

Propuesta de un diseño de Bottom Hole Assembly (BHA) y evaluación de broca, para mejorar el desempeño de las herramientas de arreglo de fondo en un campo de Ecopetrol, aplicable a futuras campañas de perforación.

María José Bustamante Ospino, Armando Morales Vanegas

Trabajo de Grado para optar los títulos de: Ingeniera de Petróleos e Ingeniero de petróleo

Director

Néstor Fernando Saavedra Trujillo

Magister en Ingeniería de Petróleos

Codirectores

Hernán Darío Mantilla Hernández

Magister en Ingeniería Mecánica

Wilson Raúl Carreño Velasco

Magister en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A la santísima trinidad: Dios padre, Dios hijo y Dios espíritu Santo por guiarme en cada paso de la vida.

A la Santísima Virgen María en la advocación de nuestra señora de Fátima por enseñarme a vivir por, para, con y en Jesús.

A mi familia, por ser mi más grande tesoro terrenal, a ustedes les debo todo lo que soy.

A mi mayor ejemplo de responsabilidad y perseverancia: Roberto de Jesús Bustamante López.

A la mamita más linda y comprensiva del mundo: Blasina Ospino Martínez.

A mis hermanos por enseñarme la rectitud y la unidad en el hogar.

A mi hermoso sobrino: Rober Bustamante Vertel, por la dulzura con la que me recuerda a valorar cada segundo de la vida.

En memoria de los que ya no están pero viven siempre en nuestros corazones: José Eusebio Bustamante Zúñiga y Blasina Martínez Ortiz.

A las amistades que valen más que un diamante: Gloria Díaz Otero, Alejandra María Alarcón, Diana Bravo Coronado, Martín Emilio Vergara y sin duda alguna a Marlon Steven Guerrero Mora (La nobleza hecha persona).

Ing. María José Bustamante Ospino.

Agradecimientos

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Al Ingeniero Msc. Hernán Darío Mantilla Hernández, por su constante apoyo y confianza en cada aspecto de este proyecto.

A la Ingeniera Elizabeth Quiroga Jordán, por su amable disposición a enseñarnos un poco de su conocimiento.

Al GRUPO DE INVESTIGACIÓN DE ESTABILIDAD DE POZOS (GIEP), por sembrarnos la semilla de la investigación.

A ECOPETROL, por brindar las herramientas necesarias para el desarrollo de esta investigación y depositar la confianza en los estudiantes UIS.

A la ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, por proyectar y formar profesionales con calidad.

A la Gloriosa UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por fomentar el conocimiento dentro y fuera de las aulas.

Tabla de Contenido

Introducción	20
1. Marco de referencia	22
1.1 BHA (Bottom hole assembly) / Ensamblaje de fondo	22
1.2 Diseño de sarta de perforación	23
1.2.1 Botellas de perforación (drill collar).	24
1.2.2 Tubería pesada (heavy weight drill pipe).	25
1.2.3 Estabilizadores.	26
1.2.4 Broca de perforación (bit).	27
1.2.5 Nuevas tecnologías en brocas de perforación.	38
1.2.6 Calificación de brocas según código IADC.	39
1.3 Martillos de perforación	42
1.3.1 Funcionamiento del martillo de perforación	43
1.3.2 Pautas para el posicionamiento de los martillos.	45
1.3.3 Martillos hidráulicos.	46
1.4 Tiempo no productivo (NPT)	48
1.5 Tiempo productivo	48
1.6 Tiempo invisible	49
2. Metodologías aplicables al estudio de tiempos de perforación.	49
2.1 Benchmparking	49
2.1.1 Key performance indicator (KPI).	50
2.1.2 Best observed	50

PROPUESTA BHA Y BROCA EN FUTURAS PERFORACIONES	8
2.2 Metodología adaptada por los autores	51
3. Geología y litología del campo estudiado	54
3.1 Columna estratigráfica	55
3.1.1 Formación Guadalupe (Unidad K2).	55
3.1.2 Formación Guadalupe (Unidad K1).	55
3.1.3 Formación San Fernando (Unidad T2).	56
3.1.4 Formación Carbonera (Unidad Lutita E4).	56
3.1.5 Formación Carbonera (Unidad T1).	56
3.1.6 Formación Carbonera (Unidad Lutita E3).	56
3.1.7 Formación Carbonera (Unidad C2).	57
3.1.8 Formación Carbonera (Unidad Arenisca Carbonera).	59
3.1.9 Formación Carbonera (Unidad C1).	59
3.1.10 Formación Carbonera (Unidad Lutita E).	59
3.1.11 Formación Carbonera (Unidad Areniscas Superiores).	59
3.1.12 Formación Guayabo	59
3.2 Geología Estructural	60
3.3 Geología del Petróleo.	60
3.3.1 Roca generadora.	60
3.3.2 Roca almacén.	61
3.3.3 Migración.	62
3.3.4 Roca Sello.	62
3.3.5 Trampa.	62
3.4 Retos en la perforación del Campo de estudio	63

PROPUESTA BHA Y BROCA EN FUTURAS PERFORACIONES	9
4. Desempeño de los pozos perforados de la campaña 2017	64
4.1 Cuantificación e identificación de NPT'S utilizando Eco-Age	64
4.1.1 Herramienta graficador.	64
4.1.2 Archivo de pozo: Interfaz operaciones.	67
4.1.3 Herramientas estadísticas.	68
4.2 Resultados calculado a partir de Eco-Age®.	68
4.3 Pozos con mejor tiempo de perforación y pozos con mayores tiempos no productivos.	70
5. Evaluación de brocas	75
5.1 Mejores brocas de la sección 17,5" de diámetro del agujero.	79
5.1.1 Mejores brocas sección 12,25" de diámetro del agujero.	80
5.1.2 Mejor broca sección 8,5" de diámetro del agujero	80
5.2 Evaluación del diseño de las sartas utilizadas durante la campaña de perforación 2017	81
5.2.1 Motor de fondo.	87
5.2.2. Posición de estabilizadores.	88
5.2.2 Herramientas con diámetros inusuales en el BHA.	93
5.3 Criterios adicionales de evaluación en el desempeño de sarta de perforación	93
5.3.1 Inclinação.	93
5.3.2 Litología.	96
5.3.3 Parámetros operacionales.	103
6. Análisis de los resultados	104
6.1 Análisis de resultados en la sección de 17,5"	107
6.2 Análisis de resultados sección 12,25"	109
6.3 Análisis de resultados sección 8,5"	112

7.	Propuesta de BHA y evaluación de broca basada en el análisis de datos de la campaña 2017	
	115	
7.1	Recomendación de BHA y broca para la sección de 17,5”	115
7.2	Recomendación de BHA y broca para la sección 12,25”	117
7.3	Recomendación de BHA y broca para la sección 8,5”	122
8.	Conclusiones	125
9.	Recomendaciones	127
	Referencias Bibliográficas	129

Lista de Tablas

Tabla 1. Clasificación de las brocas de perforación.	29
Tabla 2. Calificación de brocas según código IADC.	39
Tabla 3. Geología del petróleo.	61
Tabla 4. Calculo de NPT's, tiempo ideal e ILT's para la operación perforar formación.	70
Tabla 5. Tabla de sección 12.25"	71
Tabla 6. Los mejores y peores pozos perforando tramo A en sección 12,25"	74
Tabla 7. Mejores brocas por sección	78
Tabla 8. Selección de pozos con buenos y malos desempeños en la sección de 17.5"	82
Tabla 9. Selección de pozos con buenos y malos desempeños en la sección de 12.25"	83
Tabla 10. Selección de pozos con buenos y malos desempeños en la sección de 8.5"	83
Tabla 11. Descripción de los componentes de BHA para comparar pozos en la sección de 12,25"	85
Tabla 12. Comparación de motores para la sección de 17,5"	87
Tabla 13. Comparación de motores para la sección de 12,25"	87
Tabla 14. Comparación de motores para la sección de 8,5"	88

PROPUESTA BHA Y BROCA EN FUTURAS PERFORACIONES	12
Tabla 15. Comparación de geometría e inclinación de pozos en la sección 17,5"	94
Tabla 16. Comparación de geometría e inclinación de pozos en la sección 12,25"	95
Tabla 17. Comparación de geometría e inclinación de pozos en la sección 8,5"	96
Tabla 18. Pozos con excelentes desempeños y sus vecinos con bajo desempeño.	103
Tabla 19. Pozos con peor desempeño y sus vecinos con buen desempeño.	103
Tabla 20. Símbolos para árbol de decisión en los análisis Causa-Raíz de los pozos con bajo desempeño.	106
Tabla 21. Comparación de desempeños en la sección 17.5"	109
Tabla 22. Desempeño en la sección 12,25"	111
Tabla 23. Desempeño en la sección 8,5"	114
Tabla 24. Diseño de BHA y mejor broca para la sección 17,5"	117
Tabla 25. Diseño de BHA y mejor broca para la sección 12,25 grupo A diseño fulcro	120
Tabla 26. Diseño de BHA y mejor broca para la sección 12,25" grupo B diseño fulcro	120
Tabla 27. Diseño de BHA y mejor broca para la sección 8,5" diseño fulcro.	123

Lista de Figuras

Figura 1. Bottom hole assamble (BHA).	22
Figura 2. Ejemplo de diseño de ensamblaje de fondo (BHA).	23
Figura 3. Ejemplo de Drill Collars.	25
Figura 4. Ejemplo de Heavy weight drill pipe.	26
Figura 5. Tipos de estabilizadores.	27
Figura 6. Tipos de broca de perforación.	28
Figura 7. Selección de barrenas en el proceso de construcción de pozos.	30
Figura 8. Brocas de cortador fijo de acero y matriz.	31
Figura 9. Tipos de broca en función de la dureza de la formación.	32
Figura 10. Brocas impregnadas de diamante.	32
Figura 11. Imagen Esquemática del Mecanismo de Corte de una Broca PDC.	34
Figura 12. Imagen Representativa de broca Excéntrica de una broca.	35
Figura 13. Mecanismo de corte de brocas excéntricas.	35

PROPUESTA BHA Y BROCA EN FUTURAS PERFORACIONES	14
Figura 14. Comparación y partes de brocas ticónicas con cortadores de acero e insertos de tungsteno.	37
Figura 15. Broca bicónica.	38
Figura 16. Estructura de corte en hileras interiores y exteriores.	40
Figura 17. Parte interna del martillo mecánico.	44
Figura 18. Arreglo de martilleo.	45
Figura 19. Ejemplo de posicionamiento del martillo.	47
Figura 20. Metodología para la investigación fase 1.	52
Figura 21. Metodología para la investigación fase 2.	53
Figura 22. Metodología para la investigación fase 3.	54
Figura 23. Columna estratigráfica generalizada.	58
Figura 24. Performance Pozo AR-16 (fases definidas).	65
Figura 25. Asignación de eventos, Pozo MR-10.	66
Figura 26. Ventana de operaciones Eco-Age®.	67
Figura 27. Estadísticas Onsite, Pozo AR-10.	68
Figura 28. Perforar formación tramo A sección 12,25"	74
Figura 29. Mejor broca N°1 sección 17,5" pozo AR-23.	79

PROPUESTA BHA Y BROCA EN FUTURAS PERFORACIONES	15
Figura 30. Mejor broca N°5 sección 8,5" pozo MR-10.	80
Figura 31. Ejemplo de performances en muestra de pozos sección 17,5"	84
Figura 32. Diseño de BHA para fase 12,25"AR-3	86
Figura 33. Diseño de BHA para la primera sección de 17,5"	90
Figura 34. Diseño de BHA para la segunda sección de 12,25"	91
Figura 35. Diseño de BHA para la última sección de 8,5"	92
Figura 36. Diferencias entre profundidades en las que se encuentran unos topes de las formaciones en pozos de 2 bloques diferentes.	97
Figura 37. Procedimiento para analizar litología por clúster.	98
Figura 38. Mejor pozo de la sección 17,5"(MR-15) con sus vecinos en el clúster.	98
Figura 39. Pozo con el más bajo desempeño en la sección de 17,5" (MR-3) con un vecino en el clúster.	99
Figura 40. Pozo con excelente desempeño en la fase 12,25" (AR-3) con su vecino más próximo de bajo desempeño.	100
Figura 41. Pozo con el desempeño más bajo en la sección de 12,25" (AR-20) con su vecino más próximo de mejor desempeño.	101
Figura 42. Pozo con excelente desempeño en la fase 8,5" (AR-16) con su vecino más próximo de bajo desempeño.	101

Figura 43. Pozo con el desempeño más bajo en la sección de 8,5" (MR-5) con su vecino más próximo de mejor desempeño. 102

Figura 44. Metodología para el análisis de los resultados. 105

Figura 45. Análisis Causa-Raíz de problemas en el pozo de bajo desempeño en la sección de 17,5" (MR-3) Según autores. 107

Figura 46. Análisis Causa-Raíz de problemas en el pozo de bajo desempeño en la sección de 12,25" (AR-20) según autores. 110

Figura 47. Análisis Causa-Raíz de problemas en el pozo de bajo desempeño en la sección de 8,5" (MR-5) según autores. 112

Figura 48. Diseño de BHA's y mejores brocas para la sección 17,5" 116

Figura 49. Mejor BHA y mejor broca para pozos del grupo A sección 12,25" diseño fulcro. 119

Figura 50. Diseño de BHA y mejores brocas para grupo B en sección 12,25" 121

Figura 51. Diseño de BHA y mejor broca para la sección 8,5" diseño fulcro. 124

Lista de Apéndices

(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en Base de Datos de la Biblioteca UIS)

Apéndice A. Tiempos de perforación

Apéndice B. Selección de pozos

Apéndice C. Selección de brocas

Apéndice D. BHA por secciones

Apéndice E. Resumen de parámetros sección 12.25”

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA DE UN DISEÑO DE BOTTOM HOLE ASSEMBLY (BHA) Y EVALUACIÓN DE BROCA, PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO DE LAS HERRAMIENTAS DE ARREGLO DE FONDO EN UN CAMPO DE ECOPETROL, APLICABLE A FUTURAS CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN♦

AUTORES: MARIA JOSE BUSTAMANTE OSPINO♦♦, ARMANDO MORALES VANEGAS♦♦

PALABRAS CLAVE: EVENTO, BHA, BROCA, NPT, DESEMPEÑO, PERFORMACE.

DESCRIPCIÓN:

Antes de iniciar la etapa de planeación de nuevos pozos, es fundamental hacer un análisis retrospectivo y crítico de las actividades realizadas, los factores que pueden haber afectado positiva o negativamente en las operaciones de perforación, las herramientas utilizadas y el desempeño de ellas; Esto con el objetivo de aumentar la efectividad en futuras operaciones de perforación a partir de lecciones aprendidas y del estudio de los resultados obtenidos en cada pozo. Por lo anterior, este documento recopila las generalidades de litología, geología, distribución de tiempos de operación y diseños de BHA utilizados en el 2017 en un campo de Ecopetrol ubicado en el departamento de Meta.

El documento plantea el desarrollo de un proyecto investigativo que involucra la comparación de desempeño de 48 pozos perforados en la campaña 2017, dicho estudio, parte de información procesada por openwells y el software corporativo EcoAge. Asimismo, a través del análisis de datos, se proponen configuraciones de BHA con mejores herramientas de arreglo de fondo para cada sección perforada con recomendaciones prácticas y útiles para la replicación de los nuevos diseños de broca y BHA en otros proyectos de perforación de este mismo campo, con la finalidad de fomentar resultados prácticos en operaciones futuras.

♦ Trabajo de Grado

♦♦ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Ingeniero Magister Néstor Fernando Saavedra Trujillo.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL OF A DESIGN OF BOTTOM HOLE ASSEMBLY (BHA) AND BIT EVALUATION, TO IMPROVE THE PERFORMANCE OF THE TOOLS OF FUND ARRANGEMENT IN AN ECOPETROL FIELD, APPLICABLE TO FUTURE DRILL CAMPAIGNS*.

AUTHORS: MARIA JOSE BUSTAMANTE OSPINO** , ARMANDO MORALES VANEGAS**

KEYWORDS: EVENT, BHA, BIT, NPT, PERFORMANCE.

DESCRIPTION:

Before beginning the planning phase of new wells, it is fundamental to make a retrospective and critical analysis of the activities carried out, the factors that may have affected positively or negatively the drilling operations and the tools used and their performance; the objective is increase the effectiveness in future drilling operations based on lessons learned and the study of results obtained in each well. Therefore, this document compiles the generalities of lithology, geology, distribution of operational times and BHA designs used in 2017 in an Ecopetrol field located in the department of Meta.

The document proposes the development of a research project that involves comparing the performance of 48 wells drilled in the 2017 campaign, (said study and part of the information was processed by openwells and the corporate software EcoAge). Also, through data analysis, BHA designs are proposed for drilled section with practical and useful recommendations to be applied in BHA well design in future drilling projects in for this field. This document is a result of UIS- ECOPETROL alliance and the investigation has confidential information and in many

Cases names have been modified to maintain the confidentiality of the information, also is

Important to say that the propose of de design have been making using an Analytical method that The authors created.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de petróleo. Director: Ingeniero Magister Néstor Fernando Saavedra Trujillo.

Introducción

Gracias al análisis de datos de perforación de un campo petrolero ubicado en el departamento del Meta, operado por la estatal Ecopetrol; yace en el documento la información de litología, geología, BHA's utilizados y tiempos empleados en las actividades de perforación de cada uno de los pozos que hacen parte de un conjunto de 48 construidos durante la campaña de perforación 2017. Es importante conocer que el presente trabajo de investigación responde a la necesidad de definir un diseño de BHA que genere mejores tiempos de perforación, calidad en el hueco y menos problemas operacionales, debido a que, en perforación de pozos es trascendental la optimización en los procedimientos técnicos, para reducir tiempos de perforación a fin de disminuir costos. Así mismo, es apremiante destacar que este proyecto de grado propone reconfiguraciones de BHA'S a partir de ensamblajes de fondos utilizados en la campaña de perforación 2017, es decir, teniendo como línea base los diseños implementados en el campo en cuestión

En el primer capítulo de este trabajo se encuentra el marco teórico, en el cual, especifica cada componente del BHA (Bottom Hole Assembly). También, se exponen los conceptos básicos referentes a tiempos de perforación.

En el segundo capítulo se presenta las metodologías aplicables para el estudio y paralelamente se explica la metodología modificada por los autores.

En el tercer capítulo se describen la litología y geología del campo, asimismo, este capítulo muestra la columna estratigráfica, características de las formaciones geológicas, la estructura geológica y la geología del petróleo de la Cuenca de los Llanos Orientales y describe las formaciones que fueron perforadas en el 2017.

El cuarto capítulo muestra la estadística del desempeño de cada pozo en la perforación, usando el software EcoAge, de manera que se evidencie cuales pozos se perforaron más rápido y cuales tuvieron más tiempo en la perforación (Pozos con alto NPT). Por otra parte, se estandarizan dos grupos de pozos (muestra de pozos) con mejor desempeño y el grupo con bajo desempeño con respecto a la perforación.

En el quinto capítulo, se presenta una revisión del estado de las brocas que se utilizaron en toda la campaña de perforación, la evaluación de estas y algunos archivos fotográficos de las mejores brocas corridas; Así mismo, se elabora el estudio de los BHA'S de la muestra de pozos seleccionados y las generalidades esos BHA's.

En el sexto capítulo, se efectúa el estudio de los resultados de la investigación con el análisis causa-raíz de los principales problemas que afectaron el desempeño de los pozos.

En el séptimo capítulo aparece la propuesta de los autores: La selección de las brocas que obtuvieron mejor resultado después de la perforación, integradas a los mejores diseños realizados para pozos anteriores que obtuvieron resultados destacados por sección.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones de este proyecto de grado.

1. Marco de referencia

1.1 BHA (Bottom hole assembly) / Ensamblaje de fondo

El ensamble de fondo es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la broca y la tubería de perforación ver (figura 1-2). Por años el BHA ha mostrado proporcionar el peso requerido sobre la broca para maximizar la tasa de penetración (ROP), realizar pozos en calibre, evitar la formación de desviaciones tipo pata de perros, ojo de llave, minimizar vibraciones y pegas de la sarta de perforación. Está compuesto por: botellas (Drill Collar), tubería pesada (Heavy Weight), estabilizadores y accesorios.



Figura 1. Bottom hole assamble (BHA). Adaptado de Schlumberger. (2009). Evolución de la tecnología de perforación direccional. La comunidad petrolera Sitio web: <https://goo.gl/75ZDN3>

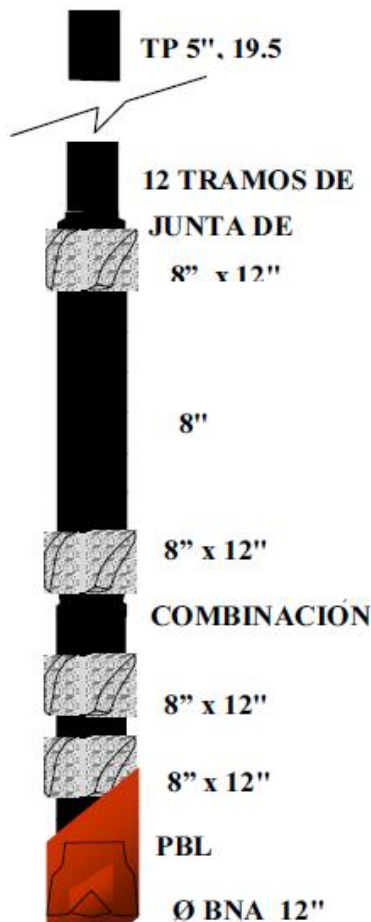


Figura 2. Ejemplo de diseño de ensamblaje de fondo (BHA). Adaptado de Oil production. (2014). Diseño de las sartas de perforación. En Diseño de la perforación de pozos (pp.80-92). Oil production Sitio web <https://goo.gl/uB8GmR> .

1.2 Diseño de sarta de perforación

Hinestroza y Galindo (2015) señalan que para un buen diseño de la sarta de perforación se requiere unificar criterios sobre el orden de los componentes que la conforman, de acuerdo con el tipo de pozo y teniendo en cuenta los diversos esfuerzos a los cuales va a ser sometida la misma, a lo largo de la trayectoria de construcción de un determinado pozo.

En el diseño de toda la sarta de perforación se deben considerar las siguientes partes:

- Botton hole assembly (BHA)
 - Bit sub
 - Drill collar (DC)
 - Estabilizadores
 - Drilling Jar (Martillo de perforación)
 - Heavy weight Drill Pipe (HWDP)
- Herramientas especiales
 - Crossover
 - Reamer
 - Tool Joints
 - Motores de fondo

No todas las sarta de perforación llevan todas las herramientas mencionadas. El tipo de aparejo de fondo se diseñará de acuerdo con las necesidades que presente la perforación del pozo a realizar.

1.2.1 Botellas de perforación (drill collar). La definición propuesta por Cruz (2009), enuncia que los drill collars son “Un conjunto de tubos de acero o metal no magnético de espesores significativos, colocados en el fondo de la sarta de perforación, encima de la broca lo cual proporciona la rigidez y peso suficiente para producir la carga axial requerida por la broca para una penetración más efectiva de la formación” Ver figura 3.

De acuerdo con la literatura una de las funciones del drill collar es proporcionar peso sobre la broca para la perforación, existen drill collars lisos, drill collars espiralados o muescados. En cualquier caso, tienen como principio base, mantener peso en la sección inferior de la sarta para

hacer tensión en la misma, soportar y dar rigidez a la parte inferior de la sarta de perforación, servir de apoyo y estabilizar la broca para mantener la nueva sección alineada con la anterior.

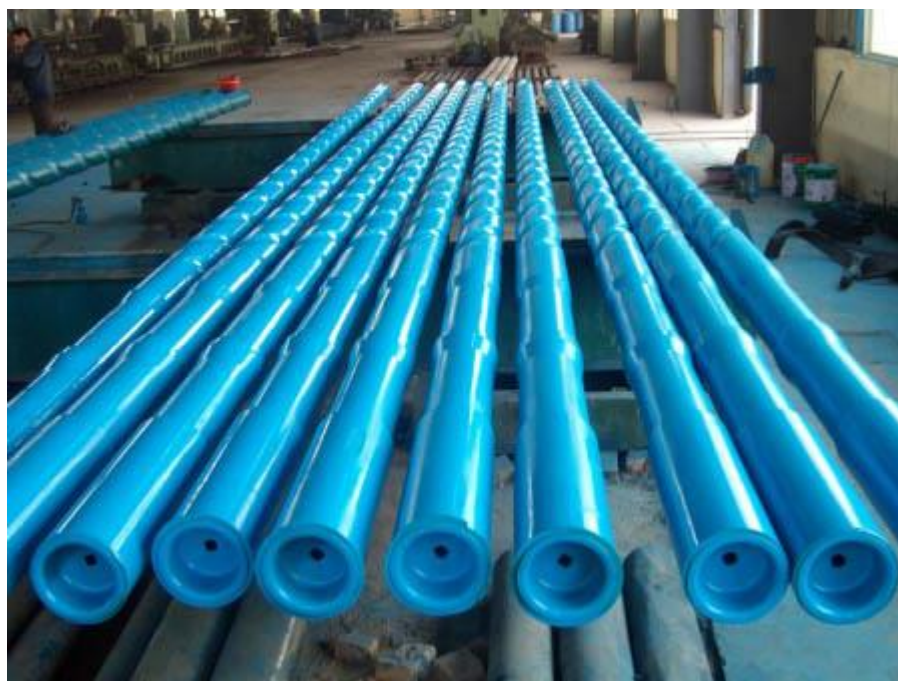


Figura 3. Ejemplo de Drill Collars. Adaptado de HENAN WEIN INDUSTRY CO. (2019). Petroleum drilling tools. Enero 22 de 2019 Disponible en Henan sitio web <https://bit.ly/2WbhqMv>

1.2.2 Tubería pesada (heavy weight drill pipe). La tubería pesada es el componente intermedio del ensamblaje de fondo (Petrol, 2015). Es un tubular de espesor de pared gruesa, similar a las botellas de diámetro pequeño, cuya conexión posee las mismas dimensiones que las de la tubería de perforación para facilitar su manejo, pero es ligeramente más larga como se aprecia en la figura 4. Se conoce también con los nombres de “Heavy Wall Drill Pipe” y “Heavy Weight Drill Pipe”. La función más importante de la tubería pesada es servir de zona de transición entre las botellas (Drill collar) y la tubería de perforación, para minimizar los cambios de rigidez entre los componentes de la sarta, con el objeto de reducir las fallas originadas por la concentración de flexión cíclica en la conexión de la tubería de perforación.



Figura 4. Ejemplo de Heavy weight drill pipe. Adaptado de Henan, W. (2012). Non magnetic Heavy Weight Drill Pipe. Abril 02, 2018, de Hawein sitio web: <https://goo.gl/M52D6f>

1.2.3 Estabilizadores. La literatura señala que los estabilizadores, dan firmeza y seguridad al ensamblaje de fondo o sarta de perforación, cuidándola del contacto con las paredes del pozo y controlando la desviación, tanto en pozos verticales como direccionales. Además, Incrementan la tasa de penetración (ROP) al propiciar que la dirección de la fuerza resultante sobre la broca coincida con el eje del pozo; También, reducen la fatiga en las conexiones de las botellas al reducir el pandeo de la sarta, y reduce la pega de la sarta al mantener las botellas alejadas de las paredes del pozo.

Los estabilizadores previenen cambios bruscos de ángulo del pozo al aumentar la rigidez del ensamblaje de fondo. Mantienen las botellas centradas en el pozo minimizando la desviación de este y obteniéndose pozos mejor alineados.

Dentro de los tipos de estabilizadores se encuentran: Estabilizadores de camisa rotatoria, de camisa no rotatoria y escariadores. Para una tener una mejor referencia de las clases de estabilizadores observe la figura 5.

