LONGITUD TOTAL BHA:										3187,82						
PESO TOTAL DESPUES DEL WARTYLLS:										3187,82						
PESO TOTAL BHA:										48441,30						

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 30. Componentes del BHA Número trece.

COMPONENTES BHA															
COMPONENTE BHA N°:			13			LUGAR DE PASO:			CASTILLA 138						
FECHA:			23/09/2014			BARRIL N°:			ALOCAMIENTO PASO DE B°						
EMPRESA:			ECOPETROL			BARRIL N°:			30						
DENSIDAD DEL LÍQUIDO (lb/gal):					8.2		FACTOR DE BOYANZA:					0.0022			
DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN	DUEÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG EFECTIVA	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE (LBFT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	BSR		
CROSS OVER 4 1/2"OD	NC 38 PN X BOX	POWER	6245-47	6 1/2	2 1/4	2,47	4,32	4,32	3840,73	2000		67760,93	58243,36	N/A	
			0295	4 5/8	2 1/8	1,64	31,13			3836,41		6764,93	58197,71	N/A	
			POST-315	4 5/8	2 3/16	1,83	30,78			3835,23		6697,27	57923,03	N/A	
			0297	4 5/8	2 1/8	1,63	31,13			3774,50		6697,28	58198,04	N/A	
			002-003	4 5/8	2 3/16	1,83	31,12			3743,35		6639,41	57611,98	N/A	
			002-028	4 5/8	2 1/8	1,64	30,98			3732,23		6639,40	58242,01	N/A	
			002-03-4	4 5/8	2 3/8	1,94	31,12			3681,25		6639,40	58242,01	N/A	
			002-043	4 5/8	2 3/8	1,94	31,04			3650,13		6639,40	58242,01	N/A	
			002-030	4 5/8	2 3/8	1,79	31,13			3619,04		6639,40	58242,01	N/A	
			0292	4 5/8	2 3/16	1,62	31,10			3587,96		6639,40	58242,01	N/A	
			035	4 5/8	2 1/8	1,64	30,78			3556,88		6639,40	58242,01	N/A	
			0297	4 5/8	2 1/8	1,84	31,12			3525,80		6639,40	58242,01	N/A	
			POST-319	4 5/8	2 3/8	1,75	30,79			3494,68		6639,40	58242,01	N/A	
INTERMEDIO 4 1/2"OD	NC38 PN X BOX	PTI	C-1014	4 13/16"	2 1/4"	1,55	27,86	27,86	3484,17	10000		68120,84	60074,71	N/A	
			0295	4 7/8	2 1/8	1,64	31,16			3436,19		6747,76	59564,81	N/A	
			0273	4 5/8	2 3/16	1,83	31,12			3405,04		6682,29	59054,93	N/A	
			0290	4 5/8	2 1/8	1,63	31,09			3373,91		6621,76	58974,08	N/A	
			0249	4 5/8	2 3/8	1,83	31,11			3342,83		6561,24	57933,20	N/A	
			0113	4 5/8	2 3/8	1,83	31,11			3311,71		6500,72	57993,32	N/A	
			0291	4 15/16"	2 1/8"	1,63	31,01			3280,60		6440,20	57993,32	N/A	
			0227	4 5/8	2 1/8	1,83	31,01			3249,50		6379,68	57993,32	N/A	
			0296	4 5/8	2 3/16	1,83	31,12			3218,42		6319,16	57993,32	N/A	
			0293	4 7/8	2 1/8	1,64	31,11			3187,34		6258,64	57993,32	N/A	
			0292	4 5/8	2 3/16	1,83	31,11			3156,26		6198,12	57993,32	N/A	
			0204	4 5/8	2 3/16	1,59	30,99			3125,14		6137,60	57993,32	N/A	
			0291	4 5/8	2 3/8	1,63	31,11			3094,06		6077,08	57993,32	N/A	
0290	4 5/8	2 1/8	1,63	31,09			3062,98		6016,56	57993,32	N/A				
0290	4 5/8	2 3/8	1,62	31,10			3031,90		5956,04	57993,32	N/A				
048	4 7/8	2 1/8	1,64	30,73			3000,82		5895,52	57993,32	N/A				
0230	4 7/8	2 1/8	1,64	31,06			2969,74		5835,00	57993,32	N/A				
02492	4 5/8	2 3/8	1,60	31,13			2938,66		5774,48	57993,32	N/A				
POST-314	4 5/8	2 3/8	1,72	30,78			2907,58		5713,96	57993,32	N/A				
024	4 5/8	2 3/8	1,80	30,78			2876,50		5653,44	57993,32	N/A				
POST-320	4 5/8	2 1/8"	1,77	30,77			2845,42		5592,92	57993,32	N/A				
UNION DE 5" 3 1/2"OD	NC 38 PN X BOX	POWER	VARIOS	4 7/8	2 7/16	0,70	2531,58	2531,58	2915,72	10000		42702,64	36754,71	N/A	
			0278	4 5/8	2 3/8	1,61	31,11			284,54		3027,36	37788,00	N/A	
			0296	4 5/8	2 3/8	1,64	31,12			253,43		3000,60	37734,76	N/A	
			048	4 5/8	2 3/8	1,19	30,80			222,31		2782,10	36909,80	N/A	
JUNTA DE 4 1/2"OD	NC 38 PN X BOX	PTI	C-1123	4 13/16"	2 1/4"	1,98	26,74	26,74	191,51	10000		5824,14	5871,07	N/A	
UNION DE 3 1/2"OD	NC 38 PN X BOX	POWER	0297	4 5/8	2 1/8	1,51	31,13			182,77		5882,00	4770,02	N/A	
			023	4 5/8	2 3/8	1,79	30,80			93,04		4754,58	4076,11	N/A	
			0277	4 5/8	2 3/8	1,61	31,11			190,54		4914,62	3980,73	N/A	
BALL COLLAR 4 3/4"OD	NC38 PN X BOX	N/A	B-2000792	4 3/4"	2 1/2"	1,42	5,89	5,89	69,73	10000		3077,31	2876,03	N/A	
BALL CATCHER 4 3/4"OD	NC38 PN X BOX	N/A	B2001467	4 3/4"	2 1/4"	0,98	5,89	5,89	63,83	10000		3080,01	2876,03	N/A	
STRONG STAB 6 7/8"OD BLADE	NC38 PN X BOX	WIP	GPSS-39389	4 3/4"	2 11/32"	1,85	4,34	4,34	57,94	10000		2723,18	2382,09	N/A	
SHORT NEAR 4 3/4"OD	NC38 PN X BOX	WIP	475-15448	4 13/16"	2 3/4"	***	15,03	15,03	53,60	11000		2674,26	2188,38	N/A	
MWD 4 3/4"OD	NC38 PN X BOX	WIP	475-15448	4 3/4"	2 3/4"	***	30,75	30,75	38,57	11000		1812,79	1508,17	N/A	
MWD NEAR 3 1/2"OD	NC38 PN X BOX	WIP	10776	4 3/4"	2 1/2"	***	3,49	3,49	7,82	11000		387,54	316,82	N/A	
NEAR BIT 5 7/8"OD BLADE	NC 38 BOX 4 3 1/2" REG BIT BOX	WIP	GPSS-39389	4 3/4"	1 1/2"	***	3,66	3,66	4,33	11000		208,81	174,83	N/A	
BIT REG 4" 7/8"	3 1/2" REG PN	HALLIBURTON	11865437				TYPE:SPX04	0,67	0,67	0,67	9000		21,49	21,07	N/A
TOTALS:		3878127													
TOTALS:		1381													
CONDICIÓN TOTAL BHA:										3540,73					
PESO TOTAL BHA CON EL MANTENIDO:										42344,43					
PESO TOTAL BHA:										3540,73					

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 31. Componentes del BHA Número Catorce.

