DETERMINACIÓN POR MEDIO DE SIMULACIÓN LOS FACTORES DE FRICCIÓN PARA EL CAMPO GUATIQUÍA UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.

WILLIAM FELIPE PULIDO DÍAZ
DAVID JULIÁN URIBE LEGUIZAMÓN

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

DETERMINACIÓN POR MEDIO DE SIMULACIÓN LOS FACTORES DE FRICCIÓN PARA EL CAMPO GUATIQUÍA UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.

WILLIAM FELIPE PULIDO DIAZ
DAVID JULIAN URIBE LEGUIZAMON

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

Directora
CARRYE ANGEE
Ingeniera de Petróleos

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

Nota de aceptación:

_____
_____
_____
_____
_____
_____

_____
Jorge Andrés Tovar Moreno
Presidente de los jurados

_____
Juan David Rengifo Medina
Jurado Nº. 1

_____
Alberto Rios González
Jurado Nº. 2

Bogotá, D.C. Mayo de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. **JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. **LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. **ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano de Facultad de Ingenierías

Dr. **JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director del Programa

Dr. **JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA**

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

A mis padres por apoyarme durante toda la etapa universitaria.

A mis amigos que me acompañaron durante todo este tiempo.

A mi compañero de tesis David Uribe, quien se aguantó mis chistes flojos durante todo este tiempo.

Por último y no menos importante, a mi novia Isabeeeel, por siempre apoyarme durante este proceso. A todos ustedes, gracias

Este trabajo de grado esta dedicado a mi familia, a mis padres, a mis hermanas, que son el motor y lo mas importante de mi vida.

A mis amigos, por compartir tantos momentos durante esta etapa de mi vida.

A William, por embarcarse conmigo en este proyecto y sin su ayuda no hubiera sido posible lograr todo esto.

A Milo ☺

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus mas sinceros agradecimientos:

En especial a la Ingeniera Carrye Angee, directora de este trabajo de grado, puesto que por su importante asesoría, dirección, interés y apoyo contribuyeron al éxito de este proyecto.

A todos los miembros de Baker Hughes a GE Company Colombia, dado que su colaboración en aspectos técnicos y asesoría en general, fueron un gran aporte para el desarrollo de este proyecto.

A todos los miembros de Frontera Energy, por suministrar la informacion y brindar el apoyo necesario para la realización de este proyecto.

Al Ingeniero Jorge Tovar, nuestro asesor, por su gran ayuda y colaboración en el desarrollo del proyecto.

A la Universidad de América, sus Directivos y Docentes por sus conocimientos impartidos, su experiencia y dedicación a la formación profesional.

A todos los compañeros de la Universidad de America que nos apoyaron durante la realización de este proyecto.

CONTENIDO

pág.

RESUMEN 30

INTRODUCCIÓN 31

1. GENERALIDADES DEL BLOQUE GUATIQUÍA 33
1.1 HISTORIA DEL BLOQUE 33
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE GUATIQUÍA 33
1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL BLOQUE GUATIQUÍA 35
1.3.1 Columna Estratigráfica 35
1.3.2 Geología estructural 39
1.3.3 Geología del Petróleo 41
1.4 PRODUCCIÓN DEL BLOQUE GUATIQUÍA 42
1.4.1 Características Del Fluido 42

2. DESCRIPCIÓN DEL POZO TIPO 43
2.1 PERFILES DE POZOS 43
2.1.1 Pozos Tipo “J” 44
2.1.2 Pozos Tipo “S” 44
2.1.3 Trayectoria Tipo “S” modificado 45
2.1.4 Pozos Horizontales 46
2.1.5 Pozos Verticales 48
2.2 PERFIL DIRECCIONAL DEL POZO TIPO AVENTADOR 3 49
2.3 ESTADO MECANICO 52
2.3.1 Estado Mecánico del Pozo Tipo Aventador 3 52
2.3.2 Herramientas Direccionales 54
2.3.2.1 Dispositivos para Medición de la Trayectoria 54
2.3.2.2 Instrumentos Giroscópicos 55
2.3.2.3 Sistemas MWD 55
2.3.2.4 Totco 55
2.3.3 Herramientas Y/O Equipos De Control Direccional 55
2.3.3.1 Desviadores o Cucharas 56
2.3.4 Motores De Fondo 56
2.3.4.1 Motores De Desplazamiento Positivo 57
2.3.4.2 Motores De Desplazamiento Positivo – Bent Sub 57
2.3.4.3 Motores De Desplazamiento Positivo Dirigibles – Bent Housing 57
2.3.4.4 Sistema Dirigible Rotacional 57
2.3.4.5 Motores de Turbina 58
2.4 ENSAMBLAJES DE FONDO PARA EL POZO TIPO “AVENTADOR_3” 59

2.4.1 Ensamblaje de fondo BHA_2 para sección de 26” 59
2.4.2 Ensamblaje de fondo para sección de 17 ½” 61
2.4.2.1 BHA_4 para sección de 17 ½” 61
2.4.2.2 BHA_6 para sección de 17 ½” 63
2.4.3 Ensamblaje de fondo para sección de 12 ¼” 65
2.4.3.1 BHA_7 para sección de 12 ¼” 65
2.4.3.2 BHA_8 para sección de 12 ¼” 67

3. PARÁMETROS OPERATIVOS DEL POZO TIPO AVENTADOR_3 72
3.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN 72
3.1.1 Clasificación de los fluidos de perforación 72
3.1.2 Densidad 73
3.1.2.1 Presión Hidrostática 73
3.1.3 Viscosidad Plástica 73
3.1.4 Punto Cedente 74
3.2 TASAS DE BOMBEO 74
3.3 REVOLUCIONES POR MINUTO (RPM) 74
3.4 PESO SOBRE LA BROCA (WOB) 75
3.5 PARÁMETROS OPERATIVOS POZO AVENTADOR 3 75
3.5.1 Parámetros Operativos Sección De 26” – BHA2 76
3.5.2 Parámetros Operativos Sección De 17 ½” –BHA4 76
3.5.3 Parámetros Operativos Sección De 17 1/2”- BHA6 77
3.5.4 Parámetros Operativos Sección De 12 ¼”- BHA7 78
3.5.5 Parámetros Operativos Sección De 12 ¼”- BHA8 79
3.5.6 Parámetros Operativos Sección De 8 ½”- BHA9 79

4. PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO 83
4.1 PRINCIPALES PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN 83
4.1.1 Pérdida de circulación 85
4.1.1.1 Factores que afectan la pérdida de circulación 85
4.1.1.2 Fracturas naturales 85
4.1.1.3 Fracturas inducidas 86
4.1.2 Influjos Y Reventones (Kicks And Blowouts) 87
4.1.3 Pega de tubería 88
4.1.3.1 Empaquetamiento (Pack-off) 89
4.1.3.2 Pega diferencial 90
4.1.3.3 Geometría de Pozo 91
4.1.4 Otros problemas 93
4.1.4.1 Fallos en las herramientas 93
4.1.4.2 Pérdida de inclinación y trayectoria 93
4.1.4.3 Embotamiento 94

4.2 GENERALIDADES DE PROBLEMAS OPERATIVOS ASOCIADOS A ALTOS TORQUES Y ARRASTRES 96
4.2.1 Factores de Fricción 96
4.2.2 Torque 96
4.2.2.1 Torque friccional 96
4.2.2.2 Torque mecánico 96
4.2.2.3 Torque en la broca 96
4.2.2.4 Torque Fuera de Fondo 97
4.2.3 Arrastre 97
4.2.4 Pandeo de la Tubería de Perforación 98
4.3 MODELOS ANALÍTICOS PARA EL CÁLCULO DEL TORQUE Y ARRASTRE 99
4.3.1 MODELO SIMPLIFICADO DE JOHANCSIK (1983) 100
4.3.2 MODELO GENERALIZADO DE TORQUE Y ARRASTRE (AADNOY, 2008) 101
4.4 DESCRIPCIÓN DE EVENTOS OPERATIVOS PRESENTADOS EN EL POZO TIPO AVENTADOR 3 DURANTE LA PERFORACIÓN 104
4.4.1 Ensamblaje de fondo BHA_2, sección 26” 104
4.4.2 Ensamblaje de fondo BHA_4, sección 17½” 105
4.4.3 Ensamblaje de fondo BHA_5, sección 17½” 105
4.4.4 Ensamblaje de fondo BHA_6, sección 17½” 106
4.4.5 Ensamblaje de fondo BHA_7, sección 12¼” 107
4.4.6 Ensamblaje de fondo BHA_8, sección 12¼” 107
4.4.7 Ensamblaje de fondo BHA_9, sección 8½” 108
4.5 PROBLEMA OPERATIVO DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 12 ¼” PARA EL POZO AVENTADOR_3 EN LA FORMACIÓN CARBONERAS 109
4.5.1 Desempeño de los ensamblajes direccionales de 12 ¼” 111

5. SIMULACIÓN DE LOS FACTORES DE FRICCIÓN PARA TRES POZOS DEL CAMPO GUATIQUÍA 115
5.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR 116
5.1.1 BHA 116
5.1.2 Survey 116
5.1.3 Geometría Del Pozo 117
5.1.4 Tortuosidad Y Factores De Fricción 117
5.1.4.1 Tortuosidad 117
5.1.4.2 Factores De Fricción 119
5.1.4.3 Modelo Simplificado de Advantage 121
5.1.5 Limitaciones del Simulador 127
5.2 SIMULACIÓN EN SOFTWARE ADVANTAGE 128
5.2.1 Input Información BHA 128

5.2.2 Input Survey 129
5.2.3 Input Información De Parámetros Operativos 130
5.2.4 Editor De Geometría De Pozo 131
5.2.5 Input Información Sobre Fluidos 132
5.2.6 Modo De Calculo Depth In/Depth Out 134
5.2.7 Modo De Cálculo De Torque Y Arrastre 135
5.2.8 Inicio De La Simulación 136
5.2.9 Resultados De La Simulación 137

6. VALIDACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN 140
6.1 PROCEDIMIENTO DEL FORMATO DE VALIDACIÓN 140
6.2 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN POZO "AVENTADOR_3" 143
6.2.1 Análisis De Torque Fuera De Fondo 145
6.2.1.1 Trayectoria Direccional 145
6.2.1.2 Litología 145
6.2.1.3 Fluido de Perforación 146
6.2.1.5 Estrategia de Perforación 146
6.2.1.6 Factores de fricción para el Pozo Aventador_3 147
6.3 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN POZO "AVENTADOR_4" 148
6.3.1 Sección 17 ½" Pozo Aventador 4 148
6.3.1.1 Análisis De Torque Fuera De Fondo 150
6.3.2 Sección 12 ¼" Pozo Aventador 4 151
6.3.2.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo 153
6.3.3 Sección 8 1/2" Pozo Aventador 4 155
6.3.3.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo 155
6.4 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN POZO "FENIX_12" 159
6.4.1 Sección 17 ½" Pozo Fenix_12 159
6.4.1.1 Análisis De Torque Fuera De Fondo 159
6.4.2 Sección 12 ¼", Pozo Fenix_12 162
6.4.2.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo 162
6.4.3 Sección 8 ½" Pozo Fenix_12 165
6.4.3.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo 166
6.5 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN POZO "HALCÓN_2" 169
6.5.1 Sección 17 ½" Pozo Halcón_2 169
6.5.1.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo 169
6.5.2 Sección 12 ¼" Pozo Halcón_2 172
6.5.2.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo 172
6.5.3 Sección 8 1/2" Pozo Halcón_2 176
6.5.3.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo 176
6.6 FACTORES DE FRICCIÓN CAMPO GUATIQUÍA 179

7. CONCLUSIONES 181

8. RECOMENDACIONES 183

BIBLIOGRAFIA 185

ANEXOS 187

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Espesores de las formaciones perforadas Bloque Guatiquía. 40
Tabla 2. Propiedades de Fluido producido Bloque Guatiquía 42
Tabla 3. Inclinación, Survey y DLS para el pozo Tipo Aventador 3 51
Tabla 4. Secciones de Perforación para el Pozo Tipo “Aventador_3”. 59
Tabla 5.Ensamblajes de Fondo para el Pozo Tipo “Aventador_3”. 59
Tabla 6. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_2 60
Tabla 7. Detalles técnicos de la broca para BHA_2. 60
Tabla 8. Geología en la Sección de 26". 61
Tabla 9. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_4. 62
Tabla 10. Detalles Técnicos de la Broca para Sección de 17 ½” 63
Tabla 11. Geología en la Sección de 17 ½”. 63
Tabla 12. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_6. 64
Tabla 13. Detalles Técnicos de la Broca para BHA_6. 65
Tabla 14. Geología en la Sección de 17 ½”. 65
Tabla 15. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_7 66
Tabla 16. Detalles Técnicos de la Broca para BHA_7. 67
Tabla 17. Geología en la Sección de 12 ¼”. 67
Tabla 18. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_8 68
Tabla 19. Detalles Técnicos de la Broca para BHA_8. 69
Tabla 20. Geología en la Sección de 12 ¼”. 69
Tabla 21. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_9 70
Tabla 22. Detalles Técnicos de la Broca para BHA_9. 70
Tabla 23. Geología en la Sección de 8 ½”. 71
Tabla 24. Descripción de la sección de 26". 76
Tabla 25. Parámetros de perforación BHA_2, sección 26". 76
Tabla 26. Fluido de Perforación para BHA_2. 76
Tabla 27. Descripción de la sección 17 ½” 76
Tabla 28. Parámetros de perforación BHA_4, sección 17 ½” 77
Tabla 29. Fluido de Perforación para BHA_4. 77
Tabla 30. Descripción de la sección 17 ½” 77
Tabla 31. Parámetros de perforación BHA_6, sección 17 ½” 77
Tabla 32. Fluido de Perforación para BHA_6. 78
Tabla 33. Descripción de la sección 12 ¼” 78
Tabla 34. Parámetros de perforación BHA_7, sección 12 ¼” 78
Tabla 35. Fluido de Perforación para BHA_7. 78
Tabla 36. Descripción de la sección 12 ¼” 79
Tabla 37. Parámetros de perforación BHA_8, sección 12 ¼” 79
Tabla 38. Fluido de Perforación para BHA_8. 79

Tabla 39. Descripción de la sección 8 ½” 79
Tabla 40. Parámetros de perforación BHA_9, sección 8 ½” 80
Tabla 41. Fluido de Perforación para BHA_9. 80
Tabla 42. Problemas asociados a la formación 83
Tabla 43. Parámetros Sección de 26" 105
Tabla 44. Parámetros Sección de 17 ½” 106
Tabla 45. Parámetros Sección de 17 ½” 106
Tabla 46. Problemas presentados en el pozo Tipo Aventador_3 114
Tabla 47. Tortuosidad. 118
Tabla 48. Ejemplos de Torque - Arrastre 119
Tabla 49. Factores de Fricción. 120
Tabla 50. Factores de fricción Pozo Aventador_3 147
Tabla 51. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo tipo Aventador_3 148
Tabla 52. Factores de fricción Pozo Aventador_4, sección 17 ½” 150
Tabla 53. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Aventador_4 151
Tabla 54. Factores de fricción Pozo Aventador_4, sección 12 ¼” 154
Tabla 55. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Aventador_4 155
Tabla 56. Factores de fricción Pozo Aventador_4, sección 8 ½” 158
Tabla 57. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Aventador_4 158
Tabla 58. Factores de fricción Pozo Fenix_12, sección 17 ½” 161
Tabla 59. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Fenix_12 162
Tabla 60. Factores de fricción Pozo Fenix_12, sección 12 ¼” 165
Tabla 61. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Fenix_12 165
Tabla 62. Factores de fricción Pozo Fenix_12, sección 8 ½” 168
Tabla 63. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Fenix_12 169
Tabla 64. Factores de fricción Pozo Halcón_2, sección 17 ½” 171
Tabla 65. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Halcón_2 172
Tabla 66. Factores de fricción Pozo Halcón_2, sección 12 ¼” 175
Tabla 67. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Halcón_2 176
Tabla 68. Factores de fricción Pozo Halcón_2, sección 8 ½” 178
Tabla 69. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Halcón_2 179
Tabla 70. Resumen Factores de Fricción Pozos Campo Guatiquía 179

LISTA DE GRÁFICAS

pág.

Gráfica 1. Producción Acumulada Bloque Guatiquía 42
Gráfica 2. Peso Promedio sobre la Broca por Sección 81
Gráfica 3. Revoluciones por Minuto por Sección 81
Gráfica 4. Galonaje por Minuto promedio por Sección 82
Gráfica 5. Torque Vs. Profundidad. 143
Gráfica 6. Torque VS. Profundidad pozo Aventador_3 144
Gráfica 7. Torque VS. Profundidad pozo Aventador_4, sección 17 ½" 149
Gráfica 8. Torque VS. Profundidad pozo Aventador_4, sección 12 ¼". 152
Gráfica 9. Torque VS. Profundidad pozo Aventador_4, sección 8 1/2". 157
Gráfica 10. Torque VS. Profundidad pozo Fenix_12, sección 17 ½" 160
Gráfica 11. Torque VS. Profundidad pozo Fenix_12, sección 12 ¼" 163
Gráfica 12. Torque VS. Profundidad pozo Fenix_12, sección 8 ½" 167
Gráfica 13. Torque VS. Profundidad pozo Halcón_2, sección 17 ½" 170
Gráfica 14. Torque VS. Profundidad pozo Halcón_2, sección 12 ¼" 173
Gráfica 15. Torque VS. Profundidad pozo Halcón_2, sección 8 ½" 177

LISTA DE ECUACIONES

pág.

Ecuación 1. Presión Hidrostática 73
Ecuación 2. Viscosidad Plástica 73
Ecuación 3. Punto Cedente 74
Ecuación 4. Cálculo del ECD. 87
Ecuación 5. Fuerzas, Modelo de Johancsik 1983. 101
Ecuación 6. Arrastre en Secciones Curvas. Modelo de Aadnoy 2008. 102
Ecuación 7. Torque con la sarta estática. 103
Ecuación 8. Torque en secciones Curvas. 104
Ecuación 9. Cálculo de Factores de Fricción. 120
Ecuación 10. Ecuación para fluido, modelo Herschel-Bulkley. 133

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Ubicación Geográfica del Bloque Guatiquía. 34
Figura 2. Columna estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales. 38
Figura 3. Corte estructural Cuenca de los Llanos Orientales. 39
Figura 4. Perfil de Pozo Tipo "J". 44
Figura 5. Perfil de Pozo Tipo "S" 45
Figura 6. Perfil Trayectoria Incrementar – Mantener – Disminuir y/o Mantener (Tipo "S" Modificado). 46
Figura 7. Perfil de Pozo Horizontal. 47
Figura 8. Clasificación de Perfiles de Pozos según su Radio. 48
Figura 9. Perfil de Pozo Vertical 48
Figura 10. Perfil Direccional Pozo Tipo Aventador 3 49
Figura 11. Vista de Planta del Pozo Tipo Aventador 3 50
Figura 12. Estado mecánico Pozo Tipo "Aventador_3". 53
Figura 13. Descripción de las tuberías de revestimiento utilizadas en el pozo tipo "Aventador_3". 54
Figura 14. Motor de Turbina 58
Figura 15. Velocidad Vs. Peso Sobre la Broca 75
Figura 16. Fracturas, derrumbes de zonas no consolidadas y ojos de llave. 84
Figura 17. Factores que afectan la pérdida de circulación. 86
Figura 18. Pega de tubería. 89
Figura 19. Empaquetamiento de tubería 90
Figura 20. Pega diferencial 91
Figura 21. Pega de tubería por geometría del pozo al bajar broca. 92
Figura 22. Pega de tubería por geometría del pozo al sacar. 93
Figura 23. Herramienta embotada. 94
Figura 24. Resumen problemas presentados durante la perforación. 95
Figura 25. Fuerzas sobre la tubería en un pozo desviado. 97
Figura 26. Efecto de Pandeo en la tubería de Perforación. 99
Figura 27. Elemento de sarta para el modelo de torque y arrastre con tubería flexible (soft string). 100
Figura 28. Simetría y construcción de ángulo. 103
Figura 29. Protectores de Tubería. 108
Figura 30. Tiempo Vs. Profundidad Pozo Aventador_3 110
Figura 31. Broca utilizada en Sección 12 1/4" BHA7 113
Figura 32. Efecto de la Tortuosidad en las fuerzas laterales. 118
Figura 33. Modelo de Fricción - C.A. Coulomb (1736 - 1806) 121
Figura 34. Modelo Simplificado de Fricción que utiliza Advantage. 122
Figura 35.Torque en Pozo Vertical 123

Figura 36. Torque Fuera de Fondo, Pozo Vertical. 124
Figura 37. Torque en pozo Horizontal 125
Figura 38. Toque Fuera de Fondo, Pozo Horizontal 126
Figura 39. Editor de BHA en el simulador Advantage 129
Figura 40. Editor de survey en el simulador Advantage 130
Figura 41. Editor de parámetros operacionales en el simulador Advantage 131
Figura 42. Editor de geometría de pozo en el simulador Advantage 132
Figura 43. Editor de fluidos en el simulador Advantage 133
Figura 44. Método de cálculo depth in/ depth out en el simulador Advantage 134
Figura 45. Método de cálculo depth in/ depth out en el simulador Advantage 134
Figura 46. Método de cálculo de torque y arrastre en el simulador Advantage 135
Figura 47. Método de cálculo de torque y arrastre en el simulador Advantage 136
Figura 48. Inicio de la simulación en Advantage 136
Figura 49. Gráfica Cargas vs. Profundidad 137
Figura 50. Gráfica de Fuerzas laterales vs. Profundidad 138
Figura 51. Resultados de la simulación en Advantage 138
Figura 52. Datos reales de la perforación Pozo Aventador_3 139
Figura 53. Exportación de información del simulador Advantage 141
Figura 54. Factores de fricción. 141
Figura 55. Comportamiento real del torque. 142
Figura 56. Tiempos de Viaje Sección de 12 1/4" 180

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo A. Descripción del Pozo Aventador_4 188
Anexo B. Componentes BHA #2-A. Sección 17 **½”** 189
Anexo C. Componentes BHA #4-A. Sección 12 ¼” 189
Anexo D. Componentes BHA #5-A. Sección 12 ¼” 190
Anexo E. Componentes BHA #6-A. Sección 8 ½” 191
Anexo F. Componentes BHA #7-A. Sección 8 ½” 192
Anexo G. Descripción del Pozo Fenix_12 193
Anexo H. Componentes BHA #2-F. Sección 17 ½” 194
Anexo I. Componentes BHA #3-F. Sección 12 ¼” 194
Anexo J. Componentes BHA #4-F. Sección 12 ¼” 195
Anexo K. Componentes BHA #6 – F. Sección 8 ½” 196
Anexo L. Descripción del Pozo Halcón_2 197
Anexo M. Componentes BHA #2 – H. Sección 17 ½” 198
Anexo N. Componentes BHA #4-H. Sección 12 ¼” 199
Anexo O. Componentes BHA #5-H. Sección 12 ¼” 200
Anexo P. Componentes BHA #5-H. Sección 12 ¼” 201
Anexo Q. Componentes BHA #8-H. Sección 8 ½” 202

ABREVIATURAS

%: Por Ciento
°C: Grados Celsius de temperatura
´´: Pulgada(s)
´: Pie
ºAPI: Gravedad API
°F: Grados Fahrenheit de temperatura
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
Az: Azimut
BH: Ángulo de inclinación del motor (Bend Housing)
BHA: Ensamblaje de fondo (Bottom Hole Assembly)
Bls: Barriles
DC: Collar de perforación (Drill collar)
DL: Densidad de lodo
DLS: Inclinación en grados por cada 100 ft. (Dog leg severity)
ECD: Densidad circulante equivalente. (Equivalent Circulating Density)
EOB: Punto de finalización de la desviación (End of build point)
FF: Factor de fricción. (Friction Factor)
Fm: Formación
Ft: Feet (pies)
Ft/h: Pies/Hora
gal: Galón
Gpm: Galones por minuto h Hora
h: Espesor
HWDP: Tubería de perforación pesada (Heavy weight drill pipe)
ID: Diámetro interno (internal Diameter)
Inc: Inclinación
Km: Kilómetros
KOP: Punto de inicio de la desviación (Kick off point)
L: Litros
Lb: Libras
m: Metros
MD: Profundidad medida (Measure depth)
MWD: Medición mientras se perfora (Messure while Drilling)
OD: Diámetro externo (Outer Diameter)
P: Presión
PDC: Broca de diamante policristalino (Polycristalline diamond compact bit)
Pf: Presión de formación
pH: Potencial de hidrógeno
PH: Presión hidrostática
PSI: Libras por pulgada cuadrada (Pounds per Square Inch)
PV: Viscosidad plástica. (Plastic Viscosity)
ROP: Rata de penetración (Rate Of Penetration)
RPM: Revoluciones por minuto (Revolution Per Minute)

RSS : Rotary Steetable System
T: Torque
TD: Profundidad final (Target Depp)
TVD: Profundidad vertical verdadera (True Vertical Deep)
WOB: Peso sobre la broca (Weight On Bit)

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: condiciones geológicas y climáticas propicias para la acumulación de sedimentos en cierta zona. Los ambientes de depositación pueden ser de diversos tipos, dependiendo de las condiciones de sedimentación, en las que el mar, el continente, los ríos y el viento juegan un papel importante en el proceso.

AMBIENTE FLUVIAL: ambiente propicio para la depositación de estratos en las cuencas existentes; se asocia a los ríos y se define por la acción del agua, la erosión, transporte y sedimentación.

AMBIENTE LITORAL: el litoral es una zona de transición entre el continente y el medio marino, propicio para la acumulación de materia orgánica. El ambiente litoral está asociado a procesos como oleajes, viento, mareas e influencia del continente.

ANTICLINALES: estructuras curvadas hacia su parte superior debido a esfuerzos de compresión, cuyo núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas.

ARCILLA: roca sedimentaria, que en la mayor parte de los casos es de origen detrítico; su textura es de aspecto terroso y plástico; las propiedades de las arcillas dependen de su estructura y de su tamaño de grano, muy fino (inferior a 2 milímetros), sus minerales son filosilicatos hidratados principalmente de aluminio y magnesio.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica producto de la diagénesis de la arcilla, de textura compacta, de tamaño menor a 30 micras, sin fisuras y compuesta por partículas diminutas.