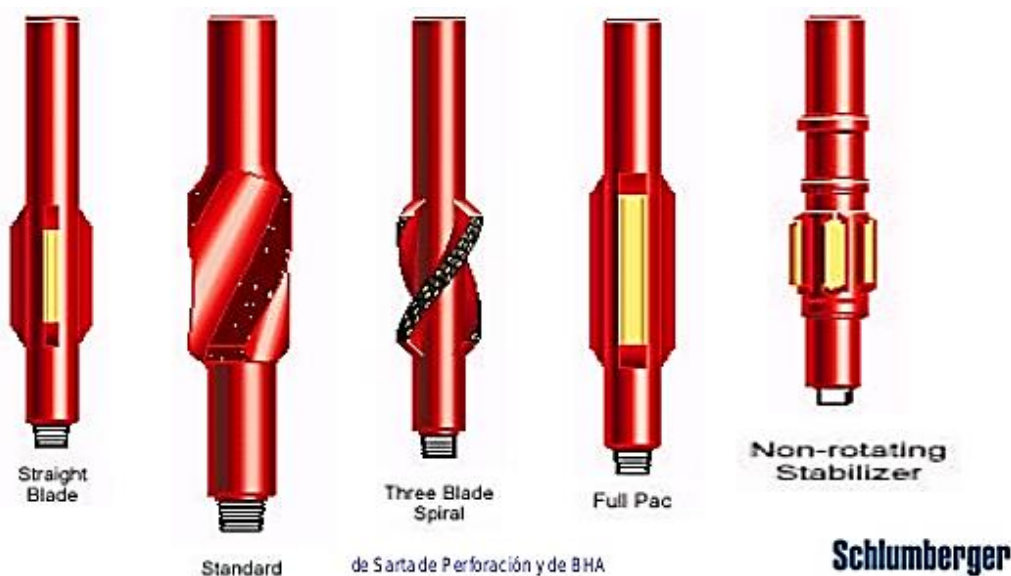


Figura 5. Tipos de estabilizadores. Adaptado de Schlumberger. (2014). Diseños de sartas de perforación y herramientas de fondo. Enero 22, 2019, de Schlumberger Sitio web: <https://bit.ly/2sGe7PG>

La ubicación de los estabilizadores en el BHA depende del desempeño que requiera la sarta en cuanto a trayectoria se refiere, en caso de construir, de mantener y tumbar el ángulo en la trayectoria *; el diseño de estas sartas no tiene muchas reglas de tipo general (Cruz, 2009), ya que el comportamiento de ellas depende de la dureza de la formación, de la tendencia desviadora del pozo, del tamaño relativo pozo-ensamblaje y de la distribución de los estabilizadores en el BHA.

1.2.4 Broca de perforación (bit). Un estudio detallado sobre la herramienta básica de los ingenieros de perforación: La broca, muestra que está diseñada y fabricada para cortar diferentes formaciones y para ser utilizada en un amplio rango de condiciones (Besson, y otros, 2000). Se

* Podrá encontrar mayor información al respecto en el capítulo 5 del documento.

especificarán en las condiciones en los siguientes apartados de este mismo capítulo. (Cruz, 2009)

También define la broca como la herramienta encargada de penetrar la corteza terrestre que es el punto central de todo el equipo de perforación rotatoria. Las brocas de perforación son herramientas que van enroscadas en el extremo inferior de la sarta de perforación, y están dotadas de elementos cortantes, que sirven para penetrar las formaciones en el subsuelo, estableciendo contacto entre la zona productora de hidrocarburos y la superficie.

En la perforación rotatoria, el proceso de perforar un pozo en la corteza terrestre requiere del uso de un elemento cortante que está constituido por la broca. La selección y condiciones de operación de esta constituyen uno de los problemas más importantes que debe encarar el ingeniero de perforación, y para ello es muy importante conocer los fundamentos de diseño a fin de identificar las diferencias existentes entre las brocas disponibles en el mercado, así como también los avances más recientes en el área de diseño de brocas de perforación. Para tener un mejor panorama de la evolución de las brocas ver figura 6.

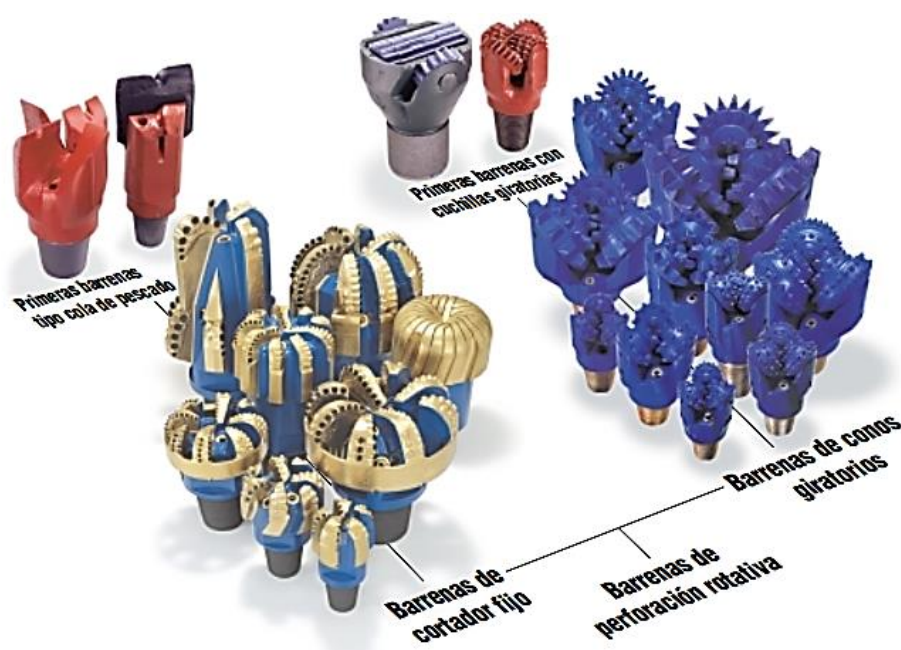


Figura 6. Tipos de broca de perforación. Adaptado de bordes cortantes (2000). Oilfield review, Schlumberger.

Existe una amplia gama de brocas cortador fijo: “Como lo indica su nombre, constan de un bloque sólido (cortador de acero o matriz) con elementos cortantes soldados que perforan la formación al rotar la sarta de perforación” (Ramos, 2011, p.111). Ahora bien, hay brocas de diferentes clases como se muestra en la tabla 2.

Tabla 1.

Clasificación de las brocas de perforación.

Clases	Características	Tipos
De Cortador Fijo o de Arrastre	Los Cortadores forman parte integral de la broca.	• De diamantes naturales y de Insertos. • De diamantes compactos policristalinos (PDC). • Excéntrica.
De Conos o Elementos Rodantes	Los cortadores están unidos a una, dos o tres piezas cónicas, las cuales giran alrededor de su eje que presentan dientes de acero o insertos.	• Monocónicos • Bicónicos • Tricónicos

Nota: Adaptado de Ramos, J. (2011). Estado del arte de brocas de perforación. Universidad de América, 4(2), 99-114.

Para mayor comprensión, la figura 7 muestra de manera gráfica la clasificación de las brocas, teniendo en cuenta el tipo de cortadores.

1.2.4.1 Brocas de diamantes naturales e impregnados. Las brocas de diamantes naturales están construidas por muchos diamantes colocados en una matriz de carburo de tungsteno. Su mejor comportamiento lo obtienen en formaciones que no sean frágiles, de alta dureza y abrasividad según afirma (Besson, y otros, 2000) .Ver figura 08.

Según (Ramos, 2011) las principales Características de estas brocas son:

Perfil de la corona, el mecanismo de corte de la formación y el tamaño y número de diamantes.

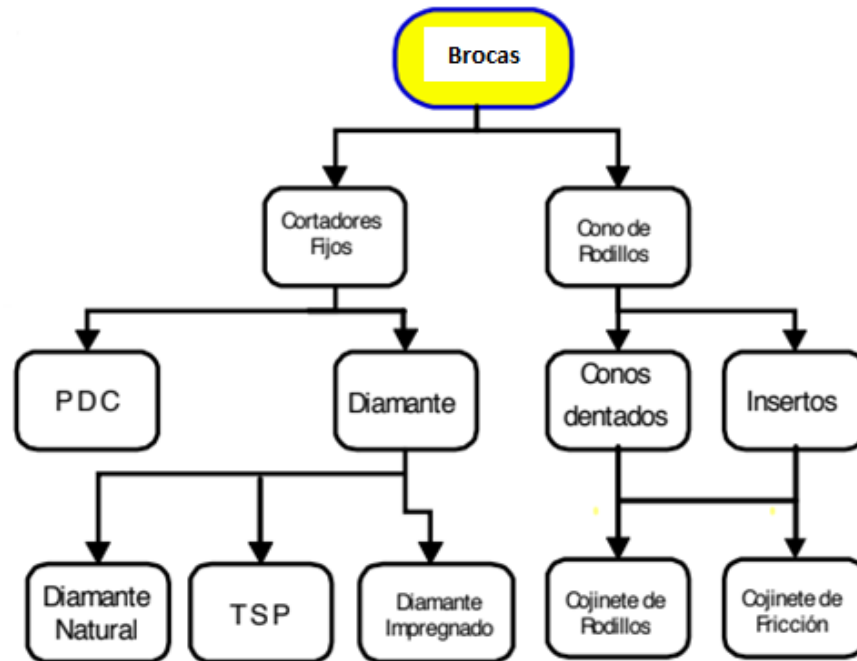


Figura 7. Selección de barrenas en el proceso de construcción de pozos. Adaptado de Schlumberger (2015). Disponible en <https://www.slb.com/>

✓ Perfil de la Corona: La forma de la corona de la broca de diamante es variable y de ella depende su uso; Una broca con perfil parabólico ayuda en la perforación de un pozo recto y permite usar mayor peso sobre ella, debido al mayor número de diamantes. Un perfil parabólico corto es más fácil de limpiar, porque la energía hidráulica puede ser concentrada en menos área superficial. Una cara más cóncava puede utilizarse en perforación direccional e incrementar el ángulo de desviación (figura 08).

✓ Mecanismo de corte: El mecanismo de corte o forma de penetrar la formación de este tipo de brocas, es por fricción o abrasión mecánica. Por esta razón, sólo se utilizan en formaciones de muy alta dureza, abrasividad, y se descartan en formaciones plásticas.

✓ Tamaño y número de diamantes: El tamaño y número de diamantes de la broca depende de la dureza de la formación. Para formaciones duras se utilizan brocas con muchas piedras pequeñas, mientras para formaciones blandas, con pocas piedras de mayor tamaño (figura 9-10).

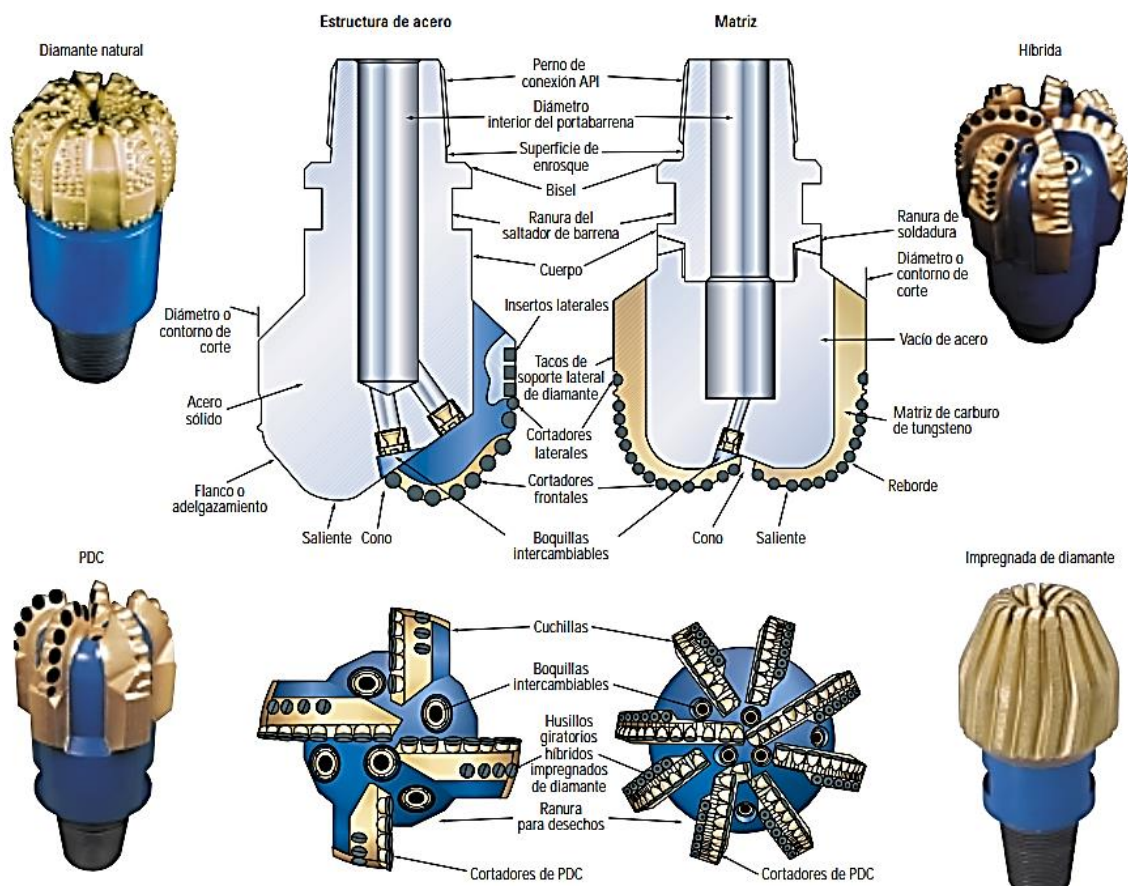


Figura 8. Brocas de cortador fijo de acero y matriz. Adaptado de Bordes cortantes (2001). Oilfield Review, Schlumberger. Disponible en <https://www.slb.com/>



Figura 9. Tipos de broca en función de la dureza de la formación. Adaptado de Ramos, J. (2011).

Estado del arte de brocas de perforación. Universidad de América, 4(2), 99-114.

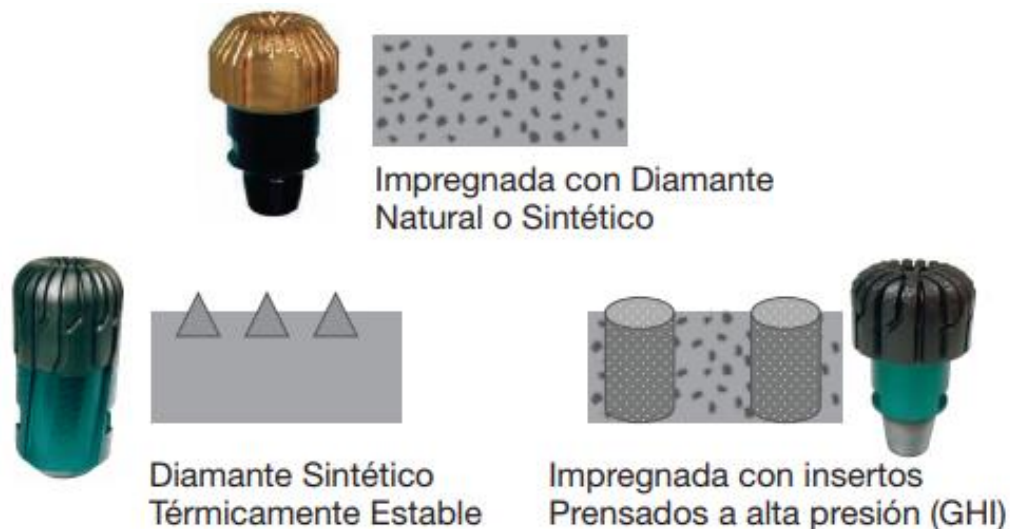


Figura 10. Brocas impregnadas de diamante. Adaptado de Orlando Gordon R: seminario de brocas de perforación. Nivel básico (2011).

1.2.4.2 Brocas de diamantes policristalinos. Las brocas de diamantes policristalinos compactos (PDC) aparecieron en el mercado en los años 70. Su elemento cortante lo constituye un disco o capa de diamante policristalino sintético, adherido a un sustrato de carburo de tungsteno mediante un proceso de alta presión y temperatura. (Ramos, 2011, p.104).

Las brocas PDC fueron diseñadas para obtener altas tasas de penetración en formaciones blandas, firmes y medianamente duras, no abrasivas. Las mismas no pueden usarse en formaciones duras y abrasivas por el hecho de que los cortadores PDC experimentan un excesivo desgaste mecánico, incrementado térmicamente por el calor generado por la fricción entre el cortador y la formación.

Características:

- ✓ Perfil de la Corona: Poseen perfil de doble cono usado en las brocas de diamante, también usan los perfiles de cono simple con diferentes perfiles parabólicos y perfiles de fondo plano.
- ✓ Limpieza Hidráulica: Se realiza circulando fluidos a través de orificios en las brocas con cortador de acero y a través de canales en la matriz de carburos de tungsteno.
- ✓ Tipos de Cortadores: En las brocas PDC es importante considerar el tamaño, la forma, el número de cortadores usados y los ángulos de ataque del cortador, los cuales dependen de las características de la formación que se va a perforar.
- ✓ Mecanismo de Corte: El mecanismo de corte que se produce con estas brocas es por cizallamiento, que permite perforar la formación sin dañarla (Es un esfuerzo que provocan fuerzas perpendiculares al eje longitudinal de la formación; aplicadas en sentidos contrarios casi en el mismo vertical que tiende a cortar). La ventaja que presenta es que se obtienen volúmenes de corte de apreciable magnitud, aumentado consecuentemente la tasa de penetración. A continuación, se muestra la figura 11 que esquematiza dicho mecanismo.

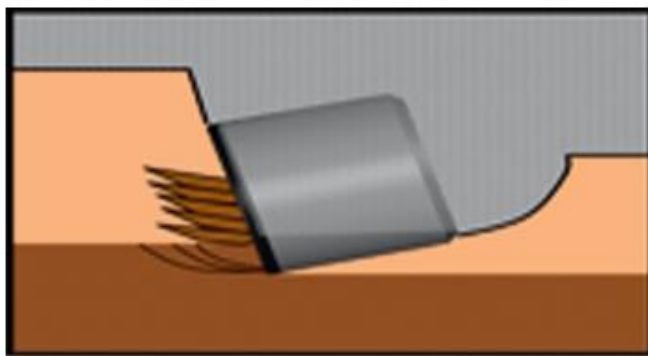


Figura 11. Imagen Esquemática del Mecanismo de Corte de una Broca PDC. Adaptado de Orlando Gordon R: seminario de brocas de perforación. Nivel básico (2011).

1.2.4.3 Brocas excéntricas (bycenter). Estas brocas presentan una geometría única que les permite perforar y ensanchar simultáneamente. Una broca excéntrica perfora con un diámetro ligeramente mayor al esperado, para compensar en ciertas formaciones, tales como arcillas o sal, que se deforman y alargan después de haber sido perforadas. Para lograr esto, las brocas tienen que ser capaces de pasar a través del diámetro interior de la tubería de revestimiento de un pozo, entonces perforar un agujero sobredimensionado (más grande que el diámetro de la tubería de revestimiento). A continuación, se muestra la figura 12 representativa de las brocas excéntricas y cuyo mecanismo de corte según (Ramos, 2011) , se caracterizan por cizallamiento, que permite perforar la formación sin producir impacto (daño) en la misma. La ventaja que presenta es que se obtienen volúmenes de corte de apreciable magnitud, aumentado consecuentemente la tasa de penetración como se puede observar en la figura 13.



Figura 12. Imagen Representativa de broca Excéntrica de una broca. Adaptado de Orlando Gordon R: seminario de brocas de perforación. Nivel básico (2011).

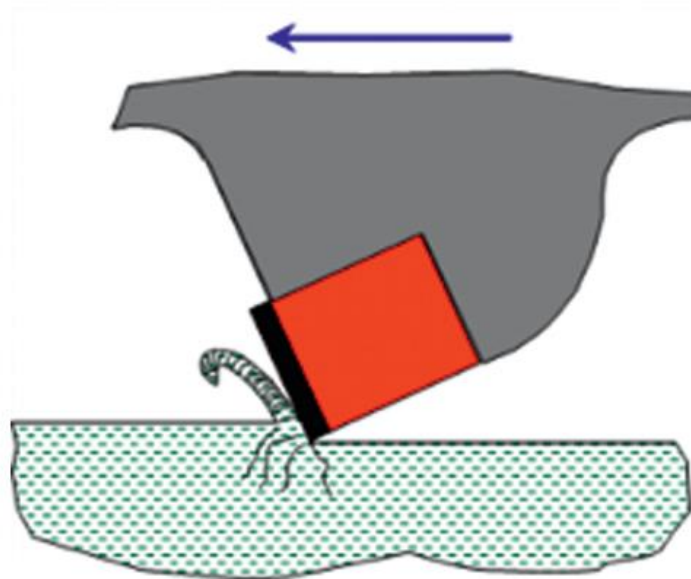


Figura 13. Mecanismo de corte de brocas excéntricas. Adaptado de Orlando Gordon R: seminario de brocas de perforación. Nivel básico (2011).

1.2.4.4 Brocas de conos

1.2.4.4.1 Brocas ticónicas. Su característica principal es la presencia de conos que giran alrededor de sus ejes a medida que la broca lo hace sobre el fondo. Ver figura 15.

El mecanismo es cortar y triturar la roca, este tipo de broca dominó en la industria en el siglo XX. Pero su uso fue disminuyendo a medida que aumentaron los desafíos en la perforación como las temperaturas elevadas (características de formaciones profundas) y altas velocidades de rotación producidas por los motores de fondo. (Brouton, y otros, 2014)

Partes principales:

- ✓ **Tipos de Cortadores:** Otro aspecto importante en el diseño de las brocas de conos lo representa el tamaño de los dientes lo cual tiene un gran efecto sobre la acción de perforación de la broca. Para formaciones blandas se utilizan dientes largos y descentralizados, y para formaciones duras, dientes pequeños con menor descentralización.

Los tipos de cortadores son los siguientes:

- Dientes de Acero: La estructura de corte está constituida por dientes maquinados en el cono de acero forjado, el cual presenta una acción de corte más agresiva. Típicamente tiene aplicaciones de alta ROP en formaciones blandas a medias y su mecanismo de corte es moler la formación. Para mayor resistencia los dientes son recubiertos con soldadura de partículas de carburo de tungsteno.

- Insertos de Carburo de Tungsteno: Si los dientes son de carburo de tungsteno, el extremo se diseña en forma de cincel para formaciones blandas y en forma semiesférica para formaciones duras. En este diseño la estructura de corte está constituida por elementos de carburo de tungsteno insertados a presión en orificios calibrados sobre el

cono forjado. Presenta una acción de corte menos agresiva y típicamente tiene aplicaciones de baja ROP en formaciones duras a muy duras (BV, 2001). El mecanismo de corte es por impacto y fractura de la formación. La siguiente figura muestra la estructura de este tipo de cortadores (figura 15).

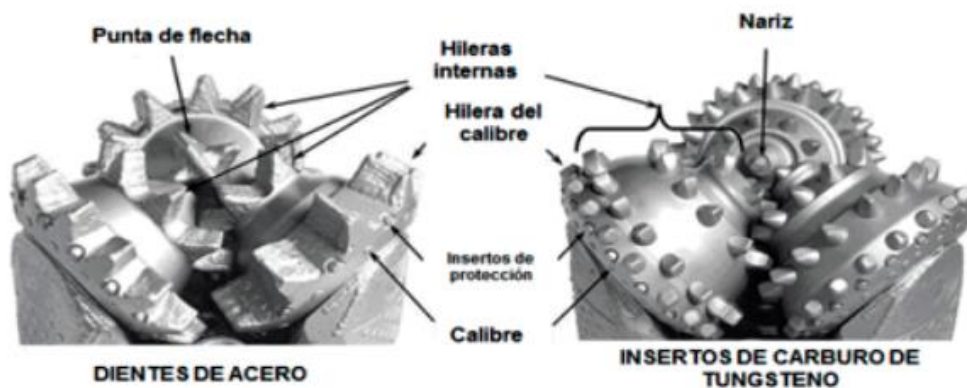


Figura 14. Comparación y partes de brocas ticomónicas con cortadores de acero e insertos de tungsteno. Adaptado de Well engineer's notebook, 2nd Edition, (2001). Shell international exploration and production b.v. Ep Learning and Development.

1.2.4.4.2 Broca Bicónica. La geometría de la broca Bicónica por tener solo dos (2) conos, permite un mayor espacio, para incrementar el diámetro y longitud de los cojinetes entre 15 a 25% (mayor durabilidad de los cojinetes). La cantidad de dientes es menor que su equivalente en ticomónico y la carga puntual más alta por diente, mejora la penetración en la roca y por ende la ROP.

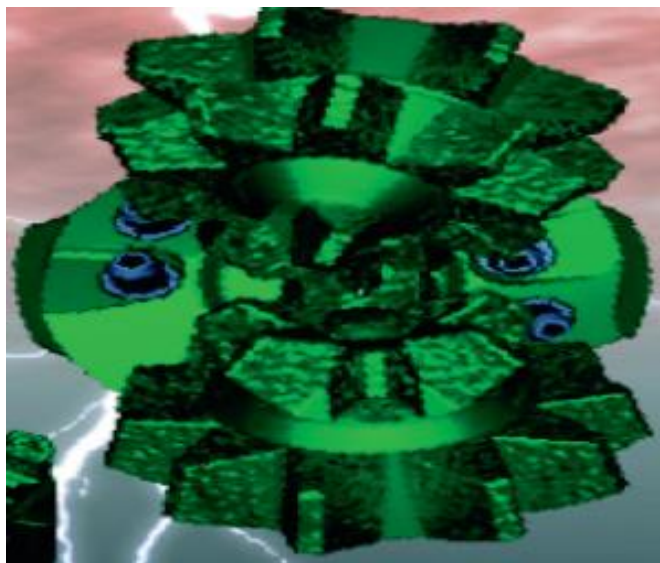


Figura 15. Broca bicónica. Adaptado de Orlando Gordon R: seminario de brocas de perforación. Nivel básico (2011).

1.2.5 Nuevas tecnologías en brocas de perforación. Las brocas híbridas corresponden a una tecnología relativamente reciente, cuyo desarrollo comienza en 2006 en Estados Unidos y es corrida en Colombia en el año 2012, la cual consiste en la unión de distintos tipos de brocas convencionales con el fin de mejorar el desempeño en la perforación de pozos. (Llanes, 2017).

El sistema de perforación híbrido está diseñado para resolver retos relacionados con limitada velocidad de penetración (ROP), formaciones intercaladas en las cuales las fluctuaciones de torque pueden causar fallas prematuras y aplicaciones con motor y/o direccionales (Baker Hughes., 2012).

Un ejemplo de broca híbrida ampliamente utilizada en Colombia son las brocas Onyx 360, de la compañía Schlumberger; La Onyx 360 posee cortadores rodantes que giran 360° sobre su propio eje, los cortadores poseen borde de diamante completo para perforar las formaciones. La acción giratoria del cortador permite que el borde de diamante del cortador permanezca más afilado durante más tiempo, lo que prolonga la vida útil del cortador más allá de la de los cortadores fijos.

Al comparar el desempeño de las brocas de cortador fijo con las brocas PDC con cortadores rodantes (Onyx 360) se ha demostrado incrementos en el tiempo activo de la broca perforando en fondo de hasta un 57%, lo que genera menos viajes por cambio de broca y a su vez resulta en menores costos de perforación. (Schlumberger, 2017).

1.2.6 Calificación de brocas según código IADC. La International Association of Drilling Contractors (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), ha desarrollado una metodología estándar para describir las brocas usadas. Esta información es esencial en el análisis detallado para la operación de las brocas. (IADC, 2015).

La metodología está compuesta de un código de 8 caracteres que describe el desgaste de la broca y la razón por la que se sacó. Ver tabla 3.

Tabla 2.

Calificación de brocas según código IADC.

Estructura de corte				B	G	Comentarios	
Hileras interiores	Hileras exteriores	Desgastada	Ubicación	Sello de Balineras	Calibre 1/16"	Otras características	Razón para sacarla

Nota: Adaptado de selección de brocas en construcción de pozos. Schlumberger. Oilfield review. 2006.

- Estructura de corte en las hileras interiores y exteriores se califica de 0 a 8 dependiendo del porcentaje de la estructura de corte que se perdió (0 = Intacta, 8 = 100% de desgaste). Ver tabla 3.

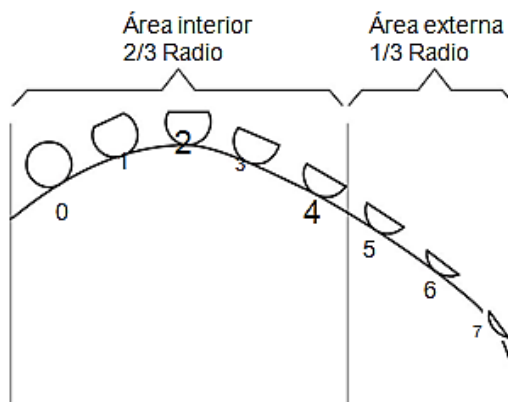


Figura 16. Estructura de corte en hilera interior y exterior. Adaptado de IADC Drilling Manual. 2015

- Desgaste de la estructura de corte: El cambio físico “primario” más prominente o de nueva condición de un cortador está registrada en el tercer espacio. “Otras” características de desgaste de la broca se indican en el séptimo espacio con la diferencia de que el espacio tres describe el desgaste del cortador, mientras que el espacio siete puede referirse a otras características de desgaste de la broca en su conjunto (IADC, 2015). Ver tabla 3.