COMPONENTES BHA															
COMPONENTE BHA N°:		14		LOCALIDAD:				CASTELA 338							
PESOS:		05/03/2014		FASE:				ACTIVACION DEL PASO DE 8							
COMPANIA:		ECOPETROL		BROCA N°:				SUT							
DENSIDAD DEL LODO (LBS/CC):				0.2				FACTOR DE BOYANZA:						0.8555	
DESCRIPCION	CONEXION	DUEÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG ESPECTIVA	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE (LBS/FT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	BSR		
CROSS OVER 6 5/8"OD	NC 38 PIN X BICK	PIONEER	6245-47	6 1/2	2 1/4	2,47	4,32	4,32	3852,26	2000	69500,74	59824,76	N/A		
(1) HSEF DE 3 1/2"	NC 38 PIN X BICK	PIONEER	0255	4 5/8	2 1/8	1,64	3,1,13		3577,34	10000					
			PO01-313	4 5/8	2 3/8	1,68	30,78		3540,31						
			302-023	4 5/8	2 3/8	1,63	31,12		3516,03						
			302-003	4 5/8	2 3/8	1,63	31,12		3784,88						
			302-028	4 5/8	2 1/8	1,58	30,68		3753,78						
			302-034	4 5/8	2 3/8	1,64	31,12		3722,78						
			302-043	4 5/8	2,025	1,59	31,04		3697,69						
			302-030	4 5/8	2 3/8	1,72	31,13		3660,82						
			0262	4 5/8	2,025	1,62	31,10		3620,43						
			0263	4 5/8	2 1/8	1,58	30,78		3588,33						
0267	4 5/8	2 1/8	1,62	31,12		3557,81									
PO01-319	4 5/8	2 3/8	1,73	30,79		3526,48									
PROPULSOR DE 4 1/2"OD	NC38 PIN X BICK	PTI	C-1014	4 11/16"	2 1/4"	1,05	27,98	27,98	3505,70	10000	30042,46	30042,14	N/A		
(2) HSEF DE 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BICK	PIONEER	0268	4 7/8	2 1/8	1,64	31,16		3477,72	10000					
			0273	4 5/8	2 3/8	1,63	31,12		3448,58						
			0280	4 5/8	2 1/8	1,63	31,09		3415,44						
			0285	4 5/8	2 3/8	1,59	31,11		3384,33						
			1012	4 5/8	2 3/8	1,63	31,11		3353,24						
			0291	4 15/16"	2 1/8"	1,63	31,01		3322,13						
			0247	4 5/8	2 3/8	1,63	31,01		3291,12						
			0295	4 5/8	2 3/8	1,59	31,12		3260,11						
			0296	4 7/8	2 1/8	1,64	31,11		3229,09						
			0262	4 5/8	2 1/8	1,62	31,11		3198,09						
			0262	4 5/8	2,016	1,60	30,99		3166,77						
			0291	4 5/8	2 1/8	1,61	31,11		3135,79						
			0260	4 5/8	2 3/8	1,62	31,09		3104,87						
			0260	4 5/8	2 3/8	1,64	31,10		3073,95						
			026	4 7/8	2 1/8	1,64	30,79		3042,48						
			0236	4 7/8	2 1/8	1,64	31,06		3011,77						
			0262	4 5/8	2 3/8	1,60	31,13		2980,71						
			PO01-314	4 5/8	2 3/8	1,72	30,78		2949,58						
			026	4 5/8	2 3/8	1,62	30,78		2918,50						
PO01-340	4 5/8	2,025	1,71	30,77		2887,42									
BI-JOINTER DE DP 6 5/8"OD	NC 38 PIN X BICK	PIONEER	VAP05	4 7/8	2 7/16	0,70	2531,18	2531,18	10000	44908,41	38334,21	N/A			
(3) HSEF DE 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BICK	PIONEER	0270	4 5/8	2 3/8	1,61	31,11		326,30	10000					
			0266	4 5/8	2 3/8	1,64	31,12		284,95						
JAN TETO DE 4 3/4"OD	NC 38 PIN X BICK	PTI	C-1010	4 13/16"	2 1/4"	1,38	28,07	28,07	233,04	10000					
			0267	4 5/8	2 3/8	1,61	31,11		228,30						
(4) HSEF DE 3 1/2"OD	NC 38 PIN X BICK	PIONEER	0271	4 5/8	2 3/8	1,70	30,80		93,04	10000					
			0277	4 5/8	2 3/8	1,61	31,11		142,04						
BELL COMMANDER	NC38 PIN X BICK	SLR	B-2000792	4 3/4"	2 1/2"	1,42	5,90	5,90	111,93	10000	1260,71	1217,80	N/A		
BELL CATCHER 4 15/16"OD	NC38 PIN X BICK	SLR	B2001467	4 3/4"	2 1/4"	0,95	5,89	5,89	106,03	10000	4990,41	4990,41	N/A		
MIDRILL COLLAR 4 3/4"OD	NC38 PIN X BICK	WTF	475-15448	4 3/4"	2 3/4"	***	30,75	30,75	100,14	10000	4708,68	4690,60	N/A		
MSD 4 3/4"OD	NC38 PIN X BICK	WTF	475-1225	4 3/4"	2 7/8"	***	29,72	29,72	69,39	10000	3267,35	3252,29	N/A		
MILLER SHOE 4 3/4"OD	NC38 PIN X BICK	WTF	107776	4 3/4"	2 1/2"	***	3,49	3,49	39,67	10000	1862,49	1852,61	N/A		
STABILIZER 4 3/4"OD BLADE	NC38 PIN X BICK	WTF	GPSS-38369	4 3/4"	2 1 1/32"	1,85	4,34	4,34	36,18	10000	1700,46	1681,62	N/A		
FLOAT SUB	NC38 PIN X BICK	WTF	WDD023574	4 7/8"	2 1/2"	**	2,90	2,90	31,54	10000	1596,46	1596,29	N/A		
WATER GATE TO 2 1/2"OD CASING DE 6 5/8"OD	NC 38 BICK + 3 1/2" PISO BIT BICK	WTF	4753047	4 13/16"	1 1/2"	***	28,27	28,27	28,94	10000	1380,18	1369,13	N/A		
BIT PDC 4"	3 1/2" PISO PIN	HALLIBURTON	11065-437	TYPE:SPX04			0,67	0,67	0,67	8000	31,65	21,07	N/A		
BOQUILLAS	SEE BOP?											3507,26			
WELL	LAST											50273,89			
										LONGITUD TOTAL BHA:		3507,26			
										PESO TOTAL DEBAJO DEL MARTILLO		50273,89			
										PESO TOTAL BHA:		59824,76			

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 32. Componentes del BHA Número Quince.

COMPONENTE BHA N°		13					LOCALIZACIÓN		CASTILLA 370				
FECHA:		23/06/2014					FASE:		ACERCAMIENTO FASE DE 6.34" x 8"				
COMPANIA:		ECOPETROL					BROCA N°:		30				
DENSIDAD DEL LODO (g/cm <sup>3</sup> ):		9.5					FACTOR DE BOYAMA:		0.8500				
DESCRIPCION	CONEXION	DIAMETRO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG PIN	LONG EFECTIVA	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE (LBFT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	BSA
CROSS OVER 5'10"	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	6248-47	6 1/2	2 1/4	2.47	4.32	4.32	3843.01	2900	67885.09	58024.63	NA
(12) HWOP 3 1/2"	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	0255	4 5/8	2 1/8	1.64	3.1,13		3838.69	13000	67882.28	57828.88	NA
			P051-315	4 5/8	2 3/16	1.62	30.78		3807.96		68914.21	57229.18	NA
			302-025	4 5/8	2 1/8	1.63	31.15		3776.78		69184.82	56880.30	NA
			302-003	4 5/8	2 3/16	1.5	31.12		3745.63		69445.37	56546.32	NA
			302-026	4 5/8	2 1/8	1.64	30.89		3714.51		69706.02	56212.75	NA
			302-034	4 5/8	2 3/16	1.64	31.12		3683.33		69967.80	55879.01	NA
			302-043	4 5/8	2 3/16	1.59	31.04		3652.41		70229.25	55545.44	NA
			302-030	4 5/8	2 3/16	1.75	31.13		3621.37		70490.81	55211.49	NA
			0292	4 5/8	2 3/16	1.62	31.10		3590.24		70752.38	54877.51	NA
			035	4 5/8	2 1/8	1.64	30.78		3559.14		71013.78	54543.58	NA
			0287	4 5/8	2 1/8	1.62	31.12		3528.26		71275.27	54209.58	NA
			P051-319	4 5/8	2 3/8	1.75	30.79		3497.24		71536.73	53875.28	NA
HYDRAULIC JAR DE 4.34"100	NC38 PIN X BOX	SLB	88024G	4 3/4"	2 1/4"	1.92	29.20	29.20	3466.45	13000	59435.30	50237.41	NA
(20) HWOP DE 3 1/2"	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	0285	4 7/8	2 1/8	1.64	31.16		3437.25	13000	57457.80	49124.06	NA
			0273	4 5/8	2 3/16	1.63	31.12		3406.09		58718.11	48482.67	NA
			0266	4 5/8	2 1/8	1.65	31.09		3374.97		59981.67	47840.10	NA
			0249	4 5/8	2 3/16	1.59	31.11		3343.88		60244.73	47202.14	NA
			1013	4 5/8	2 3/16	1.60	31.11		3312.77		60507.43	46563.77	NA
			0261	4 15/16"	2 5/8"	1.63	31.01		3281.66		60770.12	45925.40	NA
			0227	4 5/8	2 1/8	1.63	31.01		3250.65		61032.78	45287.06	NA
			0208	4 5/8	2 3/16	1.5	31.12		3219.64		61295.43	44648.71	NA
			0263	4 7/8	2 1/8	1.64	31.11		3188.52		61558.12	44010.34	NA
			0262	4 5/8	2 3/16	1.62	31.11		3157.41		61820.79	43371.97	NA
			0204	4 5/8	2 3/16	1.59	30.99		3126.30		62083.48	42733.60	NA
			0291	4 5/8	2 3/16	1.63	31.11		3095.21		62346.14	42095.23	NA
			0260	4 5/8	2 1/16	1.62	31.09		3064.20		62608.81	41456.86	NA
			0258	4 5/8	2 3/16	1.62	31.10		3033.11		62871.48	40818.49	NA
			046	4 7/8	2 1/8	1.64	30.71		3002.01		63134.17	40180.12	NA
			0236	4 7/8	2 1/8	1.64	31.06		2971.30		63396.84	39541.75	NA
			0269	4 5/8	2 3/16	1.60	31.13		2940.24		63659.51	38903.38	NA
			P051-314	4 5/8	2 3/8"	1.72	30.78		2909.11		63922.18	38265.01	NA
			024	4 5/8	2 3/8	1.80	30.78		2878.33		64184.85	37626.64	NA
			P051-320	4 5/8	2 1/16"	1.77	30.77		2847.55		64447.52	37000.00	NA
NO BARRAS DE DP D 6.34"100	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	VARIOS	4 7/8	2 7/16	0.70	2531.18	2531.18	2816.78	13000	47152.48	38881.73	NA
(2) HWOP DE 3 1/2"	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	0276	4 5/8	2 3/16	1.61	31.11		285.60	93,03	8687.77	7769.70	NA
			0256	4 5/8	2 3/16	1.64	31.12		254.49		8355.66	7138.33	NA
			048	4 5/8	2 3/8	1.19	30.80		223.37		7812.92	6898.75	NA
JAR 100 DE 4.34"100	NC 38 PIN X BOX	SLB	05213J	4 3/4"	2 1/4"	1.95	29.48	29.48	182.57	13000	4882.94	3868.67	NA
(2) HWOP DE 3 1/2"	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	0207	4 5/8	2 1/8	1.57	31.13		163.09	93,04	5497.40	4790.07	NA
			023	4 5/8	2 3/16	1.79	30.80		131.96		4789.62	4099.29	NA
			0277	4 5/8	2 3/16	1.61	31.11		101.16		4028.66	3445.23	NA
DRILL COLLAR DE 4.34"100	NC38 PIN X BOX	PIONEER	6243-24	4 13/16"	2 5/16"	3.20	30.69	30.69	70.05	11000	3392.38	2814.83	NA
STRING STAB 5 7/8"100 BLADE	NC38 PIN X BOX	WTF	GPSS-39369	4 3/4"	2 11/32"	1.85	4.34	4.34	39.38	11000	1848.92	1581.81	NA
DRILL COLLAR DE 4.34"100	NC38 PIN X BOX	PIONEER	6243-7	4 13/16"	2 5/16"	3.25	30.69	30.69	35.02	11000	1848.94	1487.22	NA
NEAR BIT 5 7/8"100 BLADE	NC 38 BOX x 3 1/2 REG BIT BOX	WTF	GPSS-39389	4 3/4"	1 1/2"	***	3.66	3.66	4.33	11000	203.51	173.99	NA
BIT POC 6"	3 1/2 REG PIN (BITBOX)	WTF	11885437				TYPE-SFX64	0.67	0.67	9000	31.49	26.02	NA
LONGITUD TOTAL BHA:										3843.01			
PESO TOTAL TRABAJO DEL MANTELLO:										49124.06			
PESO TOTAL BHA:										58024.63			