ARENISCA: roca sedimentaria de tipo detrítico. Su textura es terrígena consolidada. Las areniscas tienen espacios vacíos, los cuales son propicios para la acumulación de fluidos como agua, petróleo y gas. Su tamaño de grano varía entre 0,062 y 2 milímetros. Está compuesta por granos silíceos.

AZIMUT: dirección del pozo expresada en grados de 0° a 359° partiendo del norte como referencia. Este norte de referencia puede ser el norte verdadero, que es la dirección del polo norte geográfico.

BEND HOUSING: es el dobles de un motor de fondo, que ayuda a direccionar un pozo. Permite su graduación de 1° - 3°. Se aplica una fuerza lateral continua para construir o tumbar ángulo y dirección.

BHA: (bottom hole assembly). Ensamblaje en fondo usado para el adecuado direccionamiento del pozo. Agrupa el conjunto de herramientas entre la broca y la tubería de perforación.

BOMBAS: máquinas empleadas para generar energía de diferente tipo a los fluidos, como energía cinética, potencial, potencial gravitacional, entre otras; existen bombas de diferentes tipos que tienen funciones diferentes; entre los tipos de bombas más comunes se encuentran: la centrífuga, hidráulica, de ariete y de pistón.

BROCA: herramienta usada en perforación para el corte de la formación.

BUZAMIENTO: sentido en el que se inclina un estrato; se mide con respecto a un plano horizontal y perpendicularmente al rumbo.

CAMPO: área que contiene uno o más yacimientos de petróleo, relacionados con los mismos aspectos geológicos estructurales y/o estratigráficos.

CAUDAL: volumen de fluido que pasa por determinada área en cierta cantidad de tiempo.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: ordenación temporal, de la más antigua a la más moderna, de las unidades estratigráficas existentes en una región.

COLLAR DE PERFORACIÓN (DRILL COLLAR): son tubos pesados de paredes gruesas usados entre la broca y la tubería de perforación para colocar peso sobre el fondo de la sarta y ayudar en la perforación.

CRETÁCEO: período final de la Era Mesozoica (después del período Jurásico y antes del período Terciario de la Era Cenozoica). Abarca aproximadamente entre los 136 y los 65 millones de años atrás.

CROSSOVER: son herramientas de acople que permiten el cambio de un diámetro de tubería y de rosca a otro que sea necesario.

CUARCITA: roca metamórfica de origen detrítico, formada por recristalización de areniscas, a altas temperaturas y presiones. Su textura es granoblástica y su tamaño de partícula es menor de 2 milímetros. Su composición es de aproximadamente 80% de contenido de cuarzo.

CUARZO: su origen proviene de la cristalización del magma. Presenta texturas gráficas, es decir cristales con la misma orientación óptica. Su tamaño es variable y es menor a 1 milímetro. El cuarzo es un mineral compuesto de óxido de silicio, puede tener impurezas de litio, sodio, potasio o titanio, tiene una dureza de 7 en la escala de minerales de Mohz.

CUARZOARENISCAS: se dan por metamorfismo del mineral cuarzo. Texturalmente, las areniscas de cuarzo tienden a ser de maduras a supermaduras, presentan predominantemente granos bien redondeados y con superficies pulidas y por lo regular tienen una buena clasificación. Su tamaño de partícula es menor a 2 milímetros. Las cuarzoareniscas son areniscas constituidas por más del 95% de granos de cuarzo.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos, generalmente las cuencas están limitadas por fallas. Si se dan las condiciones propicias para la acumulación de hidrocarburos, es posible que en una cuenca se forme un sistema petrolero.

CUENCA DE ANTEPAÍS (FORELAND): cuenca sedimentaria subsidente, situada entre el frente de una cordillera de plegamiento y el cratón adyacente.

DESLIZAR: perforar con un motor dirigido en fondo rotando únicamente la broca sin que la sarta de perforación rote desde superficie. Es el único método para construir un ángulo controlado cuando se utiliza un motor de fondo y una camisa desviada.

DOGLEG SEVERITY: es el grado de severidad del cambio angular, normalmente referida a una sección del pozo que cambia de dirección con más rapidez que la deseada, produciendo en general efectos colaterales.

DRILL OFF TEST: prueba utilizada con el fin de determinar el valor óptimo en parámetros como el peso sobre la broca (WOB) y las revoluciones por minuto (RPM).

DRILL PIPE: tubería de perforación. Conecta el equipo de superficie con el BHA y la broca y permite levantar, bajar y transmitir rotación al equipamiento de fondo.

EOCENO: época del período Terciario temprano. Abarca aproximadamente entre los 54 y los 38 millones de años.

ESCUDO: fragmento o zona amplia de corteza continental en la que aflora el basamento y que ha permanecido relativamente estable desde el Precámbrico. Su relieve es suavemente convexo y está rodeado por áreas de plataforma en las que el basamento está cubierto por sedimentos.

ESPESOR: hace referencia al grosor de una capa de sedimentos, medidos de forma perpendicular a su extensión lateral. Debido a que la depositación de sedimentos puede darse en superficies inclinadas, el espesor aparente de la capa puede variar ligeramente del espesor verdadero.

FALLA: fractura de una roca por presiones laterales, al estar sometidas a grandes presiones las rocas pueden comportarse de manera plástica, elástica o bien fracturándose cuando se supera el límite de su resistencia. Pueden existir diversos tipos de fallas como lo son: normal, invertida, de dirección, rotacional, vertical o cabalgamiento.

FORMACIÓN: cuerpo de roca lo suficientemente característico y continuo para ser mapeado. También se define como una secuencia completa de sedimentos depositados de las mismas características.

GAUGE: hace referencia a la calibración de los diámetros de brocas y estabilizadores, con el fin de garantizar el diámetro del hueco perforado.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: aplicación de la geología encargada del estudio de las características litológicas relacionadas con la formación, migración, entrampamiento y almacenamiento del petróleo. Entre sus objetivos se encuentra la localización y prospección de yacimientos de petróleo.

GRAVEDAD API: medida estándar que se tiene de las gravedades específicas de los diferentes crudos, su valor es expresado en grados y se referencia a condiciones estándar, que generalmente son a una temperatura de 293,15 grados Kelvin y 1 atmósfera de presión. Existen rangos para definir la calidad de un crudo desde extra pesado hasta súper ligero.

INCLINACIÓN: ángulo en grados entre la trayectoria y la separación del pozo con respecto a la vertical, por convención, 0° corresponde a un pozo totalmente vertical y 90° a un pozo totalmente vertical.

INFRAYACER: indica que una formación o volumen de roca se encuentra en contacto justo por debajo de otra formación geológica; algunas veces puede ser de manera concordante y otras de manera discordante.

INGAUGE: cuando el calibre de la broca o del estabilizador es igual antes y después de la corrida.

JURÁSICO: segundo en antigüedad de los tres períodos en que se divide el Mesozoico. Abarca aproximadamente entre los 199.6 y los 145.5 millones de años antes de los tiempos actuales. Se destaca por ser el período predominante donde existieron los dinosaurios.

LIMOLITA: roca sedimentaria, formada por la compactación de un sedimento detrítico fino, llamado limo. Su textura es clástica de grano muy fino. Su tamaño medio está comprendido entre 1 y 4 micrómetros. Contienen óxido de hierro, calcita y feldespatos.

LITOLOGÍA: estudio de las rocas. Se ocupa de su descripción y clasificación (petrografía) y de los mecanismos de formación (petrogénesis). Según el tipo de rocas, esta disciplina se subdivide en ígnea, sedimentaria y metamórfica. La rama experimental simula la formación de rocas en el laboratorio.

LODOLITA: roca granulosa de origen sedimentario. Su textura es arcillosa y su tamaño de grano es hasta de 0.0625 milímetros. Está compuesta por arcilla y lodo.

LUTITA: rocas de origen detrítico o clástico. Su textura es pelítica y su tamaño de grano es hasta 0.0625

MIOCENO: época del período Terciario comprendido entre el Oligoceno y el Plioceno. Abarca aproximadamente entre los 23 y los 5.3 millones de años atrás.

MOTOR DE FONDO: es una herramienta que convierte la energía hidráulica del flujo del lodo en energía mecánica que permite la rotación de la broca sin necesidad de transmitir esa rotación desde superficie.

NEÓGENO: el segundo y último de la Era Cenozoica y sigue al período Paleógeno; se extiende desde hace unos 25 millones de años hasta hace unos 2 millones de años.

OLIGOCENO: época del período Terciario comprendido entre el Eoceno y el Mioceno. Abarca aproximadamente entre los 33.9 y los 23 millones de años.

ORDOVÍCICO: el segundo período de la era Paleozoica, sigue al período Cámbrico y precede al período que comenzó hace 488,3 y terminó hace 443,7 millones de años.

OUTGAUGE: Cuando el calibre de la broca no es el mismo una vez finaliza la corrida. (Fuera de calibre).

PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN: es la pérdida de fluido de perforación hacia la formación, y se puede generar por invasión (formaciones cavernosas, fisuradas o poco consolidadas) o por fracturamiento hidráulico (por presiones inducidas).

PERFORACIÓN: actividad mediante la cual se penetra el subsuelo para hacer un pozo de petróleo o gas.

POZO: hace referencia a cualquier perforación del suelo, cuyo objetivo es extraer fluidos de un yacimiento.

POZO COMPLETADO: es aquel pozo productor comercial de hidrocarburos y/o gas natural y en condiciones mecánicas de ser conectado a las instalaciones de producción existentes en el campo petrolero.

PROFUNDIDAD MEDIDA (MD): distancia real de la trayectoria del pozo desde un punto de referencia en superficie hasta la ubicación de los registros direccionales. 19 Este valor se mide contando la tubería o con el contador de profundidad de la línea de acero.

PUNTO DE DESVÍO (KOP): es la localización a una cierta profundidad bajo la superficie donde se desvía el pozo hacia una dirección determinada.

SECCION TANGENCIAL: sección del hueco donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constantes.

SELLO: roca impermeable que recubre la roca generadora, deteniendo los pulsos migratorios de los fluidos hacia zonas de menor presión. Son de vital importancia para la generación de una trampa de hidrocarburos.

SIDETRACK: desviación de un hoyo perforado originalmente, es el caso de un pozo que no marcha según la trayectoria programada, bien sea por problemas de operaciones o fenómenos inherentes a las formaciones atravesadas.

SUPRAYACER: indica que una formación geológica se encuentra en contacto justo por encima de otra; puede darse de manera concordante o discordante.

SURVEY: conjunto de datos que se usan para describir la dirección del pozo. Contiene la inclinación, azimut a una profundidad determinada.

TARGET: área fija en el subsuelo que generalmente es definida a partir de coordenadas en fondo establecidas para alcanzar un objetivo específico que busca ser perforado a lo largo de la trayectoria de un pozo.

TRAMPA: estructura que se encuentra en el subsuelo, propicia para la acumulación de hidrocarburos; pueden ser de tres tipos; de carácter estructural las cuales se dan gracias a estructuras como anticlinales, sinclinales, domos, cubetas; también pueden ser de carácter estratigráfico que se forman gracias a fallas, que dejan enfrentadas dos formaciones con diferentes propiedades o mixtas que pueden ser tanto estructurales como estratigráficas al mismo tiempo.

TORQUE: fuerza de giro o fuerza que produce rotación o torsión, en la caja reductora, este depende de las cargas en la barra pulida y el momento de contrabalanceo.

TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE): son tubos de alto peso usados para rotar la broca y circular el fluido de perforación. Por lo general son juntas de 30ft que permiten acoplarse entre ellas y con las herramientas necesarias para perforar.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING): es la tubería que permite revestir o cubrir el hueco abierto para mantener la integridad y geometría del mismo.

TUBERÍA PESADA DE PERFORACIÓN (HWDP): la tubería pesada constituye el componente intermedio del ensamblaje de fondo. Es un tubular de espesor de pared gruesa, similar a las barras 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.

YACIMIENTO: volumen de roca de área finita, poroso y permeable, el cual es idóneo para la acumulación de recursos naturales, entre ellos los hidrocarburos; los yacimientos se consideran primarios cuando son de origen magmático y secundarios cuando se han formado a partir de otros por metamorfismo.

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo principal determinar los factores de fricción para tres pozos que se planean perforar en el Campo Guatiquía donde la empresa operadora es Frontera Energy y la empresa Baker Hughes a GE Company presta los servicios de planeación y perforación. En el Campo Guatiquía se encuentra el pozo tipo Aventador_3, el cual será el punto de referencia para el análisis de los pozos que se van a simular en este proyecto.

Se plantea realizar el análisis de los diversos factores que afectan un proceso de perforación y como estos se ven reflejados en las lecturas de torque que puedan desencadenar problemas operacionales; que a su vez se traducen en aumentos de tiempo y costos, no establecidos durante la etapa de planeación.

Este trabajo se basa en el proceso de perforación de un pozo tipo (Aventador_3) puesto que presentó diversos eventos operativos asociados a altos torques y que actualmente sirve como guía para las correctas practicas y factores que se deben tener en cuenta durante la perforación de un pozo en el Campo Guatiquía.

Con la ayuda del simulador ADVANTAGE de Baker Hughes a GE Company, se realizará un análisis de los diversos factores que pueden afectar un proceso de perforación para establecer los rangos operativos en los cuales los equipos y herramientas puedan operar en optimas condiciones; con el fin de adaptarse al plan de perforación diseñado previamente y cumplir con los objetivos propuestos por la compañía en términos de tiempo y costos.

Palabras clave:

- Determinación factores fricción.
- Bloque Guatiquía.
- Cuenca Llanos Orientales
- Perforación direccional.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad con la demanda y el presupuesto limitado en las operaciones de perforación de pozos direccionales, es necesario llevar a cabo una predicción confiable de todos los parámetros operacionales ligados a las actividades de perforación, como lo son, parámetros geológicos, profundidad de las formaciones de interés y la correcta determinación de los factores de fricción para los análisis de torque y arrastre durante esta actividad.

La finalidad de determinar correctamente los factores de fricción es poder establecer los parámetros operacionales adecuados para un proceso de perforación de un pozo direccional, en el que las variables de torque y arrastre deben ser analizadas detalladamente, puesto que toda la actividad estará sujeta a ellas; torques erráticos, niveles de arrastre inadecuados y sobrecargas en equipos, son los principales problemas a evaluar previos a un proceso de perforación, y es por esto, que la correcta determinación de dichas variables representan reducción en tiempos de trabajo, mitigación de problemas operacionales y una disminución en los posibles sobrecostos generados a partir de fallos o cambios en los equipos y herramientas del proceso de perforación.

La empresa Baker Hughes a GE Company como prestadora de servicios en el proceso de perforación de los pozos en el Bloque Guatiquía, requiere reducir la incertidumbre en la predicción de los factores de fricción de dichos pozos para establecer los rangos operativos de los equipos y herramientas que se emplearán en las actividades de perforación en el bloque Guatiquía y así, mitigar los problemas operacionales asociados a este proceso. Identificado este problema, y teniendo en cuenta los futuros procesos de perforación en el Bloque Guatiquía; este proyecto propone la determinación de los factores de fricción y las ventanas operativas adecuadas para los equipos de perforación, con la ayuda del simulador ADVANTAGE propiedad de Baker Hughes a GE Company, con el fin de establecer un plan de perforación adecuado para los futuros pozos que se llevarán a cabo en el Bloque Guatiquía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Determinar por medio de simulación los factores de fricción para el Campo Guatiquía ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Guatiquía ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

2. Describir el estado mecánico de un pozo tipo para los pozos del Campo Guatiquía**.**

3. Describir los parámetros operacionales de un pozo ya perforado en el Campo Guatiquía.

4. Describir los problemas operacionales durante la perforación de un pozo tipo en el Campo Guatiquía.

5. Realizar la simulación de los factores de fricción para tres pozos del Campo Guatiquía con base a la información de los pozos ya perforados.

6. Validar el modelo mediante la comparación de los datos obtenidos y los valores registrados durante la perforación usando el software Advantage.

7. Establecer las ventanas operativas de factores de fricción que requiere Frontera Energy en los diferentes tipos de pozo y estados mecánicos.

1. GENERALIDADES DEL BLOQUE GUATIQUÍA

En el presente capítulo se presentan las generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales, en la cual se encuentra localizado el Bloque Guatiquía que es de interés para este trabajo. En principio, se describe de forma general el Bloque Guatiquía, su historia, localización geográfica, marco geológico que contiene la estratigrafía y la geología estructural, geología del petróleo en la zona de interés y por último, se presenta una breve historia de la producción del campo.

1.1 HISTORIA DEL BLOQUE

El bloque Guatiquía, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales y cercano al municipio de Cabuyaro y al corregimiento de Macapay en el Meta, empezó su proceso de exploración de hidrocarburos en el año 2009, con resultados satisfactorios en su pozo exploratorio “Candelilla 1”; para el año 2010 se solicitó a la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) la expedición de una segunda licencia para la exploración de un nuevo pozo y la adecuación del terreno para nuevas líneas de prueba entre los pozos “Candelilla 1” y el pozo piloto “Percherón 1” y el Campo de producción Corcel. En total, el Bloque Guatiquía tiene una extensión de 17 Hectáreas, entre las cuales se han desarrollado más de 12 pozos de producción y varios conjuntos de facilidades para el manejo adecuado del hidrocarburo.[1]

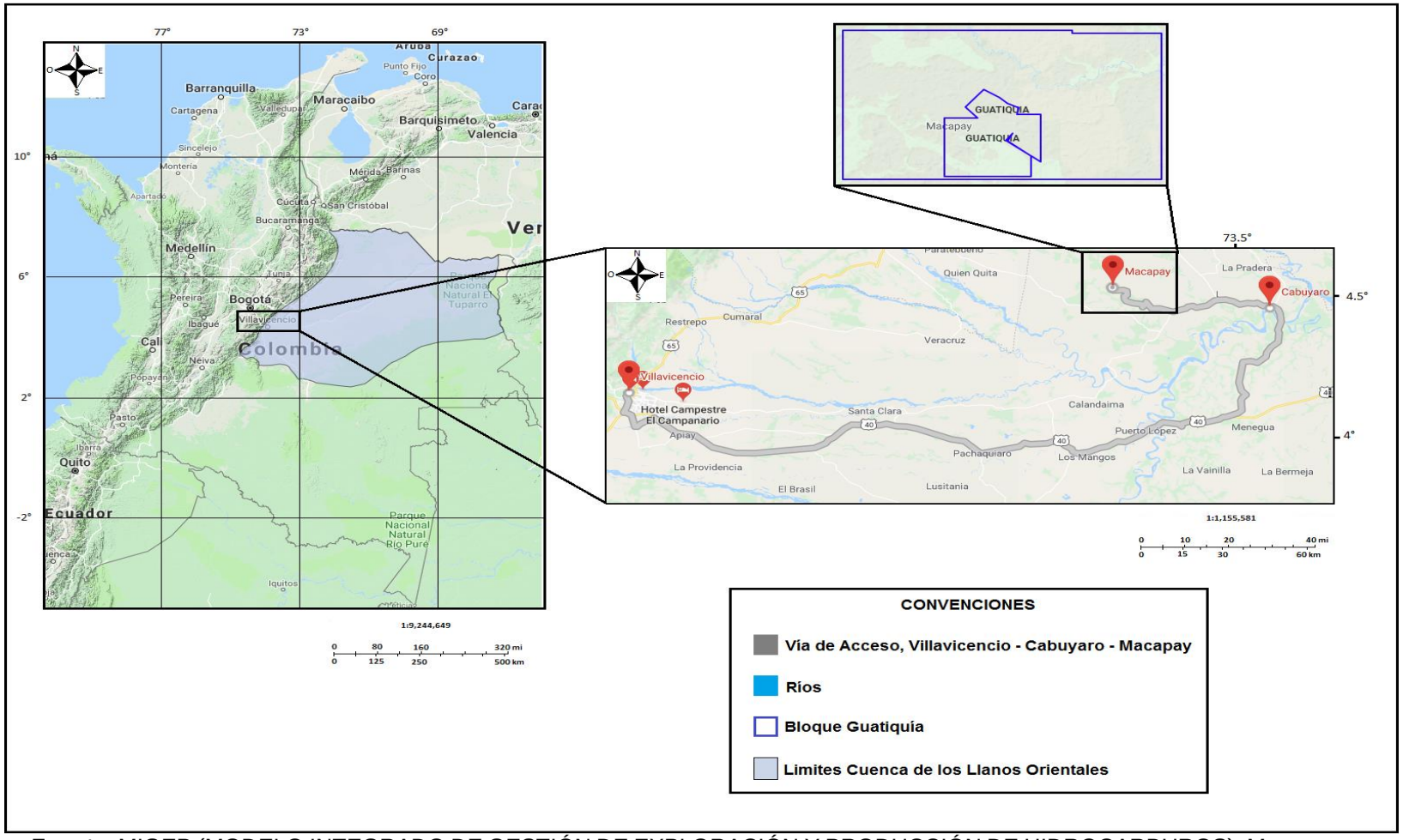
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE GUATIQUÍA

El Bloque Guatiquía se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta, entre el municipio de Cabuyaro y el corregimiento de Macapay, a 131 Km al oriente de Villavicencio y a 242 Km de Bogotá. El trayecto a realizar es Bogotá – Villavicencio (125 Km), Villavicencio – Cabuyaro (131 Km) y Cabuyaro – Macapay (29,3 Km).

La ruta a seguir para llegar al Bloque Guatiquía desde la ciudad de Bogotá es la siguiente: se debe tomar la vía que sale por el sur de la ciudad, denominada Carretera 40. Luego de cruzar los municipios de Chipaque, Cáqueza, Quetame, Guayabetal y Pipiral se llega a la ciudad de Villavicencio; desde allí, se toma la salida por el oriente de la ciudad que lleva a la Carretera 40 rumbo al municipio de Puerto López. Cruzando el municipio de Puerto López a 13.1 Km se toma desvio al norte, por la vía alterna que conduce al municipio de Cabuyaro (26,5 Km). [2] , como se observa en la **Figura 1**.

[1] Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, tomada el 15-02-2018. Disponible en: http://www.anla.gov.co/sites/default/files/res_1327_010711.pdf
[2] Ruta generada a partir de Google Maps.

Figura 1. Ubicación Geográfica del Bloque Guatiquía.



Fuente: MIGEP (MODELO INTEGRADO DE GESTIÓN DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS). Mapa de Cuencas 2010. Modificado por los autores. 10 de febrero 2018

1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL BLOQUE GUATIQUÍA

El Bloque Guatiquía se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, la cual limita al norte con la frontera entre Colombia y Venezuela, al sur con el alto de la Macarena y el valle del Vaupés, al oeste con la cordillera Oriental de Colombia (Sistemas de fallas de Guaicaramo) y al este con el escudo guayanés.[3]

Para objeto de estudio en este trabajo de grado, se enlistan los espesores de cada una de las formaciones presentes en el Bloque Guatiquía en la **Tabla 1.**

Esta es calificada como la cuenca sedimentaria más prolífera de Colombia. A continuación, se explican las características estratigráficas y estructurales que componen el sistema petrolífero en cuestión.

1.3.1 Columna Estratigráfica**.** La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica para la cuenca de los Llanos Orientales, generada con rocas que van desde el cretácico al neógeno.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones geológicas de la Cuenca de Los Llanos Orientales, presentes en el Bloque Guatiquía; las edades se explican según Julivert[4] y las demás características con base en reporte de la ANH.[5]

- **Formación Une (Albiano inferior-Cenomaniense).** Está compuesta principalmente por arenitas, diferenciándose tres secuencias de depositación; en el segmento inferior se encuentran areniscas con intercalaciones entre cuarzoareniscas maduras y súper maduras; en el segmento intermedio se encuentran lodolitas con paquetes de arcillolitas; por último, se encuentra el segmento de depositación superior en el que se encuentran cuarzoareniscas glauconíticas con algunos niveles de arcillolitas. En cuanto a su ambiente es marino. La Formación Une se encuentra en contacto concordante con la Formación Gachetá que la suprayace.

- **Formación Gachetá (Cenomaniense-Coniaciano).** Esta formación se encuentra compuesta por un pequeño porcentaje de areniscas, seguido de un conjunto de lutitas de color gris, con niveles variables de glauconita, también se pueden encontrar calcáreos en ésta. Su ambiente de depositación es marino. La Formación Gachetá se encuentra en contacto discordante con la Formación Guadalupe que la suprayace.

[3] AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins. 2007. Pag.40.
[4] JULIVERT, M., Léxico estratigráfico. Quinta Edición. París, Francia. 1968. p. 8.
[5] ANH, Informe Cuenca de Los Llanos Orientales. Bogotá D.C.; 2012, p. 41 - 52.

- **Formación Guadalupe (Santoniense).** Está compuesta por una secuencia de areniscas con algunas intercalaciones de lutitas; en algunas partes de la cuenca se encuentran también pequeñas capas de carbón. Su espesor incrementa en dirección Oeste. Su depositación se produjo de manera alternante entre un ambiente litoral y sublitoral. La Formación Guadalupe se encuentra en contacto concordante con la Formación Barco que la suprayace.

- **Formación Barco (Paleoceno).** Está compuesta por limolitas, lutitas y areniscas, con buena selección de grano, fino a intermedio; esta unidad al igual que la Formación Los Cuervos se pueden encontrar en el borde occidental de la Cuenca; la Formación Barco no se encuentra presente en la columna estratigráfica del Bloque.

- **Formación Los Cuervos (Paleoceno).** Posee un alto contenido de lutitas mezcladas con areniscas de color parduzco y de alta selección de grano, aunque su espesor es de los más variables en la Cuenca de Los Llanos Orientales. Se considera que su ambiente de depositación es de tipo continental. La Formación Los Cuervos se encuentra en contacto discordante con la Formación Mirador que la suprayace.

- **Formación Mirador (Eoceno tardío).** Está conformada por un grupo de areniscas masivas de tamaños diferentes de grano; su tamaño de grano disminuye de base a tope. Su espesor aumenta de manera considerable hacia el occidente de la Cuenca de Los Llanos Orientales, llegando a los 1000 pies. Su ambiente de depositación es de planicie fluvial. La Formación Mirador se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera que la suprayace.