Existen diferentes abreviaturas para cada tipo de desgaste primario en las brocas.

Broca de Cortador Fijo : BF – Falla de adherencia; BT – Cortadores rotos; BU – Embolada; CT – Cortadores cincelados; ER – Erosión; HC – Dañada por calor; JD - daño por chatarra metálica; LN – Boquilla perdida; LT – Cortador perdido; NR – No se puede volver a correr; PN – Boquilla tapada; RG – diámetro externo desgastado; RO - desgaste anillado; RR – Se puede volver a correr; SS – Desgaste de autoafilado; TR – “Tracking”; WO – broca lavada; WT – Cortadores gastados; NO - No tiene características de desgaste. Ver tabla 3.

Broca de Cono de Rodillos : *BC – Cono Roto; BF – Falla de hueso; BT – Dientes/Cortadores rotos; BU – Broca embolada; *CC – Cono Agrietado; *CD – Cono atascado; CI – Interferencia de

cono; CR - Cortado de núcleos; CT – Dientes/cortadores cincelados; ER – Erosión; FC – Desgaste en crestas planas; HC – Dañanda por calor; JD - daño por chatarra metálica; *LC – Cono perdido; LN – Boquilla perdida; LT – Dientes/Cortadores perdidos; OC – Desgaste descentrado; PB – Broca deformada; PN – Boquilla tapada/pasaje de flujo tapado; RG – Calibre redondeado; RO - desgaste anillado; SD – Faldón dañado; SS – Desgaste de autoafilado; TR – Tracking; WO – broca lavada; WT – Dientes/cortadores desgastados; NO - No tiene características de desgaste. Ver tabla 3.

- Locación: El cuarto espacio se utiliza para indicar la ubicación del desgaste señalado en el tercer espacio. (IADC, 2015) . Ver tabla 3.

Se estipulan abreviaturas para describir el lugar en la cual se ubica el desgaste:

Brocas de cortadores fijos: C – Cono; N – Nariz; T – Ahusamiento; S – Hombro; G – Diámetro.

Broca de conos de rodillos: N – Hilera de la Nariz; M – Hilera intermedia (Cono 1,2 o 3); G- Hilera de calibre; A- Todas las hileras.

- Sellos: Este espacio se utiliza sólo para broca de cono de rodillos. Siempre será marcado con X para broca de cortador fijos. (IADC, 2015). Ver tabla 3.

Se usa para describir las brocas de cojinetes no sellados así: Una escala lineal que estima la vida usada del cojinete. (**0** No se ha usado la vida útil, **8** Se usó toda la vida útil, es decir no queda vida útil en el cojinete).

Cojinetes Sellados: E – Sellos siguen Efectivos; F – Fallaron los Sellos; N – No se pudo calificar.

- Calibre (1/16): La letra “I” se usa para designar brocas que están en su diámetro.

Si la broca tiene menos del diámetro que debe tener, la cantidad se registra redondeando al 1/16” de pulgada. Por ejemplo, si la broca tiene 1/8” menos de tamaño, esto se reporta como 2/16 o frecuentemente tan solo como 2. Ver tabla 3.

- Otras características: Este espacio es para una evidencia secundaria que se note en el uso de la broca, tal evidencia esta específicamente relacionada con el desgaste de la estructura de corte. (IADC, 2015). Para la nomenclatura de desgaste secundario, se usan las mismas abreviaturas que para desgaste primario.
- Motivo de sacada de broca: El octavo espacio se utiliza para registrar el motivo por el cual fue retirada la broca. Estos motivos incluyen: BHA – Cambiar el ensamble de fondo de pozo; DMF – Falla del motor en el pozo; DSF – Falla de la sarta de perforación; DST – Prueba de la Sarta de perforación; DTF – Falla de la herramienta de fondo de pozo; RIG – Reparación del equipo de perforación; CM – Condición del lodo; CP – Punto para sacar núcleos; DP – Taponamiento del pozo; FM – Cambio de formación; HP – problemas de pozo; HR – Horas; PP – Presión de Bombeo; PR – Velocidad de perforación; TD – Profundidad total / Punto para tubería de revestimiento; TQ – Torque; TW – Torque excesivo; WC – Condiciones climáticas; WO – Rotura de la sarta de; perforación por fuga hidráulica.

1.3 Martillos de perforación

El martillo es una herramienta utilizada para liberar las sarts de perforación en una pega de tubería. Desde afuera un martillo luce igual a un drill collar incluso tienen el mismo diámetro (OD). La mayoría de los martillos se accionan hacia arriba y hacia abajo, muy pocos lo hacen en una sola dirección. También, existen martillos para pescar y martillos para la perforación, ambos

con diseños similares, pero son contruidos y utilizados de manera diferente. La diferencia radica en que los martillos para pescar no son estándares en cuanto a su longitud y tampoco soportan la tensión que se genera en la perforación. Ver figura 16 para conocer el martillo de forma interna.

La mayoría de los operadores incluyen martillos en sus conjuntos de fondo (BHAs) de perforación, como precaucion contra la probable ocurrencia de un incidente de atascamiento de la tubería y en promedio las sargas de perforación se atascan una vez cada tres pozos perforados, según afirman (Costo, Cunningham, Martin, Mercado, & Mohon, 2012).

1.3.1 Funcionamiento del martillo de perforación. Los martillos modernos recién aparecieron en la década de 1930 desde allí han tenido numerosas mejoras que les ha permitido asumir los retos generados por los pozos cada vez más complejos, así lo manifiestan (Clausen, Rebellon, & Blac, 2011) en su paper de la National Oilwelll Varco.

Según exponen (Costo, Cunningham, Martin, Mercado, & Mohon, 2012) el mecanismo es el siguiente: Los martillos funcionan según el principio de la energía potencial almacenada. La energía potencia disponible para el martillo proviene de los valores de sobretracción o asentamiento aplicados en superficie. Para entender mejor este concepto se recomienda ver la figura 17, donde se aprecia un arreglo típico de martillo: Consiste en un mandril o martillo, que se desliza dentro de una camisa y un mecanismo de disparo. El mecanismo de disparo restringe el movimiento de mandril poco antes de liberarlo. El retardo de tiempo permite que la columna de perforación almacene energía potencial. La liberación repentina del mecanismo de disparo hace que el mandril se acelere rápidamente a lo largo de una distancia entre 10-20” (in) hasta que golpea contra la camisa, con lo cual libera la energía almacenada e imparte una fuerza de impacto en el punto de atascamiento. El movimiento ascendente del mandril hace que el martillo golpee la

camisa lo que ejerce una fuerza ascendente sobre la sarta de perforación. El movimiento descendente del mandril produce un efecto opuesto.

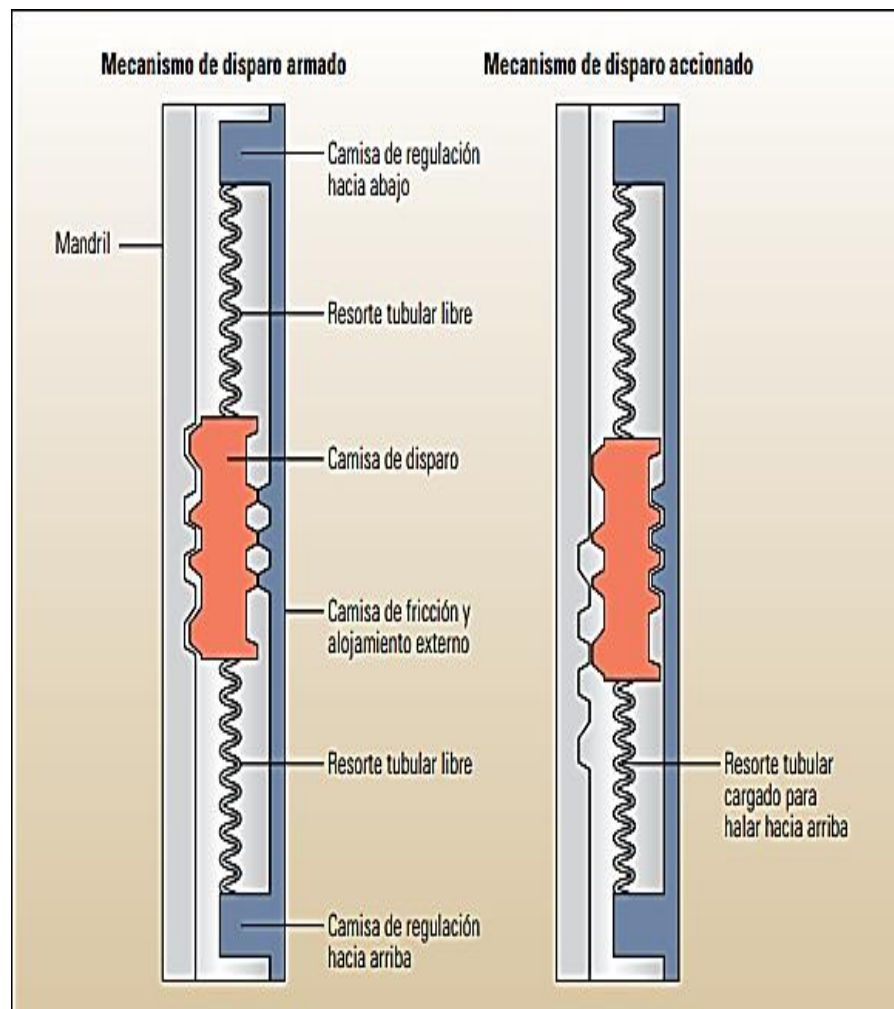


Figura 17. Parte interna del martillo mecánico. Adaptado de "Cómo salir de un aprieto". Oilfield review. 2012. Disponible en https://www.slb.com/resources/oilfield_review/sp.aspx

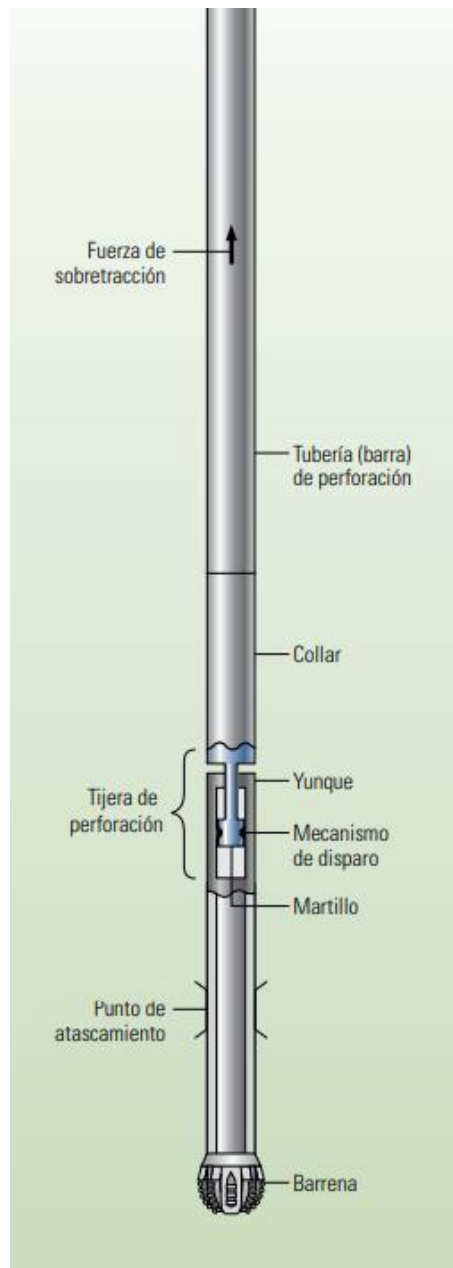


Figura 18. Arreglo de martilleo. Adaptado de "Cómo salir de un aprieto". Oilfield review. 2012.

Disponible en https://www.slb.com/resources/oilfield_review/sp.aspx

1.3.2 Pautas para el posicionamiento de los martillos. Desde la introducción de los martillos a la industria, los métodos de despliegue del martillo han dependido más de la experiencia y práctica usual del perforador o tendencias en el campo de trabajo que del mismo análisis de

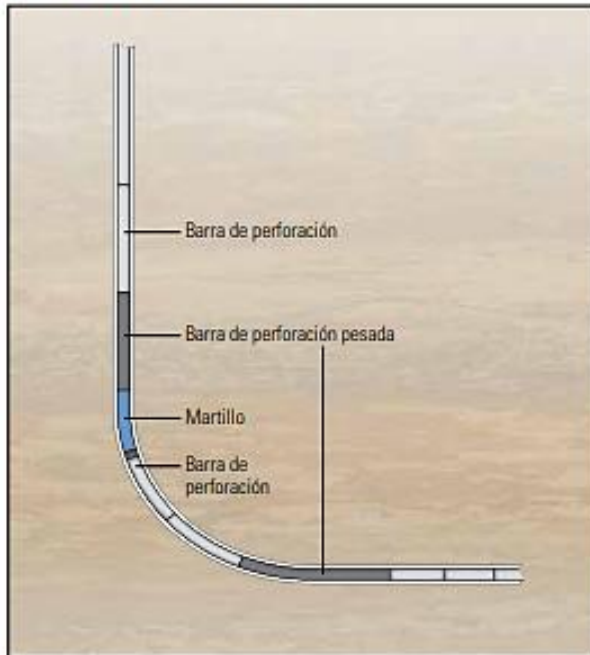
ingeniería. Sin embargo, los ingenieros de Schlumberger (2011) determinaron que el 65% de las fallas se relacionan con el posicionamiento inadecuado de los martillos, según revelan algunos autores (Bouaziz, Cummings, Rebellon, & Barton, 2011) basados en estudio de propiedad de la compañía en mención.

En la figura 19 se enseñan como por ejemplo en los pozos horizontales, puede colocarse un solo martillo, en la curva superior (Extremo superior izquierdo de la figura) o bien en la sección lateral (extremo superior derecho de la figura). El posicionamiento de un solo martillo en la curva superior protege el BHA inferior y reduce la amenaza de no lograr suficiente peso para operar el martillo. No obstante, el martilleo en la sección lateral es ineficiente y los impactos en el punto de atascamiento casi siempre son menores al impacto que se requiere. El posicionamiento en la sección horizontal plantea el riesgo de no poder superar el arrastre del pozo para activar el martillo. Recientemente los operadores empezaron a colocar dos martillos tanto en la curva como en el tramo lateral (extremo inferior izquierdo). El posicionamiento de martillos duales protege tanto la curva como la sección lateral a la vez que genera impactos más fuertes en la sección de atascamiento.

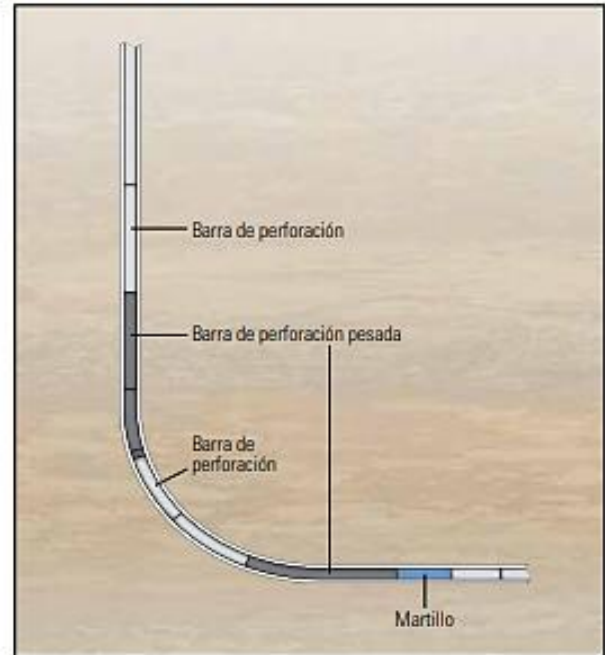
1.3.3 Martillos hidráulicos. Los martillos hidráulicos funcionan con una demora de tiempo a causa de la liberación del fluido hidráulico. Cuando se extiende el mandril, el fluido hidráulico se libera lentamente a través de un pequeño orificio. Durante varios minutos el orificio es abierto, pero limita su diámetro debido a la capacidad hidráulica. Entonces, otro canal de fluido de diámetro mayor se abre permitiendo un caudal grande de líquido hidráulico, dando como resultado una rápida y sin restricción apertura del Jar, llamado golpe. (Voiltech., 2018)

Actualmente los martillos hidráulicos son los más utilizados en las labores de perforación, aunque su principio de acción es igual a los martillos mecánicos.

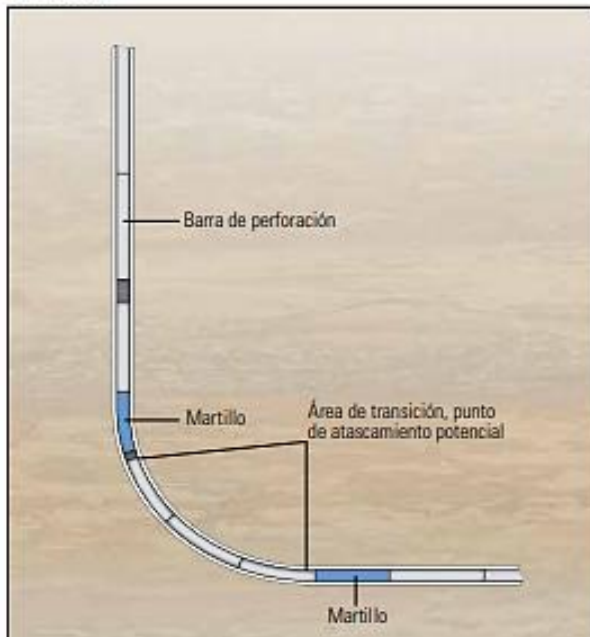
**Posicionamiento en pozo horizontal,
un solo martillo en la curva superior**



**Posicionamiento en pozo horizontal,
un solo martillo en el tramo lateral**



**Posicionamiento en pozo horizontal,
martillo dual**



**Posicionamiento en pozo horizontal,
martillo dual y acelerador dual**

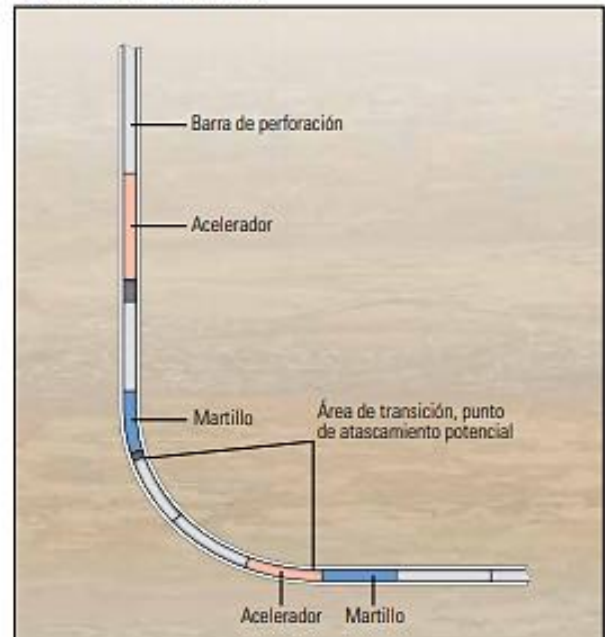


Figura 19. Ejemplo de posicionamiento del martillo. Adaptado de Cómo salir de un aprieto.

Oilfield Review. 2012. Disponible en https://www.slb.com/resources/oilfield_review/sp.aspx

1.4 Tiempo no productivo (NPT)

El tiempo no planeado en el programa de perforación y que corresponde a un tiempo adicional de duración de una actividad llevada a cabo como resultado de una falla se le denomina NPT (Rabia, 2002, p 754). Esta es la causa principal de los retrasos en las operaciones de perforación, además se demostró que alrededor del 40% del NPT es causado por inestabilidad del pozo y por la presión de poro (amagos, influjo de aguas poco profundas, pérdida de circulación, la inestabilidad del pozo, derrumbes, y el atascamiento de la tubería) York et al. (2009).

Este concepto, además se puede aplicar en la operación de completar un pozo, incluido en el programa de construcción de pozos. Otros autores, como Nabaei y Cochener, lo definen como el “tiempo en que la broca no está en funcionamiento para el caso de la perforación” o “Tiempo no productivo es el tiempo en el que ocurre una actividad fuera del plan original e incluye el tiempo dedicado a una actividad por encima del que se planeaba para llevar a cabo una actividad, es decir un viaje necesario, pero no planificado cabe en esta definición”.

La cuantificación de este tiempo, es clave para identificar las causas que lo originan, atacar los problemas que se relacionan al NPT y ahorrar dinero.

1.5 Tiempo productivo

El tiempo productivo de un pozo o tiempo normal se refiere al tiempo que se ocupó en construir un pozo determinado, exceptuando el tiempo perdido por problemas inesperados, (NPT). (Kadaster,1992).

1.6 Tiempo invisible

Se define como el tiempo empleado como ineficiencia en las operaciones de perforación. ILT normalmente involucra actividades de corta duración, de alta frecuencia, tales como realizar conexiones, que no se rastrean de forma efectiva y alargan la duración de las actividades programadas, lo que incide en un alto costo financiero en la fase de ejecución de los proyectos. Los tiempos invisibles generalmente rodean los 15 o 30 minutos. Pero, cuando se suman, pueden agregar tiempo extra a la operación (Mazero, 2013, p.1) y a su vez repercutir en dinero extra empleado en las actividades. El impacto de los tiempos perdidos invisibles, de acuerdo a estudios realizados por (Thonhauser, Wallnoefer, & Ettl, 2007) son del orden del 20 al 30% y representan la mitad de los tiempos no productivos que se pueden remover, ya que las identificaciones de los mismos están basadas en el análisis de los reportes diarios de perforación de las compañías operadoras.

2. Metodologías aplicables al estudio de tiempos de perforación.

2.1 Benchmarking

Esta metodología ofrece una forma de cuantificar el desempeño interno de una compañía y la opción de contrastar con otros de referencia, de esta manera genera la oportunidad de aplicar nuevas prácticas a fin de alcanzar mayor eficiencia en las operaciones futuras. Un benchmark, se caracteriza por:

- Entender los procesos y el desempeño de la empresa.
- Establecer qué organización es la mejor "Best in Class" para este proceso.

- Establecer la diferencia entre el desempeño de la empresa y la organización que tiene el “Best in Class”.
- Establecer lo que la organización "Best in Class" hace de manera diferente y adoptar nuevas prácticas.

Los KPI (Key performance indicator), “Best in class”, “Best of Best”, “Best Observed”, “Average Well Duration” y los “P87.5 Well Duration”; son medidas convencionales que pueden ser utilizadas para establecer un benchmarking.

Cabe resaltar que la importancia de la optimización de tiempos en la perforación de pozos está enfocada en la disminución de tiempos y por ende costos operacionales. Esto se puede lograr a partir de la evaluación de los parámetros de perforación utilizados durante la perforación de los pozos vecinos y con el desarrollo de programas de mejoramiento continuo y procesos eficientes del desempeño durante la perforación. (Portilla & Suárez, 2012, págs. 5-11).

Además, por medio de la optimización de diseños de BHA, se puede obtener menores tiempos de perforación y resultados excelentes en un pozo.

2.1.1 Key performance indicator (KPI). Maidla, E. & Maidla, señala (como se citó en Osorio, 2017) KPI radica en el análisis de una operación o actividad específica, cuantificando la desviación entre los tiempos planeados y los reales. El proceso conlleva a elegir los mejores tiempos de referencia para ejecutar una actividad u operación, siendo ese valor de referencia el benchmarking para una empresa.

2.1.2 Best observed. Brett, f. afirma (Como se citó en Osorio, 2017) que es el mejor tiempo observado por operadores particulares en una serie de pozos sustancialmente similares.

2.2 Metodología adaptada por los autores

Para el desarrollo de la investigación se modificó la metodología empleada por Osorio 2018. La metodología está basada en la comparación de datos de toda una campaña de perforación.

El primer paso es cargar una query (Agrupación de campos de datos de consulta que son almacenados en Data analyzer) esta es basicamente un archivo excel que se transfiere al software corporativo Eco-Age suministrado por Ecopetrol, que utiliza lenguaje C char. Es decir, se debe hacer una transición de los datos de entrada de .xls al software, para que este último haga lectura de la información. Por otro lado, Eco-Age reconoce los parametros en función de tiempo y despliega pestañas útiles cómo :

- Graficador para visualizar la data de tiempo Vs profundidad (hole depth/bit depth) .
- Estadísticas onsite que permite determinar el inicio y fin de cada fase de perforación, su duración, además de calcular tiempos productivos y no productivos.

Ahora bien, mediante la pestaña graficador se identifica cada fase de perforación y es ahí cuando se definen las tres actividades claves para analizar el desempeño de la perforación: Perforar formación, Viaje intermedio (llamado también de acondicionamiento) y sacar BHA a superficie.

Siguiendo con el diagrama de flujo, se hace uso de métodos estadísticos con percentiles para establecer los pozos con mejor y peores desempeños (Ali, Al-Braik, Attalah, Corona & Kojadinovick, 2017), además, para contrastar el método estadístico, se recurre al uso de un método cualitativo con EcoAge, para determinar desempeños en cada pozo.

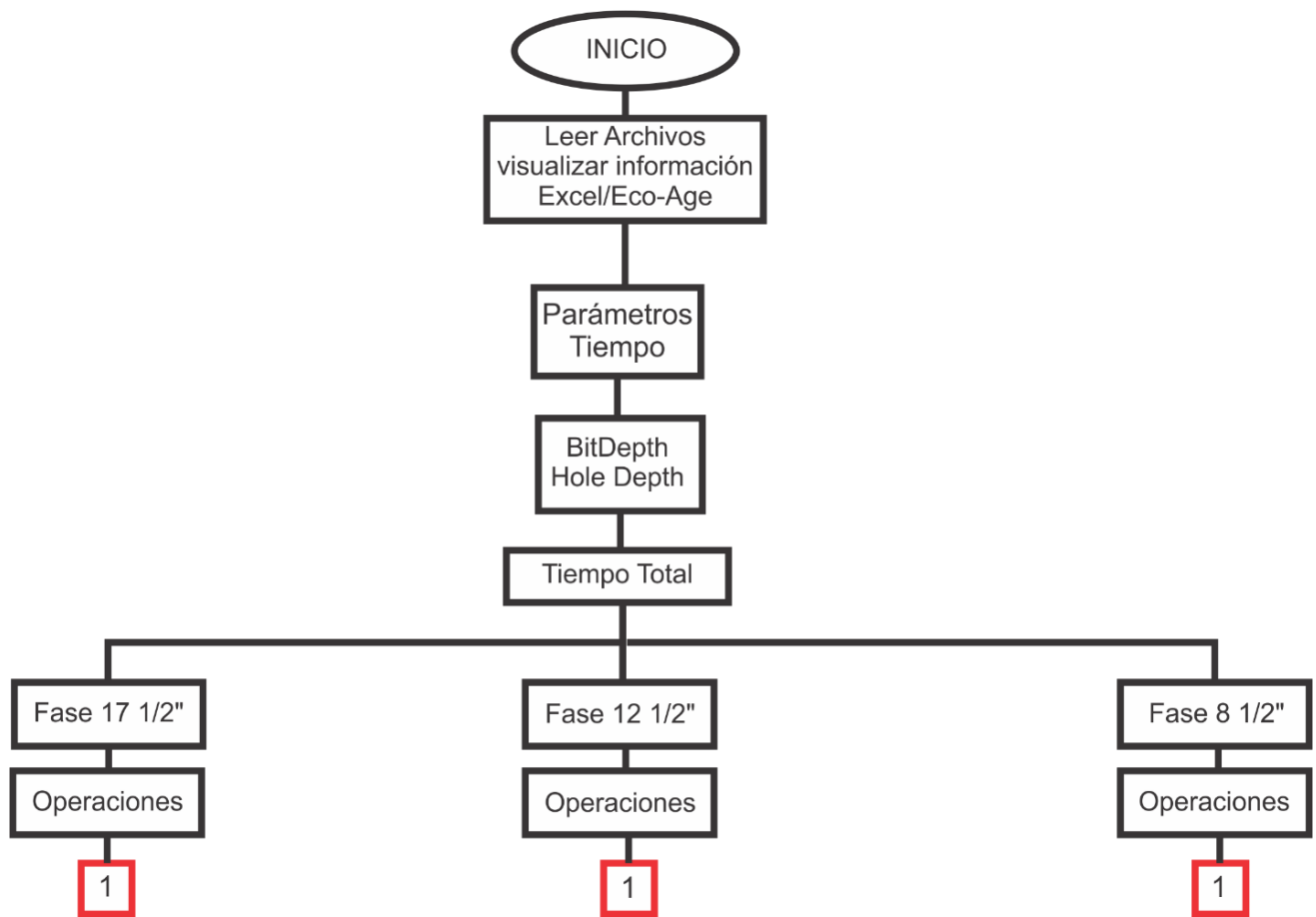


Figura 20. Metodología para la investigación fase 1. Adaptado de A., O. (2018). Evaluación de tiempos históricos de perforación a partir de una metodología teórica para la optimización de áreas operacionales. caso de estudio, campo colombiano.(Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander UIS., 1-65.