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 33. Componentes del BHA Número dieciséis.

COMPONENTE BHA Nº		ID		LOCALIZACIÓN		CATEGORÍA								
ACCION	COMPONENTE	TIPO	DESCRIPCIÓN	SECCION	SECCION	FASE	ACORDACIONADO							
COMPONENTE	COMPONENTE	TIPO	DESCRIPCIÓN	SECCION	SECCION	SECCION	SECCION							
DESCRIPCION		CONDICION	TIPO	SERIAL	DE CAJA	GR	LONG. FN	LONG. EFECTIVA	LONG. PARCIAL	LONG. ACUM.	TORQUE (LBS FT)	PESO EN BSA	PESO BOYADO	BSB
CROSS OVER 8 1/2" 50' BOX X 30' PIN	POWER	8248-47	6 1/2"	2 1/4"	2.47	4.32	4.32	3873.41	2890.08	69296.89	59246.20	N/A		
COLINCH 3 1/2"	POWER 300	0255	4 5/8"	2 1/8"	1.64	31.13	3869.08	6940.09	5981.62	N/A				
	POWER 300	P051-315	4 5/8"	2 3/16"	1.62	30.78	3837.96	6842.71	5883.75	N/A				
	POWER 300	302-025	4 5/8"	2 1/8"	1.63	31.15	3867.18	6791.82	5787.21	N/A				
	POWER 300	302-003	4 5/8"	2 3/16"	1.5	31.12	3776.03	6873.27	5775.86	N/A				
	POWER 300	302-026	4 5/8"	2 1/8"	1.68	30.88	3744.91	6817.62	5884.22	N/A				
	POWER 300	302-034	4 5/8"	2 3/16"	1.64	31.12	3713.83	6843.88	5887.68	N/A				
	POWER 300	302-043	4 5/8"	2 3/16"	1.68	31.04	3682.81	6888.06	5827.21	N/A				
	POWER 300	302-030	4 5/8"	2 3/16"	1.78	31.13	3651.77	6930.41	5883.88	N/A				
	POWER 300	0292	4 5/8"	2 3/16"	1.62	31.50	3620.64	6970.63	5822.28	N/A				
	POWER 300	035	4 5/8"	2 1/8"	1.68	30.78	3589.54	6915.58	5787.12	N/A				
	POWER 300	0287	4 5/8"	2 1/8"	1.62	31.12	3558.76	6973.07	5773.42	N/A				
	POWER 300	P051-319	4 5/8"	2 3/16"	1.76	30.79	3527.64	6985.93	5743.88	N/A				
COLINCH 3 1/2"	SLB	880240	4 3/4"	2 1/4"	1.92	29.20	29.20	3496.85	1000	6033.63	5170.88	N/A		
COLINCH DE 3 1/2"	POWER	0285	4 7/8"	2 1/8"	1.64	31.16	3467.65	6996.43	5242.63	N/A				
	POWER	0273	4 5/8"	2 3/16"	1.63	31.12	3436.49	6947.81	5174.28	N/A				
	POWER	0296	4 5/8"	2 1/8"	1.65	31.09	3405.37	6899.27	5105.87	N/A				
	POWER	0249	4 5/8"	2 3/16"	1.59	31.11	3374.28	6850.73	5037.51	N/A				
	POWER	1013	4 5/8"	2 3/16"	1.60	31.11	3343.17	6802.19	4969.14	N/A				
	POWER	0261	4 5/8"	2 1/8"	1.63	31.01	3312.08	6753.65	4900.77	N/A				
	POWER	0227	4 5/8"	2 1/8"	1.63	31.01	3281.05	6705.11	4832.40	N/A				
	POWER	0208	4 5/8"	2 3/16"	1.5	31.12	3250.04	6656.57	4764.03	N/A				
	POWER	0263	4 7/8"	2 1/8"	1.64	31.11	3219.92	6608.03	4695.66	N/A				
	POWER	0262	4 5/8"	2 3/16"	1.62	31.11	3189.81	6559.49	4627.29	N/A				
	POWER	0204	4 5/8"	2 3/16"	1.59	30.99	3159.70	6510.95	4558.92	N/A				
	POWER	0291	4 5/8"	2 3/16"	1.62	31.11	3129.59	6462.41	4490.55	N/A				
	POWER	0280	4 5/8"	1 11/16"	1.62	31.09	3099.48	6413.87	4422.18	N/A				
	POWER	0258	4 5/8"	2 3/16"	1.62	31.10	3069.37	6365.33	4353.81	N/A				
	POWER	046	4 7/8"	2 1/8"	1.64	30.71	3039.26	6316.79	4285.44	N/A				
	POWER	0236	4 7/8"	2 1/8"	1.64	31.06	3009.15	6268.25	4217.07	N/A				
	POWER	0269	4 5/8"	2 3/16"	1.60	31.13	2979.04	6219.71	4148.70	N/A				
	POWER	P051-314	4 5/8"	2 3/16"	1.72	30.78	2948.93	6171.17	4080.33	N/A				
	POWER	024	4 5/8"	2 3/16"	1.60	30.78	2918.82	6122.63	4011.96	N/A				
	POWER	P051-320	4 5/8"	2 3/16"	1.77	30.77	2888.71	6074.09	3943.59	N/A				
COLINCH DE 3 1/2"	POWER	VARG05	4 7/8"	2 2/16"	0.70	2531.18	2531.18	2847.18	1000	4433.26	3773.24	N/A		
COLINCH DE 3 1/2"	POWER	0278	4 5/8"	2 3/16"	1.61	31.11	316.00	100	100	1000	3316.27	2881.27	N/A	
	POWER	0256	4 5/8"	2 3/16"	1.64	31.12	80.83	284.89	100	3179.28	2783.88	N/A		
	POWER	048	4 5/8"	2 3/16"	1.59	30.80	253.77	253.77	100	3041.72	2745.32	N/A		
COLINCH DE 3 1/2"	SLB	052131	4 3/4"	2 1/4"	1.95	29.48	29.48	222.97	1000	511.78	7196.24	N/A		
COLINCH DE 3 1/2"	POWER	0207	4 5/8"	2 1/16"	1.57	31.13	193.49	925.22	592.63	1000	3188.42	3296.88	N/A	
	POWER	0277	4 5/8"	2 3/16"	1.61	31.11	131.56	888.88	666.77	1000	3048.88	3157.35	N/A	
WELL COMMANDER	SLB	B-20001435	4 3/4"	2 15/32"	1.43	5.89	5.89	100.45	1000	473.16	4036.81	N/A		
BALL CATCHER 4 1/2" 15' 1/2"	SLB	82006213	4 3/4"	2 1/4"	0.98	6.17	6.17	84.56	1000	4444.32	3796.72	N/A		
NO DRILL COLLAR 28 4 1/2" 15' 1/2"	WTF	475-15448	4 1/2"	2 3/4"	***	30.70	30.70	88.39	1000	4154.33	3613.79	N/A		
MWD 8 3/4" 15' 1/2"	WTF	475-15447	4 3/4"	2 1/4"	***	30.53	30.53	57.88	1000	2711.40	2318.17	N/A		
MULE SHOES 4 3/4" 15' 1/2"	WTF	49729	4 3/4"	2 1/2"	***	3.50	3.50	27.16	1000	1276.52	1081.38	N/A		
SPRINGER 5 7/8" 15' 1/2"	WTF	GP55-39389	4 3/4"	2 11/32"	1.85	4.34	4.34	23.66	1000	1110.02	981.72	N/A		
NO DRILL COLLAR 4 1/2" 15' 1/2"	WTF	475-33951	4 3/4"	2 3/4"	***	14.99	14.99	19.32	1000	983.04	776.34	N/A		
NO DRILL COLLAR 4 1/2" 15' 1/2"	WTF	GP55-39389	4 3/4"	1 5/2"	1.78	3.96	3.96	4.33	1000	325.01	173.88	N/A		
BIT PDC 4"	WTF	12325737	TYPE-SFX64	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	1000	21.89	26.92	N/A		
RESUMEN DE PESOS											377.41			
PESO TOTAL DESPUES DEL MAFLEO											53245.63			
PESO TOTAL BHA											53245.28			