- **Formación Carbonera (Oligoceno-Mioceno Temprano).** En el departamento del Meta se observa una variación de areniscas, arcillosas y limosas. La Formación Carbonera ha sido dividida en ocho unidades. La Formación Carbonera posee uno de los más amplios espesores de la Cuenca de los Llanos Orientales. Su ambiente de depositación es marino y continental. La Formación Carbonera se encuentra en contacto concordante con la Formación León que la suprayace. A continuación, se describen las ocho unidades litoestratigráficas que componen a la Formación Carbonera. Las Unidades pares (C2, C4, C6 y C8), fueron depositadas en un ambiente continental a marino somero y las Unidades impares (C1, C3, C5 y C7) se depositaron bajo un ambiente continental.

  - **Carbonera C8.** Su composición es de arenitas blancas, intercaladas con una secuencia de arcillolitas. Su espesor fluctúa entre los 50 y los 400 pies. Esta unidad representa la base de la Formación Carbonera.

- **Carbonera C7.** La constituyen areniscas de grano fino intercaladas con arcillolitas; su espesor varía entre 250 y 280 pies.

- **Carbonera C6.** Se caracteriza por una sucesión de lutitas y arcillolitas; presenta una pequeña cantidad de areniscas con algunos indicios de dolomitas y piritas. El espesor máximo reportado es de 600 pies.
- **Carbonera C5.** Presenta variaciones entre arcillolitas y areniscas. Su espesor oscila entre 50 y 300 pies.

- **Carbonera C4.** Se caracteriza por una secuencia de areniscas, limolitas y lutitas; la identificación de su litología se torna compleja más exactamente en la zona suroeste de la cuenca. El espesor de esta formación se encuentra entre los 150 y 300 pies, aunque el mayor espesor reportado es de un poco más de 700 pies, cerca al Piedemonte Llanero.

- **Carbonera C3.** Está conformada por una variación de arenisca de grano fino a grueso; en algunas zonas es posible encontrar trazos de limolitas y arcillolitas. El espesor varía en diferentes partes de la cuenca, en su parte centro norte alcanza los 150 pies y crece hasta alcanzar más de 700 pies.

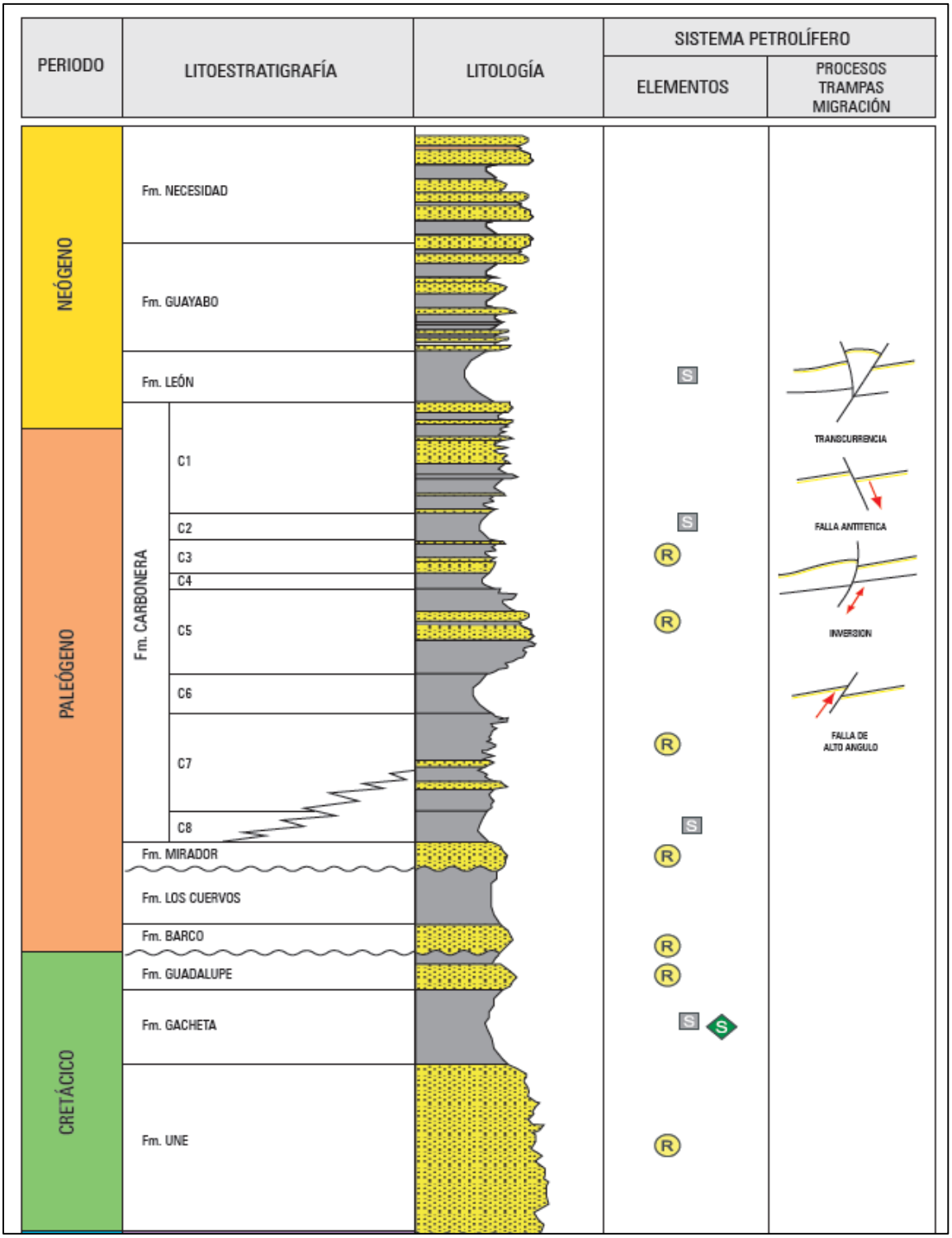
- **Carbonera C2.** Está formada únicamente por lutitas y limolitas. Cuenta con un espesor que varía entre 100 y 200 pies en la parte media de la cuenca y aumenta en dirección suroccidental, llegando a más de 900 pies.

- **Carbonera C1.** Es el tope de la Formación Carbonera y está constituida por cuerpos arenosos, interrumpidos por limolitas y lutitas. El espesor, aumenta hacia el occidente alcanzando más de 2000 pies cerca del Piedemonte Llanero.

- **Formación León (Mioceno Medio).** Se caracteriza por tener lutitas de gran espesor de color grisáceo. Su ambiente de depositación es de tipo continental. La Formación León se encuentra en contacto concordante con la Formación Guayabo que la suprayace.

- **Formación Guayabo (Mioceno Tardío).** Presenta una variación entre arcillolitas y areniscas con rastros de conglomerados; en algunos lugares de la Cuenca presenta niveles carbonosos en el tope de la formación. Tiene un espesor de hasta 13000 pies. En el sector del Departamento del Meta prevalecen las características de depositación continental. La Formación Guayabo se encuentra en contacto discordante con la Formación Necesidad que la suprayace.

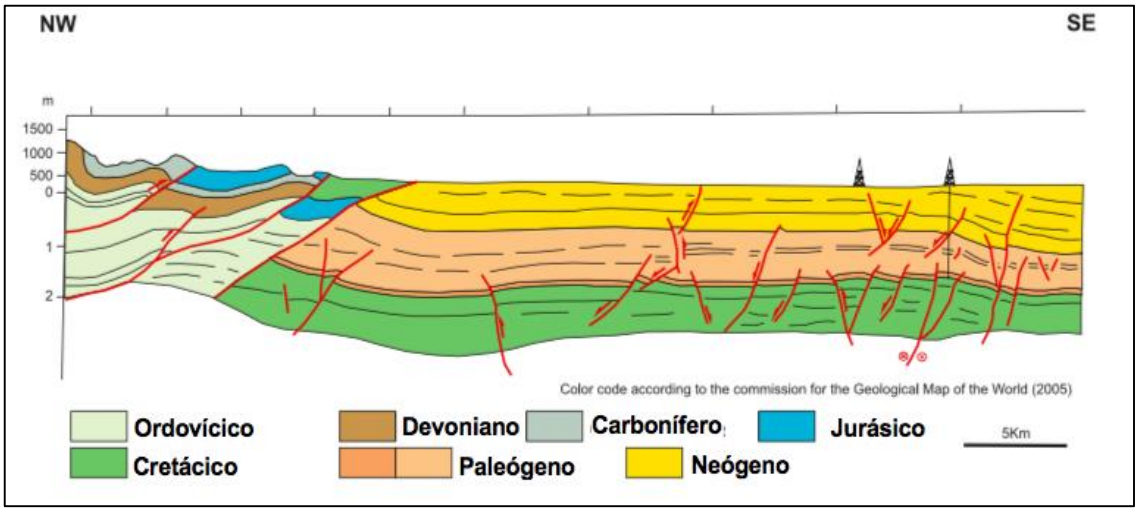
Figura 2. Columna estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Cuenca de los Llanos Orientales. 2012

1.3.2 Geología estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales es de antepaís (Foreland), desarrollada entre el Escudo de Guyana y la Cordillera Oriental, en ella se pueden encontrar diversas estructuras como fallas transcurrentes en la parte norte de la Cuenca (Arauca); en la parte central de la Cuenca (Casanare), se encuentran fallas normales antitéticas; la parte Este de la cuenca (Vichada), corresponde a un monoclinal buzando hacia el Oeste; en la parte Sur de la Cuenca (Meta), se identifican fallas normales e inversas; en la parte más occidental de la Cuenca (Piedemonte Llanero), se identifican fallas inversas de bajo ángulo, cabalgamientos, anticlinales, sinclinales y rampas laterales.[6] Véase **Figura 3.**

Figura 3. Corte estructural Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins. 2007. Pag. 40. Modificado por los autores.

A continuación, se presentan las formaciones y sus respectivos espesores en MD y TVD obtenidos durante el proceso de perforación del pozo Aventador_3 en el Bloque Guatiquía. Véase **Tabla 1.**

[6] AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins. 2007. Pag.40.

Tabla 1. Espesores de las formaciones perforadas Bloque Guatiquía.

Formación	Tope Measured Depth (ft)	Tope TVD (ft)	Espesor TVD (ft)
Necesidad - Guayabo	35	35	6216
León	6216	5975.35	1965
Carbonera C-1	8181	7638.95	1018
Carbonera C-2	9199	8553.04	381
Carbonera C-3	9580	8893.39	381
Carbonera C-4	9961	9233.7	114
Carbonera C-5	10075	9335.54	933
Carbonera C-6	11008	10168.75	300
Carbonera C-7	11308	10436.86	761
Carbonera C-8	12069	11116	217
Mirador	12286	11310	74
Lower Mirador	12360	11376.01	32
Los Cuervos	12392	11404.59	88
Guadalupe	12480	11483.23	84
Lower Guadalupe	12564	11558.31	74
Lower Sand 1	12638	11624.44	147
Gacheta	12785	11755.24	115
TD	12900	-	-

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

1.3.3 Geología del Petróleo

- **Roca Fuente** Las rocas fuente de la cuenca son las lutitas de la Formación Gachetá (Formación Chipaque), la Formación Barco - Los Cuervos y la Formación Une, cuyos valores de TOC actuales se encuentran por debajo de 2% (Montes, 2009). La mayor madurez termal se encuentra hacia el SW de la cuenca asociada a la Falla Guaicaramo. Igualmente se considera el nivel C8 de la Formación Carbonera como roca fuente secundaria de carácter continental la cual ha generado aceite y gas.

- **Migración.** Actualmente se consideran dos pulsos de migración, uno durante el Eoceno tardío - Oligoceno (Orogenia Preandina) y otro situado después de la Orogenia Andina en el Mioceno medio.

- **Rocas Reservorio** El principal reservorio de la cuenca lo constituyen las areniscas continentales de la Formación Mirador y las areniscas de las formaciones Barco y Carbonera con porosidades de hasta 20%. Otro reservorio importante se encuentra en las areniscas de la Formación Guadalupe.

- **Trampas** Se han definido 5 provincias estructurales y dentro de ellas los siguientes tipos de entrampamientos. Los cabalgamientos y pliegues proporcionan el mayor número de trampas en la provincia del Piedemonte. En la provincia del Casanare fallas antitéticas reactivadas en el Mioceno y pequeños movimientos de rumbo, por la compresión Andina, forman las trampas, además de trampas estratigráficas tipo barras y canales. La provincia de Arauca se caracteriza por un plegamiento suave y fallas de rumbo con movimiento durante el Oligoceno. En la provincia de Vichada el entrampamiento se atribuye a fallamiento normal entre el Mioceno y el Plioceno. En la provincia del Meta las trampas principales son pliegues suaves, fallas de rumbo y trampas estratigráficas.

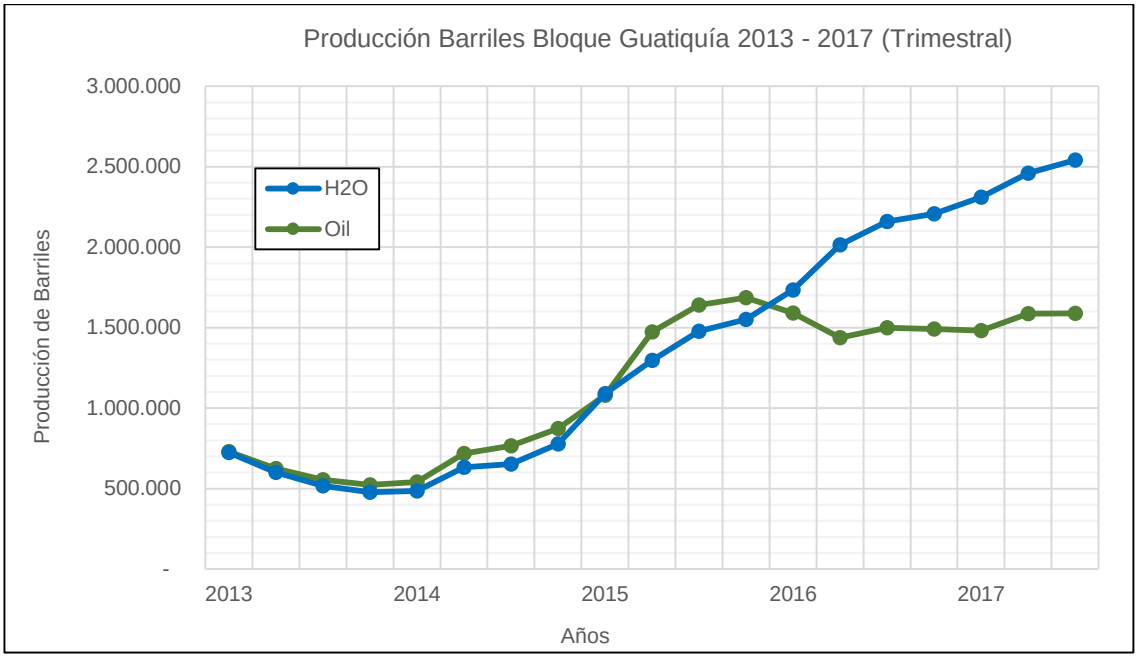
- **Roca Sello** Sobre la Formación Mirador, uno de los principales reservorios, yacen las lodolitas de la Formación Carbonera, específicamente el miembro C8, el cual constituye la roca sello. Además de las lutitas de la Formación Gachetá y las lutitas interestratificadas de la Formación Guadalupe.

- **Roca de sobrecarga** Conformada por la Formación Carbonera desde el miembro C7 hasta la Formación Necesidad.

1.4 PRODUCCIÓN DEL BLOQUE GUATIQUÍA

A continuación, se presenta la producción del Bloque Guatiquía en el periodo 2013 – 2017 de manera trimestral. Véase **Gráfica 1.**

Gráfica 1. Producción Acumulada Bloque Guatiquía



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Producción Fiscalizada de Crudo por año (2013-2017). Modificada por los autores.

1.4.1 Características Del Fluido. A continuación, se observan las propiedades del fluido producido en el Bloque Guatiquía. Véase Tabla 2.

Tabla 2. Propiedades de Fluido producido Bloque Guatiquía

Propiedad	Símbolo	Valor Promedio
Gravedad API	°API	18 - 22
Sedimentos y Corte de Agua	BS&W	>50%
Potencial de Hidrogeno	pH	6

Fuente: Baker Hughes a GE Company, Reporte de Operaciones. Bogotá 2017. Modificado por los autores.

2. DESCRIPCIÓN DEL POZO TIPO

El objetivo de este capítulo es dar a conocer de manera general los conceptos básicos, herramientas y técnicas asociadas a los procesos de perforación direccional que se aplican en la actualidad, analizando en específico el estado mecánico del pozo tipo “Aventador_3”.

2.1 PERFILES DE POZOS

El primer paso previo a la perforación, es establecer la trayectoria que el pozo tendrá, con el fin de intersectar el objetivo planeado. Para este caso, se deben analizar todos los factores operacionales, geológicos y económicos que puedan influir en el proceso de perforación.

La selección en el tipo de trayectoria depende de las características geológicas de la formación, el espaciamiento entre pozos, profundidad vertical y el desplazamiento horizontal del objetivo.

Los distintos tipos de trayectorias en un proyecto de perforación direccional se pueden clasificar[7] de la siguiente manera:

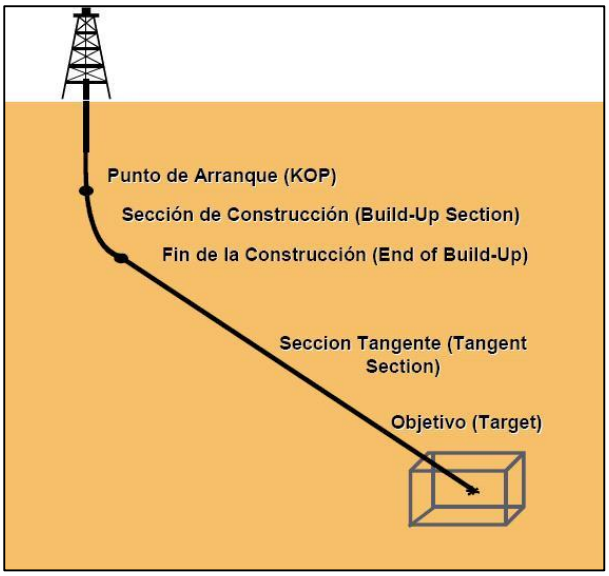
- Trayectoria Incrementar – Mantener (Slant) Tipo J
- Trayectoria Incrementar – Mantener – Disminuir (Tipo “S”)
- Trayectoria Incrementar – Mantener – Disminuir y/o Mantener (Tipo “S” modificado)
- Trayectoria de Incremento Continuo
- Trayectoria vertical

Es considerada como una ventaja el poder navegar dentro de una formación gracias a los equipos de perforación direccional, los cuales permiten desviar la sarta de perforación lo suficiente para evitar las formaciones que puedan ser un potencial problema operacional, y todo esto es posible gracias a todo un equipo de planeación, el cual, previamente ha modelado las formaciones y ha determinado el perfil más adecuado para la perforación de un pozo a fin de alcanzar la formación objetivo.

[7] PEMEX. Guía práctica para el diseño de la perforación direccional y control de la desviación. 2003.

2.1.1 Pozos Tipo “J”. Este tipo de perfil tiene como principal característica su ángulo de desviación inicial (KOP), el cual está presente desde una profundidad no muy grande y con el fin de mantener una inclinación hasta la zona objetivo, véase **Figura 4** . Una vez se ha logrado construir la sección con desviación, esta se debe revestir y cementar para evitar posibles colapsos de la formación.[8]

Figura 4. Perfil de Pozo Tipo “J”.

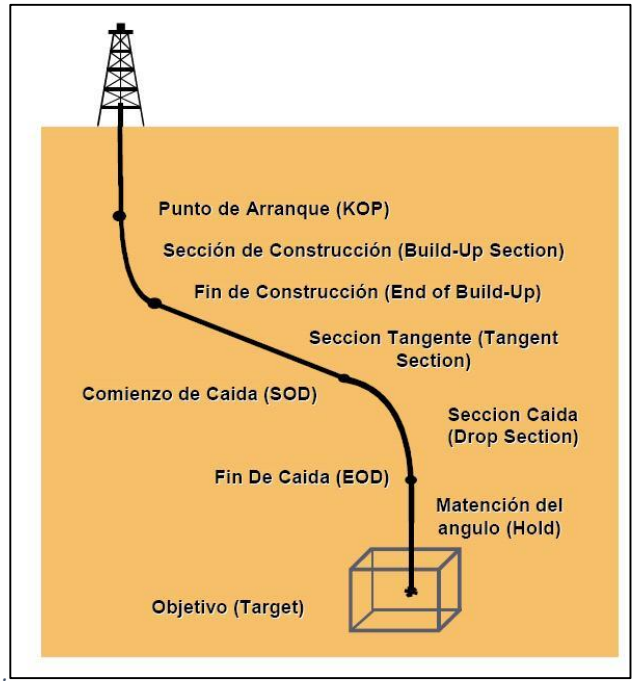


Fuente: Pozos Direccionales Tipo “J”. PetroBlogger. 2010.

2.1.2 Pozos Tipo “S”. Su principal característica es su ángulo de desviación inicial a una profundidad somera, la cual después es cementada para aislar la sección perforada, como se aprecia en la **Figura 5** mantiene una sección tangencial hasta alcanzar el desplazamiento lateral deseado; finalmente se regresa a la verticalidad y se cementa dicha sección a fin de dar soporte a la formación y evitar posibles colapsos dentro del pozo. [9]

[8] PetroBlogger. Pozos Direccionales Tipo “J”. Enero 10 – 2010.
[9] PetroBlogger. Pozos Direccionales Tipo “S”. Enero 10 – 2010.

Figura 5. Perfil de Pozo Tipo “S”

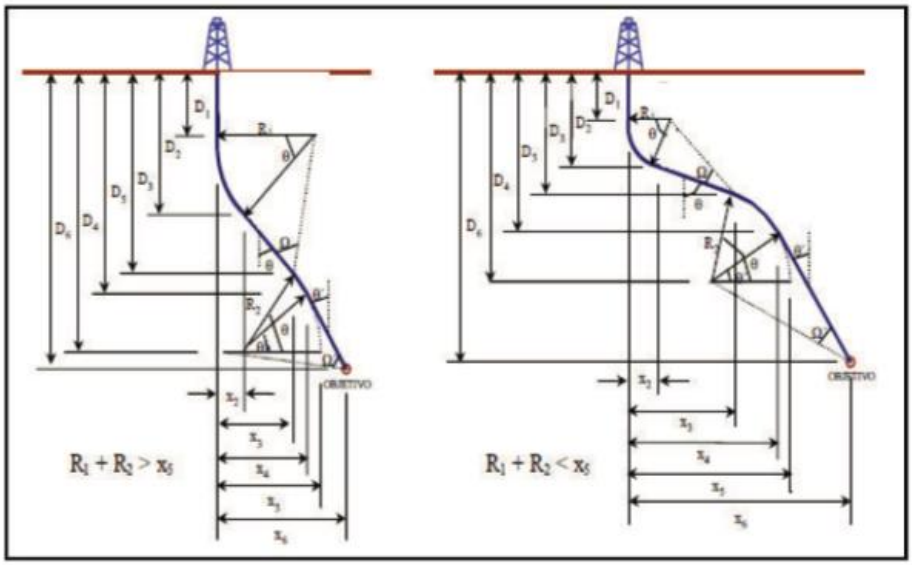


Fuente: Pozos Direccionales Tipo “S”. PetroBlogger. 2010.

2.1.3 Trayectoria Tipo “S” modificado. Este tipo de trayectoria está conformada por una sección vertical inicial, seguida por un ángulo de inclinación que se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, después, se tiene una sección recta o sección tangente, seguida por una sección en la que se disminuye parcialmente el ángulo (menor al ángulo de incremento), y finalmente, se tiene una sección tangente o sección de mantener, con la cual se logra alcanzar de forma inclinada al objetivo.[10] Véase **Figura 6.**

[10] PEMEX. Guía práctica para el diseño de la perforación direccional y control de la desviación. 2003.

Figura 6. Perfil Trayectoria Incrementar – Mantener – Disminuir y/o Mantener (Tipo “S” Modificado).



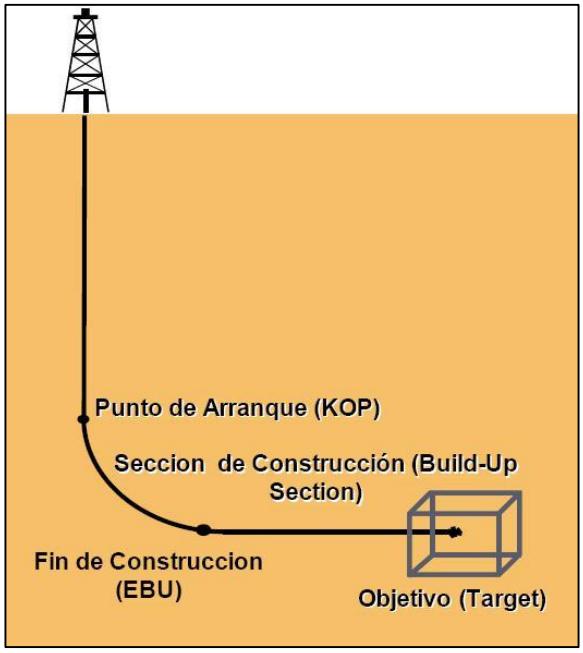
Fuente: PEMEX. Guía práctica para el diseño de la perforación direccional y control de la desviación.

2.1.4 Pozos Horizontales. Se considera horizontal a un pozo cuando su ángulo de inclinación es mayor a 86º con respecto a la horizontal. Véase **Figura 7.**

Los pozos horizontales perforados adecuadamente pueden mejorar la recuperación y el drenaje en reservorios fracturados o discontinuos, permite incrementar la producción 3 a 4 veces en relación a un pozo vertical, también, permiten espaciar y reducir el número de pozos en proyectos de desarrollo y resulta ser una alternativa viable en cuanto a relación beneficio – costo.[11]

[11] PetroBlogger. Beneficios de la Perforación de Pozos Horizontales de Petróleo. Enero 10 – 2010.

Figura 7. Perfil de Pozo Horizontal.



Fuente: Beneficios de la Perforación de Pozos Horizontales de Petróleo. PetroBlogger. 2010.