Finalmente, en el cuarto punto del diagrama de flujo, se recurre a describir la configuración de los BHA y el estado de las brocas para definir la incidencia de los ensamblajes de fondo (brocas corridas) en el desempeño de la perforación ver figura 21.

Para efectos de esta investigación, se presentan las propuestas de diseño de BHA y evaluación de broca de manera analítica (sin incluir cálculos de diseño), apartir de la comparación de datos de desempeño de BHA's y selección de ensamblajes de fondo deacuerdo al diseño de mejor

comportamiento según la experiencia arrojada por los bottom hole assembly y brocas en la campaña 2017. El procedimiento descrito, evita diseñar ensamblajes de fondo originales que no hayan sido utilizados en el campo estudiado, debido a que realizar configuraciones originales involucra una estructuración nueva, ligada al estudio de factibilidad técnica que incluye cálculos de diseño y ello se sale del alcance de esta investigación. Es así, como se realiza la propuesta de BHA y evaluación de broca únicamente con diseños de BHA usados en el campo de estudio.

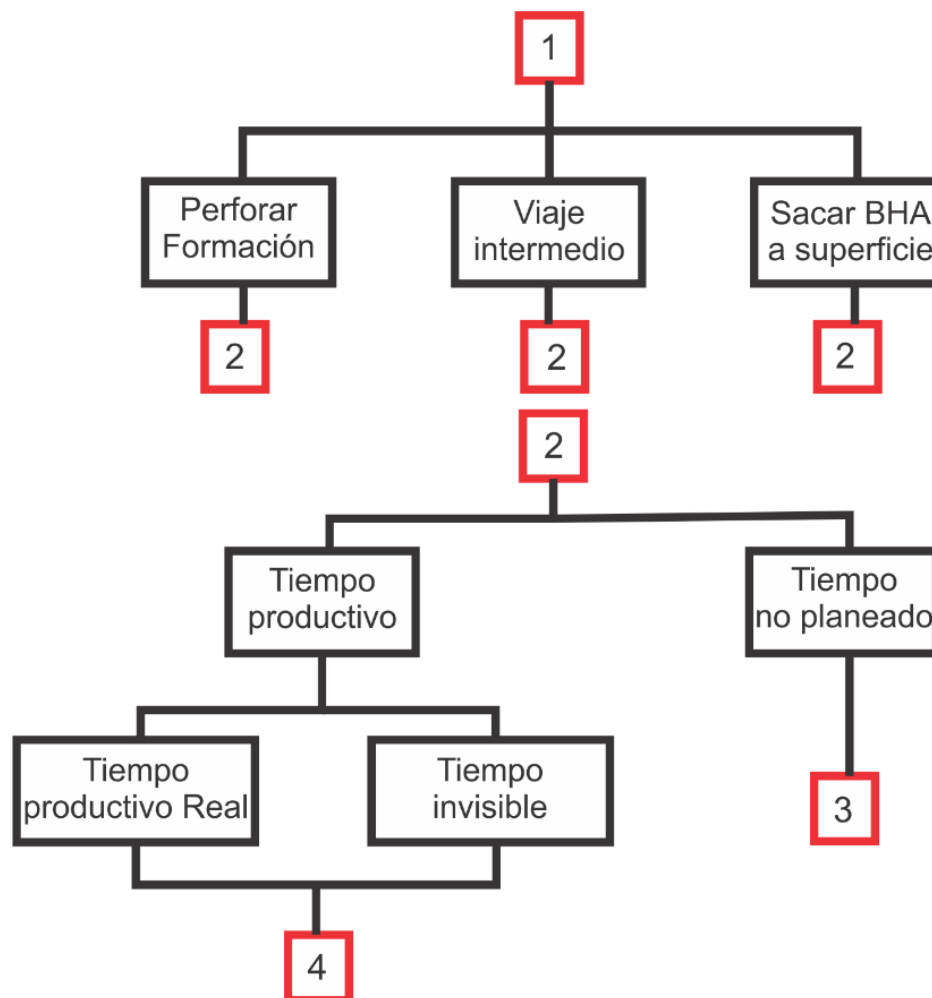


Figura 21. Metodología para la investigación fase 2. Adaptado de A., O. (2018). Evaluación de tiempos históricos de perforación a partir de una metodología teórica para la optimización de áreas operacionales. caso de estudio, campo colombiano.(Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander UIS., 1-65.

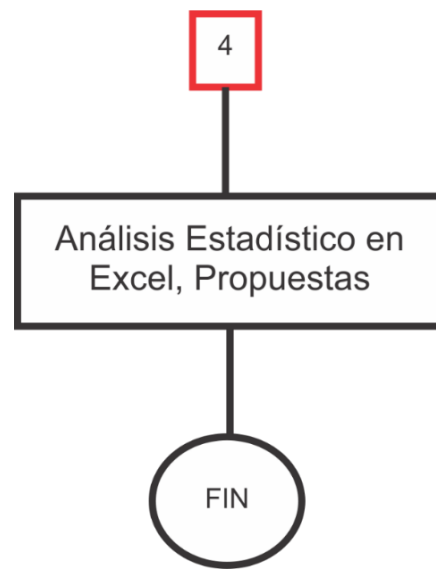


Figura 22. Metodología para la investigación fase 3. Adaptado de A., O. (2018). Evaluación de tiempos históricos de perforación a partir de una metodología teórica para la optimización de áreas operacionales. caso de estudio, campo colombiano.(Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander UIS., 1-65.

3. Geología y litología del campo estudiado

La columna estratigráfica, las características de las formaciones geológicas, la estructura geológica y la geología del petróleo de la Cuenca de los Llanos Orientales es muy similar en todo su horizonte. Debido a esto se presentará una columna estratigráfica generalizada para todos los pozos de estudio (ver figura 23). La diferencia radica en los topes de las formaciones y la tendencia de estas.

3.1 Columna estratigráfica

A continuación, se adjunta la columna estratigráfica del campo de estudio, las rocas perforadas que hacen parte de una secuencia entre los periodos de Cretáceo Superior hasta el Cuaternario, la estratigrafía en La Cuenca de los Llanos Orientales según Rojas (1999), se encuentra descrita de la siguiente manera, como se observa en la figura 23.

3.1.1 Formación Guadalupe (Unidad K2). Corresponde a una secuencia arenosa pobremente seleccionada, granos decrecientes con mala selección y con espesores menores de 10 ft. Compuestos por areniscas de grano grueso a medio, cuarzosa, cementadas por sílice. En su parte superior aparecen láminas ferruginosas y algunos niveles de lutitas carbonosas con materia orgánica. La Unidad K2 se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de lecho.

3.1.2 Formación Guadalupe (Unidad K1). Contiene una sección de 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 entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial; intercalados con intervalos de shale negro, silíceo, duro, con laminación fina ligeramente ondulosa y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Hacia la base se presentan los mayores espesores y propiedades como roca almacenadora y una sección progradacional que es debido a la depositación en un ambiente deltaico con influencia de mareas. La unidad K1 se depositó en un ambiente estuarino de dominio mareal, en donde se identifica un nivel arcilloso que corresponden a depósitos de bahía restringida y planicies de marea.

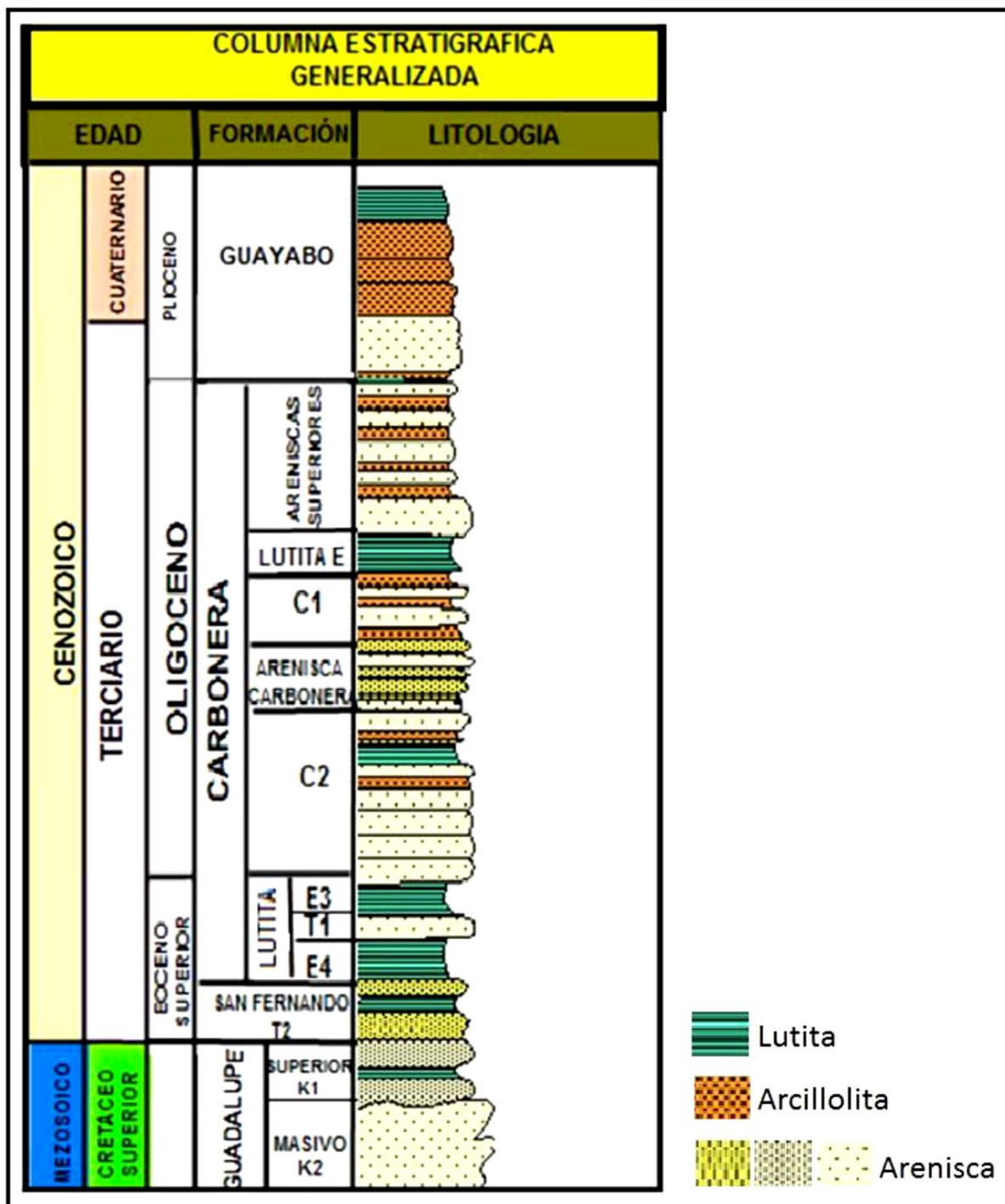
3.1.3 Formación San Fernando (Unidad T2). Está constituida por una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente de conglomerados desde la base, intercaladas con delgadas capas de shale, estas arenas fueron depositadas en ambientes fluviales tipo canales entrelazados con intervalos de lodolitas. Se encuentran intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo, pero si son frecuentes.

3.1.4 Formación Carbonera (Unidad Lutita E4). Está caracterizada por una secuencia homogénea de lutitas gris verdosa, verde oscuro, con intercalaciones escasas de arcillolita y limolita marrón claro a pardo oscuro, acompañadas de pequeños lentes arenosos hacia la parte basal.

3.1.5 Formación Carbonera (Unidad T1). Presenta un paquete de intercalaciones de arenas sueltas, areniscas, limolita, lutita y arcillolitas; compuesta predominantemente por lutitas gris verdoso de fractura astillosa, donde en el tope de la unidad aparecen lutitas carbonosas mientras que en la base son menores niveles de arcillolitas grisáceas.

3.1.6 Formación Carbonera (Unidad Lutita E3). Se encuentra constituida litológicamente por una secuencia homogénea de lutitas hacia la base, con algunas intercalaciones menores de arcillolitas, lutitas gris verdoso medio a oscuro, astillosa, laminar, no calcárea con trazas de arenisca cuarzosa, de grano muy fino, subredondeado.

3.1.7 Formación Carbonera (Unidad C2). Se encuentra constituida litológicamente por arcillolitas con algunos paquetes arenosos y considerables intercalaciones de limolita. Esta Unidad se divide en tres (3) intervalos de base a tope, el primero está compuesto por areniscas con intercalaciones de arcillolita de color gris oliva, gris verdoso y de limolita de un color gris verdoso claro. La segunda división está constituida por arcillolitas de color purpura grisáceo y marrón rojizo, estas con intercalaciones de limolita y areniscas en una proporción menor. El último nivel está compuesto predominantemente por arenisca interestratificada con arcillolita de color gris claro y limolita.



3.1.8 Formación Carbonera (Unidad Arenisca Carbonera). Se caracteriza por tener importantes paquetes arenosos que van de grano fino a muy fino en su parte superior, y hacia la base se observa intercalaciones de arcillolitas y limolitas.

3.1.9 Formación Carbonera (Unidad C1). Está constituida predominantemente por arcillolita que varía su coloración, estando intercaladas con limolitas hacia el tope y con delgados niveles de arenisca que se van incrementando hacia la base de esta Unidad.

3.1.10 Formación Carbonera (Unidad Lutita E). Está definida por la presencia de niveles de lutitas verde claro, alternada con arcillolitas grisáceas, areniscas y esporádicos niveles de limolitas.

3.1.11 Formación Carbonera (Unidad Areniscas Superiores). Esta unidad se caracteriza por tener una variación de capas arenosas y arcillosas, en la parte superior predomina una secuencia de intercalaciones de areniscas y menores intercalaciones de arcillolitas en la cual predominan los tonos grisáceos; hacia la parte media presenta fragmentos carbonosos, chert y fragmentos de siderita y hacia la base la secuencia se hace más arcillosa, con menores intercalaciones de arenas y trazas de piritas.

3.1.12 Formación Guayabo. Formación constituida hacia el tope por paquetes de arenas cuarzosas de grano fino a medio, angular a subredondeado y a medida que se avanza la profundidad se encuentran arenas que son intercaladas por menores niveles de arcillolitas de color marrón, rojizas y amorfas en menor proporción de fractura blocosa.

3.2 Geología Estructural

En el 2009, la ANH publicó el estudio sobre la estructura de la cuenca de los llanos orientales, concluyendo que la estructura se ajusta a un anticlinal asimétrico alongado con una orientación N60E, de aproximadamente 10km de largo por 4 de ancho. Fallado en el flanco oriental. Contiene fallas internas normales e inversas. Al parecer estas fallas no son sellantes, ya que el contacto agua-petróleo no muestra cambios significativos a lado y lado de estas. La trampa es estructural.

3.3 Geología del Petróleo.

Esta sección contiene una breve descripción del Sistema Petrolífero del Campo estudiado, resumida en la siguiente tabla. Ver tabla 4.

3.3.1 Roca generadora. La roca generadora en los Llanos Orientales es la Formación Gachetá en el Cretáceo Tardío, es considerada “la roca donde el petróleo migró hacia la parte oriental de la cuenca, con Kerógeno tipo II y III, total contenido de materia orgánica (TOC) valorada en un rango de 1-3% y un espesor de 150 a 300 pies” (Mojica, 2009) La materia orgánica para el Kerógeno II (Alginita) era proveniente de algas lacustres o lagos anóxicos y con gran capacidad para generar hidrocarburos líquidos; para el tipo de Kerógeno III de material leñoso y celulósico de plantas terrestres con generación de gas principalmente.

Tabla 3.

Geología del petróleo.

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

Nota: Adaptado de Mojica, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Rioacha, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, ANH. [En línea] diciembre 2009. 03 de marzo de 2018 Disponible en <https://goo.gl/Zs67Sm>

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

3.3.3 Migración. La cuenca de los Llanos Orientales cuenta con un tipo de migración primaria y secundaria ya que una vez generado petróleo en la roca madre este migró hacia las rocas porosas (arenas) ubicadas debajo y arriba de la misma (migración primaria) donde ocurrió la acumulación de hidrocarburos. La migración secundaria ocurrió dentro del mismo yacimiento en donde, según la orientación de las capas geológicas, el petróleo migró. (Mojica, 2009) Se creó que el proceso de migración primaria ocurrió en el Mioceno Tardío, y se asume que gran parte de los hidrocarburos generados emigraron desde las rocas Cretáceas hasta encontrar una broca que previno la migración vertical y lateral.

3.3.4 Roca Sello. El sello regional de la cuenca es la Formación León, mientras que las unidades pares de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Por otro lado, se presentan sellos intraorales, que son las lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe (ANH, 2007).

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

3.4 Retos en la perforación del Campo de estudio

Desde el primer pozo perforado en 1969 por la compañía Chevron en el Campo objeto de estudio, se ha ido aumentando el nivel de dificultad en las tareas de perforación. La dificultad radica en que actualmente se perforan pozos más profundos y con la premisa de evitar alta tortuosidad que pueda entorpecer operaciones de adquisición de registros y bajada de tubería de revestimiento. (Bruco & Lewis, 2004), lo que genera mayor control, monitoreo y obliga a la eficiencia en las tareas de perforación.

Ahora bien, la columna estratigráfica (Figura 23) deja al descubierto todas las formaciones que son atravesadas por los pozos, empezando por la formación guayabo objetivo en la primera sección de perforación (Fase de 17.5"). La F. Guayabo está constituida mayoritariamente por intercalación de arenas, con granos medios, finos y de pobre selección en la granulometría. Es por ello que, a esta profundidad, se presenta torque errático en el ensamblaje de fondo, altas vibraciones, además de considerable desgaste presente en las brocas.

Para la fase de 12.25" se perfora la formación Carbonera (desde las areniscas superiores atravesando Lutita E, unidades: C1, Arenisca carbonera, C2, Lutitas E3, T1 y E4) y la formación San Fernando. A causa de la alta heterogeneidad de las formaciones y bajas presiones de poro en las formaciones, se evidencia importantes volúmenes de pérdida de lodo. Otro factor a considerar en esta sección, es la diversidad en las tendencias de las formaciones, por lo que se usan ángulos de ataque agresivos que puedan contrarrestar la inclinación de las capas y diseños de trayectorias direccionales que van a favor de las capas con el fin de evitar exceso de trabajo direccional ya que es aquí en esta sección, donde está el corazón de la trayectoria y el posicionamiento de los pozos.

Finalmente, en la fase de 8.5" se termina la construcción de los pozos cruzando la formación Guadalupe (productora), constituida mayoritariamente por areniscas de sencillo acceso y es

característica de esta zona altas ROPs pero con elevada dificultad en la sacada de los BHA. Generalmente, esta sección posee considerable cantidad de zonas ladronas, lo que representa el reto más grande de la fase, debido a que se presentan altos casos de pérdidas de retorno en superficie.

4. Desempeño de los pozos perforados de la campaña 2017

Antes de iniciar este capítulo, se hace necesario explicar cómo se usaron herramientas del software de apoyo Eco-Age que se utilizó para obtener la información requerida y hacer los análisis estadísticos, que finalmente arrojan el desempeño de todos los pozos perforados en el 2017 en el campo de Ecopetrol estudiado.

4.1 Cuantificación e identificación de NPT'S utilizando Eco-Age

4.1.1 Herramienta graficador. Como se había mencionado, Eco-Age presenta una interfaz de graficador, donde se puede hacer un reconocimiento visual del desempeño de perforación graficado en una vista de dos ejes, el eje “Y” o vertical muestra la profundidad del pozo mientras en el “X” u horizontal de izquierda a derecha grafica el tiempo de forma ascendente, a continuación, se aprecia el pozo AR-16 (Figura 24) en el cual se puede definir tres fases genéricas de perforación en el campo de estudio separadas en tiempo por la línea roja::

Se identifica en el estado mecánico de la fase de 17,5” el uso del revestimiento de 13,375”; en la fase de 12,25” el revestimiento es de 9,625” y llegado a este punto se hace uso de un liner 7” en la fase de 8,5”

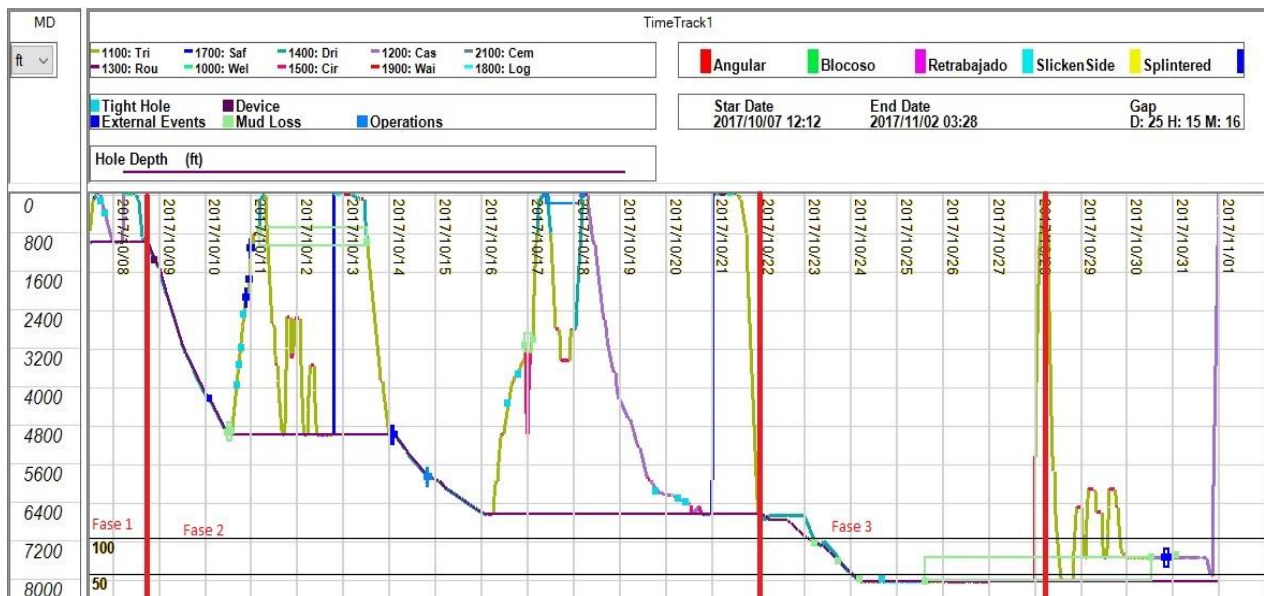


Figura 24. Performance Pozo AR-16 (fases definidas).

Toda la información de los pozos se puede leer en la pestaña graficador (figura 19) cuando se hace click sostenido sobre la curva del performance de perforación o curva de avance de la broca en profundidad por unidad de tiempo (de igual manera, estas curvas son reflejo de la información contenida en la query de openwells, que previamente tuvo que ser cargada para poder utilizar el software).

Cabe resaltar, que en la ventana graficador se pueden anexar eventos, los cuales corresponden a actividades indeseadas en la perforación que generan tiempos no productivos, por ejemplo, las pérdidas de lodo, influjos, puntos de apoyo, puntos apretados, eventos externos, entre otros como se observa en la figura 25 en “type of events”; Cada uno de estos eventos, son contados por el software como tiempo no productivo desde la fecha y hora de inicio hasta cuando se resuelve el

problema, además la herramienta le asigna un color distintivo que hace más sencilla la labor de identificar los problemas operacionales mientras se visualiza en la interfaz graficador.

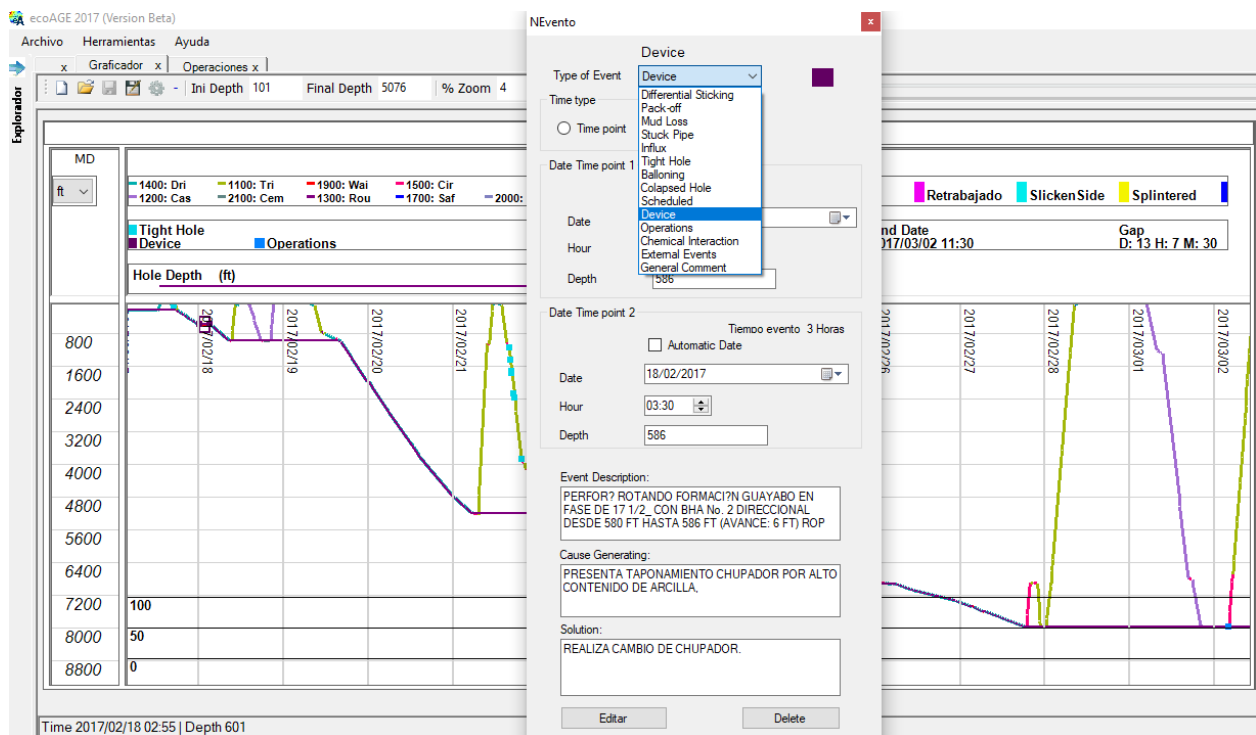


Figura 25. Asignación de eventos, Pozo MR-10.

Cada color sobre la curva de posición de la broca en profundidad por unidad de tiempo, representa una operación y siguiendo la metodología propuesta se han encontrado un total de 9 operaciones por fases: armar y bajar BHA, perforar formación, viaje intermedio, sacar BHA a superficie, armar y correr revestimiento o liner, cementar, corte e instalación de BOP.

Sin embargo, debido al alcance de este proyecto de investigación se puntualiza en tres actividades: Perforar formación, viaje de acondicionamiento y sacar BHA; Dichas actividades permiten cuantificar de manera más minuciosa y exacta los tiempos empleados para ellas.

En el apéndice A, se describe cada uno de los cálculos necesarios para determinar los macros KPI'S (Key performance indicator) en tiempos productivos y tiempos no planeados, tiempo invisible por pozo, en cada actividad por fase.