Fuente. ECOPETROL S.A

Figura 34. Componentes del BHA Número Diecisiete.

COMPONENTES BHA														
COMPONENTE BHA #:				17				LOCALIZACION:			CASTILLA SUR			
FECHA:				28/09/2014				FABR:			ACORDACIONAMIENTO 7452 DE 23/02/11 F.F.			
COMPANIA:				ECOPETROL				BLOCK #:			1101			
DENSIDAD DEL LIQUIDO (g/cm3):				1.1				FACTOR DE BOYAMA:			1.1			
DESCRIPCION	CONEXION	TIPO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG EFECTIVA	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE (LBS FT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	BSR	
CROSS OVER 4 3/4" OD	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	6248-47	6 1/2	2 1/4	2.47	4.32		3881.58	2898	10000	68563.96	59474.58	NA
			0255	4 5/8	2 1/8	1.64	31.13		3877.27	4837.88	5818.88	NA		
			P051-315	4 5/8	2 3/8	1.62	30.70		3846.14	5815.21	6869.71	NA		
			302-025	4 5/8	2 3/8	1.62	31.15		3815.36	5796.71	6825.43	NA		
			302-001	4 5/8	2 3/8	1.62	31.12		3784.21	5742.47	6749.25	NA		
			332-028	4 5/8	2 1/8	1.58	30.98		3753.06	5684.92	6671.99	NA		
			302-052	4 5/8	2 3/8	1.62	31.12		3722.11	5625.72	6615.96	NA		
			302-043	4 5/8	2 1/8	1.58	31.04		3690.96	5562.15	6551.37	NA		
			302-030	4 5/8	2 3/8	1.79	31.13		3659.95	5497.51	6486.42	NA		
			0262	4 5/8	2 1/8	1.62	31.10		3628.82	5433.73	6422.44	NA		
			035	4 5/8	2 1/8	1.58	30.78		3597.72	5372.66	6358.46	NA		
			0261	4 5/8	2 1/8	1.62	31.12		3566.84	5311.17	6293.79	NA		
			P051-319	4 5/8	2 3/8	1.75	30.70		3535.62	5250.42	6229.22	NA		
TRAILER 4 3/4" OD	NC 38 PIN X BOX	SLB	890240	4 3/4"	2 1/4"	1.92	29.20	29.20	3505.03	10000	4622.36	11747.34	NA	
DR HROP DE 12" OD	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	0260	4 7/8	2 1/8	1.64	31.18		3475.83	5121.88	6162.82	NA		
			0265	4 5/8	2 3/8	1.62	31.12		3444.67	5067.13	6099.52	NA		
			0266	4 5/8	2 1/8	1.58	31.09		3413.55	5012.47	6036.26	NA		
			0269	4 5/8	2 3/8	1.76	31.11		3382.46	4957.82	5973.03	NA		
			1013	4 5/8	2 3/8	1.62	31.11		3351.35	4903.17	5909.79	NA		
			0261	4 11/16"	2 1/8"	1.62	31.01		3320.24	4848.52	5846.54	NA		
			0277	4 5/8	2 3/8	1.83	31.01		3289.13	4793.87	5783.29	NA		
			0278	4 5/8	2 3/8	1.90	31.12		3258.22	4739.22	5720.04	NA		
			0263	4 7/8	2 1/8	1.64	31.11		3227.10	4684.57	5656.79	NA		
			0262	4 5/8	2 1/8	1.62	31.11		3195.98	4629.92	5593.54	NA		
			0264	4 5/8	2 3/8	1.69	30.69		3164.86	4575.27	5530.29	NA		
			0261	4 5/8	2 1/8	1.62	31.11		3133.75	4520.62	5467.04	NA		
			0260	4 5/8	2 3/8	1.62	31.09		3102.63	4465.97	5403.79	NA		
			0259	4 5/8	2 3/8	1.62	31.10		3071.52	4411.32	5340.54	NA		
			048	4 7/8	2 1/8	1.64	30.71		3040.41	4356.67	5277.29	NA		
			0236	4 7/8	2 1/8	1.64	31.06		3009.30	4302.02	5214.04	NA		
			0269	4 5/8	2 3/8	1.60	31.13		2978.19	4247.37	5150.79	NA		
			P051-315	4 5/8	2 3/8	1.72	30.78		2947.08	4192.72	5087.54	NA		
			024	4 5/8	2 3/8	1.80	30.78		2915.97	4138.07	5024.29	NA		
			P051-320	4 5/8	2 1/8"	1.77	30.77		2884.86	4083.42	4961.04	NA		
			88 ANTAS DE 3 1/2" X 10' OD	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	VAR006	4 7/8	2 7/16	0.70	2531.98	2531.98	2655.36	10000	4408.76
DR HROP DE 12" OD	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	0278	4 5/8	2 3/8	1.61	31.11		324.58	10000	10000	10000	10000	NA
			0265	4 5/8	2 3/8	1.64	31.12		283.07	10000	10000	10000	10000	NA
			048	4 5/8	2 3/8	1.99	30.80		261.95	10000	10000	10000	10000	NA
DR HROP DE 4 3/4" OD	NC 38 PIN X BOX	SLB	052133	4 3/4"	2 1/4"	1.95	29.48	29.48	231.55	10000	907.39	1000.00	NA	
DR HROP DE 12" OD	NC 38 PIN X BOX	PIONEER	0207	4 5/8	2 3/8	1.57	31.15		201.87	10000	10000	10000	10000	NA
			023	4 5/8	2 3/8	1.79	30.80		170.54	10000	10000	10000	10000	NA
			0277	4 5/8	2 3/8	1.61	31.11		139.24	10000	10000	10000	10000	NA
BELL COMMANDER 4 3/4" OD	NC 38 PIN X BOX	SLB	8206-223	4 3/4"	2 1/2"	1.36	5.84	5.84	100.63	10000	3106.61	4305.18	NA	
BALL CATCHER 4 1/2" OD	NC 38 PIN X BOX	SLB	B2008213	4 3/4"	2 1/4"	0.98	6.17	6.17	102.79	10000	4811.12	4130.43	NA	
FLGAT SUB 4 3/4" OD	NC 38 PIN X BOX	WTF	W-D09-023739	4 3/4"	2 3/16	***	3.00	3.00	96.62	10000 11000	6941.16	3882.88	NA	
N W DRILL COLLAR 4 3/4" OD	NC 38 PIN X BOX	WTF	475-15447	4 3/4"	2 1/4"	***	30.53	30.53	93.62	10000	4408.14	3191.84	NA	
MWD 3 1/2" OD	NC 38 PIN X BOX	WTF	475-15448	4 11/16"	2 3/4"	***	30.70	30.70	63.06	10000	2862.22	2236.14	NA	
WALLE SHOES 4 3/4" OD	NC 38 PIN X BOX	WTF	49729	4 3/4"	2 1/2"	***	3.50	3.50	32.39	10000	1022.02	1001.82	NA	
WORKMARTIN 4 3/4" OD	NC 38 BOX 4 3/4" OD BOND L.S. S S235/235M	WTF	475-47978	6"	***	***	28.22	28.22	28.89	10000 8000	1007.00	1000.00	NA	
BIT PDC 6"	3 1/2 REG PIN	***	12325737				0.67	0.67	0.67	8000	31.89	26.92	NA	
BOQUILLAS 5.491														
LONGITUD TOTAL BHA:											3881.03			
PESO TOTAL BOYADO DEL MANTILLO:											50623.50			
PESO TOTAL BHA:											59474.58			

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 35. Componentes del BHA Número Dieciocho.