Los perfiles de los pozos horizontales se clasifican según la longitud de los radios de curvatura hasta llegar a los 90º [12] , véase **Figura 8**, de esta forma, se pueden clasificar así:

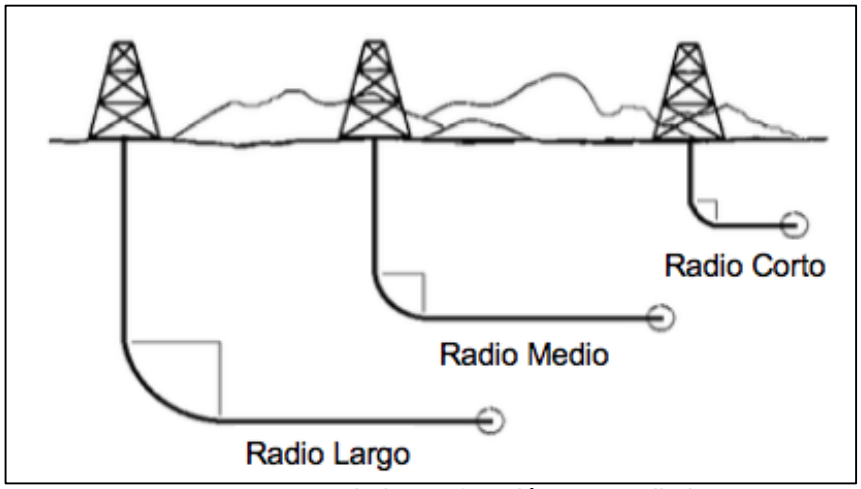
- **Pozos de Radio Largo.** Se construyen cuando se requiere una sección horizontal larga y existe la distancia suficiente entre el objetivo y la cabeza del pozo.

- **Pozos de Radio Medio.** Tienen construcciones de ángulo de 7. 2º a 19. 1º por cada 100 ft con radios de curvatura entre 300 ft a 800 ft.

- **Pozos de Radio Corto.** Se alcanza una trayectoria horizontal en una menor distancia y se diseñan según las limitaciones de área dentro de la cual se desea construir, sus radios de curvatura están entre 2 ft a 60 ft.

[12] DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Capítulo 6. Pag 125-126.

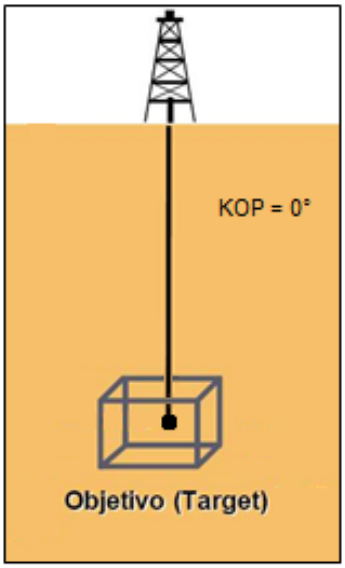
Figura 8. Clasificación de Perfiles de Pozos según su Radio.



Fuente: DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. 2002.

2.1.5 Pozos Verticales. Se considera un pozo vertical cuando su ángulo de inclinación es 0°, es decir, no tiene ninguna clase de inclinación (KOP = 0°) y se mantiene paralelo al eje Y. Véase **Figura 9.**

Figura 9. Perfil de Pozo Vertical

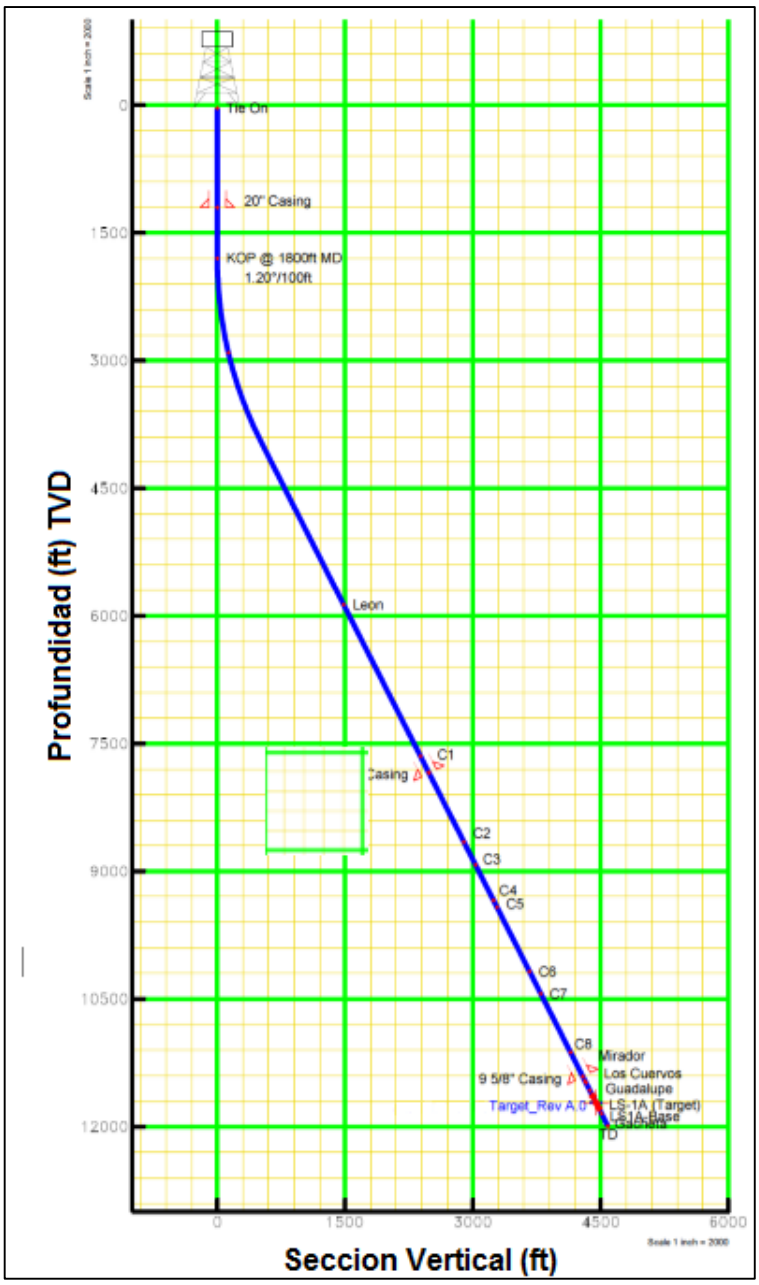


Fuente: Pozos Vertical. PetroBlogger. 2010. Modificado por los autores.

2.2 PERFIL DIRECCIONAL DEL POZO TIPO AVENTADOR 3

a continuación, se presenta de forma gráfica el perfil direccional del pozo tipo Aventador 3 con una vista de perfil, la cual describe el tipo de perfil empleado en este pozo y una vista de planta la cual representa la distancia perforada desde el inicio hasta la zona objetivo. Véase **Figuras 10 – 11.**

Figura 10. Perfil Direccional Pozo Tipo Aventador 3



Fuente: Reporte Operativo pozo Aventador 3, Baker Hughes a GE Company. 2017.

Pozo Aventador_3:

Sección 26":

Hueco abierto : 26"
Casing OD: 20"
Perfora desde : 0 ft
Perfora hasta : 801 ft

Sección 17 ½":

Hueco abierto : 17 ½"
Casing OD: 13 3/8"
Perfora desde : 801 ft
Perfora hasta : 8280 ft
KOP : 1779 ft
Ángulo inicial : 1.39°

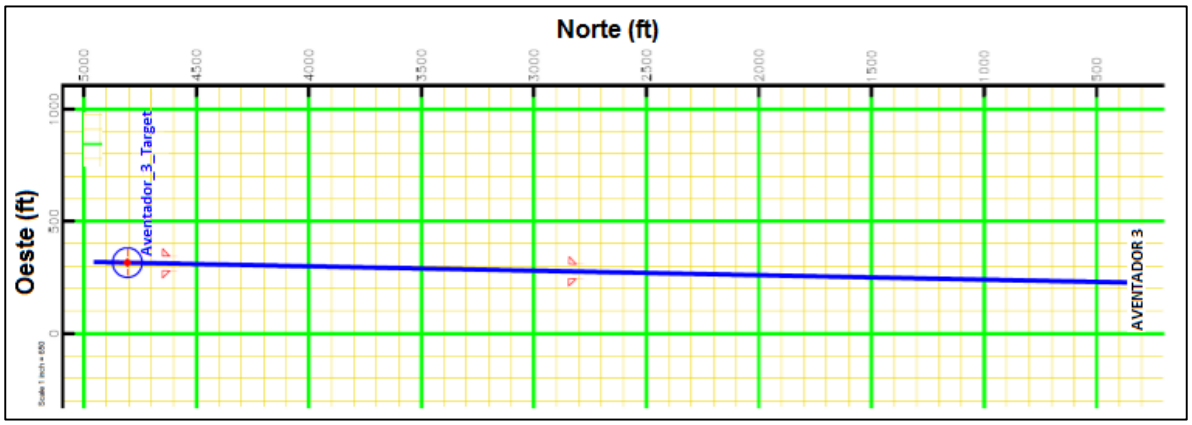
Sección 12 ¼"

Hueco abierto : 12 ¼"
Casing OD: 9 5/8"
Perfora desde : 8280 ft
Perfora hasta : 12292 ft
Continua construccion de la curva.

Sección 8 ½"

Hueco abierto : 8 ½"
Liner OD: " 7"
Perfora desde : 12292ft
Perfora hasta : 12900 ft
Ángulo final : 29°

Figura 11. Vista de Planta del Pozo Tipo Aventador 3



Fuente: Reporte Operativo pozo Aventador 3, Baker Hughes a GE Company. 2017.

Mediante el análisis de la trayectoria direccional, se pueden identificar diferentes riesgos (zonas problemáticas por tortuosidad, zonas de riesgo de mala limpieza de hueco, zonas con altos cambios en inclinación o dirección), teniendo en cuenta lo anterior a continuación se presenta un análisis de los registros de desviación para el pozo Aventador-3 Véase **Tabla 3.**

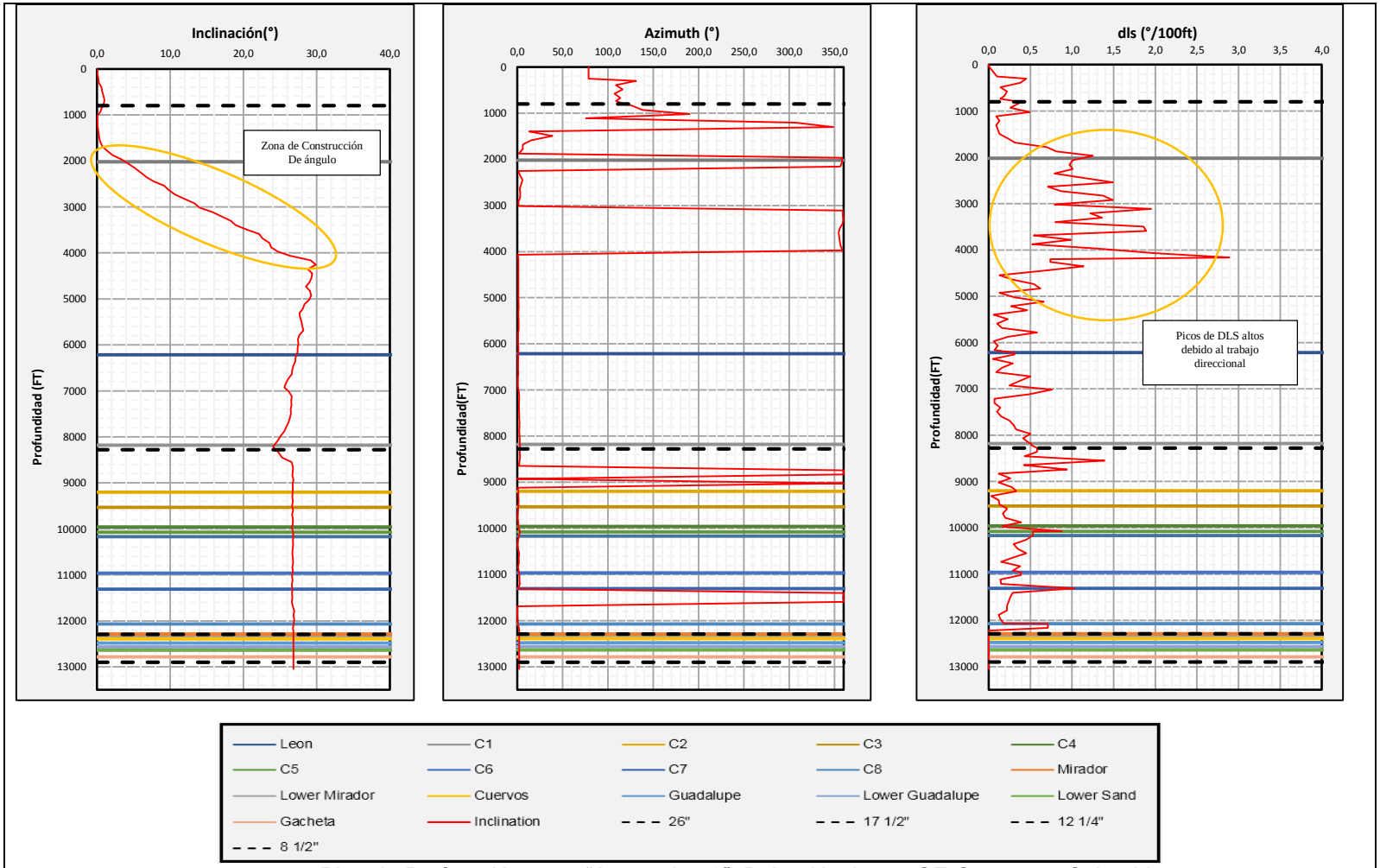
- **Inclinación**: Con esta medida se puede determinar el perfil del pozo, la sección de construcción y decremento de ángulo y las posibles variaciones que estas puedan presentar al momento de la perforación que nos indiquen altas tortuosidades o riesgos de escalonamiento.

- **Azimuth**: Se refiere al ángulo que se genera a partir de una línea vertical de interés sobre una superficie horizontal y el norte verdadero magnético. Registra la dirección del pozo, con esta medida podemos determinar si un pozo es 2D (Mantiene una sola dirección hasta su profundidad final) o 3D (Tiene cambios de direcciones a lo largo de la trayectoria), al identificar cambios de direcciones o giros se puede determinar zonas de alta tortuosidad.

- **Dogleg Severity**: Lugar particularmente curvo de un pozo en el que la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional cambia rápidamente[13]; con esta medida podemos identificar las zonas donde se tienen las mayores severidades en inclinación o en Azimuth.

[13] SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. URL. Disponible en : http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dog_leg.aspx

Tabla 3. Inclinación, Survey y DLS para el pozo Tipo Aventador 3



Fuente: Plan de Perforación pozo “Aventador_3”, Baker Hughes a GE Company, Colombia.

2.3 ESTADO MECANICO

El estado mecánico del pozo define la geometría para cada una de las diferentes secciones de perforación, este se determina después de haber realizado los estudios geológicos del área a perforar y con la información obtenida mediante la correlación de pozos cercanos.[14]

El estado mecánico de un pozo determina los siguientes aspectos:

- TVD (Profundidad vertical verdadera) de cada sección.
- Diámetro de la broca y equipos para cada sección.
- Diámetro de revestimiento para cada sección.
- Profundidad de asentamiento de cada uno de los revestimientos.
- MD (profundidad medida) en trabajos direccionales.

2.3.1 Estado Mecánico del Pozo Tipo Aventador 3. El estado mecánico del pozo tipo Aventador 3, véase **Figura 12** está compuesto por:

- **Sección de 26",** (Conductor de 20") – Esta sección perfora los primeros 800ft de la Formación Guayabo, donde se presenta una zona conglomeratica.

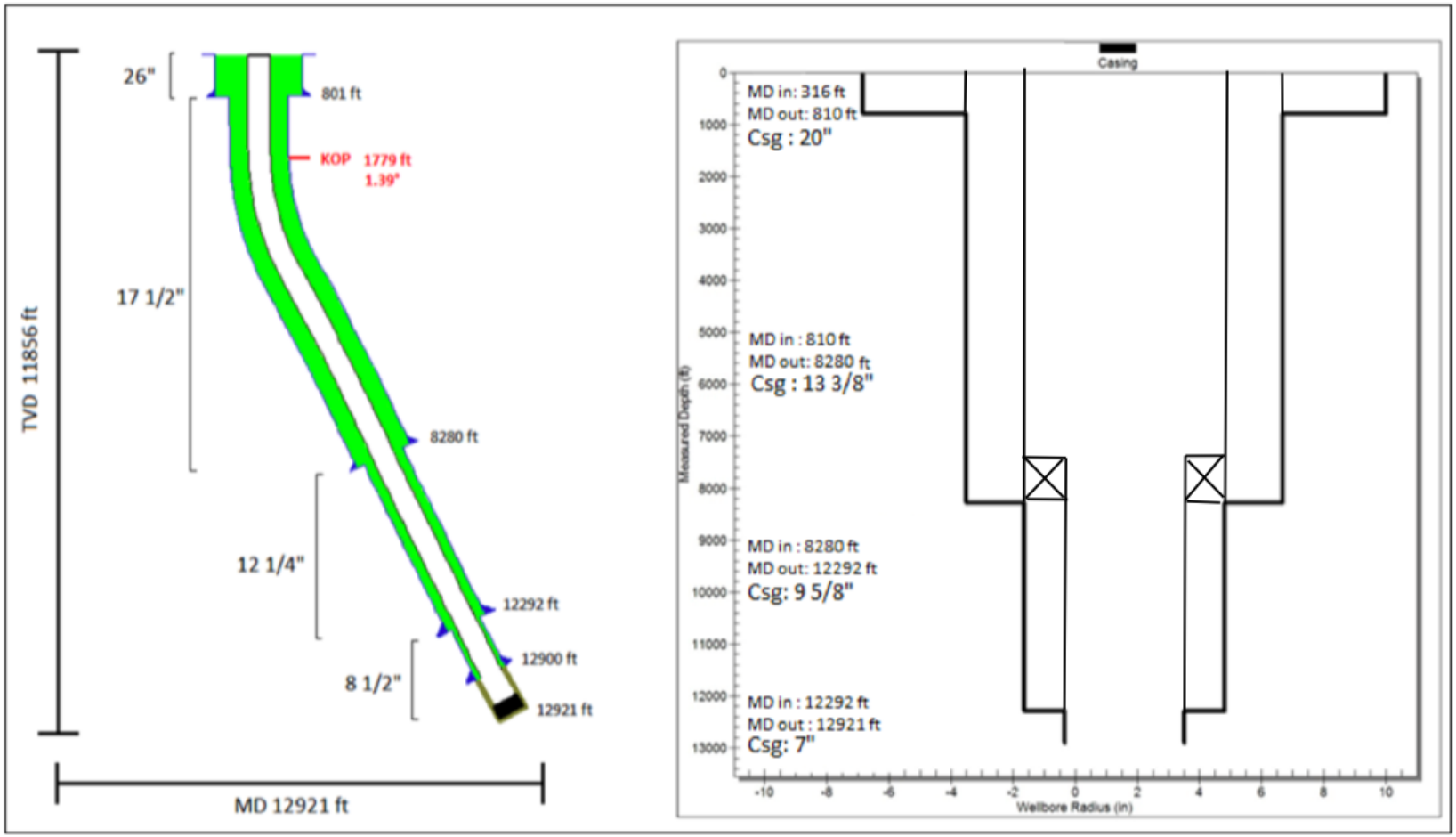
- **Sección de 17 ½"** (Casing de 13 3/8") – Perfora las Formaciones Guayabo y León hasta tope de C1.

- **Sección de 12 ¼"** (Casing de 9 5/8") – Esta sección perfora toda la Unidad litológica Carboneras, hasta el tope de la Formación Mirador.

- **Sección de 8 ½"** (Liner de 7") – Perfora la sección de Interés hasta TD Planeado del Pozo.

[14] ACADEMIA. Clase de Perforación de pozo – Introducción. URL : disponible en : https://www.academia.edu/11190475/CLASE_DE_PERFORACIÓN_DE_POZO_-_INTRODUCCIÓN

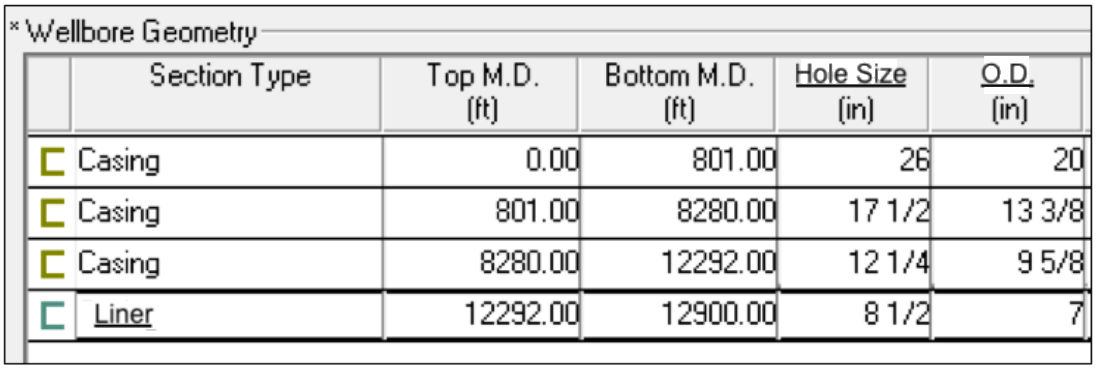
Figura 12. Estado mecánico Pozo Tipo “Aventador_3”.



Fuente: Simulador Advantage, Baker Hughes a GE Company, modificado por los autores.

A continuación, se describen las características de los revestimientos utilizados en el Pozo Tipo Aventador 3, véase **Figura 13.**

Figura 13. Descripción de las tuberías de revestimiento utilizadas en el pozo tipo “Aventador_3”.



* Wellbore Geometry

Section Type	Top M.D. (ft)	Bottom M.D. (ft)	Hole Size (in)	O.D. (in)
Casing	0.00	801.00	26	20
Casing	801.00	8280.00	17 1/2	13 3/8
Casing	8280.00	12292.00	12 1/4	9 5/8
Liner	12292.00	12900.00	8 1/2	7

Fuente: Simulador Advantage, Baker Hughes a GE Company, modificado por los autores.

2.3.2 Herramientas Direccionales. Durante el proceso de perforación direccional de un pozo es importante contar con todas las herramientas desviadoras apropiadas, porque son el medio para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria, y así asegurar que se cumpla con los objetivos propuestos en el plan direccional, de no ser asi, se va a incurrir en aumentos de tiempo, lo cual se traduce en incremento de costos.

En esta sección se describen los dispositivos para la medición de la trayectoria, las herramientas y/o equipos para el direccionamiento del pozo, los ensamblajes de fondo recomendados para el control direccional en el Pozo Tipo Aventador 3.

2.3.2.1 Dispositivos para Medición de la Trayectoria. La trayectoria real de un pozo se determina midiendo la inclinación y la dirección a varias profundidades. Esto se realiza principalmente para orientar de manera adecuada el equipo desviador. La medición de la dirección, la cara de la herramienta y la inclinación se realiza mediante magnetómetros y acelerómetros los cuales son accionados por el fluido de perforación. Si la herramienta de medición es colocada en el ensamblaje de fondo, cerca de la broca y las mediciones son tomadas durante la perforación es denominada herramienta de medición durante la perforación o MWD (Measurement While Drilling).15

[15] DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Capítulo 6. Pag 115.

Los instrumentos más utilizados en la actualidad para obtener la inclinación y el rumbo de un pozo son:

- Instrumentos giroscópicos
- Sistemas MWD
- Totco (indicador de control vertical)

Se ha estandarizado un intervalo de registro, se considera que lo recomendable es registrar cada 30 metros de agujero desviado.

2.3.2.2 Instrumentos Giroscópicos. Estos instrumentos no requieren de monel, ya que toman el lugar de la brújula magnética, esta herramienta genera un campo magnético que elimina el efecto del campo magnético terrestre, permitiendo registrar el norte verdadero.[16]

2.3.2.3 Sistemas MWD. El sistema MWD utiliza pulsos para transmitir la información de la herramienta a la superficie en forma binaria, envían las señales a través del fluido de perforación, estos pulsos son convertidos en energía eléctrica por medio de un transductor en superficie, los cuales son decodificados. Es sensible a ruidos o vibraciones, para lo cual es necesario un acoplamiento previo a los equipos de superficie.

Las ventajas que presentan son:

- Mejora el control y determinación de la posición de la broca
- Reduce el tiempo de survey
- Reduce el riesgo de pega por presión diferencial

2.3.2.4 Totco. Es un registrador mecánico compuesto por dos partes principales cerradas, selladas y calibradas, (indicador de ángulo y temporizador).

2.3.3 Herramientas Y/O Equipos De Control Direccional. Para la perforación direccional es de vital importancia disponer de las herramientas y/o equipos direccionales más adecuados, ya que estos van no solo a permitir alcanzar la profundidad y zona deseada, sino que también permiten realizar una corrección en la trayectoria de la construcción del pozo de ser necesario.[17]

Estas herramientas se pueden clasificar de siguiente forma:

[16] PEMEX. Guía práctica para el diseño de la perforación direccional y control de la desviación. 2003.
[17] DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Capítulo 6. Pag 115.

- Desviadores o cucharas
- Motores de fondo
- Sistema de rotación dirigible

2.3.3.1 Desviadores o Cucharas. Estas herramientas son utilizadas comúnmente en pozos multilaterales y pueden ser de tipo recuperable o permanente se usan para iniciar el cambio de inclinación y rumbo del pozo. Existen varios tipos de desviadores, y su selección está dada por las diversas condiciones que se pueden dar durante la perforación.[18]

- **Desviador de pared recuperable.** Se utiliza para iniciar el cambio de inclinación y dirección de un hoyo. Generalmente, para perforar al lado de tapones de cemento o cuando se requiere salirse lateralmente del hoyo. Consta de una larga cuña invertida de acero, cóncava en un lado para sostener y guiar la sarta de perforación.

- **Desviador de pared permanente** Este tipo de herramienta queda permanente en el pozo, sirviendo de guía a cualquier trabajo requerido en él. Su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción o colapso de un revestidor. Esta herramienta es conocida con el nombre de “whipstock”.

- **Camisa desviadora (Bent Housing).** Herramienta de mayor utilización actualmente, permite controlar la inclinación de un pozo y su dirección sin necesidad de realizar un viaje con tubería. Por ejemplo, la combinación de una camisa desviada con un motor de fondo permite utilizar un principio de navegación para realizar las operaciones de construir ángulo, mantener y disminuir, así como orientar la cara de la herramienta a la dirección deseada. De allí el principio de deslizar (para la construcción del tramo direccional del pozo) y rotar (para la construcción del tramo tangente del pozo).