4.1.2 Archivo de pozo: Interfaz operaciones. La información de los pozos puede ser estudiada por aparte, desde la ventana de operaciones del pozo, utilizando tres filtros de manera individual, es decir, se puede analizar la data para una fecha puntual, por operaciones o sin ningún filtro (por orden cronológico) como se observa en el recuadro amarillo de la parte inferior derecha de la figura 26.

ecoAGE 2017 (Version Beta)

Archivo Herramientas Ayuda

Operaciones

Pozo EJEMPLO

CÓDIGO DE OPERACIÓN	SUBCÓDIGO DE OPERACIÓN	FECHA	HORA	DESCRIPCIÓN
1800: Logging	1803: RD Surface Equipment / Tools	jueves, 12 de octubre de 2017	23:30	REALIZÓ RIG DOWN DE Sonda Y UNIC ELÉCTRICOS (WEATHERFORD). PEF 148 BBL. PERDIDAS ACUMULADAS FA
1900: Waiting	1905: Waiting On Weather	viernes, 13 de octubre de 2017	00:00	SUSPENDIÓ OPERACIONES POR TORI
1700: Safety	1701: Pre-Job Safety Meeting	viernes, 13 de octubre de 2017	04:00	REALIZÓ REUNIÓN PRE OPERACIONAL ARME DE BHA No 4 DIRECCIONAL (WE
1400: Drilling	1401: RU BHA	viernes, 13 de octubre de 2017	04:30	ARMÓ Y BAJÓ BHA No 4 DIRECCIONAL SUPERFICIE HASTA 55'. ASÍ: BIT PDC 1X14/32) TFA: 1.185 + 8" MUD MOTOR 0.17REV/GAL, 11 1/4" SLEEVE STAB +
1400: Drilling	1401: RU BHA	viernes, 13 de octubre de 2017	08:00	CAMBIÓ MOTOR 8" QLE 6740, 1.5" BH: SLEEVE STAB POR BACK UP Y CONTIN BHA No 4 DIRECCIONAL (MOTOR) DES ASÍ: BIT PDC 12 1/4" NOV (6X15/32 + 1X
1900: Waiting	1905: Waiting On Weather	viernes, 13 de octubre de 2017	09:30	SUSPENDIÓ OPERACIONES POR TORI

Opciones

Nueva Operación

Eliminar

Exportar operaciones

Importar de archivo

Filtros

☐ Ninguno

☐ Fecha

☒ Operación

Figura 26. Ventana de operaciones Eco-Age®.

En esta interfaz de la figura 26, se hace una descripción de la actividad, se puntualiza la hora y la operación que se realiza (resaltados en color rojo).

4.1.3 Herramientas estadísticas. Onsite. Mediante la pestaña estadística Onsite se puede visualizar las horas, días o porcentajes de los tiempos productivos, no productivos y la distribución de todos los tiempos según las operaciones.

Estos resultados, son llevados a una tabla en Microsoft Excel para llevar una estadística detallada del macro KPIs. Ver figura 27.

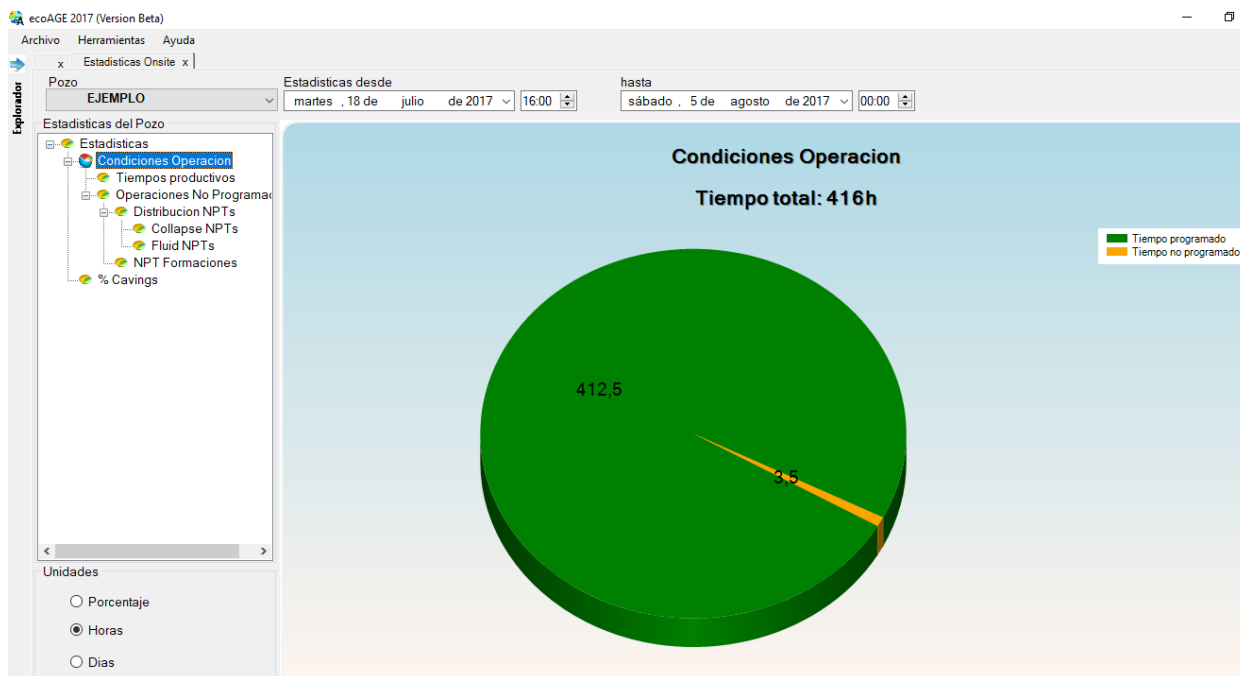


Figura 27. Estadísticas Onsite, Pozo AR-10.

4.2 Resultados calculado a partir de Eco-Age®.

Basado en los resultados que Eco-Age calculó, se procede a evaluar pozo a pozo la duración de las tres actividades de interés. Es así como se determinan los tiempos productivos a partir del uso de la siguiente ecuación:

Ecuación 1

$$\text{Tiempo productivo} = \text{tiempo total de perforación} - \text{Tiempo no productivo}$$

La ecuación anterior fue expresada en unidades de días y horas según correspondiera: En días para la sección completa y en horas para las actividades.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que todos los pozos difieren en características como inclinación, profundidad alcanzada y dogleg severity, entre otros parámetros de orientación que son medidos en la perforación, por cuanto se hace necesario normalizar criterios para poder comparar los pozos bajo condiciones similares. En otras palabras, se recurre a utilizar velocidades para dimensionar la distancia recorrida en una operación en el intervalo de tiempo productivo que llevó realizar dicha operación; Es así, como se establecen relaciones [Ft/h] Ecuación 2, para poder comparar las operaciones en cada pozo.

Ecuación 2

$$Relación = \frac{distancia\ recorrida\ [ft]}{tiempo\ productivo[h]}$$

Al tener todas las relaciones por operación en cada pozo, se procede a jerarquizar los pozos de menor a mayor relación, ello con el objetivo de optimizar y encontrar la máxima relación (mejor relación) por operación y hacer uso de la R máxima como elemento pivote para el cálculo de tiempos invisibles como se ve en la siguiente ecuación (3):

Ecuación 3

$$Cálculo\ de\ tiempo\ invisible = \frac{Distancia\ recorrida[ft]}{Maxima\ relación[ft/h]}$$

En la ecuación anterior la R máxima (denominador) se mantiene constante para todos los pozos analizados, como en el ejemplo.

Tabla 4.

Calculo de NPT's, tiempo ideal e ILT's para la operación perforar formación.

Perforar Formación Tramo A					
Duración [hr]	NPT's [hr]	Dist. Recorrida [ft]	Relación [ft/hr]	Tiempo Ideal [hr]	ILT [hr]
63	0.5	4475	71.6	37.97	24.52
61.5	0	4600	74.79	39.04	22.45
82.5	21.5	4690	76.88	39.80	21.19
63	0	5100	80.95	43.28	19.71
51.006	0	4231	82.95	35.90	15.09
52	0	4429	85.17	37.58	14.41
52.5	0	4525	86.19	38.40	14.09
92	53.633	3500	91.22	29.70	8.66
49.5	0	4683	94.60	39.74	9.75
48	0	5005	104.27	42.47	5.52
32.5	0	3825	117.69	32.46	0.03
34.5	0	4065	117.82	34.5	0

En la tabla 4 se evidencia que el último valor de la columna relación, es la R máxima y con esa cifra se realizan los cálculos de tiempo ideal y tiempos invisibles.

4.3 Pozos con mejor tiempo de perforación y pozos con mayores tiempos no productivos.

En este punto de la investigación se aborda el segundo objetivo. Por consiguiente, se muestra en este apartado la recopilación de las estadísticas onsite del software Eco-Age.

Con la información del software Eco-Age se alimenta una tabla en un archivo de extensión .xls que contiene la fecha de inicio de la sección, profundidad alcanzada, la fecha final, la duración de la perforación de la sección, el tiempo productivo, los NPT's y las estadísticas por operaciones. En la página siguiente se muestra algunas partes del archivo .xls en vista de ilustrar a que se hace referencia: Ver tabla 5.

Tabla 5.

Tabla de sección 12.25"

Pozos Perforados en 2017	Tiempo por Sección [Días]	Profundidad sección 12.25 "(ft)	NPT's (días)	Tiempo Productivo (días)
AR-8	7.83	6544	5.3	2.5
AR-14	9.91	5474	4.817	5.09
AR-16	9.45	5658	3.62	5.83
AR-9	4.52	5513	3.5	4.37
MR-22	6.89	5956	2.61	6.12
MR-1	7.33	7166	2.23	5.09
MR-8	5.75	5945	2.01	5.64
AR-19	6.375	5898	1.93	4.43
MR-2	6.08	6066	0.89	5.18
AR-2	5.43	5321	0.79	4.64
AR-7	5.5	6224	0.75	4.75
MR-21	6.58	6037	0.64	5.93
AR-20	6.16	5890	0.60	5.56
AR-18	5.27	5547	0.4	4.85
MR-20	5.89	7227	0.39	5.5
MR-4	5.81	4666.67	0.35	5.45
MR-15	5.37	6482	0.21	5.15
AR-1	5.83	5798	0.18	5.64
AR-12	4.96	5545	0.12	4.83
MR-12	4.70	6000	0.10	4.60
AR-4	4.54	6230	0.10	4.43
MR-3	4.37	6100	0.08	4.29
AR-23	4.08	5685	0.08	4
MR-14	5.33	6160	0.06	5.27
MR-19	4.5	5835	0.06	4.43
AR-21	4.89	5650	0.06	4.83
MR-13	4.04	5962	0.06	3.98
AR-22	5.14	5803	0.04	5.14
MR-18	4.85	6502	0.04	4.77
MR-6	7.83	6100	0.02	7.81
MR-5	4.79	6175	0.02	4.7
MR-7	5.82	6775	0	5.82
MR-9	6.08	6738	0	6.08

Tabla 5.

Tabla de sección 12.25"

Pozos Perforados en 2017	Tiempo por Sección [Días]	Profundidad sección 12.25 "(ft)	NPT's (días)	Tiempo Productivo (días)
MR-10	5.32	5932	0	5.32
MR-17	4.83	6080	0	4.83
AR-10	4.79	5898	0	4.79
AR-13	3.93	5811	0	3.93

En la tabla 5 se exponen algunos de los pozos de la campaña 2017 con los tiempos de duración de construcción de la sección 12,25", la profundidad alcanzada, los NPT's y el tiempo productivo.

* Este mismo procedimiento de agrupar la información se realizó también para la fase 17,5" y 8,5".

Es claro que en la columna de NPT's de la tabla 5, las últimas celdas de la cuarta columna de izquierda a derecha, indican aquellos pozos que tuvieron cero tiempos no planeados, es decir, de los pozos MR-7 al pozo AR-13 no hubo NPT's en la sección 12,25"; Todo lo contrario, ocurre con las celdas que ocupan las primeras posiciones en la cuarta columna de izquierda a derecha y en las celdas ubicadas a la mitad de la misma columna, debido a que los pozos AR-8 al MR-5 si poseen NPT's.

Cabe recalcar que el hecho de contabilizar los tiempos no planeados da una noción sobre que tanto se alargaron las operaciones (tiempos adicionales empleados) por problema que se presentaron en una sección; Sin embargo, agrupar los pozos por la cantidad de NPT's no significa que entre más eventos indeseados tenga o menos NPT's se registren, sean peores o mejores pozos respectivamente (En cuanto a desempeño se refiere). Por ejemplo, se registraron casos de pozos

*Se sugiere al lector de este documento utilizar el apéndice A para visualizar la compilación de las estadísticas de todos los pozos, todas las secciones y todas las actividades.

en la sección de 12,25” con altos NPT’s que no se debieron a inconvenientes que fueran generados por la perforación, como lo son las tormentas eléctricas, paros comunitarios, entre otros eventos externos que alargan el tiempo de perforación pero no tienen relación directa con el desempeño de las brocas o BHA’s utilizados, ya que el desempeño de un pozo va ligado realmente a la velocidad con que se realicen las operaciones, pero de este apartado se profundizará en el capítulo 6 de este libro.

Por las razones anteriormente planteadas, los autores del documento realizan la agrupación de los pozos con alto desempeño en perforación, pozos con bajo desempeño de perforación y los pozos dentro del intervalo promedio de perforación, con el uso de métodos estadísticos con percentiles aplicado a relaciones : Pies perforados o recorridos, por cada hora (ft/h); Incluso Ali, Al-Braik, Attalah, Corona & Kojadinovick, (2017), afirman que el estudio de percentiles es muy común cuando grandes conjuntos de datos se van a analizar por estudios estadísticos.

El procedimiento consiste en primero encontrar los percentiles para las actividades genéricas de cada pozo. Es decir, localizar P50 y P10 en las tres operaciones (perforar, viaje intermedio y sacar BHA), donde los valores por encima de percentil 50 representan las mejores relaciones (ft/h) en este estudio y el percentil 10 delimita a los pozos cuyas actividades tengan relaciones (ft/h) con pequeña magnitud que serían considerados de bajos desempeño si están por debajo del p10.

Así mismo, los pozos cuyas actividades tengan relaciones (ft/h) entre p10-p50 serán consideradas dentro del estándar. En la figura 28, se observa un ejemplo para la actividad de perforar formación tramo “A” en la sección 12,25” donde la línea azul representa el p50 y la línea naranja representa el p10.

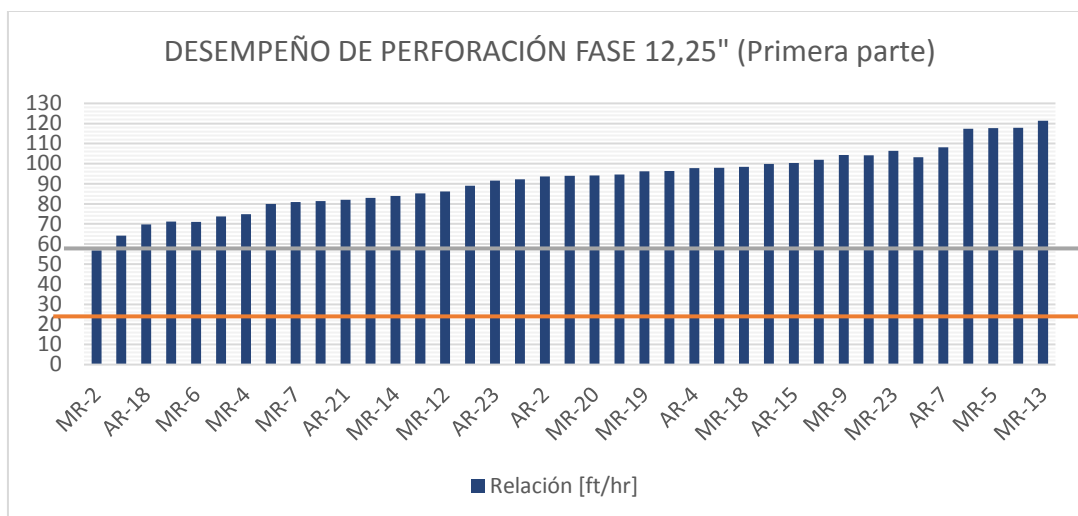


Figura 28. Perforar formación tramo A sección 12,25"

Evidentemente el pozo con peor desempeño es el MR-2 porque su valor de relación está por debajo del P10, del mismo modo, se muestra como el pozo MR-13 tiene el valor de relación más alto, por encima del P10 y el P50. Ver tabla 7 para resumir los mejores y peores desempeños.

Tabla 6.

Los mejores y peores pozos perforando tramo A en sección 12,25"

Perforar Tramo A	
Buen desempeño	Bajo desempeño
MR-13	MR-2
MR-5	AR-18

A fin de visualizar mejor los datos de este análisis, en el Apéndice A se encuentran las tablas generales y por secciones que muestran las relaciones calculadas, junto con los diagramas que ilustran cada pozo con sus relaciones (ft/h) por operación, los percentiles 50 y los percentiles 10.

De los NPTs y tiempos invisibles identificados se puede asegurar que durante la perforación de los 48 pozos se encontró que más del 10% de los pozos analizados tuvieron fallas operativas que

generaron NPT (Devices), que son los NPT asociados a los daños de dispositivos y que estuvieron vinculados en la campaña 2017 a problemas en las bombas de lodo, taponamiento en las líneas de chupador, pérdidas de señal MWD y taponamiento de boquillas en la broca. En cuanto a los diveces que más afectaron el desempeño de los BHA, resaltan el detrimento en los motores de fondo y estos eventos alcanzaron cerca del 15% del NPT total registrado en toda la campaña 2017.

Es clave atacar la causa-raíz de los NPTs para reducir tiempos, de modo que se optimice el desempeño de la perforación y se identifique oportunamente los tiempos invisibles de tal manera que puedan ser reportados y registrados como NPT, porque “Todo ILT identificado es un NPT reportado” (Ecopetrol, 2018).

5. Evaluación de brocas

La international association of drilling contractors (IADC) ha desarrollado códigos para la denominación de los diferentes tipos de broca de acuerdo con sus aplicaciones. El desgaste de las brocas se debe evaluar de acuerdo con el código IADC para calificación y esa metodología está compuesta de un código de ocho caracteres que describen el desgaste de la broca y la razón que se tuvo para sacarla del pozo.

Sin embargo, en el proceso de elegir las mejores brocas, se optó por integrar varios criterios de selección: La profundidad perforada, la clasificación cualitativa del código IADC y el tiempo en que estuvieron perforando* .

*La compilación de las brocas y el análisis de todas las brocas yacen en el apéndice C.

Generalidades de las brocas corridas en la campaña 2017:

Para la perforación de los 48 pozos del campo de Ecopetrol objeto de estudio, se usaron más de 250 brocas en todas las secciones, estas provenientes de diferentes compañías fabricantes como lo son: V, U, S, N, SM, B y H (A raíz de la confidencialidad de este proyecto de grado, se omiten los nombres reales de las compañías fabricantes). La gran mayoría de las brocas se encontraron nuevas y como generalidad se evidenció en el develop well on paper (DWOP), la propuesta del uso de dos brocas en la primera sección (17,5”), dos brocas en la segunda sección (12,25”) y finalmente una broca en la última sección. Aunque en algunos pozos no se presentó cumplimiento del plan propuesto debido a problemas operacionales que generaron evidentes cambios no programados de la broca, lo que induce a viajes adicionales de sacada de un BHA para introducir un BHA nuevo.

En la primera sección de 17,5” se pudo determinar que hubo una broca N°1 tricónica y una broca N°2 PDC usadas para perforar la formación guayabo, la primera broca perfora en promedio hasta los 180 ft y una broca N°2 PDC cuya perforación es hasta el tope de la formación Carbonera a 1000 ft aproximadamente.

Ahora bien, el procedimiento para analizar las brocas N°1 en los 47 pozos de la sección 17,5” es:

1. Determinar hasta que profundidad perforó cada broca.
2. Hallar un promedio de profundidades entre todas las brocas empleadas.
3. Establecer cuales brocas no superaron el promedio de profundidad y agrupar aquellas brocas que superaron el promedio como las mejores hasta ese punto, para continuar al siguiente filtro.
4. Analizar la calificación IADC del grupo selecto en el ítem anterior, por ser el criterio que define el estado de la broca al ser quebrada en superficie.

5. Jerarquizar en función de la mayor profundidad perforada y la mejor calificación IADC obtenida de las brocas destacadas, por buen desempeño e integridad después de perforar.

6. Identificar las mejores brocas y compararlas con todas las demás de la sección para reiterar que fuera la de máximo desempeño y no descartar ninguna broca que no pasara los filtros.

El mismo método fue aplicado para analizar las brocas N°2 PDC en todos los pozos de la campaña 2017.

En la campaña de perforación 2017 se utilizaron más de 250 brocas, por ello se omite mostrar las tablas de selección con los 6 pasos antes mencionados debido la densidad de datos *.

En la segunda sección de 12,25” se corrieron brocas PDC. En esta sección intermedia, se encontraron casos con usos de una o dos brocas, razón por la que hubo un cambio en el método de evaluación de brocas, es decir, se agruparon los pozos que perforaron la segunda sección con una broca (broca N°3 PDC), seguido del grupo de pozos que perforaron la sección de 12,25” con dos brocas PDC (broca N°3 y broca N°4). Para entender esto, se exponen a continuación características propias de esta sección en las actividades que se realizan:

A. En la fase 12,25” se perfora con una broca o con dos brocas PDC, ello depende del DWOP.

B. En la mitad de la perforación de la fase, se realiza un viaje de acondicionamiento y si en el plan de perforación se plantea perforar con una sola broca, el viaje se realiza hasta el zapato de la sección 17,5”. Para facilitar la identificación de estos pozos, se les denominará del grupo A, a todos los pozos perforados con una broca en la sección de 12,25”.

C. Si en el plan de perforación se planteó el uso de dos brocas para la sección de 12,25” el recorrido de quebrar la broca N° 3 en superficie e introducir la broca N° 4 hasta el fondo

*El procedimiento de selección de brocas, se encuentra en el Apéndice C de este documento, las indicadas de color verde son las mejores brocas.

del agujero, representa un viaje intermedio y de acondicionamiento. Para facilitar la identificación de estos pozos, se les denominará del grupo B, a todos los pozos perforados con dos brocas en la sección de 12,25”.

Luego de tener los dos grupos de pozos definidos: Aquellos pozos que fueron perforados con una sola broca en la sección 12,25” (A) y el grupo de pozos que fueron perforados con 2 brocas en la sección 12,25” (B) se aplicó el mismo procedimiento de 6 pasos puesto en práctica desde el análisis de brocas de la primera sección 17,5”

Finalmente, después de identificar las mejores brocas de los dos grupos A y B, se compararon las mejores brocas con todas las de su grupo para reiterar que fuera la mejor y no descartar ninguna broca que no pasara los filtros.

En el caso de la última sección de 8,5” se usó una broca PDC (broca N°5) en los 47 pozos para perforar los últimos pies. Se aplicó el procedimiento de los 6 pasos.

En resumen, las mejores brocas por sección fueron las siguientes:

Tabla 7.

Mejores brocas por sección

<i>Nombre del pozo</i>	<i>N° Broca</i>	<i>Tamaño del agujero</i>	<i>Características de la broca</i>	<i>Calificación</i>	<i>Tiempo activo de la broca [hr]</i>	<i>Distancia recorrida en perforación [ft]</i>	<i>Grupo</i>
AR-20	N°1	17,5"	TRC 17 ½" (U, SN: 1430239JH, BOQUILLAS 3*20 + 1*18, TFA: 1.169)	0-0-NO-A-E-I-NO-BHA	5	190	N/A
AR-23	N°1	17,5"	TRC 17 ½" (U, SN: 1430239JH, BOQUILLAS 3*20 + 1*18, TFA: 1.169)	0-0-NO-A-E-I-NO-BHA	6	190	N/A
MR-13	N°2	17,5"	PDC 17 1/2" U NUEVA, S/N: 28275, TIPO: U519S, IADC: S422	0-0-NO-A-X-I-NO-TD.	10	993	N/A
MR-14	N°2	17,5"	PDC 17 1/2" U, SN: 28275, BOQUILLAS 10*11, TFA: 0,928	0-0-NO-A-X-I-NO-TD	23	870	N/A

Tabla 7.

Mejores brocas por sección

Nombre del pozo	Nº Broca	Tamaño del agujero	Características de la broca	Calificación	Tiempo activo de la broca [hr]	Distancia recorrida en perforación [ft]	Grupo
AR-3	Nº3 Nº4	12,25"	PDC 12 1/4" (U, U519S, IADC:S223, SERIAL: 35719, 4X18+ 1X16, TFA: 1.190)	0-1-WT-A-X-I-NO-TD	74	5726	A
AR-21	Nº3 Nº4	12,25"	PDC 12 1/4" N (6X15/32 + 1X14/32) TFA: 1.185	0-1-WT-G-X-I-NO-TD	91	5650	A
MR-6	Nº3	12,25"	PDC 12 1/4" IADC: S223	0-0-NO-A-X-I-NO-PP	64	4502	B
MR-23	Nº4	12,25"	PDC DE 12 1/4" U No. 3 (TIPO: U519S, S/N: 33948, JETS: 4X18 + 1X20, TFA: 1.301 IN2)	0-0-NO-A-X-I-NO-TD	46.5	2458	B
MR-10	Nº5	8,5"	PDC DE 8 1/2" TIPO: R616PDG1U; SN: 4009029	0-0-NO-A-X-I-NO-TD	41.5	1123	N/A
MR-12	Nº5	8,5"	PDC 8 1/2" U, TIPO: UI616M, IADC: M423, SERIE: 31032	0-0-NO-A-X-I-NO-TD	34.5	1248	N/A

El registro, caracterización e identificación de las mejores brocas es crucial para diseñar un BHA robusto optimizado, que integre en su configuración una de las brocas mencionadas según la sección que corresponda. En el capítulo 7 se encuentran las brocas mencionadas integradas a las mejores herramientas de los BHA.

5.1 Mejores brocas de la sección 17,5" de diámetro del agujero.



Figura 29. Mejor broca N°1 sección 17,5" pozo AR-23. Adaptado de Ecopetrol, 2017, broca T

RC 17 ½" (V, SN: 1421354, BOQUILLAS 3*20 + 1*18, TFA: 1.169). Calificación IADC 0-0-NO-A-E-I-NO-BHA.

Para la broca N°2 de la sección de 17,5" no se tienen registros fotográficos disponibles.

5.1.1 Mejores brocas sección 12,25" de diámetro del agujero. Desafortunadamente, no se cuenta con el registro fotográfico* de ninguna de las brocas seleccionadas como mejores para la sección 12,25" (broca N° 3- broca N°4).

5.1.2 Mejor broca sección 8,5" de diámetro del agujero

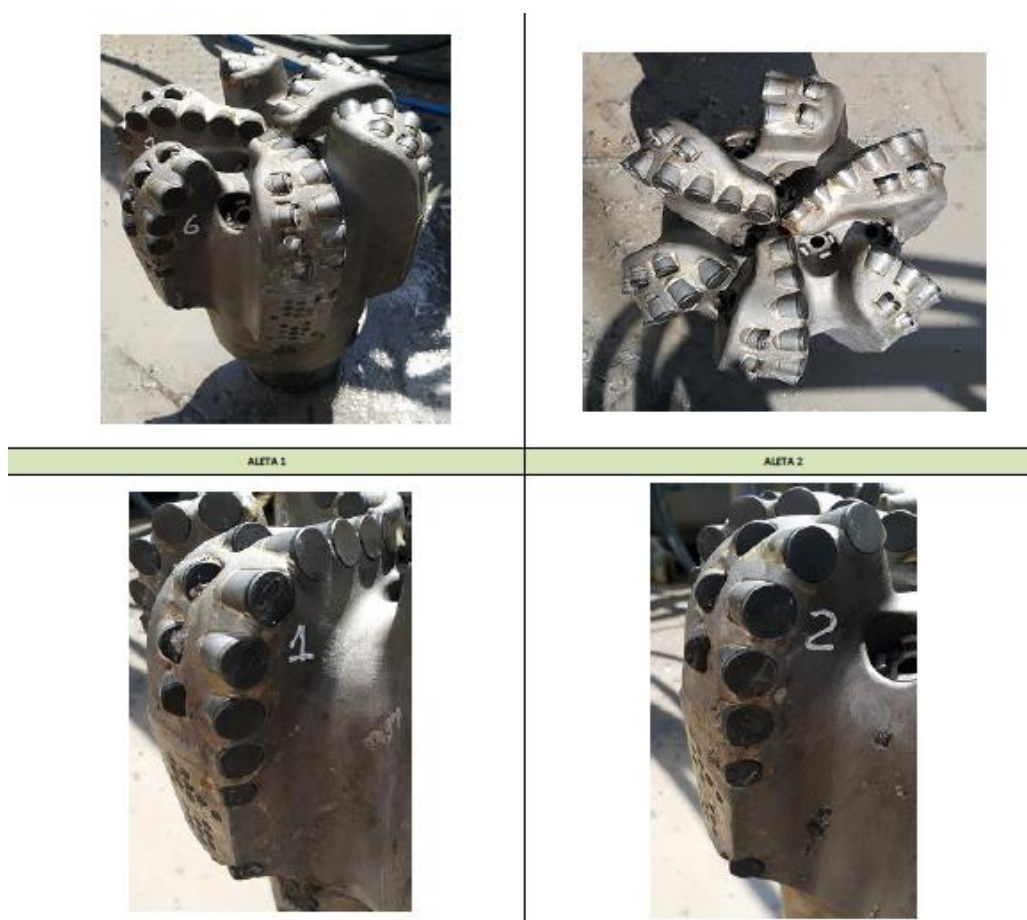


Figura 30. Mejor broca N°5 sección 8,5" pozo MR-10. Adaptado de Ecopetrol, 2017. Broca PDC de 8 1/2" tipo: R616PDG1U; sn: 4009029. Calificación: 0-0-NO-A-X-I-NO-TD

Las brocas que por su alto desempeño lograron pasar los filtros establecidos, son la herramienta clave para disminuir los tiempos empleados en las futuras operaciones de perforación, ya que mediante su uso se puede evitar realizar viajes adicionales por cambio de broca y con estas se puede mantener una ROP alta, debido a la excelente calidad de sus cortadores*.