COMPONENTES BHA															
COMPONENTE ABAJO		ID		LOCALIZACION		CATEGORIA									
FECHA		2010.02.07.14		FASE		ACORDACIONAMIENTO FASE DE 4.34' ODS A 1'									
COMPANIA		ZUCORA TAJE		BARRA #		0020									
SECCION DEL 1000 (LARGO)				S.S				FACTOR DE BARRA				0.8200			
DESCRIPCION	CONEXION	TIPO	SERIAL	DE CAM.	DI	LONG FN	LONG EFECTIVA	LONG PARCIAL	LONG ACUM.	TORQUE (LBS FT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	BSR		
CROSS-OVER 4 3/4" ODS	NC 38 PIN X BOX	POWER	6248-47	5 1/2	2 1/4	2.47	4.32	4.32	3678.87	1000	68436.15	68365.26	NA		
(2) HRP DE 10" ODS	NC 38 PIN X BOX	POWER	0255	4 5/8	2 5/8	1.64	31.13		3674.55	372.24	1800	4828.13	5918.58	NA	
			POWER 302	P051-315	4 5/8	2 3/16	1.62	30.78				3643.42	4880.27	5949.81	NA
			POWER 302	302-025	4 5/8	2 3/16	1.63	31.15				3612.64	4793.06	5793.11	NA
			POWER 302	302-200	4 5/8	2 3/16	1.60	31.12				3781.49	4774.83	5724.85	NA
			POWER 302	302-528	4 5/8	2 5/8	1.58	30.08				3735.37	4677.08	5684.33	NA
			POWER 302	302-1304	4 5/8	2 3/16	1.64	31.13				3715.26	4662.96	5659.48	NA
			POWER 302	302-043	4 5/8	2 1/8	1.59	31.04				3688.27	4685.31	5646.07	NA
			POWER 302	302-038	4 5/8	2 3/16	1.79	31.13				3652.23	4639.87	5677.12	NA
			POWER 302	0262	4 5/8	2 1/8	1.62	31.10				3626.10	4701.89	5616.34	NA
			POWER 302	035	4 5/8	2 5/8	1.58	30.78				3595.00	4294.82	5314.18	NA
			POWER 302	0287	4 5/8	2 5/8	1.62	31.12				3564.22	4186.13	5285.50	NA
			POWER 302	P051-319	4 5/8	2 3/8	1.75	30.79				3533.10	4127.79	5256.82	NA
TRANSICION DE 4.34" ODS	NC 38 PIN X BOX	SLB	860240	4 3/4"	2 1/4"	1.92	29.20	29.20	3502.31	1000	4078.08	4148.24	NA		
(3) HRP DE 10" ODS	NC 38 PIN X BOX	POWER	0265	4 7/8	2 1/8	1.64	31.10		3473.11	620.47	1800	3994.06	5013.62	NA	
			0273	4 5/8	2 3/16	1.63	31.12		3441.95			3524.07	4663.28	NA	
			0266	4 5/8	2 3/8	1.65	31.09		3410.63			3768.02	4823.88	NA	
			0249	4 5/8	2 3/16	1.59	31.11		3379.74			3871.19	4882.73	NA	
			1013	4 5/8	2 3/16	1.60	31.11		3348.63			3933.09	4790.33	NA	
			0261	4 5/16"	2 1/8"	1.63	31.01		3317.52			3994.96	4701.86	NA	
			0227	4 5/8	2 3/16	1.63	31.01		3286.51			4056.84	4613.62	NA	
			0208	4 5/8	2 3/16	1.66	31.12		3255.60			4118.71	4525.27	NA	
			0263	4 7/8	2 1/8	1.64	31.11		3224.38			4180.58	4434.73	NA	
			0262	4 5/8	3 1/8	1.62	31.11		3193.27			4242.45	4344.10	NA	
			0204	4 5/8	2 3/16	1.60	30.69		3162.16			4304.32	4253.96	NA	
			0291	4 5/8	2 1/8	1.63	31.11		3131.17			4366.19	4165.82	NA	
			0260	4 5/8	2 1/8	1.62	31.09		3100.06			4428.06	4077.68	NA	
			0258	4 5/8	2 3/16	1.62	31.10		3068.97			4489.93	3989.54	NA	
			048	4 7/8	2 5/8	1.64	30.71		3037.87			4551.80	3901.40	NA	
			0235	4 7/8	2 5/8	1.64	31.06		3006.78			4613.67	3813.26	NA	
			0269	4 5/8	2 3/16	1.60	31.13		2975.10			4675.54	3725.12	NA	
			P051-314	4 5/8	2 3/8"	1.72	30.78		2944.07			4737.41	3636.98	NA	
024	4 5/8	2 3/8	1.69	30.78		2914.19	4800.00	3550.00	NA						
P051-320	4 5/8	2 3/8"	1.77	30.77		2884.41	4862.87	3464.17	NA						
8 BARRAS DE EPD 4 3/4" ODS	NC 38 PIN X BOX	POWER	VARIOS	4 7/8	2 7/16	0.70	2531.18	2531.18	2852.64	1000	4479.93	4542.28	NA		
(3) HRP DE 10" ODS	NC 38 PIN X BOX	POWER	0278	4 5/8	2 3/16	1.61	31.11		321.46	93.03	1800	1074.23	1161.28	NA	
			0259	4 5/8	2 3/16	1.64	31.12		290.35			895.82	979.89	NA	
			048	4 5/8	2 3/8	1.78	30.80		259.23			829.39	789.13	NA	
JARRO DE 4 3/4" ODS	NC 38 PIN X BOX	SLB	062131	4 3/4"	2 1/4"	1.95	29.48	29.48	228.43	1000	608.41	701.23	NA		
(3) HRP DE 10" ODS	NC 38 PIN X BOX	POWER	0207	4 5/8	2 1/16	1.59	31.13		190.95	93.04	1800	1162.02	1141.84	NA	
			023	4 5/8	2 3/16	1.79	30.80		167.82			889.04	933.24	NA	
			0277	4 5/8	2 3/16	1.61	31.11		137.92			870.08	898.17	NA	
WELL COMMANDER 4 3/4" ODS	NC 38 PIN X BOX	SLB	B-2000-223	4 3/4"	2 1/2"	1.38	5.85	5.85	105.91	1000	497.71	428.80	NA		
BALL CATCHER 4 1/2" ODS	NC 38 PIN X BOX	SLB	B200-6213	4 3/4"	2 1/4"	1.00	6.16	6.16	100.00	1000	470.82	482.12	NA		
FLOAT SUB 4 3/4" ODS	NC 38 PIN X BOX	WTF	W-006-02378	4 3/4"	2 3/16	***	3.00	3.00	85.90	1000 1000	440.30	373.20	NA		
1 M DRILL COLLAR 4 3/4" ODS	NC 38 PIN X BOX	WTF	475-15447	4 3/4"	2 1/4"	***	30.53	30.53	90.90	1000	427.30	382.80	NA		
MWD 4 3/4" ODS	NC 38 PIN X BOX	WTF	475-15448	4 11/16"	2 3/4"	***	30.70	30.70	80.37	1000	397.38	343.86	NA		
MULTI SHOCK 4 3/4" ODS	NC 38 PIN X BOX	WTF	49729	4 3/4"	2 1/2"	***	3.50	3.50	29.67	1000	1298.49	1182.28	NA		
WTFM SURFSEE 4 3/4" ODS	NC 38 BOX 4 3/4" REG BIT BOX	WTF	475-2855	4 13/16"	***	2.43	25.50	25.50	26.17	1000 8000	1028.99	1011.09	NA		
BIT POC 6"	3 1/2 REG PIN	WTF	12325737	TYPE SFX64			0.67	0.67	0.67	8000	21.88	26.83	NA		
BOQUILLAS	(8)10027														
PA:	148														
										LONGITUD TOTAL BHA		3678.87			
										PESO TOTAL DESARROLLO DEL BARRILLO		52554.62			
										PESO TOTAL BHA		59365.26			

Fuente: ECOPETROL S.A



Figura 37. Componentes del BHA Número Veinte.