2.3.4 Motores De Fondo. Los motores de fondo constituyen uno de los más importantes sistemas de direccionamiento, son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación.

Entre las principales ventajas que poseen estas herramientas están:

- Proporcionan un mejor control de la desviación
- Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la broca
- Se pueden obtener mejores ratas de penetración

[18] Ibid. Cap. 6. Pag 125-135.

Según lo anterior se puede deducir que el uso de motores de fondo reduce los riesgos de atrapamiento, optimiza la perforación y, en consecuencia, disminuye los costos totales del proceso.

Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de una camisa desviadora (Bent Housing). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de orientación. Y su selección está dada por factores como diámetro del hoyo, el programa hidráulico y el ángulo al comenzar la operación de desviación. Y finalmente que la vida útil del motor está sujeta condiciones como el tipo de formación, temperatura, tipo de fluido y la presión que exista sobre el motor, además del peso sobre la broca. Actualmente en la perforación de pozos direccionales las herramientas más utilizadas son los motores de fondo dirigible o geo navegables.

2.3.4.1 Motores De Desplazamiento Positivo. Permite convertir la potencia hidráulica a potencia dinámica para impulsar la broca mientras la sarta se mantiene estacionaria, solo se desliza para avanzar. El acople curvo arriba del motor provee la fuerza lateral a la broca y permite desviar la trayectoria del pozo. Es mucho más eficiente si se le compara con otras herramientas de desviación.[19]

2.3.4.2 Motores De Desplazamiento Positivo – Bent Sub. La conexión del bent sub ofrece ángulos de 1° a 3°. Permite la deflexión del motor de fondo a través de aplicarle peso sobre uno de los lados del pozo. A medida que la perforación avanza, la broca es forzada a seguir la curva generada. Este tipo de arreglo no debe rotar a medida que se construye el pozo direccional.

2.3.4.3 Motores De Desplazamiento Positivo Dirigibles – Bent Housing. El más común de los motores dirigibles es el diseño simple de junta articulada o también llamado Bent Housing. El ángulo que se genera es de 1.5°. Requiere una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva del motor debido a la elasticidad torsional de la columna de perforación, que se comporta casi como un resorte en espiral y se retuerce hasta tal punto que resulta difícil orientarlo. El desplazamiento nominal de la broca es mucho menor que cuando se utiliza el Bent sub.

2.3.4.4 Sistema Dirigible Rotacional. Son sistemas de perforación y MWD integrados. Estas herramientas pueden ser auto dirigible durante rotación continua. Mientras se perfora los cambios de trayectoria son comunicados a la herramienta desde superficie.

[19] DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Capítulo 6. Pag 123-124.

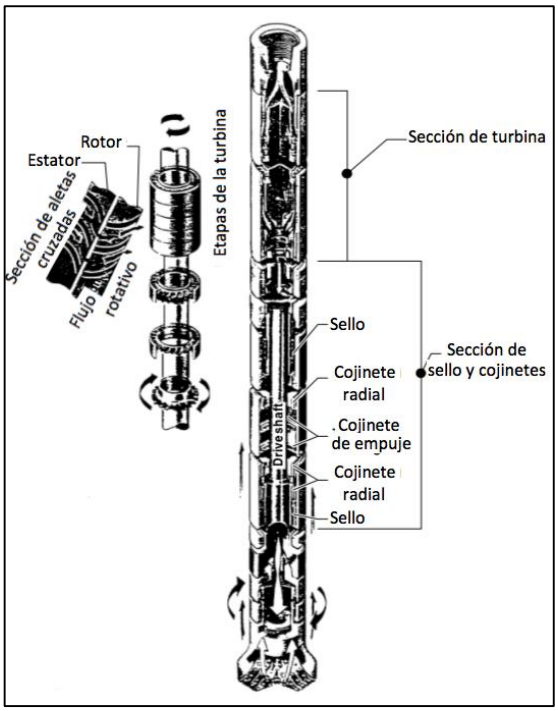
Beneficios:

- Minimiza el Torque & Arrastre
- Mejora la limpieza del hueco
- Se obtienen altas tasas de penetración
- Reduce el riesgo de pegas diferenciales
- Mejora la calidad del hueco
- Reduce la tortuosidad del hueco

2.3.4.5 Motores de Turbina. La turbina es un tipo de motor de fondo. Su estator estacionario lleva el fluido de perforación al rotor interno unido sólidamente a la broca. Las turbinas son generalmente de alta velocidad y bajo torque comparables a motores de desplazamiento positivo[20], véase **Figura 14.**

Se instala una malla entre la Kelly y la tubería de perforación para evitar que material extraño llegue hasta la turbina causando daños o fallas al motor. La turbina no se debe utilizar cuando se esté adicionando material de control de pérdida al lodo, pues se taponaría la malla y / o el motor.

Figura 14. Motor de Turbina



Fuente: Baker Hughes a GE Company. Drilling Engineering Workbook. 1995.

[20] BAKER HUGHES A GE COMPANY. Drilling Engineering Workbook. 1995.

2.4 ENSAMBLAJES DE FONDO PARA EL POZO TIPO “AVENTADOR_3”

Para el pozo tipo **Aventador_3** el plan de perforación se llevó a cabo en el Bloque Guatiquía, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, y el cual, tenía como objetivo perforar hasta la profundidad de 12900 ft (MD), zona de interés, formación Une.

Para alcanzar la zona de interés, se diseñó un plan de perforación que contempló diferentes configuraciones de BHA (Ensamblajes de fondo) de acuerdo con los requerimientos direccionales de cada etapa de perforación del pozo **Aventador_3**. Véase **Tabla 4.**

Tabla 4. Secciones de Perforación para el Pozo Tipo “Aventador_3”.

Sección de Hueco	Sistema de Direccionamiento
26”	Motor de Fondo + MWD
17 ½”	Motor de Fondo + MWD
12 ¼”	RSS + MWD
8 ½”	Motor de Fondo + MWD

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Durante la perforación se emplearon 6 ensamblajes de fondo para la totalidad del pozo, debido a las diversas variables y condiciones de perforación, en la **Tabla 5** se detalla la profundidad de entrada y de salida por BHA (Bottom Hole Assembly).

Tabla 5.Ensamblajes de Fondo para el Pozo Tipo “Aventador_3”.

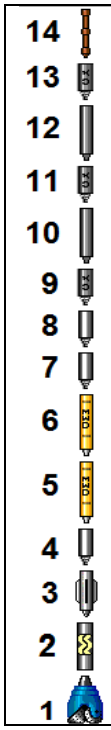
BHA	Sección (in)	Profundidad Inicial (ft)	Profundidad Final (ft)
BHA_2	26”	316	801
BHA_4	17 ½”	801	6809
BHA_6	17 ½”	6809	8280
BHA_7	12 ¼”	8280	11981
BHA_8	12 ¼”	11981	12292
BHA_9	8 ½”	12292	12900

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

2.4.1 Ensamblaje de fondo BHA_2 para sección de 26”. Para el **BHA_2**, en la sección de **26”** se llegó hasta la profundidad estimada (801 ft) formación Guayabo, se realizaron pruebas de galonaje a herramientas direccionales con resultado satisfactorio. Se observó que a lo largo de la sección había tendencia a construir y girar a la derecha.

El BHA_2 utilizado en la sección de 26” del pozo tipo “Aventador_3” se aprecia en la **Tabla 6.**

Tabla 6. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_2



#	Componente	Calibre (In)	D Externo (In)	D Interno (In)	Longitud (Ft)	Longitud Total (Ft)
14	HWDP x18	-	5 7/8	4 1/8	547.70	825.68
13	Sub – X/O	-	6 7/8	4 1/8	2.70	277.98
12	Drill Collar x3	-	6 ½	2 13716	92.73	275.28
11	Sub – X/O	-	6 5/8	2 13/16	3.29	182.55
10	Drill Collar x3	-	8 1/16	2 7/8	88.97	179.26
9	Sub – X/O	-	8 5/16	2 13/16	4.08	90.29
8	Sub – Filter	-	9 ½	3 ¼	5.56	86.21
7	Sub – Stop	-	9 ½	3	2.45	80.65
6	Pulsador	-	9 ½	3	12.11	78.20
5	MWD	-	9 ½	2 31/32	23.21	66.09
4	Sub – Stop	-	9 ½	3	2.29	42.88
3	Stab - String	25 7/8	9 ½	3	9.30	40.59
2	Motor	18 3/8	9 ½	2 ¼	29.13	31.29
1	Broca	26	26	-	2.16	2.16

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de broca utilizada en el BHA_2 para la sección de 26” se aprecia en la **Tabla 7.**

Tabla 7. Detalles técnicos de la broca para BHA_2.

BROCA			
Tamaño (in)	**Tipo**	**Boquillas (in/32)**	**TFA (in^2)**
26	Tricónica	2 x 16 2 x 18	0.8897

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

En el capítulo geológico se muestra detalladamente los topes y las bases de las formaciones, véase **Tabla 1** en el capítulo 1 “Generalidades geológicas”; para esta sección, la formación que se perforó se muestra en la **Tabla 8.**

Tabla 8. Geología en la Sección de 26".

GEOLOGIA		
Formación	**Tope MD (ft)**	**Tope TVD (ft)**
Guayabo	35.00	35.00

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Al término de la perforación de la sección de 26” se bajó revestimiento de 20” con diámetro interno de 19.124”.

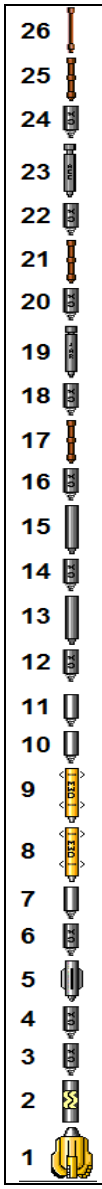
2.4.2 Ensamblaje de fondo para sección de 17 ½”. En esta sección se describen los componentes de los BHA utilizados durante la perforación de la sección de 17 ½” del pozo Tipo Aventador_3.

2.4.2.1 BHA_4 para sección de 17 ½”. En esta sección de 17 ½” se emplearon 2 tipos diferentes de BHA, debido a que, el programa de perforación estableció que a partir de 1800 ft empezaría el punto de construcción de tangente (KOP) y para ello, se emplea BHA_4 hasta 6809 ft (MD) con el fin de construir ángulo y posteriormente, BHA_6 hasta 8280 ft (MD), con el fin de mantener inclinación.

Para el **BHA_4**, en la sección de **17 ½”** se utilizó equipo direccional, manteniendo la verticalidad hasta 1800 ft (KOP), se empieza a construir a razón de (1.2º/100 ft) hasta alcanzar una inclinación de 26.87º a 4039 ft con dirección 1.14º y se mantuvo la trayectoria hasta el final de la sección a 8400 ft. Se concluyó que se mantuvo la verticalidad del pozo sin inconvenientes hasta el KOP.

El BHA_4 utilizado en la sección de 17 ½” del pozo tipo “Aventador_3” se aprecia en la **Tabla 9.**

Tabla 9. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_4.

	#	Componente	Calibre (In)	D Externo (In)	D Interno (In)	Longitud (Ft)	Longitud Total (Ft)
	26	Drill Pipe	-	4	3.240	5617.55	6809
	25	HWDP x19	-	6 7/16	4 1/8	577.20	1191.45
	24	Sub – X/O	-	7	3	4.08	614.25
	23	Acelerador	-	8	3 1/16	31.10	610.17
	22	Sub – X/O	-	8 1/8	4	3.23	579.07
	21	HWDP x18	-	6 7/8	4 1/16	61.94	575.84
	20	Sub – X/O	-	7	2 13/16	4.13	513.90
	19	Jar	-	8	3	31.33	509.77
	18	Sub – X/O	-	8 5/16	4 ¼	3.60	478.44
	17	HWDP x18	-	6 13/16	4 1/8	90.61	474.84
	16	Sub – X/O	-	6 7/8	4 1/8	2.70	384.23
	15	Drill Collar x3	-	6 ½	2 13/16	184.52	381.53
	14	Sub – X/O	-	6 5/8	2 13/16	3.29	197.01
	13	Drill Collar x3		8 1/16	2 7/8	88.97	193.72
	12	Sub – X/O		8 15/16	2 13/16	4.08	104.75
	11	Sub – Filter		9 ½	3 ¼	5.56	100.67
	10	Sub – Stop	-	9 ½	3	2.45	95.11
	9	Pulsador	-	9 ½	3	12.11	92.66
	8	MWD	-	9 ½	2 31/32	23.21	80.55
	7	Sub – Stop	-	9 ½	3	2.29	57.34
	6	Sub – X/O	-	9 ½	3	3.79	55.05
	5	Stab – String	17	8 3/8	2 13/16	8.03	51.26
	4	Sub – X/O	-	9 ½	3	3.23	43.23
	3	Sub – X/O	-	9.510	3	3.01	40.00
	2	Motor - Steerable	17 3/8	9.590	2 ¼	35.86	36.99
	1	Broca	17 ½	-	2	1.13	1.13

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de broca utilizada en el BHA_4 para la sección de 17 ½" se aprecia en la **Tabla 10.**

Tabla 10. Detalles Técnicos de la Broca para Sección de 17 ½”

BROCA			
Tamaño (in)	**Tipo**	**Boquillas (in/32)**	**TFA (in^2)**
17.5	PDC	2 x 12 5 x 13	0.8690

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

En el capítulo geológico se muestra detalladamente los topes y las bases de las formaciones, véase **Tabla 1** en el capítulo 1 “Generalidades geológicas”; para esta sección, las formaciones que se perforaron se muestran en la **Tabla 11.**

Tabla 11. Geología en la Sección de 17 ½”.

GEOLOGIA		
Formación	**Tope MD (ft)**	**Tope TVD (ft)**
Guayabo	35.00	35.00
León	6216.00	5975.35

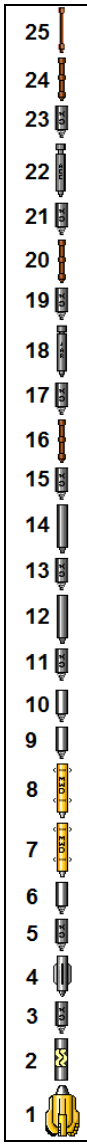
Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Al término de la perforación de la sección de 17 ½” no se bajó revestimiento puesto que se dió inicio a la sección de construcción de ángulo en la cual se empleó equipo direccional diseñado y seleccionado para cumplir con el objetivo propuesto.

2.4.2.2 BHA_6 para sección de 17 ½”. Para el **BHA_6,** en la sección de **17 ½”** se continuó perforando con sarta direccional desde 6809 ft hasta 8400 ft (profundidad estimada para el revestimiento de 13 3/8”) y se mantuvo la trayectoria hasta el final de la sección, se realizaron pruebas de galonaje a herramientas direccionales con resultado satisfactorio.

El BHA_6 utilizado en la sección de 17 ½” del pozo tipo “Aventador_3” se aprecia en la **Tabla 12.**

Tabla 12. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_6.



#	Componente	Calibre (In)	D Externo (In)	D Interno (In)	Longitud (Ft)	Longitud Total (Ft)
25	Drill Pipe	-	5 7/8	5.050	7097.28	8280
24	HWDP x19	-	6 7/16	4 1/8	578.30	1182.72
23	Sub – X/O	-	7	3	4.08	604.42
22	Acelerador	-	8	3 1/16	31.10	600.34
21	Sub – X/O	-	8 1/8	4	3.23	569.24
20	HWDP x18	-	6 7/8	4 1/16	61.94	566.01
19	Sub – X/O	-	7	2 13/16	4.13	504.7
18	Jar	-	8	3	31.33	499.94
17	Sub – X/O	-	8 5/16	4 ¼	3.60	468.61
16	HWDP x18	-	6 13/16	4 1/8	90.61	465.61
15	Sub – X/O	-	6 7/8	4 1/8	2.70	374.40
14	Drill Collar x3	-	6 ½	2 13/16	184.52	371.70
13	Sub – X/O	-	6 5/8	2 13/16	3.29	187.18
12	Drill Collar x3	-	8 1/16	2 7/8	88.97	183.89
11	Sub – X/O	-	8 15/16	2 13/16	4.08	94.92
10	Sub – Filter	-	9 ½	3 ¼	5.56	90.84
9	Sub – Stop	-	9 ½	3	2.43	85.28
8	Pulsador	-	9 ½	3	12.11	82.85
7	MWD	-	9 ½	2 31/32	23.21	70.74
6	Sub – Stop	-	9 ½	3	2.29	47.53
5	Sub – X/O	-	9 ½	3	3.79	45.24
4	Stab – String	17	8 3/8	2 13/16	8.03	75.24
3	Sub – X/O	-	9 ½	3	3.23	33.42
2	Motor – Steerable	17 3/8	9.590	2 ¼	29.06	30.19
1	Broca	17 ½	17 ½	2	1.13	1.13

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de broca utilizada en el BHA_6 para la sección de 17 ½" se aprecia en la **Tabla 13.**

Tabla 13. Detalles Técnicos de la Broca para BHA_6.

BROCA			
Tamaño (in)	**Tipo**	**Boquillas (in/32)**	**TFA (in^2)**
17.5	PDC	2 x 12 5 x 13	0.8690

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

En el capítulo geológico se muestra detalladamente los topes y las bases de las formaciones, véase **Tabla 1** en el capítulo 1 “Generalidades geológicas”; para esta sección, las formaciones que se perforaron se muestran en la **Tabla 14.**

Tabla 14. Geología en la Sección de 17 ½”.

GEOLOGIA		
Formación	**Tope MD (ft)**	**Tope TVD (ft)**
León	6216.00	5975.35
Carbonera C1	8181.00	7638.95

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Al término de la perforación de la sección de 17 ½” se bajó revestimiento de 13 3/8” con diámetro interno de 12.715”.

2.4.3 Ensamblaje de fondo para sección de 12 ¼”. El plan inicial para perforar esta sección contemplaba perforarla en una sola corrida, cuando se encontraba a la profundidad de 11981 ft MD se decide sacar el ensamblaje a superficie, ya que el torque en fondo que se estaba presentando durante la perforación excedió los valores operativos del equipo.

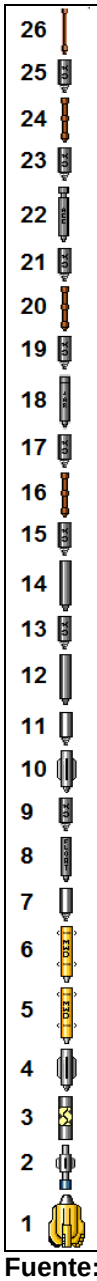
Durante la perforación ya que no se tenía certeza de la causa de los problemas operativos, se decide para la segunda corrida, remover el estabilizador de 12” que se encontraba en el tope del BHA pensando que estaba presentado colgamiento, y que, por esta razón no dejaba avanzar como se esperaba, cabe resaltar que el tiempo de viaje a superficie del primer ensamblaje de 12 ¼” duro aproximadamente 62 horas.

2.4.3.1 BHA_7 para sección de 12 ¼”. Para el **BHA_7,** en la sección de **12 ¼”** se perfora sección tangente desde 8280 ft hasta +/-12400 ft, se perforó dentro de la litología de las Carboneras; dentro de las Carboneras impares, se adoptó la estrategia de repasar el stand 2 veces con rotación arriba y abajo, y una vez en las

Carboneras pares, con rotación abajo. El comportamiento direccional exhibió una tendencia de girar a la derecha dentro de toda la secuencia de carboneras.

El BHA_7 utilizado en la sección de 12 ¼" del pozo tipo "Aventador_3" se aprecia en la **Tabla 15.**

Tabla 15. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_7



#	Componente	Calibre (In)	D Externo (In)	D Interno (In)	Longitud (Ft)	Longitud Total (Ft)
26	Drill Pipe	-	5 7/8	5.050	11184,91	
25	Sub – X/O	-	6 15/16	3	4.47	1113.29
24	HWDP x9	-	6 7/16	4 1/8	273.76	1108.82
23	Sub – X/O	-	6 15/16	3	2.72	835.06
22	Acelerador	-	6 1/2	2 3/4	31.75	832.34
21	Sub – X/O	-	7 1/16	3 1/16	4.41	800.59
20	HWDP x3	-	6 7/8	4 1/16	91.16	796.18
19	Sub – X/O	-	7 1/16	3	3.50	705.02
18	Jar	-	6 7/16	2 3/4	32.63	701.52
17	Sub – X/O	-	7	3	4.08	668.89
16	HWDP x11	-	6 7/8	4 1/8	335.80	664.81
15	Sub – X/O	-	6 7/8	4 1/8	2.70	329.01
14	Drill Collar x6	-	6 ½	2 13/16	184.52	326.31
13	Sub – X/O	-	6 5/8	2 13/16	3.29	141.79
12	Drill Collar	-	8 1/16	2 7/8	30.28	138.50
11	Sub – Filter	-	8 1/8	2 13/16	5.61	108.22
10	Stab – String	12	8 5/16	2 ½	6.88	102.61
9	Sub – X/O	-	9 ½	2 13/16	3.59	95.73
8	Sub Float	-	9 ½	3	2.98	92.14
7	NM Sub – Stop	-	9 7/16	3	1.84	89.16
6	Pulsador	-	9 ½	3	12.03	87.32
5	MWD	11 5/8	9 ½	3	22.87	75.29
4	MWD Stab Mod	12 1/8	9 ½	3 1/8	5.95	52.42
3	Motor	12 1/8	10 1/8	3.35	37.06	46.47
2	RSS	-	9 ½	2 ½	8.35	9.41
1	Broca	12 ¼	-	-	1.06	1.06

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de broca utilizada en el BHA_7 para la sección de 12 ¼" se aprecia en la **Tabla 16.**

Tabla 16. Detalles Técnicos de la Broca para BHA_7.

BROCA			
Tamaño (in)	**Tipo**	**Boquillas (in/32)**	**TFA (in^2)**
12.25	PDC	3 x 12 4 x 13	0.8498

En el capítulo geológico se muestra detalladamente los topes y las bases de las formaciones, véase **Tabla 1** en el capítulo 1 "Generalidades geológicas"; para esta sección, las formaciones que se perforaron se muestran en la **Tabla 17.**

Tabla 17. Geología en la Sección de 12 ¼".

GEOLOGIA		
Formación	**Tope MD (ft)**	**Tope TVD (ft)**
Carbonera C1	8181.00	7638.95
Carbonera C2	9199.00	8553.04
Carbonera C3	9580.00	8893.39
Carbonera C4	9961.00	9233.70
Carbonera C5	10075.00	9335.54
Carbonera C6	11008.00	10168.75
Carbonera C7	11308.00	10436.86

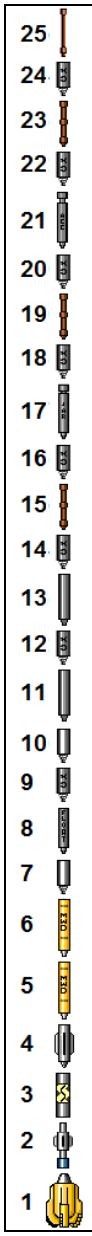
Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Al término de la perforación de la sección de 12 ¼" no se bajó revestimiento puesto que se buscaba mantener ángulo hasta el tope de la formación Carbonera C8.

2.4.3.2 BHA_8 para sección de 12 ¼". Para el **BHA_8**, en la sección de **12 ¼"** se perforó sección tangente desde 11981 ft hasta +/- 12400 ft, se realizaron pruebas de galonaje y diagnóstico de comunicación de las herramientas, obteniendo resultados confiables.

El BHA_8 utilizado en la sección de 12 ¼" del pozo tipo "Aventador_3" se aprecia en la **Tabla 18.**

Tabla 18. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_8

	#	Componente	Calibre (In)	D Externo (In)	D Interno (In)	Longitud (Ft)	Longitud Total (Ft)
	25	Drill Pipe	-	5 7/8	5.050	11184,91	12292
	24	Sub – X/O	-	6 15/16	3	4.47	1107.09
	23	HWDP x9	-	6 7/16	4 1/8	273.76	1102.62
	22	Sub – X/O	-	6 15/16	3	2.72	828.86
	21	Acelerador	-	6 1/2	2 3/4	31.75	826.14
	20	Sub – X/O	-	7 1/16	3 1/16	4.41	794.39
	19	HWDP x3	-	6 7/8	4 1/16	91.16	789.98
	18	Sub – X/O	-	7 1/16	3	3.50	698.82
	17	Jar	-	6 7/16	2 3/4	32.63	695.32
	16	Sub – X/O	-	7	3	4.08	662.69
	15	HWDP x11	-	6 7/8	4 1/8	335.80	658.61
	14	Sub – X/O	-	6 7/8	4 1/8	2.70	322.81
	13	Drill Collar x6	-	6 ½	2 13/16	184.52	320.11
	12	Sub – X/O	-	6 5/8	2 13/16	3.29	135.59
	11	Drill Collar	-	8 1/16	2 7/8	30.28	132.30
	10	Sub – Filter	-	8 1/8	2 13/16	5.61	102.02
	9	Sub – X/O	-	9 ½	2 13/16	3.59	96.41
	8	Sub Float	-	9 ½	3	2.98	92.82
	7	NM Sub – Stop	-	9 7/16	3	2.42	89.84
	6	Pulsador	-	9 ½	3	12.09	87.42
	5	MWD	11 3/4	9 ½	3	22.95	75.33
	4	MWD Stab Mod	12 1/8	9 ½	3 1/8	6.00	52.38
	3	Motor	12 1/8	10 1/8	3.35	37.07	46.38
	2	RSS	-	9 ½	2 ½	8.25	9.31
	1	Broca	12 ¼	12 ¼	-	1.06	1.06

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de broca utilizada en el BHA_8 para la sección de 12 ¼" se aprecia en la **Tabla 19.**

Tabla 19. Detalles Técnicos de la Broca para BHA_8.

BROCA			
Tamaño (in)	**Tipo**	**Boquillas (in/32)**	**TFA (in^2)**
12.25	PDC	3 x 13 4 x 14	0.9902

En el capítulo geológico se muestra detalladamente los topes y las bases de las formaciones, véase **Tabla 1** en el capítulo 1 “Generalidades geológicas”; para esta sección, la formación que se perforó se muestra en la **Tabla 20.**

Tabla 20. Geología en la Sección de 12 ¼”.