5.2 Evaluación del diseño de las sartas utilizadas durante la campaña de perforación 2017

En este capítulo se abarca el estudio de las sartas de perforación usadas en los 47 pozos en sus tres secciones.

Para evitar resultados erróneos, se aplicó un filtro adicional de selección de pozos, con el objetivo de depurar la base de datos de análisis estadísticos, discretizando los casos en los que se presentaban altos tiempos de perforación a causa de problemas que no están ligados al BHA, como lo son los tiempos adicionales en la perforación en casos de: pérdida de lodo, influjos, eventos externos (paros comunitarios, tormentas eléctricas) u otras operaciones ajenas a los NPT's vinculados al BHA.

Así pues, aplicando el filtro de depuración de la información, quedaron únicamente los pozos con NPT'S asociados a daños de equipos en las sartas de perforación, problemas relacionados a la broca, eventos de "device" o con otros inconvenientes derivados de los ya mencionados. De este modo, se redujo el número de pozos analizados por secciones y por ende disminuyó la muestra de sartas de perforación comparadas en el estudio.

En la primera sección de 17,5" quedaron 40 pozos habilitados para el estudio, se realizó un promedio de las relaciones (ft/h) por operación y se determinaron cuales pozos tenían relaciones

*Se recomienda al lector dirigirse al apéndice B para observar las gráficas de las relaciones de cada pozo por operación en todas las secciones.

altas (por encima del percentil cincuenta) y cuales se encontraban debajo del percentil diez . Este mismo método cuantitativo se utilizó para las otras dos secciones, la diferencia radica en que en la sección de 12,25” se estudiaron 39 sartas de perforación y la última sección de 8,5” sólo 35 pozos estuvieron facultados para realizar el análisis.

Para poder especificar cuáles pozos tuvieron mejores diseños de sarta, se hallaron el P50 y el P10 por operaciones en cada sección, comparándolos con las relaciones obtenidas de cada pozo en las tres actividades estudiadas.

A continuación, se adjuntan los mejores y los peores desempeños de sarta de perforación por sección. Ver tablas de la 8-10.

Tabla 8.

Selección de pozos con buenos y malos desempeños en la sección de 17.5”

Buenos desempeños de las sartas	Malos desempeños de las sartas
AR-3	AR-20
MR-3	MR-6
MR-16	AR-11
AR-13	AR-18
MR-19	AR-1
MR-18	MR-11
MR-13	MR-2
AR-9	MR-21
AR-10	MR-14
AR-6	

Tabla 9.

Selección de pozos con buenos y malos desempeños en la sección de 12.25"

Buenos desempeños de las sartas	Malos desempeños de las sartas
AR-16	AR-5
AR-3	MR-5
MR-15	MR-17

Tabla 10.

Selección de pozos con buenos y malos desempeños en la sección de 8.5"

Fase 12,25"		
Componente	AR-3 (BHA N°3)	AR-20 (BHA N°3)
Registro Fotográfico	Aplica	Aplica
Broca	PDC 12 1/4" (U, U519S, IADC:S223, Serial: 35719, 4X18+1X16, TFA: 1.190)	PDC 12 1/4" OD; Tipo: VS519DG1HUX, IADC S323, Boquillas Broca=1 X 14 + 6 X15, TFA= 1.186
Motor	Motor 8" 6740 (Camisa STB: 11 1/2", 0.17 REV/GAL, BEND:1.5°)	6 3/4" C12 MUD MOTOR QLE6750 , 1.5° BH, 0.29 REV/GAL
HEL-BAP MWD	Aplica	Aplica
NMDC (MONEL)	8"	6 1/2"
Crossover	Aplica	Aplica
Drill Collar	6 1/2"	6 1/2"
Crossover	Aplica	Aplica
HWDP	(20) 5 1/2"	(22) 5 1/2"
Hydraulic Drilling Jar	Aplica 6 1/2" OD	Aplica 6 1/2" OD
HWDP	(12) 5 1/2"	(3) 5 1/2"

Conjuntamente, con el análisis cuantitativo de cada pozo, se procedió a realizar un análisis cualitativo con tres pozos en cada sección y con la finalidad de constatar que los resultados

arrojados por los percentiles se ajustaran a los performances de perforación del pozo con mejor desempeño, desempeño promedio y bajo desempeño por sección, como se evidencia a continuación figura 31.

La figura 31 muestra el pozo con mejor desempeño en sección 17,5" de color azul, el pozo con desempeño promedio se encuentra de color variado (verde, azul y purpura) y el pozo de bajo desempeño está de color rojo.

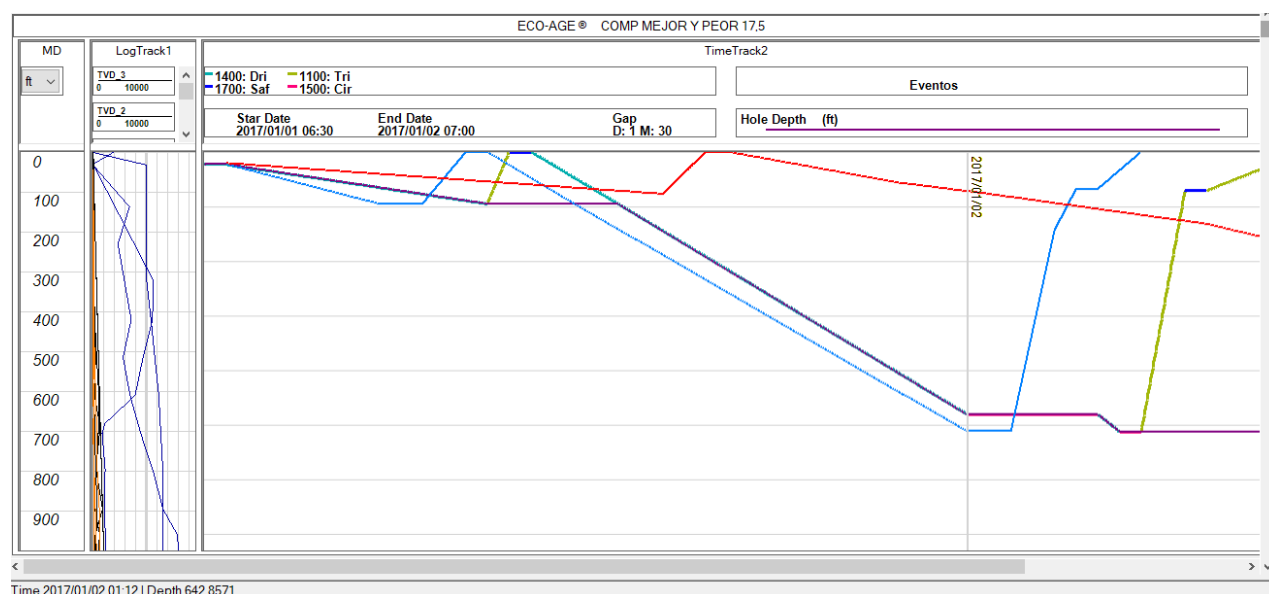


Figura 31. Ejemplo de performances en muestra de pozos sección 17,5"

Así mismo, en la figura 31 se aprecia el survey de cada pozo, información bastante relevante para integrar al análisis y poder determinar las causas por las que un pozo refleja su performance con un buen o mal desempeño en la perforación.

El mismo análisis cualitativo se realizó para la sección de 12,25" y la sección de 8,5".

Es de suma importancia recalcar que el alcance de este proyecto de grado propone precisar cada componente de los BHA de los pozos a los cuales se hace referencia de la tabla 8 -10, por ello, se

ha designado todo el Apéndice D que muestra la configuración del ensamblaje de fondo*.

Observe a continuación el siguiente ejemplo donde se aprecia el diseño de BHA para la sección de 12,25" con la especificación de las herramientas utilizadas ver tabla 11.

Tabla 11.

Descripción de los componentes de BHA para comparar pozos en la sección de 12,25"

	MR-15	MR-3
Diámetro de la camisa	9 5/8"	9 5/8"
Diámetro de estabilizador más cercano	16 3/4"	16 3/4"
Ángulo de Bend	1.15°	1.15°
Potencia del motor (Rev/gal)	0,11	0,11

*En el apéndice D se encuentran las herramientas que componen cada BHA de los mejores y peores pozos en desempeño de perforación en todas las secciones estudiadas.



Figura 32. Diseño de BHA para fase 12,25''AR-3

La figura 32 expone el diseño de BHA de manera gráfica que se presenta en la tabla 10.

Como se observa en la tabla, los pozos comparados tienen el mismo diseño, (Excepto por cambio en el tamaño de la camisa del motor) y si bien el centro de este estudio es el análisis de los BHA, factores como la capacidad del motor (Actividad realizada: Rotar o deslizar), la posición de

los estabilizadores y herramientas en el ensamblaje con diámetros poco comunes fueron tenidos en cuenta como criterios determinantes en el desempeño del BHA.

5.2.1 Motor de fondo. En el campo de Ecopetrol seleccionado, se pudo identificar que se contempló para todos los pozos el uso de motor convencional. Es decir, aquellos que, para hacer construcción de ángulo, se debe dejar de rotar y comenzar a deslizar, una situación que hace más probable un atascamiento.

Así mismo, la muestra de pozos seleccionado coincidió en todas las características analizadas: Diámetro de la camisa, estabilizador, ángulo del bend y la potencia del motor. Como se puede apreciar a continuación de la tabla 12-14.

Tabla 12.

Comparación de motores para la sección de 17,5"

	AR-3	AR-20
Diámetro de la camisa	8"	8"
Diámetro de estabilizador más cercano	11,5"	11,25"
Ángulo de Bend	1.5°	1.5°
Potencia del motor (Rev/gal)	0,17	0,17

Tabla 13.

Comparación de motores para la sección de 12,25"

	AR-16	MR-5
Diámetro de la camisa	6 3/4"	6 3/4"
Diámetro de estabilizador más cercano	-	8,5"
Ángulo de Bend	1.5°	1.5°
Potencia del motor (Rev/gal)	0,29	0,29

Tabla 14.

Comparación de motores para la sección de 8,5"

	AR-16	MR-5
Diámetro de la camisa	6 3/4"	6 3/4"
Diámetro de estabilizador más cercano	-	8,5"
Ángulo de Bend	1.5°	1.5°
Potencia del motor (Rev/gal)	0,29	0,29

Teniendo en cuenta las características expuestas en las tablas 11-13, es fácil ultimar que los motores no fueron un factor diferenciable en el BHA.

5.2.2. Posición de estabilizadores. Uno de los principios para variar el ángulo de inclinación de la sarta, es la modificación de la posición del estabilizador según afirman (Felczak, Godwin, Howkins, & Sthephen, 2012), debido a que se puede afectar el equilibrio del BHA forzándolo a aumentar, mantener o disminuir la inclinación del pozo con respecto a la vertical, comúnmente conocidos como crecimiento angular, retención angular o declinación angular, respectivamente.

La velocidad a la cual un BHA construye el ángulo se ve afectada por la distancia entre estabilizadores, como se explicará a continuación:

- Estabilizador cercano a la broca con drillcollars: Es un diseño de BHA que tiende a construir ángulo cuando se le aplica peso a la broca. Este diseño se denomina Fulcro.
- Primer estabilizador lejano de la broca: Es un diseño que, en compañía de un segundo estabilizador lejano a la broca, crea un efecto péndulo para que la fuerza de gravedad atraiga la broca para el lado bajo del pozo. Este diseño se le denomina pendular.
- Múltiples estabilizadores: Separados de forma longitudinal para aumentar la rigidez. Este diseño se le denomina empaquetado.

Ahora bien, conociendo los diseños de BHA según la influencia de los estabilizadores, obsérvese cada uno de los diseños utilizados en los pozos seleccionados* .

De la figura 33-35 se puede apreciar como estuvieron diseñados los BHA según la posición de los estabilizadores y se puede observar que dicha la posición de los estabilizadores no varió de un BHA a otro en la misma sección. En otras palabras, la posición de los estabilizadores fue estándar para todos los pozos (fueron exactamente iguales el número de estabilizadores y su posición en los BHA comparados). Por otro lado, se debe tener en cuenta que para el pozo MR-3 en el cual se presentaron múltiples problemas operacionales por el BHA semipendular utilizado, la posición y el número de estabilizadores tiene relación directa en su desempeño. Se profundiza en el apartado 6.1 sobre esta situación.

De este apartado se puede concluir que la causa raíz del alto y bajo desempeño de los pozos no se relaciona en ningún sentido con la posición de los estabilizadores.

FASE 17,5"		
MR 15	MR 3	AR-8
BHA N°2	BHA N°2	BHA N°2
Herramientas	Herramientas	Herramientas
Tipo: Pendular	Tipo: Semipendular	Tipo: Packed

*En el Apéndice D, se encuentran los tipos de BHA para las siguientes secciones (12,25" y 8,5")

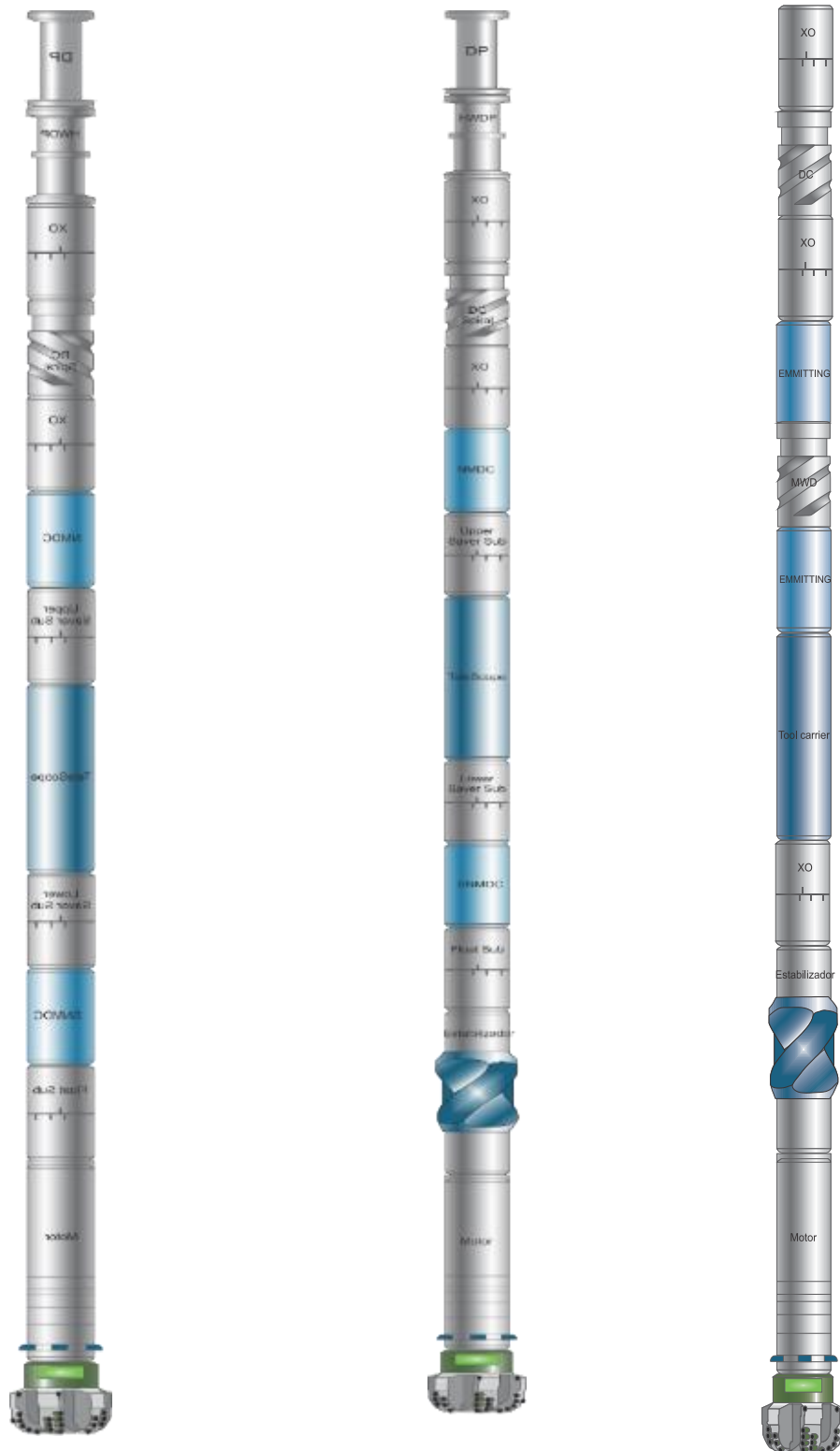


Figura 33. Diseño de BHA para la primera sección de 17,5"

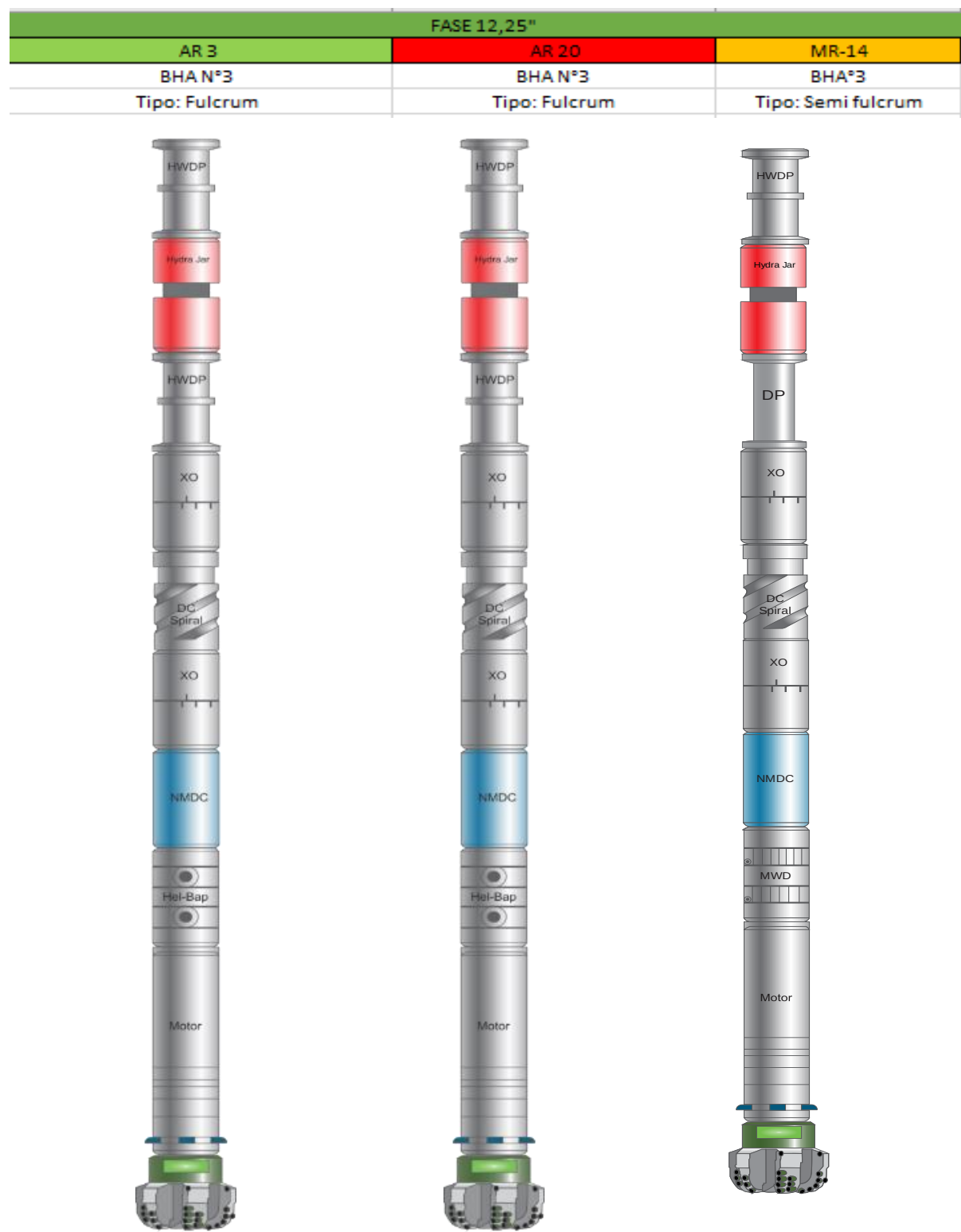


Figura 34. Diseño de BHA para la segunda sección de 12,25"

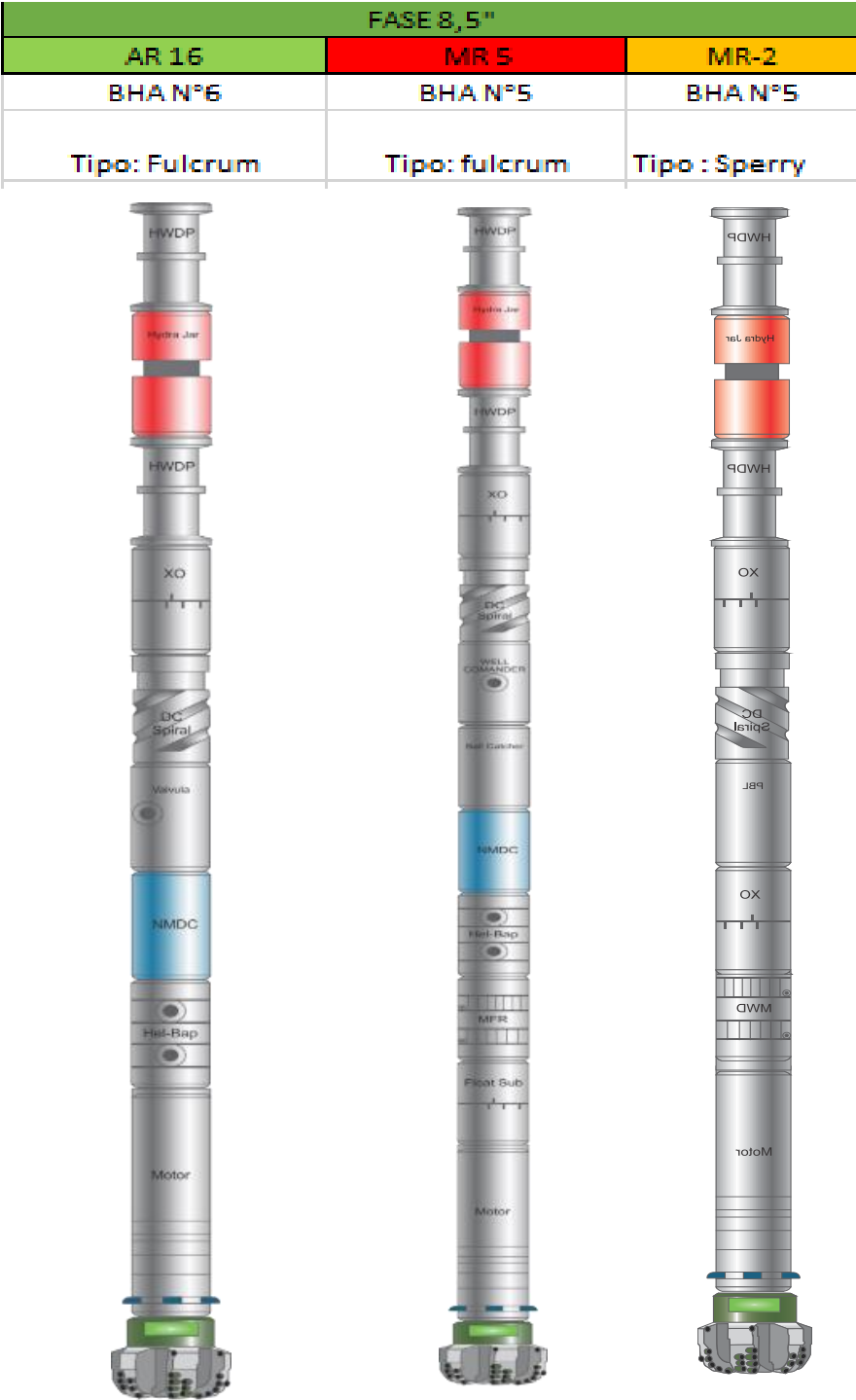


Figura 35. Diseño de BHA para la última sección de 8,5"

5.2.2 Herramientas con diámetros inusuales en el BHA. Existen herramientas con diámetros similares al de la broca, (considerando que la broca es el elemento del BHA con mayor diámetro), que, si bien generan beneficios para mantener el tamaño del hueco o mejorar la calidad del pozo, pueden generar puntos de pega.

Entre esas herramientas destacan: Hole opener y Rhirino reamer. Estos dos accesorios, estuvieron ausentes en todos los diseños analizados, por ende, no se puede relacionar eventos de pega de tubería a causa de la presencia de este tipo de herramientas.

No obstante, no basta con analizar componente por componente del BHA; Es necesario enlazar los BHA'S junto con la dirección del pozo o trayectoria direccional y la velocidad con la cual perforaron las formaciones de interés, todo ello ligado a criterios como:

- Objetivo de inclinación
- Litología
- Parámetros operacionales

Bajo estos criterios, se podrá conocer por qué un pozo tuvo mejor desempeño que el otro, en este caso AR-3 en comparación con AR-20. El mismo procedimiento se realizó para cada par de pozos (Mejor desempeño-bajo desempeño) en las secciones de 17,5" y 8,5" (Ver en apéndice D).

5.3 Criterios adicionales de evaluación en el desempeño de sarta de perforación

5.3.1 Inclinación. Para una evaluación más detallada, se analiza la inclinación de cada par de pozos en las tres secciones estudiadas, porque, ayuda a determinar la dificultad con la que se perfila la dirección del pozo en la perforación según el plan direccional y siguiendo los objetivos en la construcción de ángulo, tumbes del mismo o manteniéndolo.

Se encontró que todos los pozos analizados, fueron tipo J en su geometría y la profundidad final por sección muy similares, como se aprecia en las siguientes tablas (14- 16). El primer pozo enunciado en cada tabla arrojó mejor desempeño que el inmediatamente siguiente. Ver tablas de la 15-17.

Tabla 15.

Comparación de geometría e inclinación de pozos en la sección 17,5"

Datos de Inclinación					
Campo	-	Pozo	MR-15	Taladro de Perforación	NABORS PX-44
Profundidad final de sección MD (ft)	1024	Profundidad final de sección TVD (ft)		Inclinación Máxima (°)	5.6°
Tipo de Pozo	J vertical	Coordenadas de superficie	N 920.321,02m, E1.048.617,67m		
Datos de Inclinación					
Campo	-	Pozo	MR-3	Taladro de Perforación	NABORS PX-44
Profundidad final de sección MD (ft)	1039	Profundidad final de sección TVD (ft)	-	Inclinación Máxima (°)	3°
Tipo de Pozo	J desviado	Coordenadas de superficie	-		-

Como se observa en la tabla 14, la diferencia en la inclinación final no es mucha. Incluso comparando las inclinaciones al final de cada sección se encontró que para el MR 15 la máxima inclinación en la sección de 17,5" fue de 5,6° y para el pozo MR-3 la máxima inclinación al final de la sección de 17,5" fue de 3°. En ambos pozos el objetivo era mantener la verticalidad antes de llegar al KOP propuesto en cada pozo.

Tabla 16.

Comparación de geometría e inclinación de pozos en la sección 12,25"

Datos de Inclinación					
Campo	-	Pozo	AR-16	Taladro de Perforación	NABORS PX-44
Profundidad final de sección MD (ft)	8040	Profundidad final de sección TVD (ft)	7100	Inclinación Máxima (°)	53.78
Tipo de Pozo	J desviado	Coordenadas de superficie			
Datos de Inclinación					
Campo	-	Pozo	MR-5	Taladro de Perforación	NABORS PX-44
Profundidad final de sección MD (ft)	8350	Profundidad final de sección TVD (ft)	7666.78	Inclinación Máxima (°)	59.69
Tipo de Pozo	J desviado	Coordenadas de superficie	-		-

Evidentemente como se muestra en la tabla anterior (tabla16), estos pozos a pesar de tener profundidades finales diferentes en MD no son del todo distantes en cuanto a su geometría. Es decir, al indagar sobre la inclinación final alcanzada en la sección, se encontró que el pozo AR-3 obtuvo una inclinación máxima de 34°, mientras que el pozo AR-20 alcanzó una inclinación máxima correspondiente a 38°. Cabe resaltar que en esta sección se muestra el mayor trabajo direccional de los pozos.