COMPONENTE BHA:		COMPONENTES BHA										LOCALIDAD:		CUESTA DEL	
NOMBRE:		20										VARE:		37' ANZ DE 6"	
COMPANIA:		ECCPT TACE										BROCA N°:		37	
DESCRIPCION DEL EQUIPO:		S.E.										FACTORES DE BETALES		S. PULS.	
DESCRIPCION	CONEXION	DIAMETRO	SERIAL	DE CALA	DR	LONGITUD	LONG. ELECTRA	LONG. PARCIAL	LONG. ROAM	FORZAS E.S.F.TE	PIESO (LBS)	PIESO (TON)	BSP		
DRILL OVER BIT	INC 50 BOX X INC 50 PIN	PONDER	8248-40	8 1/2"	2 1/4"	2.47	4.32	4.32	4111.95	29000	74905.81	94813.23	NA		
3" HROP 3 1/2"	INC 50 BOX X PIN	PONDER	8255	4 5/8"	2 1/8"	1.64	31.15		4107.83	13000	74989.81	94825.31	NA		
			1921-315	4 5/8"	2 3/8"	1.62	30.78		81.91		73267.82	93792.50	NA		
RECONSTRUCION DE LA BATERIA	INC 50 BOX X PIN	SLB	33971J	4 3/4"	2 1/8"	1.90	31.50	31.50	4345.72	13000	73222.34	93761.26	NA		
			302-282	4 5/8"	2 3/8"	1.63	31.15		4714.22		71804.84	91338.52	NA		
			302-290	4 5/8"	2 3/8"	1.60	31.15		3863.27		71308.58	91301.71	NA		
			302-298	4 5/8"	2 1/8"	1.58	30.98		3851.85		70329.54	90453.51	NA		
			302-299	4 5/8"	2 3/8"	1.64	31.12		8025.41		68584.81	88553.71	NA		
			302-343	4 5/8"	2 3/8"	1.68	31.24		3889.85		68827.87	88395.26	NA		
			302-350	4 5/8"	2 3/8"	1.75	31.15		3858.81		68721.82	88373.40	NA		
			3262	4 5/8"	2 3/8"	1.62	31.10		3827.88		67303.84	86754.89	NA		
			035	4 5/8"	2 1/8"	1.58	30.78		3798.58	13000	66944.77	87489.20	NA		
			0367	4 5/8"	2 1/8"	1.62	31.12		3768.80		65917.78	86859.36	NA		
			1921-1110	4 5/8"	2 3/8"	1.70	30.78		3724.88		65779.74	86723.75	NA		
RECONSTRUCION DE LA BATERIA	INC 50 BOX X PIN	SLB	00502	4 3/4"	2 1/8"	1.92	29.53	29.53	3703.89	13000	64468.02	85594.26	NA		
			0085	4 5/8"	2 1/8"	1.64	31.16		3674.96		63721.57	84448.25	NA		
			0073	4 5/8"	2 3/4"	1.63	31.12		3643.20		62962.58	83811.21	NA		
			0086	4 5/8"	2 1/8"	1.66	31.09		3612.38		61944.53	83174.81	NA		
			0049	4 5/8"	2 3/4"	1.59	31.11		3588.89		60968.30	82538.22	NA		
			1013	4 5/8"	2 3/4"	1.58	31.11		3549.86		60171.89	81803.22	NA		
			0081	4 15/16"	2 1/8"	1.63	31.01		3518.77		59403.58	81202.22	NA		
			0027	4 5/8"	2 3/4"	1.63	31.01		3487.70		58688.75	80621.57	NA		
			0008	4 5/8"	2 3/4"	1.62	31.12		3458.75		57963.81	79996.52	NA		
			0003	4 5/8"	2 1/8"	1.64	31.11		3429.82		57238.27	79401.11	NA		
			0002	4 5/8"	2 3/4"	1.62	31.11		3399.52		56508.26	78822.52	NA		
			0048	4 5/8"	2 3/4"	1.58	30.99		3369.41		55781.85	78248.52	NA		
			0051	4 5/8"	2 3/4"	1.63	31.11		3339.42		55057.19	77675.86	NA		
			0060	4 5/8"	2 1/8"	1.62	31.00		3309.54	13000	54329.86	77102.58	NA		
			0058	4 5/8"	2 3/4"	1.62	31.10		3279.22		53604.36	76528.89	NA		
			005	4 5/8"	2 1/8"	1.64	30.71		3249.52		52879.86	75954.20	NA		
			0026	4 5/8"	2 3/8"	1.64	31.06		3219.41		52154.75	75379.38	NA		
			0046	4 5/8"	2 3/4"	1.58	31.13		3177.26		51429.23	74804.40	NA		
			P051-124	4 5/8"	2 3/8"	1.72	30.78		3148.22		50704.26	74229.99	NA		
			004	4 5/8"	2 3/8"	1.60	30.79		3118.44		49979.70	73655.74	NA		
			P051-120	4 5/8"	2 1/8"	1.77	30.77		3088.96		49254.26	73081.40	NA		
			0078	4 5/8"	2 3/4"	1.61	31.11		3059.46		48529.27	72507.45	NA		
			0050	4 5/8"	2 3/4"	1.64	31.12		3029.52		47804.27	71933.45	NA		
			004	4 5/8"	2 3/8"	1.70	30.80		2999.46		47079.27	71359.45	NA		
			0007	4 5/8"	2 1/8"	1.57	31.13		2969.86		46354.27	70785.46	NA		
			003	4 5/8"	2 3/8"	1.79	30.80		2939.81		45629.27	70211.46	NA		
			0077	4 5/8"	2 3/8"	1.65	31.11		2909.83		44904.27	69637.46	NA		
RECONSTRUCION DE LA BATERIA	INC 50 BOX X PIN	PONDER	VAR205	4 7/8"	2 7/8"	0.70	2373.03	2373.03	2867.82	13000	44308.07	57958.52	NA		
3" HROP DE 1070"	INC 50 BOX X PIN	PONDER	0250	4 5/8"	2 3/8"	1.63	31.15		494.79		12444.37	15754.85	NA		
			0254	4 7/8"	2 1/8"	1.61	31.15		83.16		11708.42	15088.27	NA		
			0278	4 5/8"	2 3/4"	1.53	30.89		432.28		11092.36	14417.26	NA		
3" HROP DE 4 3/4" DE 1270"	INC 50 BOX X PIN	SLB	ACCH-95246A	4 3/4"	2 1/4"	1.95	29.74	29.74	461.90	13000	10298.27	8629.76	NA		
			0071	4 5/8"	2 3/4"	1.61	31.15		371.88		3887.97	7675.36	NA		
			0027	4 5/8"	2 3/4"	1.62	31.10		83.41		340.71	7038.53	NA		
			0009	4 5/8"	2 3/8"	1.60	31.18		369.41		1339.64	3407.24	NA		
RECONSTRUCION DE LA BATERIA	INC 50 BOX X PIN	PONDER	VAR205	4 7/8"	2 7/8"	0.70	190.00	190.00	278.45	13000	8884.15	5785.72	NA		
WELL CONNECTION 3" DE 1070"	INC PIN X BOX	SLB	0-2001403	4 3/4"	2 1/2" DE 3"	1.40	5.89	5.89	88.45	11000	4157.15	3585.94	NA		
WELL CONNECTION 3" DE 1070"	INC PIN X BOX	SLB	8208-6213	4 23/32"	2 1/4"	1.00	6.16	6.16	82.58	11000	3880.32	3347.15	NA		
FLYDUT SUB 4 3/4" DE 1070"	INC BOX X PIN	WTF	W-DDG-023736	4 3/4"	2 3/16"	***	3.00	3.00	76.40	11000	3590.80	3087.41	NA		
WELL CONNECTION 3" DE 1070"	INC BOX X PIN	WTF	475-33952	4 3/4"	2 3/4"	***	15.00	15.00	73.40	11000	3449.60	2975.78	NA		
HEL	INC BOX X PIN	WTF	RECONSTRUCION DE LA BATERIA	4 1/8" DE 1070"	2 7/16"	***	17.32	17.32	58.37	11000	2743.38	2366.44	NA		
HEL	INC BOX X PIN	WTF	8014088475	4 3/4"	2 7/16"	***	12.31	12.31	41.05	11000	1929.35	1664.25	NA		
PERM PERFORACION DE LA BATERIA 3" DE 1070 DE 1070"	INC 50 BOX X INC 50 PIN	WTF	475-2786	4 1/8" DE 1070"	1 1/4"	***	28.21	28.21	28.74	11000	1380.78	1185.18	NA		
BIT PDC 4"	3 1/2" DE 1070"	WTF	E-196830	TYPE RSH-613M			0.53	0.53	0.53	3000	24.91	21.49	NA		
WELL CONNECTION 3" DE 1070"	INC PIN X BOX	SLB											2111.95		
														54448.02	
														64813.23	

Fuente: ECOPETROL S.A





Figura 40.. Componentes del BHA Número Veintitrés.