GEOLOGIA		
Formación	**Tope MD (ft)**	**Tope TVD (ft)**
Carbonera C8	12069.00	11116.00
Mirador	12286.00	11310.00
Carbonera C7	11308.00	10436.86

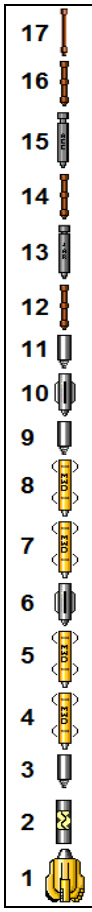
Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Al término de la perforación de la sección de 12 ¼” se bajó revestimiento de 9 5/8” con diámetro interno de 8.921”.

2.4.4 Ensamblaje de fondo BHA_9 para sección de 8 ½”. Para el **BHA_9,** en la sección de 8 ½” se perforó sección tangente tomando registros LWD (Gamma Ray, Resistividad, Densidad Neutrón, Porosidad) minimizando tendencias a perder inclinación con el manejo de parámetros de superficie. Se realizaron pruebas de integridad de revestimiento con resultados satisfactorios. Excelente desempeño de ROP durante la corrida, buena velocidad de transmisión lo cual garantizo buena densidad de datos e información en tiempo real.

El BHA_9 utilizado en la sección de 8 ½” del pozo tipo “Aventador_3” se aprecia en la **Tabla 21.**

Tabla 21. Componentes del ensamblaje de fondo BHA_9

	#	Componente	Calibre (In)	D Externo (In)	D Interno (In)	Longitud (Ft)	Longitud Total (Ft)
	17	Drill Pipe	-	5	4.28	11836.45	12900
	16	HWDP x15	-	6 17/32	3	455.27	1063.55
	15	Acelerador	-	6 7/16	2 ¾	31.15	608.28
	14	HWDP x3	-	6 17/32	3	91.14	577.13
	13	Jar	-	6 7/16	2 ¾	31.71	485.99
	12	HWDP x12	-	6 17/32	3	363.11	454.28
	11	Sub – Filter	-	6 17/32	2 7/8	5.48	91.17
	10	Stab – String	8 1/8	6.810	2 27/32	6.71	85.69
	9	NM Sub – Stop	-	6.910	2 ¼	2.44	78.98
	8	CCN	8 ¼	6.740	2 ¼	9.00	76.54
	7	ORD	8 ¼	6.900	2 ¼	9.87	67.54
	6	MWD Stab Mod	8 3/8	7.030	2 ¼	4.26	57.67
	5	Pulsador	-	6.990	1.970	10.61	53.41
	4	MWD	-	6 ¾	2 5/32	16.85	42.80
	3	NM Sub – Stop	-	7.020	2 9/32	2.11	25.95
	2	Motor	8 3/8	6.780	4 1/16	23.06	23.84
	1	Broca	8 ½	8 ½	-	0.78	0.78

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de broca utilizada en el BHA_9 para la sección de 8 ½" se aprecia en la **Tabla 22.**

Tabla 22. Detalles Técnicos de la Broca para BHA_9.

BROCA			
Tamaño (in)	**Tipo**	**Boquillas (in/32)**	**TFA (in^2)**
8.5	PDC	4 x 14 1 x 15	0.7739

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

En el capítulo geológico se muestra detalladamente los topes y las bases de las formaciones, véase **Tabla 1** en el capítulo 1 “Generalidades geológicas”; para esta sección, las formaciones que se perforaron se muestran en la **Tabla 23.**

Tabla 23. Geología en la Sección de 8 ½”.

GEOLOGIA		
Formación	**Tope MD (ft)**	**Tope TVD (ft)**
Mirador	12286.00	11310.00
Lower Mirador	12360.00	11376.01
Los Cuervos	12392.00	11404.59
Guadalupe	12480.00	11483.23
Lower Guadalupe	12564.00	11558.31
Lower Sand 1	12638.00	11624.44
Gachetá	12785.00	11755.24

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Al término de la perforación de la sección de 8 ½” se bajó liner de 7” con diámetro interno de 6.276”.

En el siguiente capítulo se describirán los parámetros operacionales que hicieron parte del proceso de perforación anteriormente mencionado.

3. PARÁMETROS OPERATIVOS DEL POZO TIPO AVENTADOR_3

A continuación, se describen los parámetros operativos por sección en el Pozo Aventador 3. Se realizará un análisis de las variables que pueden ser manipuladas desde superficie durante un proceso de perforación y que tienen incidencia directa en las lecturas de torque, arrastre y tortuosidad.

3.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Es un fluido de características químicas y físicas de propiedades adecuadas que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones (densidad, temperatura y presión).

El objetivo principal es garantizar la seguridad y rapidez del proceso de perforación, mediante su tratamiento a medida que se profundizan las formaciones de altas presiones. La circulación del fluido se inicia al comenzar la perforación y solo se interrumpe al agregar cada tubo, entre sus principales funciones se encuentran:

- Transportar los ripios de perforación, derrumbes o cortes desde el fondo del hoyo hasta la superficie
- Mantener en suspensión los ripios y material densificante cuando se detiene la circulación
- Controlar las presiones de la formación
- Limpiar, enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación
- Prevenir derrumbes de formación soportando las paredes del hoyo
- Suministrar un revoque liso, delgado e impermeable para proteger la productividad de la formación
- Ayuda a soportar por flotación el peso de la sarta de perforación y del revestimiento
- Transmitir la potencia hidráulica por medio de los jets a la formación por debajo de la broca

3.1.1 Clasificación de los fluidos de perforación

- **Base agua:** consisten en una mezcla de solidos, líquidos y químicos siendo el agua la fase continua.
- **Base Aceite:** similar composición a los lodos base agua, excepto que la fase continua es aceite y las gotas de agua se encuentran emulsificadas en la base aceite.
- **Aireados:** incluyen aire, gas o espumas, son utilizados en zonas cuyos gradientes de presión de fractura son muy bajos.

3.1.2 Densidad. Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener estables los fluidos de la formación. Es uno de los factores de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido.

3.1.2.1 Presión Hidrostática. Es la parte de la presión debida al peso de un fluido en reposo, debe ser ligeramente mayor a la presión de la formación para evitar influjos, derrumbes; pero no lo suficiente para fracturarla.

Ecuación 1. Presión Hidrostática

$$PH: 0.052 * h * \rho$$

Fuente: Programa de entrenamiento acelerado para Ingenieros supervisores de Pozo. Disponible en:https://escueladeperfora.files. wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf

Donde:

$$h = profundidad\ vertical\ verdadera\ o\ Altura\ (ft)$$

$$\rho = Densidad\ del\ fluido\ de\ perforación\ \left(\frac{lbs}{gal}\right)$$

$$0.052 = Factor\ de\ conversion\ de\ unidades, presión\ se\ expresa\ en\ (Psi)$$

3.1.3 Viscosidad Plástica. Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre solidos, solidos y líquidos, líquidos y líquidos. Esta viscosidad depende la concentración, tamaño y forma de los solidos presentes en el fluido.

Ecuación 2. Viscosidad Plástica

$$VP = lectura\ @600\ RPM - lectura\ @300RPM$$

Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en : www.glossary.oilfield.slb.com

3.1.4 Punto Cedente. Es la propiedad de un fluido que se refiere a la resistencia al flujo inicial o al esfuerzo requerido para que el fluido se mueva, en otras palabras, es la fuerza de atracción entre las partículas coloidales entre el lodo de perforación.

Ecuación 3. Punto Cedente

$$YP = lectura\ @300RPM - VP$$

Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en : www.glossary.oilfield.slb.com

$YP\ se\ expresa\ en\ lb\ por\ cada\ 100\ ft^2$

3.2 TASAS DE BOMBEO

La salida volumétrica de la bomba y las tasas a las cuales el fluido de perforación es bombeado, deben ser analizadas antes y durante la realización del proceso de perforación, con el fin de, remover los recortes provenientes de la perforación, mantener la presión hidrostática del pozo y así prevenir que este colapse y optimizar los procesos de perforación. [21]

El bombeo de fluido de perforación en altas tasas puede inducir en filtrado de dicho fluido hacia las formaciones, producción de arena producto de formaciones no consolidadas, en términos de muestreo, el fluido de perforación puede contaminar dichas muestras; por el contrario, si el fluido de perforación es bombeado en bajas tasas, este no tendrá la capacidad de remoción y limpieza del pozo y podría poner en riesgo toda la actividad, causando embotamiento de las herramientas del ensamblaje de fondo (BHA) y sobrepresiones dentro del pozo.

Las tasas de bombeo (usualmente galones por minuto o GPM) son fácilmente medibles por cualquier medidor de galonaje en la bomba.

3.3 REVOLUCIONES POR MINUTO (RPM)

Las Revoluciones por Minuto o comúnmente llamadas RPM indican el número de rotaciones completadas en un minuto por un cuerpo que gira alrededor de un eje, son necesarias para mover los cortadores de la broca de una posición de corte a otra. Mientras más rápido se muevan a la siguiente posición, más rápido se avanzará con el proceso de perforación. Sin embargo, si la formación se resiste a ser perforada, esto podría inducir a daños estructurales en la broca como fisuras,

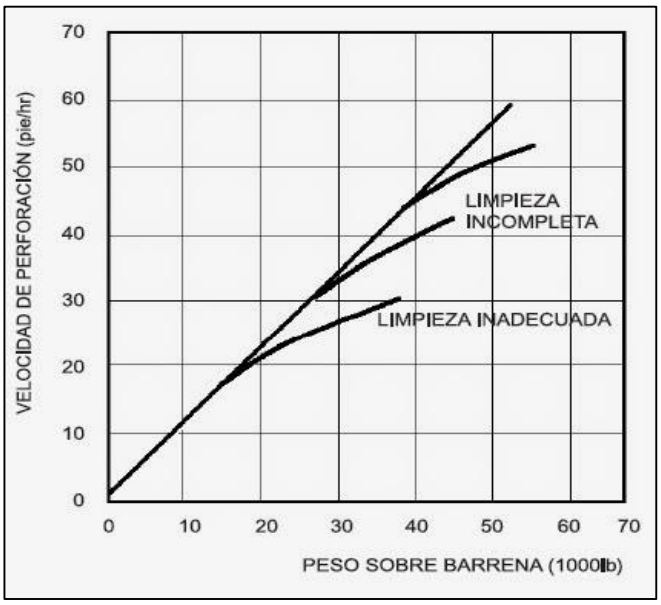
[21] Ibid. Cap.10. Pag 224.

agrietamiento, ruptura de conos o cortadores y finalmente se verá afectada la velocidad de penetración que tenga la broca.[22]

3.4 PESO SOBRE LA BROCA (WOB)

El peso, o fuerza, que es aplicado sobre la broca también afectará la tasa de penetración. En general, la interrelación es lineal, si se aumenta el doble el WOB como efecto se aumentará el doble la ROP, siempre que los factores operacionales asociados como líneas de flujo, tasas de bombeo y cualidades del fluido funcionen en perfecta sincronía con el proceso de perforación. Véase **Figura 15.**

Figura 15. Velocidad Vs. Peso Sobre la Broca



Fuente: DATALOG, Manual de Perforación. 2002.

3.5 PARÁMETROS OPERATIVOS POZO AVENTADOR 3

A continuación, se presentan los parámetros operativos para cada sección en el pozo tipo Aventador 3.

[22] DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Capítulo 10. Pag 205.

3.5.1 Parámetros Operativos Sección De 26” – BHA2. Los parámetros operativos para la sección de 26” se presentan en las **Tablas 24-25.**

Tabla 24. Descripción de la sección de 26".

MD Inicial (ft)	316	Temp. Max (ºF)	120.0	Distancia Perforada (ft)	
MD Final (ft)	801	ROP promedio	45.3	485.00	

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Tabla 25. Parámetros de perforación BHA_2, sección 26".

WOB (klbf)	Superficie RPM	Fondo RPM	Tasa de Bombeo (USgal/min)
4.0/20.0	0/59	33/56	700

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de fluido de perforación empleado para la perforación de la sección de 26” se aprecia en la **Tabla 26.**

Tabla 26. Fluido de Perforación para BHA_2.

FLUIDO DE PERFORACIÓN		
Tipo	Lodo Base Agua	-
Densidad	9.00	ppg
Viscosidad Plástica	40	Cp
Punto Cedente	11	lbf/100 ft^2

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

3.5.2 Parámetros Operativos Sección De 17 ½” –BHA4. Los parámetros operativos para la sección de 17 ½” se presentan en las **Tablas 27-28.**

Tabla 27. Descripción de la sección 17 ½”

MD Inicial (ft)	801	Temp. Max (ºF)	150.0	Distancia Perforada (ft)	
MD Final (ft)	6809	ROP promedio	91.2	6008.00	

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Tabla 28. Parámetros de perforación BHA_4, sección 17 ½”

WOB (klbf)	Superficie RPM	Fondo RPM	Tasa de Bombeo (USgal/min)
0.0/32.00	0/70	98/208	930

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de fluido de perforación empleado para la perforación de la sección de 17 ½” se aprecia en la **Tabla 29.**

Tabla 29. Fluido de Perforación para BHA_4.

FLUIDO DE PERFORACIÓN		
Tipo	Lodo Base Agua	-
Densidad	10.50	Ppg
Viscosidad Plástica	44	Cp
Punto Cedente	52	lbf/100 ft^2

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

3.5.3 Parámetros Operativos Sección De 17 1/2”- BHA6. Los parámetros operativos para la sección de 17 ½” se presentan en las **Tablas 30-31.**

Tabla 30. Descripción de la sección 17 ½”

MD Inicial (ft)	6809	Temp. Max (ºF)	166.2	Distancia Perforada (ft)	
MD Final (ft)	8280	ROP promedio	37	1471.00	

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Tabla 31. Parámetros de perforación BHA_6, sección 17 ½”

WOB (klbf)	Superficie RPM	Fondo RPM	Tasa de Bombeo (USgal/min)
12.0/50.0	0/55	120/185	800

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de fluido de perforación empleado para la perforación de la sección de 17 ½” se aprecia en la **Tabla 32.**

Tabla 32. Fluido de Perforación para BHA_6.

FLUIDO DE PERFORACIÓN		
Tipo	Lodo Base Agua	-
Densidad	10.60	Ppg
Viscosidad Plástica	50	Cp
Punto Cedente	15	lbf/100 ft^2

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

3.5.4 Parámetros Operativos Sección De 12 ¼"- BHA7. Los parámetros operativos para la sección de 12 ¼" se presentan en las **Tablas 33-34.**

Tabla 33. Descripción de la sección 12 ¼"

MD Inicial (ft)	8280	Temp. Max (ºF)	212.0	Distancia Perforada (ft)	
MD Final (ft)	11981	ROP promedio	31.1	3701	

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Tabla 34. Parámetros de perforación BHA_7, sección 12 ¼"

WOB (klbf)	Superficie RPM	Fondo RPM	Tasa de Bombeo (USgal/min)
4.00/35.0	40/95	153/203	790

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de fluido de perforación empleado para la perforación de la sección de 12 ¼" se aprecia en la **Tabla 35.**

Tabla 35. Fluido de Perforación para BHA_7.

FLUIDO DE PERFORACIÓN		
Tipo	Lodo Base Agua	-
Densidad	11.00	Ppg
Viscosidad Plástica	26	Cp
Punto Cedente	23	lbf/100 ft^2

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

3.5.5 Parámetros Operativos Sección De 12 ¼”- BHA8. Los parámetros operativos para la sección de 12 ¼” se presentan en las **Tablas 36-37.**

Tabla 36. Descripción de la sección 12 ¼”

MD Inicial (ft)	11981	Temp. Max (ºF)	199.0	Distancia Perforada (ft)
MD Final (ft)	12292	ROP promedio	29.7	311.00

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Tabla 37. Parámetros de perforación BHA_8, sección 12 ¼”

WOB (klbf)	Superficie RPM	Fondo RPM	Tasa de Bombeo (USgal/min)
16.00/35.0	60/80	173/201	806

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de fluido de perforación empleado para la perforación de la sección de 12 ¼” se aprecia en la **Tabla 38.**

Tabla 38. Fluido de Perforación para BHA_8.

FLUIDO DE PERFORACIÓN		
Tipo	Lodo Base Agua	-
Densidad	11.00	Ppg
Viscosidad Plástica	25	Cp
Punto Cedente	25	lbf/100 ft^2

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

3.5.6 Parámetros Operativos Sección De 8 ½”- BHA9. Los parámetros operativos para la sección de 8 ½” se presentan en las **Tablas 39-40.**

Tabla 39. Descripción de la sección 8 ½”

MD Inicial (ft)	12292	Temp. Max (ºF)	196.0	Distancia Perforada (ft)
MD Final (ft)	12900	ROP promedio	41.5	608

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Tabla 40. Parámetros de perforación BHA_9, sección 8 ½”

WOB (klbf)	Superficie RPM	Fondo RPM	Tasa de Bombeo (USgal/min)
5.00/18.0	50/60	60/78	350

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El tipo de fluido de perforación empleado para la perforación de la sección de 8 ½” se aprecia en la **Tabla 41.**

Tabla 41. Fluido de Perforación para BHA_9.

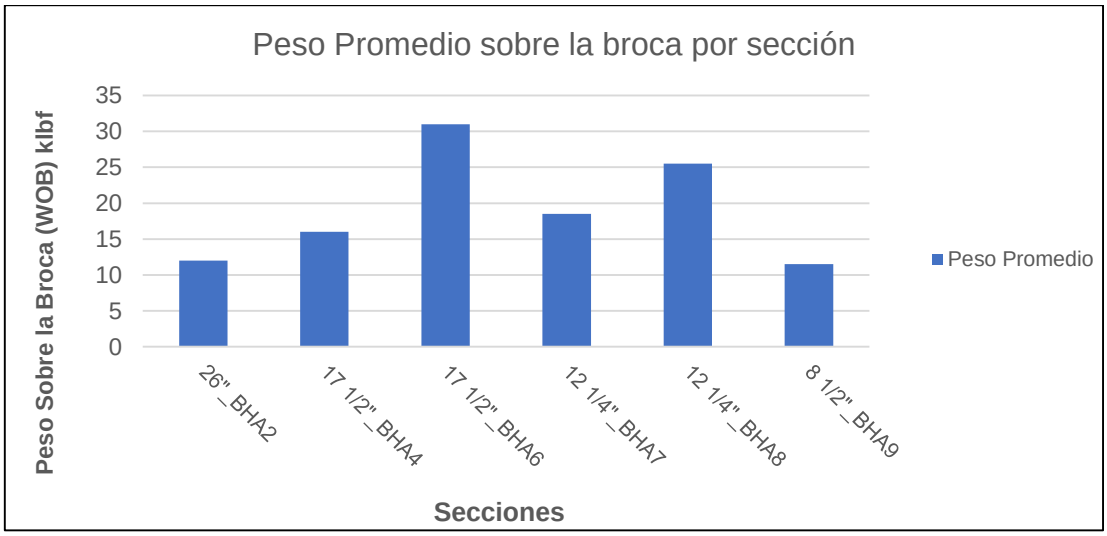
FLUIDO DE PERFORACIÓN		
Tipo	Lodo Base Agua	-
Densidad	9.80	Ppg
Viscosidad Plástica	22	Cp
Punto Cedente	25	lbf/100 ft^2

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

El desempeño de la perforación en las 4 secciones, con los 6 tipos diferentes de BHA fue satisfactorio en términos de tiempo (36 días) o (864 horas), cumpliendo con el programa de perforación establecido por la compañía y acorde a los tiempos estipulados se alcanzó zona objetivo a 12900 ft (MD).

En las **Gráficas 2-4** se resumen los parámetros de WOB, RPM y GPM para cada una de las secciones del pozo Aventador_3.

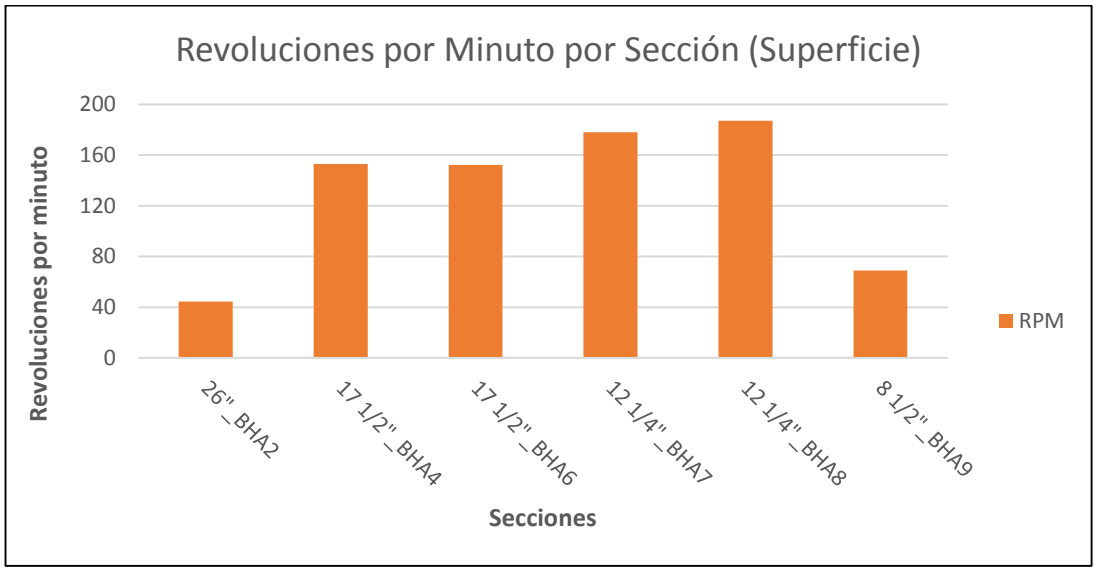
Gráfica 2. Peso Promedio sobre la Broca por Sección



Fuente: BAKER HUGHES A GE COMPANY. Reporte Operacional Pozo tipo Aventador_3. Modificado por los autores

El peso sobre la broca en la sección de 17 ½" BHA6 refleja el comportamiento típico asociado al trabajo direccional, en donde la prioridad del plan de perforación fue la de alcanzar el ángulo de construcción establecido; para la sección de 12 ¼" BHA8 los problemas ligados a altos torques y a la litología de la formación contribuyeron a los altos pesos sobre la broca.

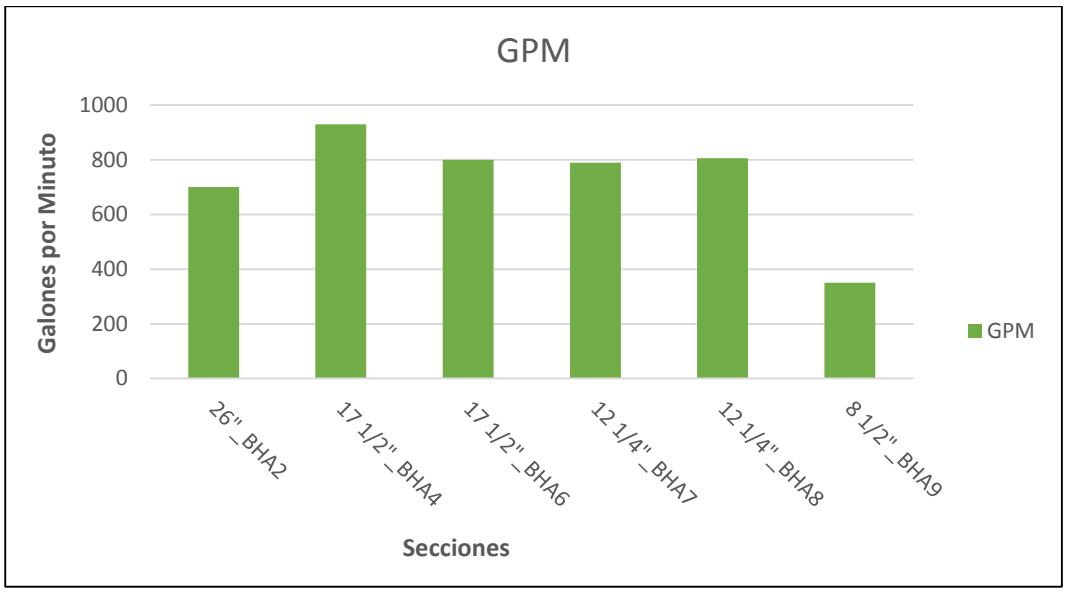
Gráfica 3. Revoluciones por Minuto por Sección



Fuente: BAKER HUGHES A GE COMPANY. Reporte Operacional Pozo tipo Aventador_3. Modificado por los autores.

En las secciones de 17 ½” BHA4 y 12 ¼” BHA8 se presentaron altos valores de RPM debido al trabajo direccional establecido durante la sección del BHA4 y a la complejidad en las formaciones, altos torques y arrastres que se generaron durante la perforación de 12 ¼” con el BHA8.

Gráfica 4. Galonaje por Minuto promedio por Sección



Fuente: BAKER HUGHES A GE COMPANY. Reporte Operacional Pozo tipo Aventador_3. Modificado por los autores.

Durante la perforación de la sección de 17 ½” el galonaje representa valores altos debido a que la litología poco consolidada en la Formación Guayabo permite realizar el proceso de perforación de forma hidráulica. (jetting).

4. PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO

Durante la perforación de un pozo pueden presentarse problemas asociados a diversos factores, los cuales solo se transforman en aumentos tanto en los tiempos de operación como de costos operativos.

En el siguiente capítulo se definen cuáles son estos problemas, permitiendo identificarlos, clasificarlos y jerarquizarlos durante la etapa de perforación de los pozos en estudio, todo esto en base al análisis de los reportes obtenidos durante la perforación.