Tabla 17.

Comparación de geometría e inclinación de pozos en la sección 8,5"

Datos de Inclinación					
Campo	-	Pozo	AR-16	Taladro de Perforación	NABORS PX-44
Profundidad final de sección MD (ft)	8040	Profundidad final de sección TVD (ft)	7100	Inclinación Máxima(°)	53.78
Tipo de Pozo	J desviado	Coordenadas de superficie			
Datos de Inclinación					
Campo	-	Pozo	MR-5	Taladro de Perforación	NABORS PX-44
Profundidad final de sección MD (ft)	8350	Profundidad final de sección TVD (ft)	7666.78	Inclinación Máxima(°)	59.69
Tipo de Pozo	J desviado	Coordenadas de superficie	-		-

Como se observa en la tabla 17, la inclinación final de cada pozo en la última sección no marca un contraste significativo, es decir, no se podría constatar que la inclinación fuera un factor determinante en la comparación del desempeño de ambos pozos, cuando la diferencia entre estos no es grande, o al menos no difieren en más de 6 grados de inclinación el MR-5 con respecto al AR-16.

5.3.2 Litología. En este proyecto de grado, se realiza un análisis de la litología atravesada por los pozos de la campaña de perforación 2017, identificando las tendencias de cada formación y la relación existente entre la complejidad de la litología con los resultados obtenidos en la perforación de cada pozo; Sin embargo, en este nivel de detalle y exactitud, comparar pozos a nivel de campaña no era lo más apropiado, debido a que dentro de los 47 pozos analizados del campo

de Ecopetrol, se identificaron 26 pozos correspondientes al Bloque 1 y 21 pozos correspondientes al Bloque 2. (Ver figura 37).

Es así que, para efectos de este estudio, se creó un mapa 2 D que permitiera establecer la ubicación por clúster de cada pozo. Esta premisa es clave para ligar o desligar el buen y mal desempeño de los pozos con respecto a la litología, debido a que existe disimilitud en la litología de los pozos en el Bloque 1 con respecto a la litología de los pozos del Bloque 2, reflejado en el cambio de la profundidad en la que se encontraron los topes de las formaciones para cada bloque (Ver la siguiente figura 36 que muestra la diferencia marcada de una formación en un pozo del Bloque 1, respecto a esa misma formación en otro pozo del Bloque 2).

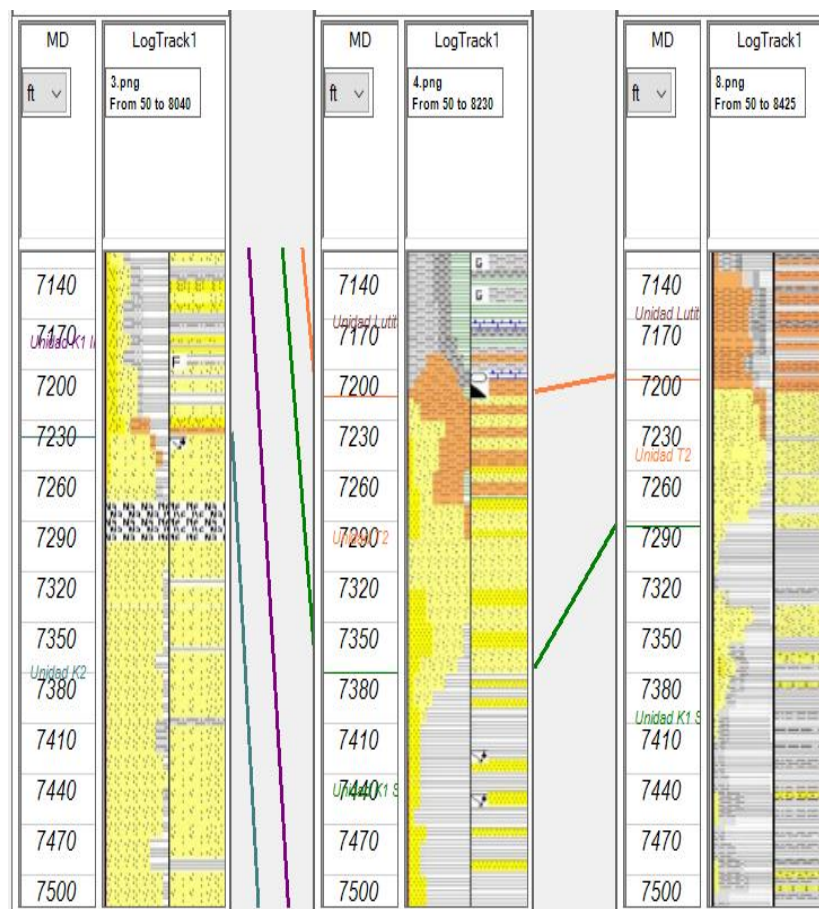


Figura 36. Diferencias entre profundidades en las que se encuentran unos topes de las formaciones en pozos de 2 bloques diferentes.



Figura 37. Procedimiento para analizar litología por clúster.

A continuación, se anexan las vistas de planta de cada pozo de interés.



Figura 38. Mejor pozo de la sección 17,5"(MR-15) con sus vecinos en el clúster.

Se aprecia en la figura 38 todos los pozos del clúster y no una fotografía que exponga 2 pozos a comparar, ello se debe a que para la sección de 17,5” no aplica el criterio de encontrar un pozo con bajo desempeño en el clúster donde se ubica el pozo MR-15, debido a que los resultados del desempeño en perforación de esos 5 pozos fueron muy buenos en general. Además, se debe tener en cuenta que es una sección corta y no tiene muchas implicaciones en cuanto a la dificultad en la perforación, por ello se considera que la primera sección no marca retos significativos en la perforación, sin embargo, en todo el estudio, se encontró un pozo que se alejó mucho a la tendencia de buen desempeño en la primera fase (Ve análisis de resultados para este caso en específico en el capítulo 6).



Figura 39. Pozo con el más bajo desempeño en la sección de 17,5” (MR-3) con un vecino en el clúster.

En la figura anterior (39), el pozo MR-3 obtuvo un bajo desempeño en la perforación. Sin embargo, al querer encontrar la causa de ello, el resultado no se puede ligar 100% a la complejidad

de la litología del clúster y se puede evidenciar porque a poca distancia se encuentra el pozo MR-7, el cual obtuvo un buen performance en la etapa de perforación.

La misma situación se encontró a lo largo de la sección intermedia y la última fase donde: por cada ejemplar con excelente performance se situaba como vecino un contraejemplo de pozo con bajo desempeño en el performance y viceversa. Ver imágenes de la 40- 43 donde se visualiza lo descrito.



Figura 40. Pozo con excelente desempeño en la fase 12,25" (AR-3) con su vecino más próximo de bajo desempeño.



Figura 41. Pozo con el desempeño más bajo en la sección de 12,25" (AR-20) con su vecino más próximo de mejor desempeño.



Figura 42. Pozo con excelente desempeño en la fase 8,5" (AR-16) con su vecino más próximo de bajo desempeño.



Figura 43. Pozo con el desempeño más bajo en la sección de 8,5" (MR-5) con su vecino más próximo de mejor desempeño.

Del mismo modo, esta comparación apuntó que, por cada pozo con excelente desempeño, existía un pozo vecino de la locación con bajo desempeño en la misma sección estudiada, con ello se puede puntualizar que: La litología de los clústers de interés NO influyó de manera directa en la perforación, es decir, existen otras razones que explican el performance de cada pozo y se hablará de estas causas más adelante. Véase a continuación las tablas 18 y 19 que resumen lo contenido en las fotografías.

Tabla 18.

Pozos con excelentes desempeños y sus vecinos con bajo desempeño.

	Mejor pozo por sección	Vecino con bajo desempeño
Sección 17,5"	MR-15	N/A
Sección 12,25"	AR-3	AR-1
Sección 8,5"	AR-16	AR-20

Tabla 19.

Pozos con peor desempeño y sus vecinos con buen desempeño.

	Peor pozo por sección	Vecino con buen desempeño
Sección 17,5"	MR-3	MR-7
Sección 12,25"	AR-20	AR-15
Sección 8,5"	MR-5	MR-9

5.3.3 Parámetros operacionales. A la hora de perforar un pozo, se siguen varios parámetros operacionales que se acogen al plan de perforación propuesto desde la fase de planeación de pozos.

Estos parámetros sufren variaciones como respuesta a la mitigación de situaciones problema como: tight hole, influjo, pérdida de lodo, entre otros. Cabe resaltar que desde el software EcoAge a estas situaciones indeseadas se les ha denominado eventos. Adicional a ello, haciendo uso del reporte diario de operaciones en Openwells se puede hacer un seguimiento sobre parámetros operacionales como: ROP, galonaje, presión en el standpipe, RPM, peso sobre la broca (WOB) y torque. Lo anterior tiene como finalidad comprender como es el comportamiento habitual de los parámetros en la perforación e identificar la relación existente entre las variaciones de estos parámetros con el bajo y alto desempeño en la perforación unido al uso del BHA adecuado.

En este orden de ideas, estudiar los parámetros permite encontrar (en las tres actividades de interés: Perforar, viaje de acondicionamiento y sacada de BHA), factores anormales o que se salgan de la tendencia, de ser así, se procede a leer en el reporte direccional para conocer qué actividad se realizó en esa fecha y hora en la profundidad reportada, con el fin de entender las causas por las cuales se procedió a manejar parámetros por fuera de lo planeado o ligar un evento indeseado al cambio abrupto en parámetros*.

Para efectos de esta investigación, se analizó si los cambios parámetros de cada pozo incidían en el alto y bajo desempeño. El estudio de parámetros permitió realizar el análisis de los resultados que se abarcan en el capítulo 6.

6. Análisis de los resultados

En este capítulo comprende el procedimiento que se sigue para analizar los resultados arrojados por la investigación y el procesamiento de los datos. Los autores proponen el siguiente diagrama (Figura 44) para realizar el análisis.

*Se designó el apéndice E para la descripción de parámetros por pozo.

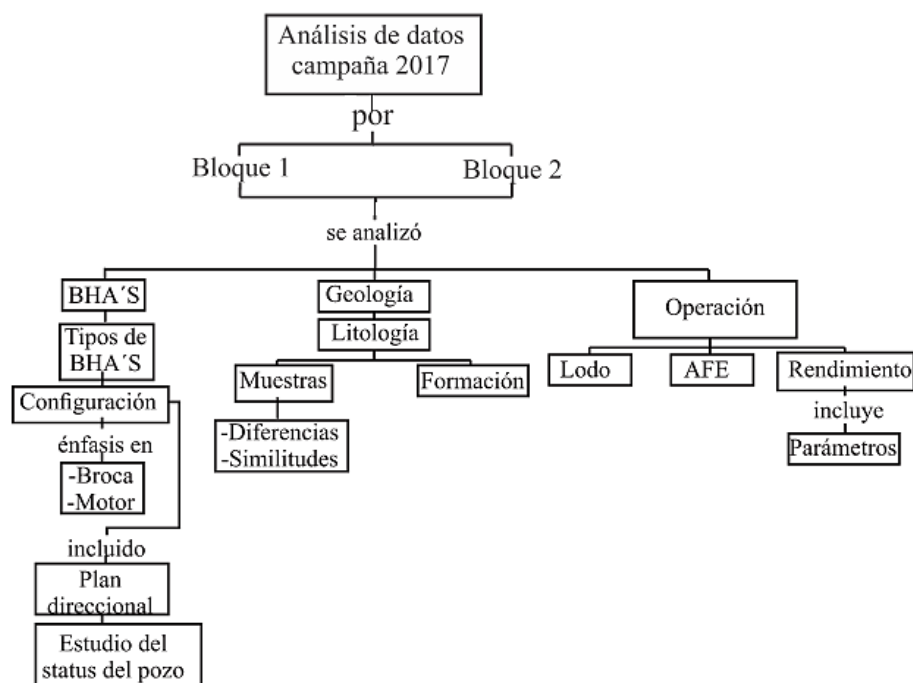


Figura 44. Metodología para el análisis de los resultados.

Como se evidencia en la figura 44, la comparación de desempeño de pozos contiguos, se bifurca en tres grandes tópicos: *Análisis de BHA, geología y operaciones*. A partir de estos, se presenta el análisis de los resultados sección a sección desde el apartado 6.1 hasta el 6.3 (Propiedad intelectual de los autores), puntualizando en los pozos con desempeño más bajo con el objetivo de comprender la causa-raíz de la poca eficiencia.

La tabla 20 presenta el simbolismo usado en el análisis de resultado de la sección de 17,5", 12,25" y 8,5" presentados en el diagrama de decisiones.

Tabla 20.

Símbolos para árbol de decisión en los análisis Causa-Raíz de los pozos con bajo desempeño.

Figura	Nombre	Significado
	Nodo de decisión	Indica una decisión que se tomó
	Nodo de probabilidad	Muestra múltiples resultados inciertos
	Ramificaciones alternativas	Cada ramificación indica un posible resultado o acción.
	Alternativa rechazada	Muestra una alternativa que no estaba seleccionada.
	Nodo terminal	Indica un resultado definitivo.

Nota: Nomenclatura utilizada para elaboración del árbol de decisión. Adaptado de Rokach, L and Maimon, O. (2008). Data mining with decision trees: Theory and applications. Disponible en <https://bit.ly/2SqQTMP>

Es importante comprender, que un bajo desempeño no es sólo resultado de una mala acción realizada en la perforación, sino de la suma de las consecuencias originadas por una sola acción, así como ocurrió en cada uno de los pozos con bajo desempeño en la campaña de perforación 2017. Es por ello, que se explica el contexto en que ocurrieron los hechos que generaron bajos resultados en el performance de cada pozo.

En la figura 44, por medio del uso de un árbol de decisiones, se evidencian los ítems que incidieron en los bajos resultados del desempeño.

6.1 Análisis de resultados en la sección de 17,5"

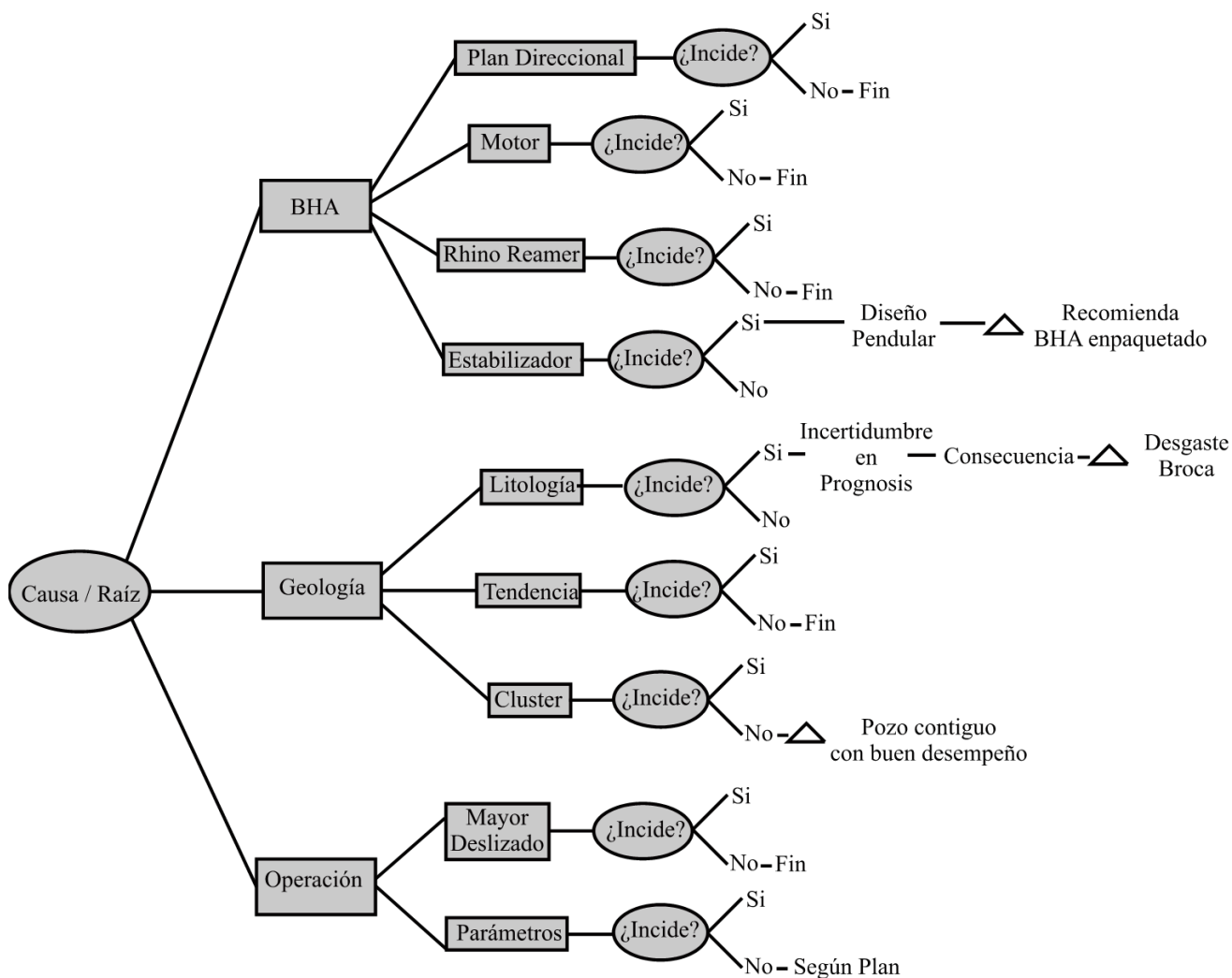


Figura 45. Análisis Causa-Raíz de problemas en el pozo de bajo desempeño en la sección de 17,5" (MR-3) Según autores.

Teniendo en cuenta la figura 45, se puede descartar que los problemas en la fase de 17,5" tengan origen en el desempeño, debido a que los parámetros estuvieron en el rango propuesto por el plan de perforación, es decir, fue un factor que no influyó en los bajos resultados. Adicional a ello,

comparando el mejor pozo de la sección 17,5" (MR-15) con el MR-3, se encontró que hubo alto porcentaje de deslizado en este último (actividad anormal o poco común en esta sección).

Se evidenció, que el pozo MR-3 estuvo ligado a problemas en mala prognosis de geología, debido a que se esperaba tener alta presencia de conglomerados desde el inicio de la perforación hasta los 300 ft aproximadamente; sin embargo, por análisis de muestras se determinó que la presencia de conglomerados se mantuvo hasta más de los 700 ft de profundidad (Situación alarmante, porque los conglomerados generan torque errático, vibración y afectando también el rendimiento en términos de ROP), además de generar alto desgaste de la broca y presentándose riesgo de colisión, aunque se resolvió sin mayor inconveniente gracias a la respuesta apropiada del motor. De manera análoga a lo anterior, hubo una mala elección en el diseño del BHA. Se utilizó un BHA pendular escatimando la posibilidad de controlar las vibraciones con un BHA empaquetado, que podría haber mitigado en gran medida el desgaste de las herramientas del BHA, sobre todo el desgaste de la broca, debido a la pésima calificación con la cual salió del pozo.

Claramente, en esta situación se recomienda el uso de un BHA empaquetado, que permita tener mayor control en el diseño de la trayectoria, en vista que, en la primera sección se esperaba mantener el pozo con dirección vertical (Es una sección donde no hay un trabajo direccional marcado) y los autores manifiestan, que la máxima inclinación que se encuentra en la sección de 17,5" son 5° esto con el objetivo de ubicar el pozo en una posición idónea en el KOP para la sección inmediatamente siguiente. En definitiva, la causa raíz del bajo desempeño de este pozo en la sección de 17,5", tiene orígenes en la alta incertidumbre en prognosis y el no cambio de BHA pendular a empaquetado.

Sintetizando los resultados del mejor pozo en esta sección (MR-15) y el pozo con bajo rendimiento (MR-3) se puede evidenciar como lo enseña la tabla 21 que la ROP del MR-15 estuvo

muy por encima que la ROP del MR-3, reflejado también en el tiempo real de ejecución donde el MR-15 tuvo casi el doble de beneficio en tiempo.

Tabla 21.

Comparación de desempeños en la sección 17.5"

MR-15				MR-3			
ROP	ft recorridos	%Rotando	%Deslizando	ROP	ft recorridos	%Rotando	%Deslizando
168	729	87		52.9	655	77	
106.1	105		13	109.7	193		23
156.5	834			60	848		
			AFE (h) 28,8				AFE (h) 36
			T Real (h) 20,4				T Real (h) 31
			Diferencia 8,4				Diferencia 4

En último lugar, los autores basados en la información contenida en la tabla 21 afirman que la falta de acciones tempranas de cambio de BHA, fue el causal para que el pozo MR-3 NO estuviera al mismo nivel de desempeño en el performance que los demás pozos de la campaña 2017.

6.2 Análisis de resultados sección 12,25"

Como primer detonante a los inconvenientes, se encuentra que el pozo AR-20, está mal posicionado desde la primera sección (en el cuadrante opuesto a donde debería estar), por lo que la perforación en la fase de 12,25" se vuelve más compleja, y la razón es que se debe corregir la inclinación del pozo desde la salida de la sección 12,25" para acortar la separación por atrás del plan y situar el pozo hacia el cuadrante (IV) en la sección vertical a fin de evitar generar severidades mayores a las del plan en aras de minimizar el centro a centro con este. (Reporte direccional, 2017).

Como segunda medida, la tendencia desmesurada del fulcro a construir a profundidad de 1328 ft es bastante evidente, por lo que se corrige inclinación a construir en promedio $0.58^{\circ}/100$ ft y se deslizan dos paradas continuas, primero con 18 ft y 19 ft sucesivamente (deslizan entre el 45-50% de la parada) para disminuir la inclinación de 1.86° a 1.33° . Este hecho, genera trabajo direccional adicional fueran del plan, y toda acción u actividad que no esté contemplado en el plan direccional, produce tiempos adicionales de ejecución (ILT), esta situación no se contempla como NPT debido a que no se presentó una falla o daño. Ver figura 46.

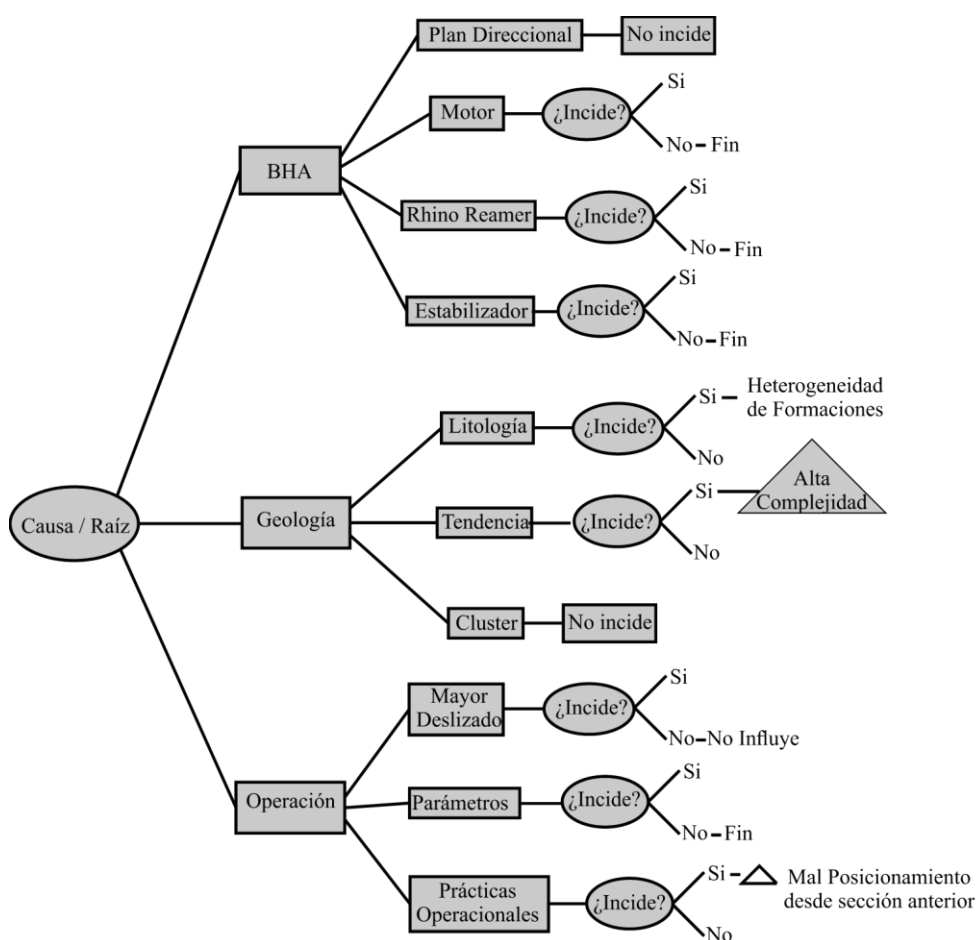


Figura 46. Análisis Causa-Raíz de problemas en el pozo de bajo desempeño en la sección de 12,25" (AR-20) según autores.

En conclusión, en el pozo AR-20, el BHA fulcro tuvo excesiva tendencia a construir, sumado a que en las practicas operacionales hubo demasiado backreaming lo que causa alta suciedad en el pozo, aumentando los tiempos de circulación para obtener retornos limpios en superficie. Ello a su vez genera efectos colaterales, como lo es el alto porcentaje de cavings, por tal razón, los autores asumen que, posiblemente se produjo derrumbes como respuesta a la excesiva circulación.

Finalmente, el panorama se empeora al encontrar alta tendencia de la formación al tumbar ángulo, lo que aumentó el trabajo direccional para tratar de mantener el plan y contrarrestar esa tendencia. Además, se debe sumar la influencia que genera la alta heterogeneidad de las formaciones que marcaron un gran reto (Tendencias de la formación a tumbar ángulo, luego una marcada tendencia a construir ángulo).

Tabla 22.

Desempeño en la sección 12,25"

AR-3				AR-20			
ROP	ft recorridos	% Rotando	% Deslizando	ROP	ft recorridos	% Rotando	% Deslizando
195,04	4590	80.76		149.35	5178	88.47	
63,94	1136		19.84	47.95	675		11.53
	5726				848		

tabla 22). Cabe recalcar que, en esta investigación, conectar el alto y bajo desempeño a los tiempos empleados en las actividades es apremiante para poder optimizar el performance de los pozos.

6.3 Análisis de resultados sección 8,5"

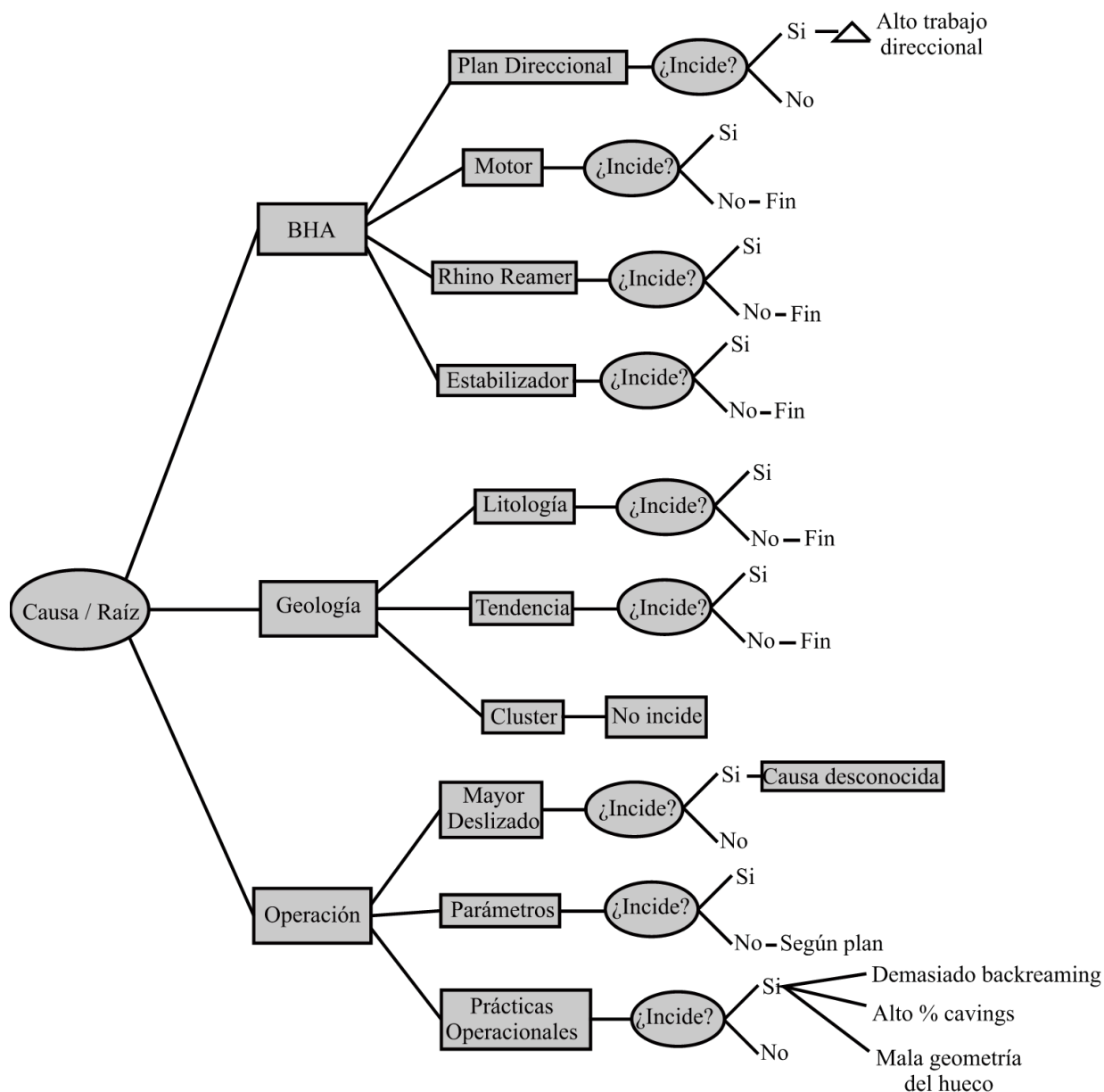


Figura 47. Análisis Causa-Raíz de problemas en el pozo de bajo desempeño en la sección de 8,5" (MR-5) según autores.