COMPONENTES BHA													
COMPONENTE BHA N°:		23		LOCACION:		CASTILLA 328							
FECHA:		19/07/2014		FASE:		PESCA							
COMPANIA:		ECOPETROL		BROCA N°:		N/A							
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):				9.3		FACTOR DE BOYANZA				0.8550			
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	DUÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG EFECTIVA	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE (LB-FT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	BSR
over shot	NC 50	WTF	WFIS- 022904	6 1/2"	3 3/4"	0,90	3,95	3,95	3,95	30000	185,85	159,29	N/A
BOQUILLAS	N/A					LONGITUD TOTAL BHA:				3,55			
TFA=	N/A					PESO TOTAL DEBAJO DEL MARTILLO				N/A			
											PESO TOTAL BHA:		159,29

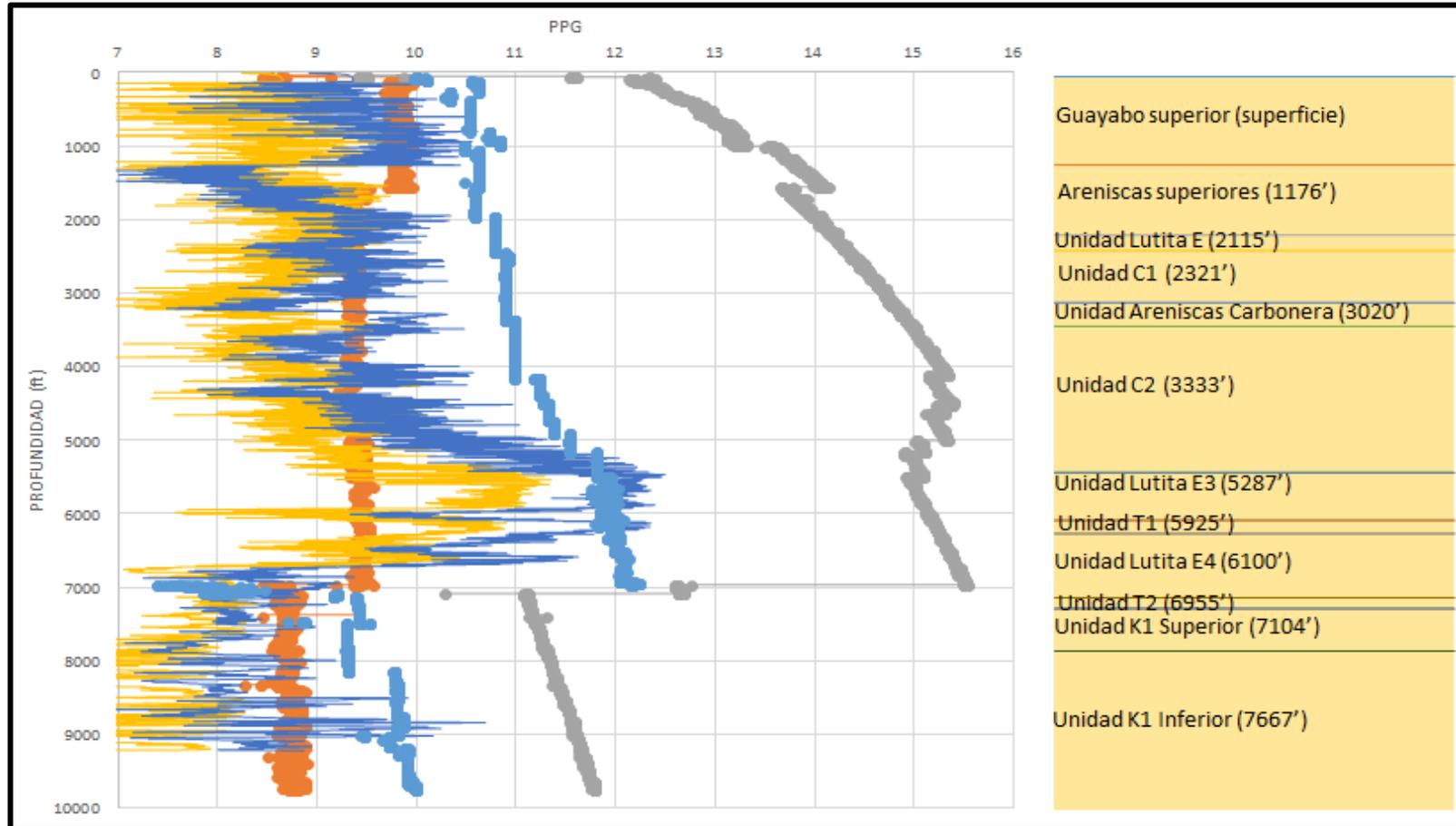
FUENTE: ECOPETROL S.A

Figura 41. Componentes del BHA Número Veinticuatro.

COMPONENTES BHA													
COMPONENTE BHA N°:		24		LOCACION:		CASTILLA 328							
FECHA:		21/07/2014		FASE:		5ª FASE DE 8"							
COMPANIA:		ECOPETROL		BROCA N°:		N/A							
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):				0.9		FACTOR DE BOYANZA				0.8641			
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	DUÑO	SERIAL	DE CAJA	DI	LONG FN	LONG EFECTIVA	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQUE (LB-FT)	PESO (LBS)	PESO BOYADO	BSR
CROSS OVER 6.5"/OD	NC 50 BOX X NC 38 PIN	PIONEER	6248-40	6 1/2"	2 1/4"	2,47	4,32	4,32	2182,65	29000 13000	40797,36	35253,90	N/A
45 JUNTAS DP 3 1/2"	NC 38 BOX X PIN	PIONEER	VARIOS	5"	2 7/16"	0,70	1426,64	1426,64	2178,33	13000	40602,96	35085,91	N/A
3 HWDP 3 1/2"	NC 38 BOX X PIN	PIONEER	302014	5"	2 3/16"	1,53	31,13		751,69	13000	19774,01	17087,16	N/A
			302027	5"	2 3/16"	1,54	31,07	93,14	720,36		19036,23	16449,63	N/A
			302022	5"	2 1/8"	1,55	30,94		689,49		18299,87	15813,33	N/A
ACCELERADOR DE 4 3/4"/OD	NC38 BOX X PIN	SLB	33971J	4 3/4"	2 1/4"	1,49	31,50	31,50	658,55	13000	16907,57	14610,21	N/A
9 HWDP 3 1/2"	NC 38 BOX X PIN	PIONEER 302	302036	5"	2 3/16"	1,55	31,13		627,05	13000	15490,07	13385,32	N/A
			302018	5"	2 3/16"	1,53	31,14		595,92		14752,29	12747,78	N/A
			302049	4 7/8"	2 3/16"	1,54	31,13		564,78		14014,28	12110,05	N/A
			302005	4 7/8"	2 1/8"	1,56	31,14		533,65		13276,49	11472,51	N/A
			302042	4 7/8"	2 3/16"	1,57	31,14		502,51		12538,48	10834,77	N/A
			302040	4 7/8"	2 1/8"	1,52	31,09		471,37		11800,46	10197,04	N/A
			302028	5"	2 3/16"	1,55	31,10		440,28		11063,63	9560,32	N/A
			302007	5"	2 3/16"	1,55	31,14		409,18		10326,58	8923,40	N/A
			302001	5"	2 3/16"	1,53	31,14		378,04		9588,54	8285,67	N/A
HYDRAULIC JAR DE 4 3/4"/OD	NC38 BOX X PIN	SLB	00502	4 3/4"	2 1/4"	1,92	29,53	29,53	346,90	13000	8850,52	7647,93	N/A
10 HWDP 3 1/2"	NC 38 BOX X PIN	PIONEER	302035	4 7/8"	2 3/16"	1,53	31,12		317,37	13000	7521,67	6499,64	N/A
			302006	5"	2 3/16"	1,52	31,14		286,25		6784,13	5862,31	N/A
			302002	5"	2 1/8"	1,52	31,11		255,11		6046,11	5224,57	N/A
			302009	5"	2 3/16"	1,55	31,17		224,00		5308,80	4587,45	N/A
			302039	4 3/4"	2 3/16"	1,55	31,11		192,83		4570,07	3949,10	N/A
			302010	5"	2 3/16"	1,52	31,03		161,72		3832,76	3311,98	N/A
			302031	4 7/8"	2 3/16"	1,53	31,13		130,69		3097,35	2676,49	N/A
			302015	5"	2 1/8"	1,51	30,92		99,56		2359,57	2038,96	N/A
			302057	4 7/8"	2 3/16"	1,51	31,19		68,64		1626,77	1405,73	N/A
			302020	5"	2 3/16"	1,53	31,09		37,45		887,57	766,96	N/A
SAFETY JOINT	NC 38 BOX X PIN	WTF	WFIS-021063	4 3/4"	2 11/16"	1,83	2,51	2,51	6,36		150,73	130,25	N/A
SCREW IN SUB	NC 38 BOX X PIN	WTF	W-30694	4 3/4"	2 1/4"		3,85	3,85	3,85		91,25	78,85	N/A
BOQUILLAS	N/A					LONGITUD TOTAL BHA:				2182,65			
TFA=	N/A					PESO TOTAL DEBAJO DEL MARTILLO				6499,64			
											PESO TOTAL BHA:		35253,90

FUENTE: ECOPETROL S.A

**Gráfica 8.** Ventana de perforación para el Pozo I



Para la construcción de esta ventana, se utilizaron los datos de densidad de poro Y colapso de pozos pertenecientes a castilla pero no del Pozo G, debido a que no se contaba con la información.