4.1 PRINCIPALES PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN

Durante la perforación, una de las principales causas de los problemas que se puedan presentar están asociados a la formación, teniendo en cuenta factores como lo son la estabilidad o su composición trayendo consigo problemas asociados, en los cuales se profundiza posteriormente, ver **Tabla 42.**

Tabla 42. Problemas asociados a la formación

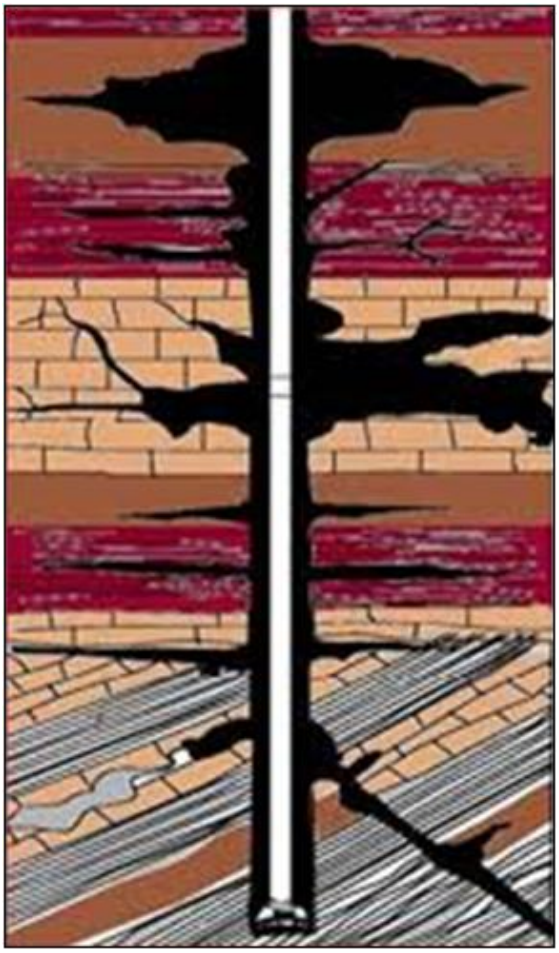
Problemas Asociados A La Formación
Pérdida De Circulación
Derrumbes, Incremento En El Volumen De Cortes
Pega De Tubería
Hoyo Agrandado Velocidad Anular Disminuida
Influjos
Fallos En Herramientas
Embotamiento
Pérdida De Inclinación Y Trayectoria
Problemas de Torque (Altos torques, Torques Reactivos)

Fuente: Autores.

Haciendo referencia a la estabilidad del pozo se puede decir que las fracturas son una de las causas principales de estos problemas durante el proceso de perforación, se pueden presentar en todas las formaciones, son más comunes en aquellas que son duras y consolidadas, así como en cercanía a zonas que presentan fallas, u otros fenómenos y fuerzas naturales. Así como las formaciones más antiguas y profundas tienden a estar más fracturadas que las superficiales, blandas y con un tiempo de depositación más corto, como se puede observar en la **Figura 16.**

Formaciones fracturadas como calizas o carbón, zonas de fallas, son naturalmente frágiles y al ser perforadas pueden llegar a colapsarse dentro del hoyo. Puede haber indicaciones de que se ha entrado en una zona fracturada al detectarse ratas altas de penetración y torque alto y errático.

Figura 16. Fracturas, derrumbes de zonas no consolidadas y ojos de llave.



Fuente: Problemas en la formación y estabilidad del pozo. Perfoblogger.2015

En cuanto a la composición, formaciones como Guayabo, León y Carboneras pares el hinchamiento (absorción de filtrado) es una tendencia típica, a medida que se hinchan las arcillas, estas se separan en pequeñas partículas que caen dentro del pozo y causan situaciones de hoyo apretado, generando arrastres e incrementándose al hacer conexiones, con pegas de tubería y la formación de escalonamientos.

Es de gran ayuda seleccionar el fluido de perforación apropiado para minimizar el hinchamiento y la reactividad de las arcillas. Los inhibidores del lodo (tales como caliza y sal) y lodos en base aceite son los fluidos de perforación más efectivos para controlar el hinchamiento.

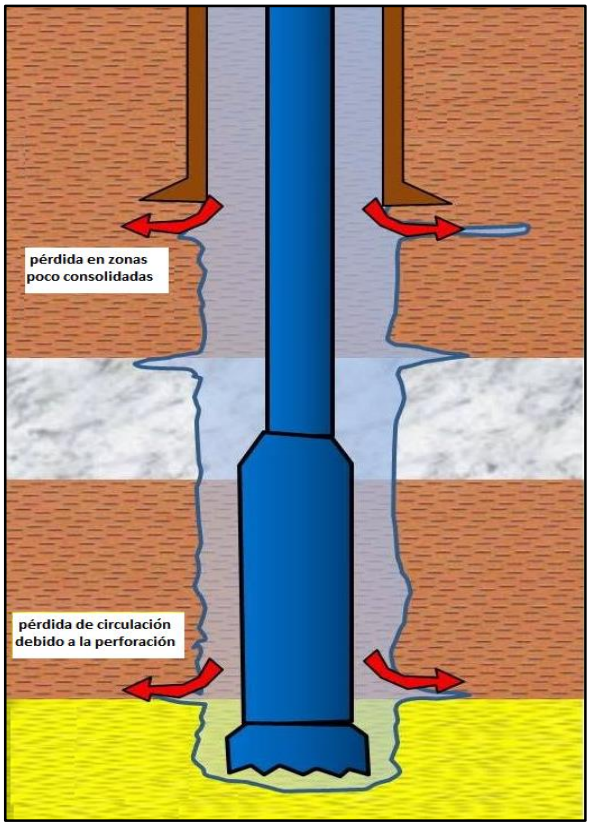
4.1.1 Pérdida de circulación. Es la pérdida de fluido hacia la formación, siendo uno de los problemas más críticos que se pueden presentar durante la perforación. Una pérdida parcial de lodo a la formación no necesariamente tiene consecuencias inmediatas que impidan continuar con la perforación. Sin embargo, estas consecuencias pueden ser severas si continúan aumentando las pérdidas o si se llega a perder completamente la circulación.

- Una pérdida de circulación genera una caída en la columna hidrostática, lo cual genera que los fluidos de otras formaciones invadan el pozo.
- Puede generar pega de la tubería por empaquetamiento.
- Puede generar también daños a la formación (pérdida a la permeabilidad por los sólidos de lodo y quizás cortes que se depositen, impidiendo la toma correcta de registros y adicionalmente puede generar un daño a la zona productora).

4.1.1.1 Factores que afectan la pérdida de circulación. Existen muchos factores que originan pérdidas de circulación en el hoyo, cada uno de estos está relacionado con el tipo de formación que se está perforando, las condiciones del hoyo y la presión que ejerce la columna del fluido de perforación, ver **Figura 17.**

4.1.1.2 Fracturas naturales. Estas son creadas por los esfuerzos tectónicos y los diferentes eventos geológicos ocurridos en una determinada zona. Se manifiestan por una discontinuidad que rompe los estratos de las rocas en bloques por medio de grietas o fisuras que pueden permitir el paso de fluidos que se encuentran en el pozo solo si existe suficiente presión en el hoyo capaz de exceder la de los fluidos de la formación y además el espacio creado por la fractura es tan grande como para permitir la entrada de los fluidos con esta presión.

Figura 17. Factores que afectan la pérdida de circulación.



Fuente: pérdidas de circulación del lodo. Geology and drilling problems. 2018

4.1.1.3 Fracturas inducidas. Muchas fracturas han sido creadas al tratar de mantener el peso de la columna hidrostática en el hoyo por causa de un influjo de fluidos desde la formación, por lo que esta operación también puede crear fracturas en la formación si se excede la densidad necesaria para mantener las paredes del hoyo; adicionalmente, también se pueden generar durante las operaciones de producción con el fin de estimular la formación para mejorar la extracción del hidrocarburo. Estas fracturas inducidas no solo se deben a la alta densidad del lodo, principalmente se genera porque el ECD[23] sobrepasa el gradiente de fractura de la formación.

El ECD es un parámetro importante para evitar golpes de presión y pérdidas, en particular, en pozos que tienen una ventana estrecha entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro.

[23] ECD: densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular arriba del punto en consideración.

Ecuación 4. Cálculo del ECD.

$$ECD = d + \frac{P}{(0{,}052 * D)}$$

Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en : www.glossary.oilfield.slb.com

Donde:

$d =$ Peso del lodo, (Ppg).
$P =$ Caída de presión en el espacio anular entre la profundidad y la superficie, (Psi).
$D =$ Profundidad vertical verdadera, (ft).

4.1.2 Influjos Y Reventones (Kicks And Blowouts). Un influjo es una incorporación de fluidos provenientes de la formación (agua, aceite o gas) dentro del pozo, esta se controla en superficie. Para que esto ocurra se deben cumplir dos criterios.

- La presión de formación debe exceder la presión anular o la hidrostática. Los fluidos siempre fluirán en la dirección de la presión menor.
- La formación debe ser permeable con el fin de que los fluidos puedan pasar de un sitio a otro.

Un reventón sucede cuando no se puede controlar en superficie el flujo de fluidos de formación.

Un reventón subterráneo ocurre cuando hay un flujo incontrolable entre dos formaciones, en otras palabras, una formación está pateando y al mismo tiempo en otra se está perdiendo circulación.

Las principales causas en las cuales se puede presentar un influjo:

- No mantener el hoyo lleno cuando se esté sacando la tubería
- Reducir la presión anular por suaveo (Swabbing)[24]
- Pérdida de circulación
- Rata de penetración excesiva cuando se perfora a través de arenas
- Formaciones sobre-presionadas

4.1.3 Pega de tubería. El término hoyo apretado se aplica en situaciones cuando el movimiento de la sarta, sea de rotación o bien vertical, se ve restringido por eventos o fuerzas en el hoyo. En general se reconoce esta situación porque el torque se aumenta y se torna errático, se incrementa la carga en el gancho necesaria para levantar la tubería, o se incrementa el peso en la broca o el arrastre cuando se baja la tubería. Véase **Figura 18.**

Cuando no se puede levantar la tubería, se dice que la tubería se ha pegado, dependiendo del mecanismo en particular con que haya ocurrido la pega, que puede suceder que tampoco se pueda bajar, rotar, ni circular por dentro de la tubería.

Las causas de pega de tubería pueden ser clasificadas en forma general bajo tres mecanismos principales.

- Empaquetamiento (pack-off)
- Pega diferencial
- Geometría de pozo

[24] Swabbing: reducir la presión en un pozo mediante el movimiento de la tubería, las herramientas operadas con cable, en dirección hacia la superficie.

Figura 18. Pega de tubería.

Fuente: Pegadura de tubería de perforación. Portal del petróleo, 2016.

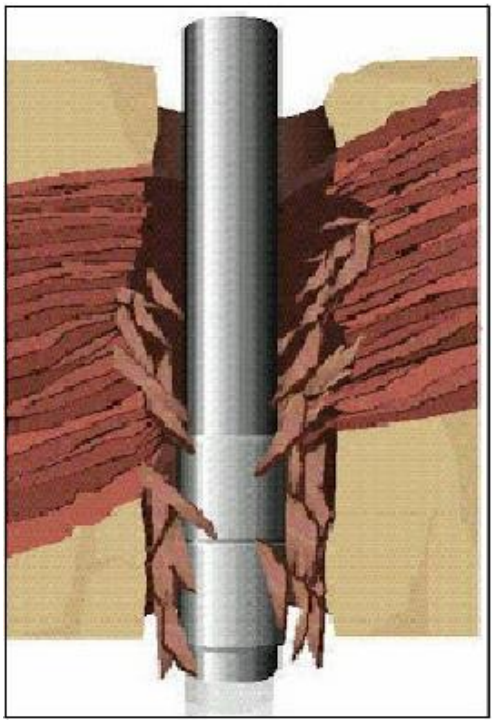
4.1.3.1 Empaquetamiento (Pack-off). El empaquetamiento ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Ocurre generalmente alrededor de drill collars de diámetro grande o herramientas de diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores. De esta forma el anular resulta empacado, como se puede observar en la **Figura 19**, el término puenteo (bridge) en general se reserva para material de gran tamaño que cae dentro del pozo y queda trabado entre la sarta y la pared del pozo, pegando la tubería.

Las principales causas para que exista una pega de tubería por empaquetamiento o puenteo están:

- Derrumbe o hinchamiento de arcillas reactivas o sobre presionadas [25]
- Formaciones fracturadas o inconsolidadas.
- Asentamiento o acumulaciones de cortes

[25] Arcillas sobrepresionadas: estas arcillas tienen una presión de poro superior a la normal para la profundidad a la que ocurren.

Figura 19. Empaquetamiento de tubería



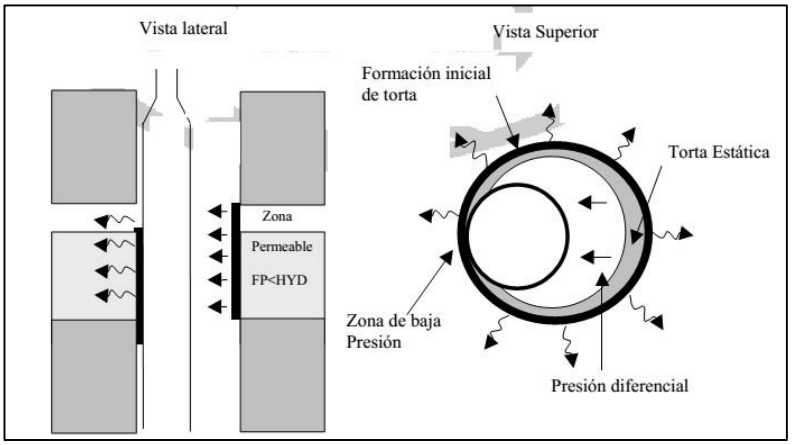
Fuente: Pega de tubería (mecanismos de pega). Perfoblogger. 2015.

4.1.3.2 Pega diferencial. La pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la hidrostática. Cuando hay contacto de la sarta con la pared del pozo, la presión diferencial atraerá la tubería, **Figura 20**. Algunas circunstancias como un pozo desviado o una sarta mal diseñada o sin estabilizadores pueden hacer que esta área de contacto, y por lo tanto la fuerza total, sea mayor.[26]

Cuando hay área de contacto y la sarta queda estacionaria (durante conexiones, toma de registro de desviación, falla de equipo) la capa de costra puede crecer y formarse una zona de baja presión en el área de contacto de la tubería.

[26] FAZAELIZADEH, Mohammad. Real Time Torque and Drag Analysis during Directional Drilling. University Of Calgary. Pag. 25.

Figura 20. Pega diferencial



Fuente: Pega de tubería (mecanismos de pega). Perfoblogger. 2015.

4.1.3.3 Geometría de Pozo. Este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría de pozos y cambios en la dirección del mismo, además de rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo. Véase **Figura 21**.

Las áreas con problemas pueden ser identificadas por el torque errático durante la perforación, existen dos momentos donde se puede evidenciar claramente una pega de tubería por geometría del pozo.

- Pega de tubería al bajar broca
- Pega de tubería al sacar

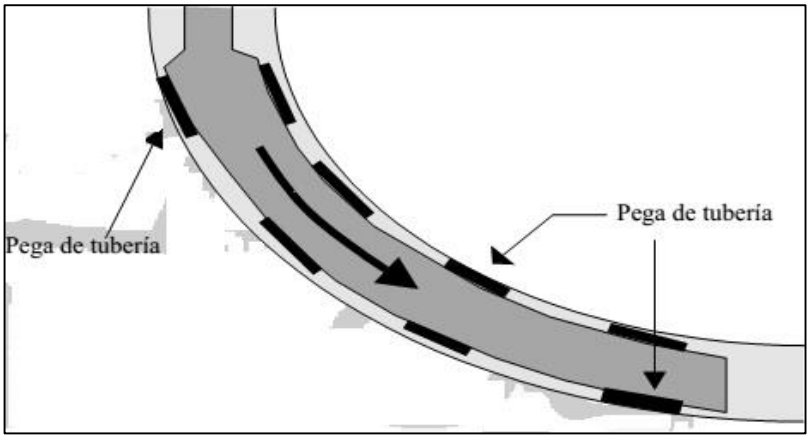
❖ Pega de tubería al bajar broca. Después de una sección desviada, con posibilidad de patas de perro[27], ha sido perforada con un ángulo específico de levantamiento, el ensamblaje de fondo en general se cambiará para continuar con la trayectoria recta del pozo.

Si se han perforado formaciones abrasivas, y las brocas han salido con su diámetro muy reducido, el hoyo tendrá el diámetro efectivo reducido y la broca nueva al bajar se puede trabar al bajar al fondo.

Si se registra una baja de peso cuando se pasa por esta sección, la sarta no debe ser forzada a pasar. En vez de esto, esta sección del hoyo sebe ser rimada cuidadosamente y reabierta al diámetro correcto.

[27] Patas de perro (dog legs): lugar o sección particularmente curva de un pozo en el que la trayectoria de tridimensionalmente cambia rápidamente. Para estudios de trayectoria de los pozos, se efectúa el cálculo de la severidad del cambio angular.

Figura 21. Pega de tubería por geometría del pozo al bajar broca.



Fuente: Pega de tubería (mecanismos de pega). Perfoblogger. 2015.

❖ Pega de tubería al sacar. Aquí la pega de tubería ocurre generalmente cuando se saca tubería debido a una de las siguientes causas, y que se pueden evidenciar en la **Figura 22.**

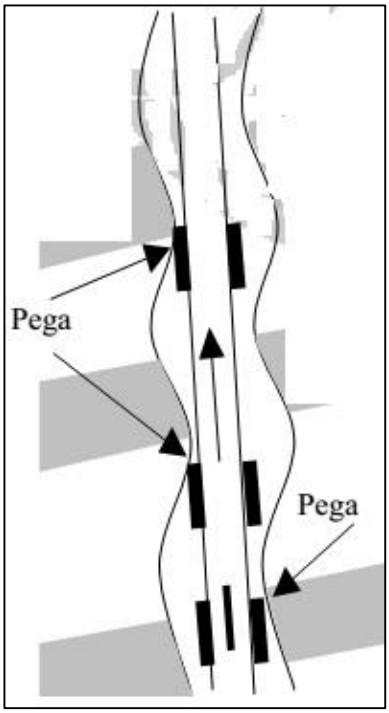
- La ocurrencia de patas de perro severas y se está usando un ensamblaje de fondo excesivamente rígido para aceptar los cambios.

- Si entre los ojos de llave que han resultado de una pata de perro se traban los drill collars.

- Pueden generarse escalones producidos en la intercalación de formaciones duras y blandas.

- También puede haber micro patas de perro que se forman debido a los cambios de dirección cuando se han perforado intercalaciones de formaciones duras y blandas.

Figura 22. Pega de tubería por geometría del pozo al sacar.



Fuente: Pega de tubería (mecanismos de pega). Perfoblogger. 2015.

4.1.4 Otros problemas. Son todos aquellos inconvenientes operacionales ligados al proceso de perforación que se generan sobre las herramientas o equipos.

4.1.4.1 Fallos en las herramientas. Aunque esto no es muy usual, puede suceder que los equipos empleados durante el proceso de perforación presenten fallos o simplemente no cumplan con los requerimientos operacionales necesarios para la operación. Por este motivo antes de correr cada herramienta, esta es sometida a una prueba de verificación de la correcta funcionabilidad, que pueden ir desde pruebas de galonaje, pruebas eléctricas que permitan transmitir la información a superficie hasta pruebas que verifican el correcto ensamblaje de las herramientas.

4.1.4.2 Pérdida de inclinación y trayectoria. Inicialmente durante el proceso de planeación del pozo, se establece la trayectoria de la perforación hacia el target, y las herramientas direccionales se seleccionan en base a esto, pero el problema son las fuertes tendencias que tienen las formaciones a tumbar o construir ángulo, cuando se está desviando del plan original, si se está perforando con motor se desliza (0 RPM en superficie), la broca gira a la velocidad que le imprime el motor y

el galonaje y se puede orientar. Existen algunas herramientas que poseen sensores que le permiten controlar la inclinación ajustando las fuerzas para no desviarse del plan.

4.1.4.3 Embotamiento. Cuando la herramienta atraviesa una zona arcillosa de tipo plástica que no está bien inhibida, esta se adhiere al ensamblaje de fondo (acreción), generando arrastre de los recortes y una posterior obstrucción al correcto desempeño de la herramienta. Esto se transforma en detenciones necesarias para limpieza del ensamble de fondo y tratar el problema según su nivel de complejidad. Véase **Figura 23.**

Figura 23. Herramienta embotada.

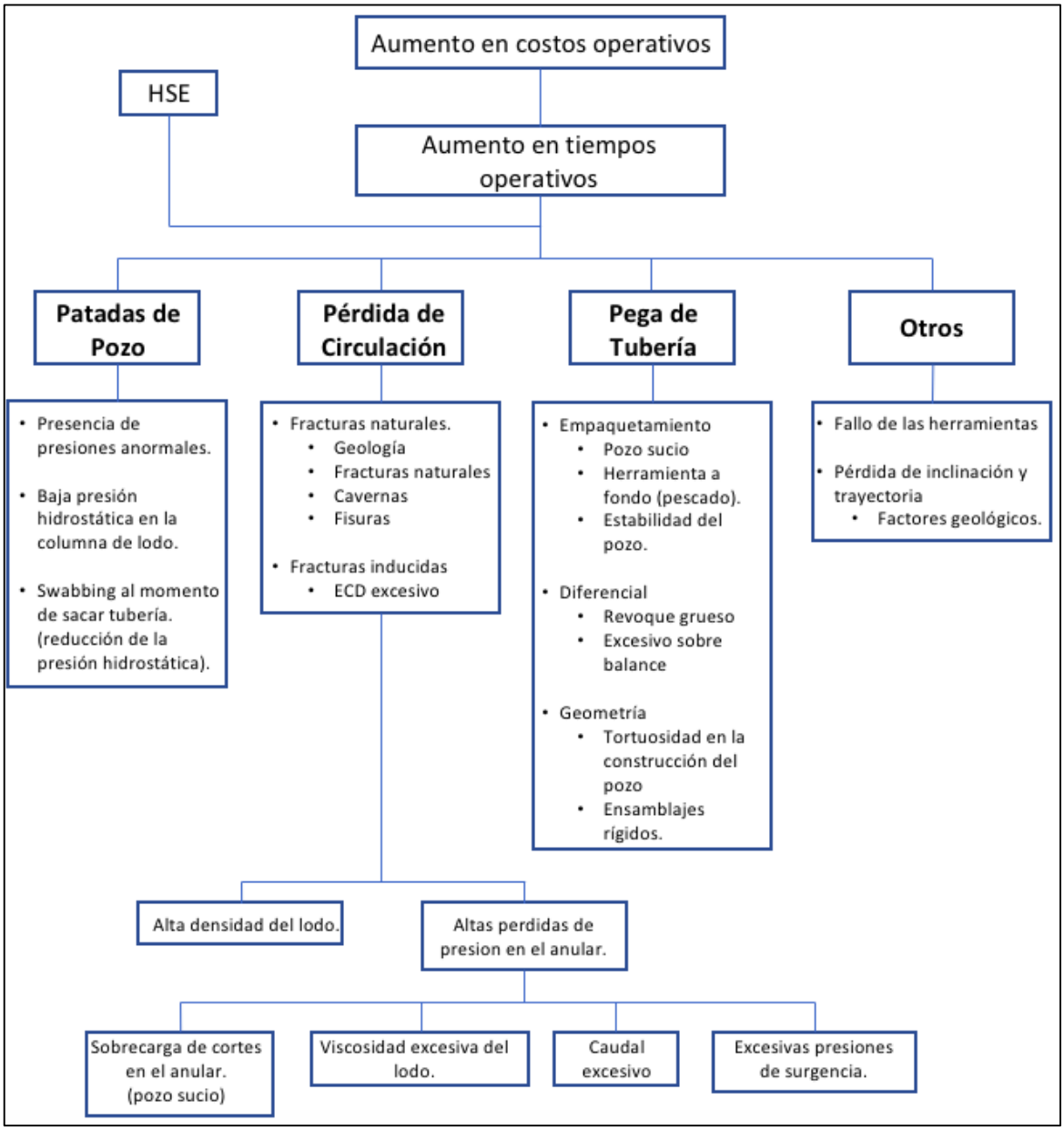
Fuente: Autores.

Todo lo anterior, pegas de tubería, los derrumbes producto de fracturas que caen dentro del pozo actúan contra la rotación de la sarta de perforación, lo cual implica torque más alto y errático. En casos extremos, la rotación puede detenerse completamente por el alto torque, presentándose el peligro de que la tubería se doble permanentemente (twist off) o se rompa.

Durante la planeación del pozo, se determinan unas ventanas operativas donde puede variar el torque sin hacer un sobre esfuerzo a los equipos de perforación, sin

embargo, debido a las diversas condiciones y escenarios durante la perforación esto puede verse afectado por la realidad. Paso a seguir es determinar el mejor procedimiento para mitigar estos incrementos no deseados de torque. Véase **Figura 24.**

Figura 24. Resumen problemas presentados durante la perforación.



Fuente: autores**.**

4.2 GENERALIDADES DE PROBLEMAS OPERATIVOS ASOCIADOS A ALTOS TORQUES Y ARRASTRES

El objetivo de esta sección es explicar de manera general los conceptos de Torque, Arrastre y Fricción asociados a los procesos de perforación direccional, analizando en específico los parámetros operacionales del pozo tipo “Aventador_3”.

4.2.1 Factores de Fricción. También llamado coeficiente de fricción, expresa la relación entre las fuerzas necesarias para superar la fuerza de fricción y la fuerza normal del elemento. Se define por la interacción entre dos materiales. (Referirse al Capítulo 5.)

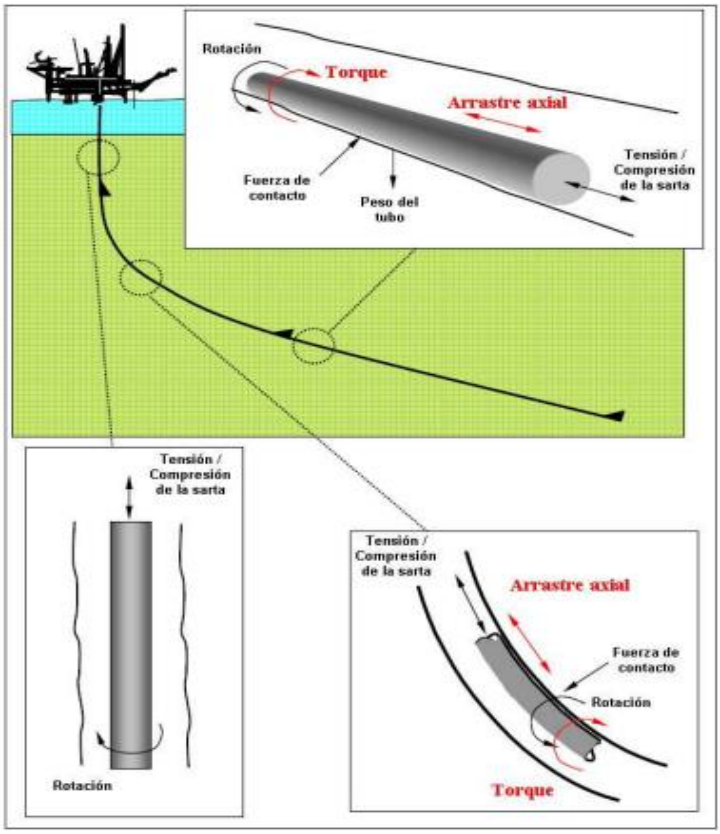
4.2.2 Torque. Es una carga rotacional generada por diferentes fuentes dentro del hoyo. En un pozo vertical, el cálculo del torque no es significativo debido a que la tubería se ubica teóricamente en el centro del hoyo sin contacto con las paredes, y no se generan fuerzas además de las de tensión/compresión en la tubería. Sin embargo, en un pozo desviado, se producen fuerzas adicionales debido al contacto de la tubería con las paredes del hoyo. Dichas fuerzas generalmente actúan en la dirección opuesta al movimiento de la tubería como se observa en la **Figura 25**. Estas fuerzas adicionales también son acumulativas, y, mientras mayor sea la longitud del pozo, se pueden generar fuerzas mayores.