La figura 47 expone los problemas que influyen en la perforación del pozo MR-5 y que lo convirtieren en el pozo de más bajo desempeño de toda la campaña 2017 en la sección de 8.5”.

Litológicamente, el pozo MR-5 está bastante privilegiado en cuanto a las estructuras que atraviesa, en otras palabras, este pozo posee capas uniformes, sin muchas intercalaciones de lutitas o arcillolitas, se caracteriza por espesores de capas “homogéneos”. Por esta razón, se excluye la geología y litología como causantes del bajo desempeño.

En el estudio de causa- raíz de los inconvenientes en la perforación de la sección de 8.5” se presenta comúnmente en la mayoría de los pozos: la pérdida de lodo. Las formaciones que se encuentran entre 5500 ft y 8500 ft tienden a tener zonas ladronas, lo que genera perdida de retornos a superficie y ello lleva a que los parámetros de operación se salgan de control, lo que desencadena en una serie de problemas aún peores: El constante bombeo de píldoras LCM para control de perdidas, que si bien atacan el evento de perdida de lodo, pueden causar taponamiento de las boquillas de la broca o los orificios de diámetro pequeño en las herramientas direccionales, situación que según este estudio se presentó en el 20% de los pozos con eventos de perdida de lodo.

También en el pozo MR-5 se presentó alto trabajo direccional, evidenciado en elevado porcentaje de deslizado (ver tabla 21) y teniendo en cuenta que su litología fue bastante favorable, se encuentra que esta actividad de deslizado tiene causas desconocidas, porque en la última sección de todos los pozos, el plan direccional está enfocado en mantener la inclinación hasta llegar al target. Asimismo, es de destacar que en el pozo MR-5, el FEL posee cantidades considerables de arena, arcillolita roja y limolita, con formaciones muy homogéneas, en especial en la unidad K1 donde para el pozo AR-16 quien obtuvo el mejor desempeño, se presenta predominancia en presencia de lutitas y más dificultad en la perforación de esa litología.

La situación más desfavorable por la que se enfrentó el pozo MR-5 fue la sacada del BHA. En el viaje a superficie la calidad del hueco era pésima, con eventos de tight hole, lo que obligo a realizar actividad de rimado en el pozo. A su vez, se requirió circular por mayor tiempo para limpieza del pozo y finalmente se evidenciaron posibles derrumbes en el pozo, debido a altos porcentajes de cavings.

Tabla 23.

Desempeño en la sección 8,5"

MR-5				AR-16			
ROP	ft recorridos	%Rotando	%Deslizando	ROP	ft recorridos	%Rotando	%Deslizando
44.47	1291	93.08		46	816	80.16	
9.78	96		6.92	14.8	202		19.84
	834						
		AFE (h) 36				AFE (h) 36	
		T Real (h) 55				T Real (h) 50	
		Diferencia -19				Diferencia -14	

Los autores consideran que si bien la última fase de perforación es bastante retadora por la pérdida de retornos a superficie y la posible fractura de la formación Guadalupe (formación altamente permeable); Se debería contar con material obturante disponible antes de iniciar la perforación de la fase, a causa de todos los casos de pozos que registran volúmenes de pérdida exagerados.

Al final de la perforación de pozos, nuevamente estos eventos indeseados aumentan el porcentaje de NPTs y costos financieros que pueden llegar a generar inviabilidad técnica de los pozos en esa zona.

Si se analiza detalladamente la tabla 23, se puede reconocer que en esta fase de perforación (fase 8,5") el pozo con mejor desempeño (AR- 16) y el pozo con bajo desempeño (MR-5), no

logran mantenerse en el límite técnico de duración en la perforación; Es sencillo interpretar que ambos pozos están muy lejos de alcanzar el AFE y están desfasados en la ejecución del pozo. Por ello la situación de la pérdida de lodo se vuelve crítica, en una sección tan susceptible al evento de pérdida de retornos.

7. Propuesta de BHA y evaluación de broca basada en el análisis de datos de la campaña 2017

7.1 Recomendación de BHA y broca para la sección de 17,5”

En la construcción de la primera fase de los pozos, se contempla el uso de dos BHA’S: uno convencional sin motor, con broca ticonica y un segundo BHA con motor y broca PDC. La combinación de estos dos estilos de BHA ha generado resultados positivos, según se evidenció en el estudio.

A causa de lo anterior, los autores proponen como opción de optimización de resultados en la fase de 17,5” continuar implementando dos BHAs como de describe al principio de este apartado. Sin embargo, el objetivo de mejorar estos diseños (aumentando la eficiencia) es combinando la broca TRC 17 ½" (U, SN: 1430239JH, BOQUILLAS 3*20 + 1*18, TFA: 1.169) con las demás herramientas convencionales que se usan en este primer BHA* . Ver figura 47 y tabla 22 en la primera columna.

Además, para el diseño del segundo BHA, la alternativa más prometedora es implementar una broca PDC 17 1/2" U NUEVA, S/N: 28275, TIPO: U519S, IADC: S422, combinada con herramientas MWD y motor que permitan dejar el pozo posicionado para iniciar la construcción

*El primer BHA es el más sencillo de todos, por ello, no posee en su configuración herramientas sofisticadas ya que no son necesarias, debido a la poca longitud de la sección y rápida perforación de la misma.

de la curva. Se debe considerar que el ambiente sedimentario donde se depositaron las formaciones del campo de Ecopetrol estudiado es fluvial, con una tendencia de horizontalidad generalizada, es decir, no se evidencia que las primeras capas litológicas posean una tendencia agresiva y dominante, sin embargo, tienden a construir ángulo, debido a ello se recomienda usar un BHA de tipo pendular en la sección de 17,5'', no obstante, es recomendable para el caso del clúster donde está ubicado el MR-3, utilizar un BHA empaquetado a causa de litología compleja (Ver apartado 6.1) por la alta presencia de conglomerado y de ser necesario, tomar esta acción si se evidencia en otros pozos análogos a las características del MR-3.

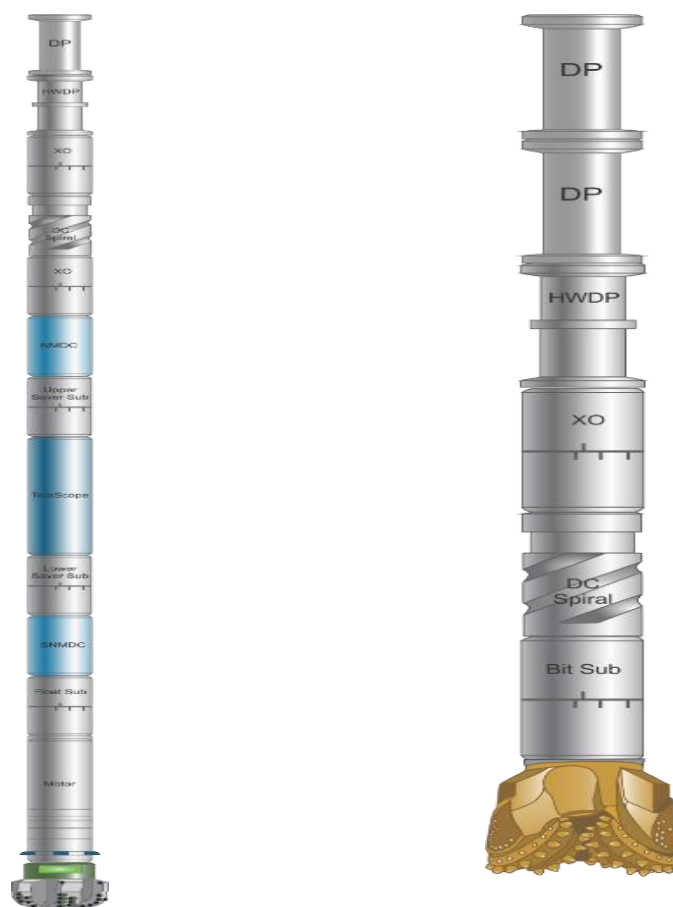


Figura 48. Diseño de BHA's y mejores brocas para la sección 17,5''. Derecha: Broca tricónica y BHA convencional. Izquierda: BHA pendular y broca PDC

Tabla 24.

Diseño de BHA y mejor broca para la sección 17,5"

COMPONENTE	PROPUESTA BHA #1	PROPUESTA BHA#2
	BHA N°1	BHA 2
Broca	TRC 17 ½" (U, SN: 1430239JH, BOQUILLAS 3*20 + 1*18, TFA: 1.169)	PDC 17 1/2" U NUEVA, S/N: 28275, TIPO: U519S, IADC: S422
Bit Sub	BIT SUB 8"	N/A
Motor	N/A	9 5/8" MOTOR (STAB 16 3/4"; K: 0.11 rev/gal; BEND: 1.15°)
Float Sub	N/A	APLICA
Estabilizador	N/A	N/A
SHORT NMDC (MONEL)	N/A	8"
LSS (Lower Saver Sub)	N/A	APLICA
Telescope	N/A	TELESCOPE 825 MWD (MVC, APWD)
USS (Upper Saver Sub)	N/A	APLICA
NMDC (MONEL)	N/A	8"
Crossover	N/A	Crossover 6 5/8 Reg Pin X NC50 Box
Drill Collar	(2) DC 8"	(1) DC 6 1/2" Spiral
Crossover	APLICA	APLICA
HWDP	(2) 5"	(5) 5 1/2" XT54

7.2 Recomendación de BHA y broca para la sección 12,25"

El trabajo direccional fuerte en la construcción del pozo está en la sección intermedia. En el campo estudiado se evidenciaron muy buenos desempeños con el diseño de BHA tipo fulcro y siguiendo con la metodología aplicada de clasificar los BHA según dos grupos, se proponen los siguientes BHA'S para construcción de trayectorias.

El mejor BHA del grupo A, es un diseño original de la compañía operadora. No vió necesario modificarlo, debido a que coincidencialmente, la broca optima en esta sección hace parte del

conjunto de BHA más destacado, en el pozo con el performance más deseable de toda la campaña 2017 (AR-3) por lo cual se propone este BHA (Figura 48, tabla 25) como el más apropiado para la sección 12,25" y ello se justifica por el uso de la broca PDC 12 1/4" (U, U519S, IADC:S223, SERIAL: 35719, 4X18+ 1X16, TFA: 1.190), cuyo desempeño fue excelente, teniendo en cuenta que atravesó paquetes de arena bastante abrasivas (Unidad areniscas superiores, Unidad C1 y Areniscas de Carbonera) que suman alrededor de 1700 ft de espesor y a pesar de ello, salió con una calificación superior. Con respecto a los otros componentes de BHA (grupo A), herramientas y accesorios, se propone continuar usándolos tal cual están porque ofrecen resultados positivos que deben ser replicados para mejorar el desempeño en la perforación de pozos posteriores a la campaña 2017.

Los autores proponen para el diseño de BHAs de pozos que hacen parte del grupo B, utilizar brocas PDC de la compañía fabricante U. Para el BHA N°3 se recomienda una broca PDC 12 1/4" U IADC: S223T, U519S, S/N: 29693, 6x15/32 in² + 1x14/32 in², TFA: 1.18 in², Cortadores: 19 mm y para el BHA N°4 una PDC de 12 1/4" U No. 3 (TIPO: U519S, S/N: 33948, JETS: 4X18 + 1X20, TFA: 1.301 IN². Considérese que para ambas propuestas aplica el uso de: Martillo hidráulico por los riesgos de pegas de tuberías, herramientas direccionales MWD/LWD (Deseable uso de PeriScope*) de mayor exactitud que son esenciales en esta fase, HWDP, Drill collars espiralados y demás accesorios.

En la tabla 26 y en la figura 49 se visualizan la configuración de BHA descrita para los pozos que hacen parte del grupo B.

*PeriScope es una tecnología de LWD con sensibilidad direccional de 360° y más de 15 ft de rango de detección, diseñado para el posicionamiento proactivo de pozos.



Figura 49. Mejor BHA y mejor broca para pozos del grupo A sección 12,25" diseño fulcro.

Tabla 25.

Diseño de BHA y mejor broca para la sección 12,25 grupo A diseño fulcro

FASE 12,25" GRUPO A	
Componente	BHA N°3- N°4
Broca	PDC 12 1/4" (U, U519S, IADC:S223, SERIAL: 35719, 4X18+ 1X16, TFA: 1.190)
NMDC (MONEL)	8"
Crossover	APLICA
Drill Collar	6 1/2"
Crossover	APLICA
HWDP	(20) 5 1/2"
Hydraulic Drilling Jar	APLICA 6 1/2" OD
HWDP	(12) 5 1/2"

Tabla 26.

Diseño de BHA y mejor broca para la sección 12,25" grupo B diseño fulcro

FASE 12,25" GRUPO B		
Componente	BHA N°3	BHA N°4
Broca	PDC 12 1/4" U IADC: S223T, U519S, S/N: 29693, 6x15/32 in ² + 1x14/32 in ² , TFA: 1.18 in ² , Cortadores: 19 mm	PDC DE 12 1/4" U No. 3 (TIPO: U519S, S/N: 33948, JETS: 4X18 + 1X20, TFA: 1.301 IN2)
HEL-BAP MWD	N/A	APLICA
NMDC (MONEL)	8"	8"
Crossover	Lower Saver Sub	APLICA
TeleScope	TeleScope 825 NF (D&I+MVC+APWD)	N/A
Crossover	Upper Saver Sub	APLICA
HWDP	11 x 5-1/2" HWDP (XT54) (11 joints) Rig	(20) 5 1/2"
Hydraulic Drilling Jar	Hydra-Jar 6 1/2	APLICA 6 1/2" OD
HWDP		(12) 5 1/2"



Figura 50. Diseño de BHA y mejores brocas para grupo B en sección 12,25"

De izquierda a derecha figura 50: Diseño fulcro para tramo A de perforación, Diseño fulcro para tramo B de perforación.

7.3 Recomendación de BHA y broca para la sección 8,5”

La configuración de BHA para la fase final, marca grandes retos en la medida que entre más profundo es el pozo, mayor contundencia debe tener la broca y todo el conjunto de BHA al perforar, incluso, se requiere mayor peso sobre la broca (WOB) llegando al orden de hasta 20 KLB en peso para poder lograr el plan debido a bajas ROP evidenciadas en el estudio. Ver Apéndice E de parámetros de perforación.

Aunque en este tipo de pozos (geometría tipo J) para este Campo en específico, en la última sección únicamente se hacen pequeñas correcciones direccionales, ya que no existe un segundo KOP.

De acuerdo a lo anterior, los autores proponen seguir usando brocas PDC y herramientas direccionales que sean de apoyo para realizar las correcciones necesarias de trayectoria, acompañados lógicamente, de martillos que puedan dar el impacto necesario a las profundidades de hasta 9000 ft en casos de pega de tubería.

Finalmente, el mejor diseño de BHA para la sección de 8,5” resulta ser el aplicado en el pozo MR-5 unido a la mejor broca de la sección 8,5” de toda la campaña de perforación del año 2017.

Dando como resultado el BHA que se expone a continuación en la tabla 27 y la figura 51.

Tabla 27.

Diseño de BHA y mejor broca para la sección 8,5" diseño fulcro.

FASE 8,5"	
Componente	BHA N°4-N°5
Broca	PDC 8 1/2" U, TIPO: UI616M, IADC: M423, SERIE: 31032
Motor	(MOTOR + PBL) MUD MOTOR 675-56136 1.5° BH, 0.29 REV/GAL
FLOAT SUB	N/A
MULTI-FREQUENCY RESISTIVITY MFR	N/A
HEL-BAP MWD	6 3/4"
NMDC (MONEL)	6 3/4"
Válvula de Circulación	6 3/4" PBL WTF
BALL CATCHER	N/A
WELL COMANDER	N/A
Drill Collar	6 1/2"
Crossover	APLICA
HWDP	(19) 5 1/2"
Hydraulic Drilling Jar	APLICA 6 1/2" OD
HWDP	(3) 5 1/2"



Figura 51. Diseño de BHA y mejor broca para la sección 8,5" diseño fulcro.

8. Conclusiones

Analizar la geología y la litología de las formaciones perforadas en el campo de Ecopetrol seleccionado, permitió identificar por medio de comparaciones entre columnas estratigráficas de varios pozos, patrones en la litología de las formaciones atravesadas; En la primera sección más del 85% de los pozos presentó litología muy similar; Lo contrario ocurrió en la segunda y tercera sección donde hubo predominancia de heterogeneidad en formaciones y en los topes de estas.

Aplicar la metodologías benchmarking generó la oportunidad de implementar nuevas prácticas a fin de alcanzar mayor eficiencia en las operaciones futuras puesto que es una forma de seleccionar el mejor ejemplar en un estudio; Así mismo, combinar esta metodología con un análisis estadístico como los percentiles, contribuyeron a integrar grupos selectos de pozos que pueden ser comparados bajo los mismos criterios y con características similares, lo que permitió realizar una investigación objetiva y acertada.

Las muestras de pozos con mejor tiempo en perforación y pozos perforados con mayor NPT de la campaña de perforación 2017 lograron evidenciar los escenarios que brindan una idea global del desempeño de perforación de los pozos por sección: En la primera sección solo 10% de los pozos estudiados presentaron NPT, mientras que en la segunda sección el 25% superaron las 19h de NPT promedio en la fase de 12,25". Así mismo, el 23,4% de los pozos en la última sección presentaron NPT.

A fin de identificar acciones con consecuencias negativas que deban ser corregidas; Así mismo, identificar prácticas que puedan ser replicadas por su alta efectividad en la perforación de pozos (lecciones aprendidas).

El análisis de datos de toda una campaña de perforación de un año en específico permite determinar lecciones aprendidas de la perforación y aplicar estas en un futuro; para efectos de este estudio, el análisis de datos de la campaña de perforación 2017 permitió optimizar los diseños de BHA, precisando en los mejores resultados de cada ensamblaje de fondo, mediante el uso del software EcoAge, que integran toda la información de openwells, litología y configuración de BHA en una sola herramienta.

Durante la perforación de los 48 pozos se encontró que más del 10% de los pozos analizados tuvieron fallas operativas o fallas de dispositivos que generaron NPT (Devices), vinculados a problemas en las bombas de lodo, taponamiento en las líneas de chupador, perdidas de señal MWD y taponamiento de boquillas en la broca. En cuanto a los eventos por dispositivo (daños de herramientas) que más afectaron el desempeño de los BHA, resaltan el detrimento en los motores de fondo alcanzando cerca del 15% del NPT total registrado en toda la campaña 2017.

Para la perforación de los 48 pozos del campo de Ecopetrol objeto de estudio, se usaron más de 250 brocas en todas las secciones provenientes de diferentes compañías fabricantes como lo son: V, U, S, N, SM, B y H. Tanto en la calificación de salida de la broca como en la profundidad perforada, las brocas U obtuvieron siempre la mejor ejecución en este campo para el periodo 2017, bajo las condiciones de la litología especificadas en este proyecto investigativo.

Escoger una broca apropiada en las formaciones de interés proporciona la optimización de parámetros como la ROP, indicador claves del avance en la perforación.

Minimizar los tiempos adicionales registrados de perforación, identificando NPTs y tiempos invisibles, proporciona la disminución de tiempos totales y por ende costos operacionales.

9. Recomendaciones

Realizar un seguimiento de curva de aprendizaje año a año de cada campaña de perforación, para monitorear la aplicación de las lecciones aprendidas y verificar que los estudios de diseño de BHA si generen optimización en la perforación.

Se recomienda que, para los futuros análisis de campañas de perforación, se realice un estudio combinando el conjunto de pozos por año y por bloques en un mismo campo, debido a que realizar la investigación integrada permite comprender el comportamiento en la perforación en relación con la alta heterogeneidad en las formaciones.

Se recomienda acortar tiempos de backreamig debido a que, al prolongar esta actividad, a su vez genera mayores tiempos de circulación para limpieza de pozo que se ven reflejados en sobre costos.

Se recomienda realizar análisis de factibilidad sobre redefinición de KOP en la segunda sección, en aras de viabilizar la construcción direccional después de atravesar paquetes de conglomerados y mejorar el desempeño en la trayectoria direccional en pozos donde de evidencie altos espesores en conglomerados durante la fase de 17,5”.

Adaptar nuevas tecnologías como el uso de motores RSS, uso de herramientas direccionales como el PeriScope (tecnología de LWD con sensibilidad direccional de 360° y más de 15 ft de rango de detección, diseñado para el posicionamiento proactivo de pozos) debido a que, a lo largo del tiempo o en el campo de Ecopetrol estudiado, siempre se ha utilizado motores convencionales lo que ha mantenido el porcentaje de deslizado alto en la perforación (En un orden de hasta un 23 %) y a su vez el elevado porcentaje de deslizado, aumenta los tiempos de perforación debido a que

disminuye la ROP con la que se avanza y genera probabilidades de atascamiento de la tubería; Así mismo el uso del PeriScope disminuye la incertidumbre ya que indica la mejor dirección y una advertencia temprana en el rango de medición en profundidad cuando se requieren ajustes de la dirección para evitar zonas , los peligros de perforación o la salida del objetivo del reservorio.

Se sugiere para las próximas investigaciones que se realicen en la línea de perforación en términos de propuestas de BHA y evaluación de broca, anexar las bajadas de revestimiento y liner como cuarta actividad para ser estudiada, debido a que se originan altos NPT en dicha actividad.

Se recomienda incluir cálculos sobre cargas de: Estallido, colapso, axiales y factor de boyanza si se decide agregar como cuarta actividad la corrida de casing o liner en el diseño de casing.

Se recomienda si se realiza análisis de sarta (drill pipe más BHA) en cuanto a torque y arrastre para futuras campañas de perforación que tengan como objetivo la optimización del desempeño de la sarta en general.

Referencias Bibliográficas

- A., O. (2018). EVALUACIÓN DE TIEMPOS HISTÓRICOS DE PERFORACIÓN A PARTIR DE UNA METODOLOGÍA TEÓRICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE ÁREAS OPERACIONALES. CASO DE ESTUDIO, CAMPO COLOMBIANO.(Tesis de pregrado). *Universidad Industrial de Santander UIS.*, 1-65.
- Adelung, D., Askew, W., Bernardini, J., Chaffin, M., Hensley, R., & Kirton, B. &. (20 de Octubre de 1991). Jars, Jarring and jar placement. Sugar land., Texas, USA.
- Baker Hughes. (2012). Drill bits technology. (Tesis de maestría). *University of Stavanger*, 6-45.
- Besson, A., Burr, B., Dillar, S., Drake, E., Ivie, B., Craig, I., & Smith, R. &. (2000). Bordes Cortantes. *Oilfield Review*, 1-26.
- Bouaziz, C., Cummings, J., Rebellon, J., & Barton, S. &. (2011). Advancements in downhole drilling tool placement for highly deviated wells and ERD applications. *SPE 144030*, 1-12.
- Brouton, G., Crockett, R., DenBoer, D., Fleming, C., Ford, R., García, G., & & White, A. (2014). Tecnología de barrenas de PDC para el siglo XXI. *Oilfield Review.*, Vol.26 N2 pp (54-64).
- Bruco, G., & Lewis, P. &. (2004). Perforación de pozos verticales. *Oilfield Review*, Vol.16 14-17.
- BV, S. I. (2001). *Well Engineers notebook*. Texas.: Shell International.
- CIED., P. (1994). Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo. *P.D.V.S.A. CIED*, 24-30.
- Clausen, J., Rebellon, J., & Blac, J. &. (2011). Novel drilling technology delivers a step change in challenging deepwater operations. *SPE 142501*, 1-12.
- Costo, B., Cunningham, L., Martin, G., Mercado, J., & Mohon, B. &. (2012). Cómo salir de un aprieto. *Oilfield Review*, 16-27.

- Cruz, A. (2009). Ingeniería de perforación. *Tecana American University*, 1-49.
- Espinosa, P. &. (2016). Aplicación de una metodología propuesta para el diagnóstico y el análisis de las causas raíz de los problemas operacionales durante la perforación de pozos en el campo castilla. *Fundación Universidad de América*, 1-203.
- Felczak, E., Godwin, N., Howkins, R., & Sthephen, J. S. (2012). Lo mejor de los dos mundos: Un sistema rotativo direccional híbrido. *Oilfield review*, 36-45.
- Gordon, R. O. (2011). seminario de brocas de perforación. nivel básico. *PDVSA*, 1.
- Henan, W. (2012). Non magnetic Heavy Weight Drill Pipe. *Hawein*, 1.
- Hinestroza, S. &. (2015). Sarta de perforación. En Desarrollo de un software para el diseño de la sarta de perforación de pozos petrolíferos. *UIS*, 55-75.
- IADC. (2015). BITS. En M. D.Y, D. J.S, G. J.C, & K. B. otros., *IADC Drilling Manual* (págs. 1-35). Houston: IADC web page.
- Llanes, M. J. (2017). *Evaluación de la eficiencia mecánica de broca híbrida en la perforación de la sección 8.5" en el piedemonte llanero.(Tesis de pregrado)*. Bogotá, DC: Fundación Universitaria de América.
- Mojica, J. (2018). Cuencas Catatumbo, Cesar-Rioacha, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. *ANH*, 1.
- Navas, S. &. (2017). Identificación de tiempo perdido invisible para la reducción de . *tiempo de construcción de pozos de un campo de Ecopetrol. (Tesis pregrado)*., 10-80.
- Petrol, N. (13 de Junio de 2015). *Neitam Petrol*. Obtenido de Neitam Petrol: <https://www.neitam.com/>

- Portilla, H., & Suárez, D. &. (2012). Metodología para la optimización de parámetros de perforación a partir de propiedades geomecánicas. *Fuentes El reventón Energético*, Vol. 10 Núm .2 pp 5/11.
- production, O. (2014). Diseño de las sartas de perforación. En Diseño de la perforación de pozos. *Oil production*, 80-92.
- Rabia, H. (2001). Well costing, Well engineering and construction. -: -.
- Ramos, J. (2011). Estado del arte de brocas de perforación. *Universidad de América*, 4(2), 99-114.
- Robayo, J. &. (2016). Evaluación técnico-financiera de las operaciones de perforación para la disminución de los tiempos no productivos durante los viajes en los pozos seleccionados del campo Castilla. (Tesis pregrado). *UIS*, 10-173.
- Rojas, P. (1999). Justificación de la Perforación de los Pozos Castilla y Chichimene: “Estratigrafía General” Prognosis ECOPETROL S.A. *ANH*, 4-5.
- Schlumberger. (01 de Abril de 2018). *La comunidad petrolera*. Obtenido de <https://goo.gl/75ZDN3>
- Thonhauser, G., Wallnoefer, & Ettl, W. (2007). Use of real-time rig- sensor data to improve daily reporting, benchmarking, and planning- a case study. *SPE*, 1-10.
- Voiltech. (2018). *Manual técnico. (Catalogo comercial)*. Texas, USA: Voiltech web site.