**ANEXO S.**  
***LÍNEA DE TIEMPO POZO I. (EN IMPRESIÓN ANEXA)***

## ANEXO T.

### EVIDENCIA CAMBIO DE DENSIDAD EFECTUADO EN EL POZO I.

Figura 42. Propiedades del Lodo reales y Planeadas en el Pozo I.

PROPIEDADES RECOMENDADAS				
Densidad (ppg)	Viscosidad de Embudo (sg/qt)	Viscosidad Plástica (cP)	Punto de Cedencia (lb/100 ft <sup>2</sup> )	Geles (10"/10'/30')
8,7 - 9,0	60-65	15-20	30-35	6/9/10-10/12/17
FILTRADO API ml/30 Min	Sólidos Totales (%)		MBT (lb/bbl-eq)	G6/O3
< 5,0	9,5 - 10,0	< 8,0	< 7,5	12/11

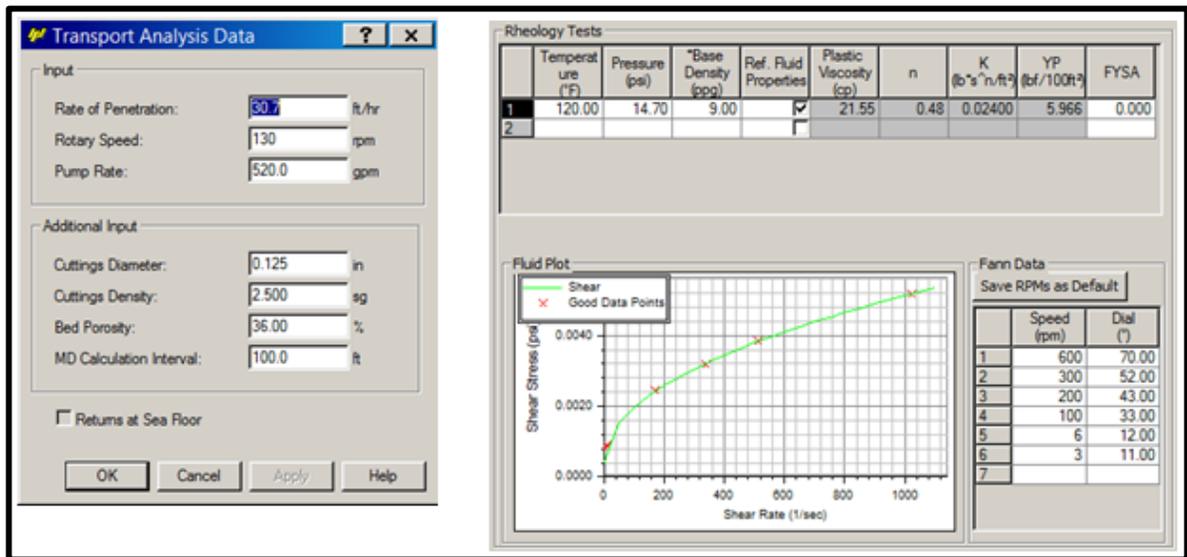
BHA	BROCA	DIAMETRO Pulgs	MANUFACTURA	TIPO	SERIE	TAMAÑO BOQUILLAS	PROFUNDIDAD		PIES PERF	HORAS		ROP Pies/ Hr	REV FONDO	WOB Kilbs	RPM SUP.	GPM	SPP (psi)	MW (ppg)	VIS (cps)	CALIFICACION												COMENTARIOS
							ENTRA	SALE		ENCA	TOTA									I	O	D	L	B	G	O	RP					
CASTILLA 328																																
6	6	6 3/4"	NOV	SKH613M	A188830	3"16	7103	9748	2645	79.36	79.36	33.3	609668	5 - 20	100 - 140	480-550	2100 - 2400	9	59	0	1	BT	S	X	I	NO	TD	PDC - (BHA con RSS 6 3/4"). Perforo hueco Fase 6 3/4" x 9" desde 7103' hasta 9748'				
7	5UR2	8 1/2"	NOV	SKFX616M	A164040	5"12-1"13	9748	9748	0	0	0	0.0	609669	0-5	40-120	480-550	1800-2100	9.2	59	1	2	BT	G	X	I	CT	BHA	PDC - (BHA con MWD). Viaje de acondicionamiento desde 6956' hasta 8253'				
8	5UR3	8 1/2"	NOV	SKFX616M	A164040	5"12-1"13	9748	9748	0	0	0	0.0	609669	0-5	40-130	480	1600-1800	9.2	59	1	2	BT	G	X	I	CT	BHA	PDC - (BHA con MWD). Viaje de acondicionamiento desde 6956' hasta 8248'				
9	7U	6"	NOV	RSH613M	E170365	3"16	9748	9748	0	0	0	0.0	0	0-5	40-122	180-250	1800-2102	9.2	59	1	2	BT	G	X	I	CT	BHA	PDC - (BHA con MOTOR MWD). Viaje de acondicionamiento para orientar herramientas en hueco viejo - se saca por baja capacidad de flujo				
10	7U2	6"	NOV	RSH613M	E170365	3"16	9748	9748	0	0	0	0.0	0	0	40-90	180-370	1900-2150	9.2	60	1	4	BT	S	X	R	O	DSF	PDC - (BHA con MOTOR MWD). Viaje de acondicionamiento se saca por caída de presión/wash - 60'				
11	8U	6"	HALLIBURTON	SFX64	12385737	6"18	9748	9748	0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	9.2	61									PDC - (BHA con MOTOR MWD). Se activa martillo ocasionando pérdida de BHA en hueco				
12	N/A	5 3/4	WHEATHERFORD	W	W-49449	N/A	NA	NA	0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0									Realiza pesca de BHA # 11				
13	9U	6"	HALLIBURTON	SFX64	11865437	6"18	9748	9748	0	0	0	0.0	0	1-5	60-110	190-370	1100-2280	9.3	60									PDC - (BHA con MWD+WELL COMANDER). Viaje de acondicionamiento desde 8100 pies hasta 8295'				
14	9UR	6"	HALLIBURTON	SFX64	11865437	6"18	9748	9748	0	0	0	0.0	0	1-5	60-110	190-600	1100-3400	9.5	60									PDC - (BHA con MOTOR +MWD+WELL COMANDER). Viaje de acondicionamiento desde 8100 pies hasta 8664'				
15	9R2	6"	HALLIBURTON	SFX64	11865437	6"18	9748	9748	0	0	0	0.0	0	1-4	60-110	190-600	1100-4250	9.5	60	3	2	BT	S	X	I	CT	BHA	PDC - (BHA Convencional). Viaje de acondicionamiento desde 8100 pies hasta 8337'				
16	10U	6"	HALLIBURTON	SFX64	12325737	6"18	9748	9748	0	0	0	0.0	0	1-10	50-120	400	2800	9.5	60	1	3	BT	A	X	I	CT	BHA	PDC - (BHA CON MWD +WELL COMANDER). Viaje de acondicionamiento desde 8100 pies hasta 8007'				
17	10UR	6"	HALLIBURTON	SFX64	12325737	6"18	9748	9748	0	0	0	0.0	0	1-11	50-121	400	2800	9.5	60	1	3	BT	A	X	I	CT	DTF	PDC - (BHA con MOTOR +MWD+WELL COMANDER). Viaje de acondicionamiento desde 8100 pies hasta 8325' - Saco por daño en el motor				
18	10UR2	6"	HALLIBURTON	SFX64	12325737	6"18	9748	9748	0	0	0	0.0	0	1-10	50-170	275	1700	9.5	60	2	4	BT	A	X	I	RO	BHA	PDC - (BHA con MOTOR +MWD+WELL COMANDER). Viaje de acondicionamiento desde 8100 pies hasta 8901'				

## ANEXO U.

### **PARÁMETROS REALES PARA LAS SIMULACIONES EN WELL PLAN DEL POZO I.**

Tipo de Sección	Profundidad Medida	Longitud (ft)	Capacidad Lineal (bbl/ft)	Volumen (Bbl)
Casing	6923.5	6923.47	0.0732	506.798004
Open Hole	6950	26.53	0.1236	3.279108
Open Hole	7000	50	0.0787	3.935
Open Hole	7050	50	0.0787	3.935
Open Hole	7150	100	0.1175	11.75
Open Hole	7200	50	0.0971	4.855
Open Hole	7850	650	0.1175	76.375
Open Hole	8100	250	0.1285	32.125
Open Hole	8700	600	0.1175	70.5
Open Hole	9000	300	0.0787	23.61
Open Hole	9540	540	0.1175	63.45
Open Hole	9748	208	0.0877	18.2416

**Figura 43.** Interfaz Transport Analysis Data de Well Plan para hidráulica del Pozo I.



**ANEXO V.**  
**ÁRBOL TRIPOD BETA DEL POZO I EVENTO UNO. (EN IMPRESIÓN ANEXA)**

**ANEXO W.**  
**ÁRBOL TRIPOD BETA DEL POZO I EVENTO DOS. (EN IMPRESIÓN ANEXA)**