4.2.2.1 Torque friccional. Es una carga generada debido a las fuerzas de contacto entre la sarta de perforación o revestidor y el revestidor de la sección anterior o el hoyo abierto.

4.2.2.2 Torque mecánico. Es generado por la interacción de la sarta de perforación (drillstring) y el ensamble de fondo de pozo (BHA – Bottom Hole Assembly) con los ripios de la formación (derrumbes del hoyo o hinchamientos), formaciones inestables o pega diferencial (differential sticking).

4.2.2.3 Torque en la broca. Es un resultado directo de la interacción entre la broca y las formaciones que están siendo perforadas.

Figura 25. Fuerzas sobre la tubería en un pozo desviado.



Fuente: Asociación Argentina de Mecánica Computacional: Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completamiento de pozos de petróleo y gas.

4.2.2.4 Torque Fuera de Fondo. El torque fuera del fondo, como indica él término, ocurre cuando se rota la sarta de perforación mientas se levanta por encima del fondo del pozo. Esto elimina el elemento de torque en la broca de la medición. [28]

4.2.3 Arrastre. Es una fuerza axial generada de forma similar al torque (i.e. mayores fuerzas de contacto, mayor torque), y básicamente toma el lugar del torque cuando la rotación de la sarta se detiene y la tubería se mueve únicamente en dirección axial. Al igual que con el torque, hay una componente friccional, así como una componente mecánica. El arrastre siempre va a operar en la dirección opuesta en la cual la tubería está siendo movida.

[28] SCHLUMBERGER. Pozos de Alcance Extendido. Pag.12. 2011

Para reducir el arrastre, se pueden evaluar los siguientes puntos:

- Optimizar la trayectoria del pozo y el diseño del BHA
- En pozos horizontales, utilizar HWDP/DC cerca de la vertical.
- Circulación eficiente en fondo para limpieza del hoyo antes de deslizar
- Usar Rotary systems.
- Usar motores de alto poder para reducir la probabilidad de paradas.

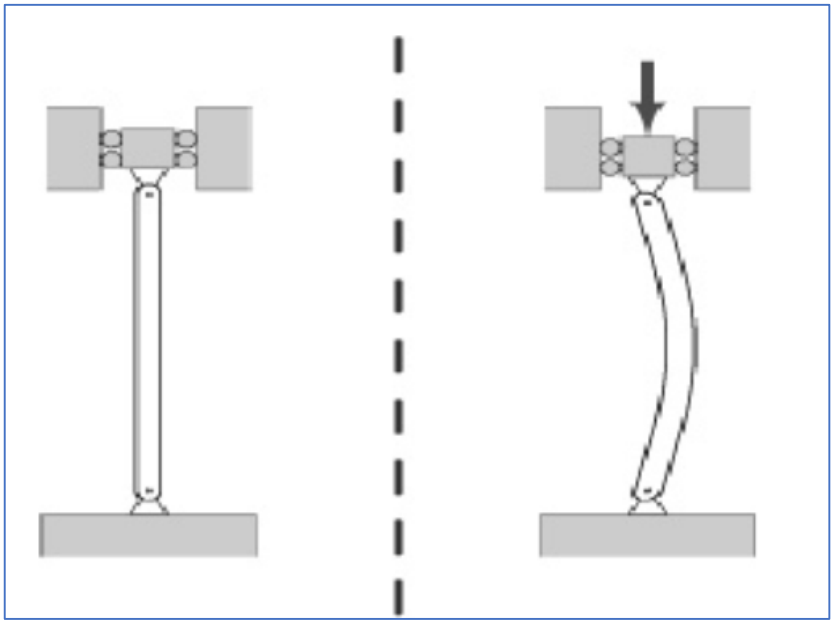
4.2.4 Pandeo de la Tubería de Perforación. El pandeo es un fenómeno donde la tubería de perforación supera su coeficiente de elasticidad y su integridad se ve afectada por las fuerzas ejercidas sobre ella. Se puede generar una falla rápida por fatiga mientras se rota la tubería, en pozos de alto ángulo, es necesario correr la tubería de perforación en compresión mecánica, para poder ejercer peso en la broca, pero sin exceder la carga crítica de pandeo en la tubería. En un pozo direccional, esta carga crítica de pandeo será más alta que en un pozo vertical, debido al soporte provisto por la misma inclinación del pozo. El principal problema es establecer en qué punto y a que peso sobre la broca empezará a generarse el pandeo sobre la tubería. Véase **Figura 26**.[29]

Los puntos críticos de pandeo en la tubería son:

- La junta más baja en una sección tangencial.
- La sección recta del agujero, inmediatamente en este o encima del punto de construcción de ángulo.
- Sobre toda la longitud de la sección tangencial.

[29] DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Capítulo 2. Pag 39-43.

Figura 26. Efecto de Pandeo en la tubería de Perforación.



Fuente: SCRIBD. Buckling o pandeo en las tuberías.

4.3 MODELOS ANALÍTICOS PARA EL CÁLCULO DEL TORQUE Y ARRASTRE

Modelos de torque y arrastre consideran la trayectoria del pozo, la configuración de sarta de perforación, patas de perro, factores de fricción y profundidad de los revestidores para predecir las fuerzas de arrastre y el torque en un pozo. El modelado del torque y arrastre es usado para varios propósitos, incluyendo:

- Evaluación y optimización de trayectoria para minimizar el torque y arrastre. Ajuste de la trayectoria para minimizar efectos locales, como lo pueden llegar a ser las excesivas fuerzas normales.

- Estimar las fuerzas normales generadas para ser utilizadas como datos de entrada para programas de cálculo de desgaste en revestidores.

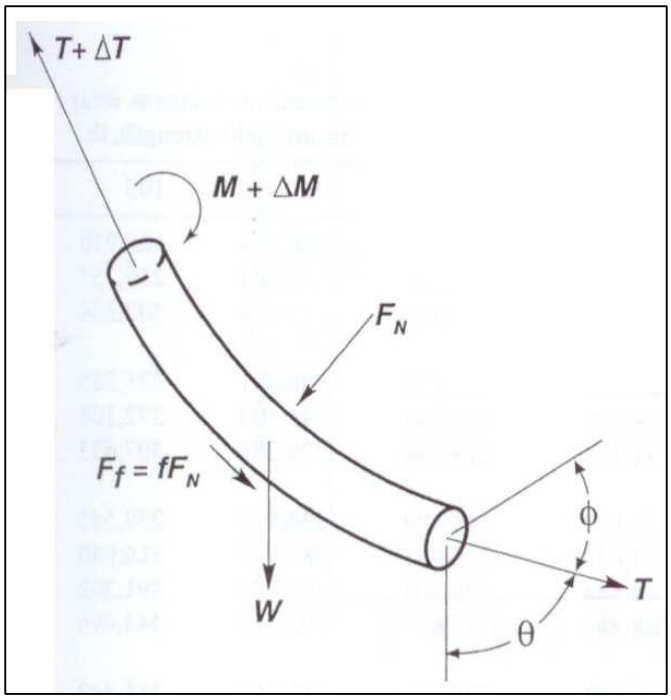
- Identificar las limitaciones o dificultades para alcanzar ciertas profundidades, tanto para la perforación como para la bajada de los revestidores.

- Comparar las cargas estimadas a través del modelo con la resistencia de los componentes de la sarta de perforación (axial, torsional o lateral).

- Determinar los requerimientos de torque y por ende la capacidad del taladro de perforación.

4.3.1 MODELO SIMPLIFICADO DE JOHANCSIK (1983). El modelo de torque y arrastre más comúnmente usado está basado en un modelo de tubería flexible (soft-string) desarrollado por Johancsik (1983). La sarta de perforación es modelada como una tubería o cable capaz de transmitir cargas axiales, pero no momentos flexionantes. La fricción es el producto de las fuerzas normales y los coeficientes de fricción. La fuerza normal en cada nodo de cálculo tiene dos componentes: 1) el peso de la tubería sumergida en el lodo de perforación, y 2) la fuerza de reacción lateral resultante de la tensión de la sarta a través de secciones curvas del hoyo. En la **Figura 27** se muestra un elemento simplificado de la sarta con las fuerzas axiales y normales actuando sobre él. [30]

Figura 27. Elemento de sarta para el modelo de torque y arrastre con tubería flexible (soft string).



Fuente: (ECONOMIDES, Michael; WATTERSS, Larry y DUNN-NORMAN, Shari. Petroleum Well Construction. 1988. 609 p.)

Las ecuaciones de dichas fuerzas son:

[30] ASOCIACIÓN ARGENTINA DE MECÁNICA COMPUTACIONAL. Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas. Pag. 1091.

Ecuación 5. Fuerzas, Modelo de Johancsik 1983.

$$F_N = \frac{\Delta MD}{2}\left[(T\Delta\phi sen\theta_{avg})^2 + (T\Delta\phi + Wsen\theta_{avg})^2\right]^{1/2} \quad (1)$$

$$\Delta T = W\cos\theta_{avg} \pm fF_N \quad (2)$$

$$\Delta M = fF_N R \quad (3)$$

$$F_F = fF_N \quad (4)$$

Fuente: ASOCIACIÓN ARGENTINA DE MECÁNICA COMPUTACIONAL. Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas.

Donde:

$F_N =$	Fuerza Normal Neta
$T =$	Tensión axial en el elemento más cercano a la Broca.
$W =$	Peso de la Sarta sumergida en el fluido de perforación.
$F_F =$	Fuerza de fricción producida por el deslizamiento.
$R =$	Radio característico del elemento.
$M =$	Torsión en el elemento más cercano a la Broca.
$\theta =$	Ángulo de inclinación en la parte baja del elemento.
$\theta_{avg} =$	Ángulo promedio de inclinación sobre el elemento.
$\phi =$	Ángulo de Azimuth.
$f =$	Coeficiente de fricción.
$\Delta(T, M, \phi, \theta) =$	Cambio de esos valores en la longitud del elemento.

4.3.2 MODELO GENERALIZADO DE TORQUE Y ARRASTRE (AADNOY, 2008). El siguiente modelo puede ser usado para calcular el torque y arrastre en secciones curvas cuando la sarta de perforación está siendo subida o bajada dentro del hoyo. En la **Figura 28** se muestran algunos tipos de geometrías que pueden ser analizadas por este método. En el primer y segundo cuadrante se muestra la sarta de perforación en operaciones de subida y bajada respectivamente en una sección cóncava hacia abajo (tumbando ángulo), el tercer y cuarto cuadrante muestra la sarta de perforación en operaciones de subida y bajada respectivamente en una sección cóncava hacia arriba (construyendo ángulo).[31]

[31] ASOCIACIÓN ARGENTINA DE MECANICA COMPUTACIONAL. Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas. Pag. 1092-1093.

Para las ecuaciones usadas en este modelo se define lo siguiente:

- $\boldsymbol{F_1}$ = Fuerza al final de la sección curva. (en sentido horario).
- $\boldsymbol{F_2}$ = Fuerza al principio de la sección curva. (en sentido horario).
- $\boldsymbol{\alpha_1}$ = Ángulo formado desde la horizontal (eje x) hasta la parte final de la sección curva. (en sentido horario).
- $\boldsymbol{\alpha_2}$ = Ángulo formado desde la horizontal (eje x) hasta la parte inicial de la sección curva. (en sentido horario).
- $\boldsymbol{\mu}$ = Coeficiente de Fricción entre la tubería y el hoyo.
- $\boldsymbol{W}$ = Peso de la tuberia por unidad de longitud, incluyendo flotación.

El Arrastre en Secciones Curvas está dado por:

Ecuación 6. Arrastre en Secciones Curvas. Modelo de Aadnoy 2008.

$$F_2 = f(\alpha_2) + (F_1 - f(\alpha_1))e^{k\mu(\alpha_2-\alpha_1)} \quad (5)$$

Donde,

$$f(\alpha) = \frac{wR}{1+\mu^2}\left\{(1-\mu^2)sen\alpha - 2k\mu\cos\alpha\right\} \quad (6)$$

Siendo, $k = \begin{cases} 1, \text{si la tubería hace contacto con el lado interior del hoyo} \\ -1, \text{si la tubería hace contacto con el lado exterior del hoyo} \end{cases}$

Fuente: ASOCIACIÓN ARGENTINA DE MECÁNICA COMPUTACIONAL. Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas.

Si $F + wR\sin\alpha > 0$ la fuerza normal está incrementando (aumento de la tensión) y la sarta se verá obligada a establecer contacto con el lado convexo (interno) del hoyo.[32]

Si $F + wR\sin\alpha < 0$ la fuerza normal esta decreciendo (disminución de la tensión) y la sarta se verá obligada a establecer contacto con el lado cóncavo (externo) del hoyo.

[32] ASOCIACIÓN ARGENTINA DE MECANICA COMPUTACIONAL. Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas. Pag. 1092-1093.

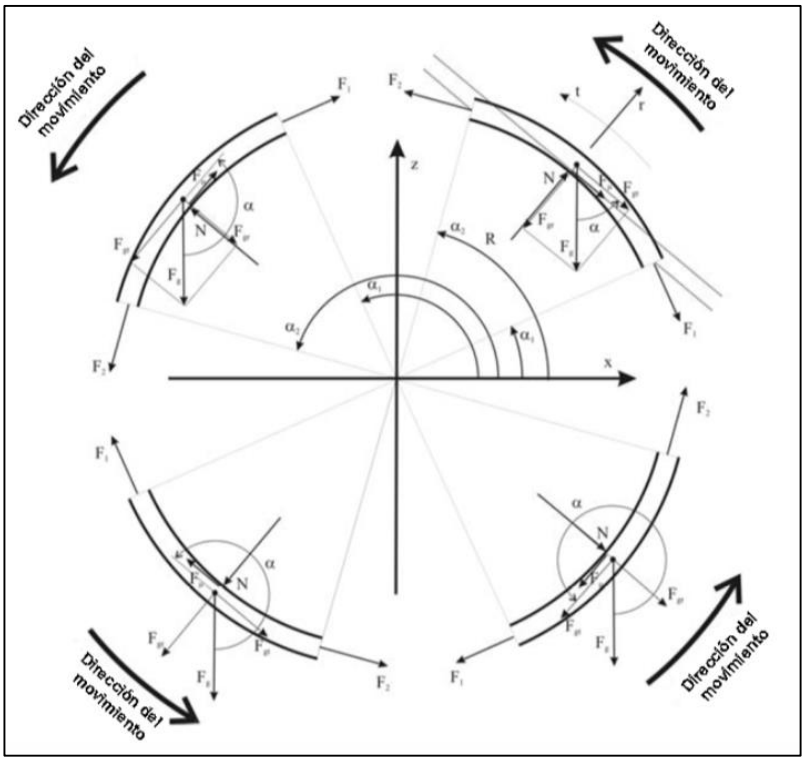
Cuando la sarta esta estática, el torque estará definido por:

Ecuación 7. Torque con la sarta estática.

$$T = r\mu\left[(F_1 - wRsen\alpha_1)(\alpha_2 - \alpha_1) - 2wR(\cos\alpha_2 - \cos\alpha_1)\right] \qquad (7)$$

Fuente: ASOCIACIÓN ARGENTINA DE MECÁNICA COMPUTACIONAL. Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas.

Figura 28. Simetría y construcción de ángulo.



Fuente: (ECONOMIDES, Michael; WATTERSS, Larry y DUNN-NORMAN, Shari. Petroleum Well Construction. 1988. 609 p.)

El torque en una sección curva cuando se está subiendo o bajando y rotando simultáneamente está dado por:

Ecuación 8. Torque en secciones Curvas.

$$T = r\mu\left[(F_1 - f(\alpha_1))\frac{1}{k\mu}(e^{k\mu(\alpha_2-\alpha_1)} - 1) + f_{Lin}(\alpha_2) - f_{Lin}(\alpha_1)\right] \quad (8)$$

Donde,

$$f_{Lin}(\alpha) = \frac{-2wR}{1+\mu^2}(\cos\alpha + k\mu sen\alpha) \quad (9)$$

Para secciones rectas las ecuaciones se reducen a:

$$F_2 = F_1 + w\Delta s(\pm\mu sen\alpha + \cos\alpha) \quad (10)$$

$$T = r\mu(w\Delta s sen\alpha) \quad (11)$$

Fuente: ASOCIACIÓN ARGENTINA DE MECÁNICA COMPUTACIONAL. Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas.

4.4 DESCRIPCIÓN DE EVENTOS OPERATIVOS PRESENTADOS EN EL POZO TIPO AVENTADOR 3 DURANTE LA PERFORACIÓN

Durante la perforación de un pozo como se ha evidenciado anteriormente se pueden presentar diversos problemas de diferentes magnitudes, a continuación, se describen los eventos operacionales que tuvieron lugar durante la perforación del pozo “aventador_3”.

Esto teniendo en cuenta que antes de correr cada ensamblaje de fondo se realizan ciertas pruebas para determinar la correcta funcionabilidad de los equipos y herramientas utilizadas (pruebas de galonaje, control de ROP y tendencia de las herramientas direccionales a construir o tumbar ángulo). Todo esto es determinado a partir de los reportes de perforación.

4.4.1 Ensamblaje de fondo BHA_2, sección 26”. Esta sección presentó una tendencia por parte de la formación de construir y girar a la derecha, por lo cual se mantiene peso sobre la broca entre 10-14 klb máximo para minimizar la tendencia a construir mostrada por la formación en el campo. Y así ajustarse a la trayectoria deseada.

Además, esta sección mostraba una posibilidad alta de pega por empaquetamiento, por lo que se controló la ROP a 50 ft/hr. Posterior al viaje a superficie se observó que broca, motor y estabilizador estaban embotados.

Esta sección no presentó mayores inconvenientes, y los problemas que se presentaron durante la perforación fueron controlados exitosamente.

4.4.2 Ensamblaje de fondo BHA_4, sección 17½". Esta sección mostró tendencia a perder inclinación entre 1.5 y 2 deg/100 ft, lo cual hizo que se incrementara el porcentaje deslizado hasta el 52% de la parada hasta una profundidad de 4197 ft, superior a lo esperado que era un porcentaje deslizado hasta 39%, se consiguió contrarrestar la tendencia y alcanzar un delta positivo de +/- 3 deg acorde con el último registro de desviación tomado a 4258 ft MD.

Controla ROP durante la construcción de la curva para evitar taponamiento de las líneas de superficie con arcilla hasta una ROP de 150 ft/hr, lo que ocasiona fuerte caída en la inclinación, por ende, es necesario incrementar la cantidad de pies deslizados por intervalo.

Posteriormente al realizar conexión a una profundidad de 6715 ft, toma survey y al reanudar perforación se observó una pérdida de señal del MWD, se realizan los procedimientos paso a paso, para intentar recuperar señal sin éxito, luego se perforo hasta 6809 ft para intentar recuperar señal de nuevo, sin éxito. Con los siguientes parámetros, véase **Tabla 43.**

Tabla 43. Parámetros Sección de 26"

Variable	Unidad
Caudal	850 gpm
Presión	2460 psi
RPM	50 rpm
Torque	11-16 kft-lb
Peso sobre la Broca (WOB)	12-16 klbs

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte operativo perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Se trabaja con presión diferencial entre 150 -250 psi, para inducir una mayor tendencia a tumbar, por las distancias actuales con respecto al plan.

Finalmente se sacó sarta libre desde 6809 ft hasta superficie, donde se observó que tanto broca, motor y estabilizador se encontraban embotados. Además, se observa que el filter sub se encuentra taponado con pedazos de formación, madera, cauchos y basura.

4.4.3 Ensamblaje de fondo BHA_5, sección 17½". Realiza prueba de superficie a 460 ft con los siguientes parámetros sin éxito, véase **Tabla 44.**

Tabla 44. Parámetros Sección de 17 ½”

Variable	Unidad
Caudal	850 gpm
Presión	1930 psi
RPM	20 rpm
Torque	8 kft-lb

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte operativo perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Se observa que los valores de referencia no pasan con respecto a la lectura de la herramienta. Por lo cual se decide continuar armando BHA hasta salir del zapato para poder trabajar con rangos diferentes de galonaje y rpm. Armó BHA_5 hasta 1060 ft, se realizó prueba siguiendo paso a paso del personal de la compañia, con los siguientes parámetros, sin éxito, ver **Tabla 45.**

Tabla 45. Parámetros Sección de 17 ½”

Variable	Unidad
Caudal	620-850 gpm
Presión	1650-2000 psi
RPM	20-50 rpm
Torque	2 kft-lb

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte operativo perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

Debido a esto se decide sacar a superficie el ensamblaje de fondo para cambiar el MWD. Por esta razón se determina este ensamblaje de fondo sin éxito.

4.4.4 Ensamblaje de fondo BHA_6, sección 17½”. Se observa que con galonaje mayor a 850 gpm, se incrementa tendencia a tumbar inclinación, con galonaje entre 800-820 gpm y manteniendo una presión diferencial entre 300-400 psi, se reduce la tendencia siendo posible mantener la tangente sin deslizar.

Posteriormente se vio la necesidad de realizar un viaje corto de acondicionamiento donde se sacó con bomba desde 8280 ft hasta 7659 ft, con backreaming desde 7659 ft hasta 7292 ft, donde bombea píldora abrasiva intentado limpiar el BHA debido a posible embotamiento, donde según los valores de referencia del ECD se mantuvo entre 10.85-10.88 ppg. Finalmente, en superficie se observa que el estabilizador, el motor y la broca salieron embotados.

4.4.5 Ensamblaje de fondo BHA_7, sección 12¼". Observa condiciones de torque alto y errático antes de limpiar cemento dentro del revestimiento (TQ=17-23kft-lb). Se desplazó lodo con polímero de 10.5ppg, realizó prueba de integridad de revestimiento con 1000psi, por 10min, con resultado satisfactorio.

Se perforo incrementando el límite del set torque para el TopDrive el cual tuvo que ser ajustado a 32,34 y 36 Klb-ft consecutivamente lo cual ocasiono una gran exigencia para el equipo de perforación causando frecuentes apagones en el Taladro.

Dentro de las Carboneras impares se adoptó la estrategia de repasar las paradas de tubería dos veces con rotación arriba y abajo, una vez en las carboneras pares, con rotación abajo. El pozo mostró arrastres altos lo cual a medida que se iba profundizando causó dificultades para transferir peso a la broca, requiriendo en ocasiones realizar repasos cortos para conseguir presión diferencial constante en la broca.

Sacó sarta desde 11981ft hasta 8275ft con Back Reaming, observando alto torque y tensión a través de toda la secuencia de las carboneras, lo cual provoco paradas del topdrive, al pasar el BHA por el revestimiento se observa gran dificultad, se requirió incrementar la rotación entre 70-80 RPM, haciendo sospechar embotamiento del BHA en la zona de los estabilizadores requiriendo trabajar la sarta con reciprocación hasta restablecer la rotación y luego continuar con velocidad de viaje limitada hasta de 1ft/min, hasta observar torque estabilizado.

4.4.6 Ensamblaje de fondo BHA_8, sección 12¼". Continuó bajando sarta libre hasta 11663 ft, rimando hasta 11981 ft, trabajó sarta para pasar puntos apretados con Back Reaming. Debido al incremento de torque se vio la necesidad de emplear protectores de tubería, ver **Figura 29**. Los reductores de torque instalados en la tubería de 5 7/8", ayudaron en un +/- 25% a reducir el torque fuera de fondo y de perforación, respecto a lo observado en el ensamblaje anterior (de 34 kft-lb a 25 kft-lb).

Figura 29.
Protectores de Tubería.

Fuente: WWT International. (Western Well Tool).

4.4.7 Ensamblaje de fondo BHA_9, sección 8½". Al alcanzar una profundidad de 12277ft, se observa un incremento de presión hasta +/-2100psi, se levanta la sarta hasta obtener parámetros normales, al llegar nuevamente a esta profundidad se observa incremento de torque, hasta +/-35kft-lb, se trabaja la sarta hasta recuperar rotación y se repasa de manera sencilla, al regresar al mismo punto se observa torque errático, fluctuación de la presión con el cambio de torque y finalmente pérdida de rotación (pega de tubería). Al trabajar la sarta para intentar recuperar rotación, se coloca en superficie hasta 80rpm, excediendo lo máximo recomendado para la sarta.

Trabajó sarta por pérdida de rotación, e incrementos continuos de presión arriba y abajo, activando el martillo, liberando hacia arriba a 12186ft, donde se presenta nuevo atascamiento de la sarta e incremento en la tensión. Trabajó sarta con rotación, tensión hasta 450 klbs y activación de martillo, logrando liberar.

Trabajó sarta dentro del revestimiento por atrapamiento (pega de tubería), debido posiblemente a restos de protector de rosca en los estabilizadores, luego de tener un fondo arriba se recuperó el 20% de los cauchos de los tapones de desplazamiento, con restos de protector de rosca del revestimiento.

En el intervalo de 12900 ft – 12249 ft se bombeó píldora de limpieza, lo cual evidenciaba que esta sección presentaba empaquetamiento.

Se puede evidenciar que en las secciones donde se presentaron eventos como pérdida de rotación, embotamiento, pega de tubería o intento de esta, son traducidas en lecturas de torque errático, siendo este uno de los objetos de estudio en este trabajo de grado, deducir que factores afectan estas lecturas y los métodos para mitigarlos.

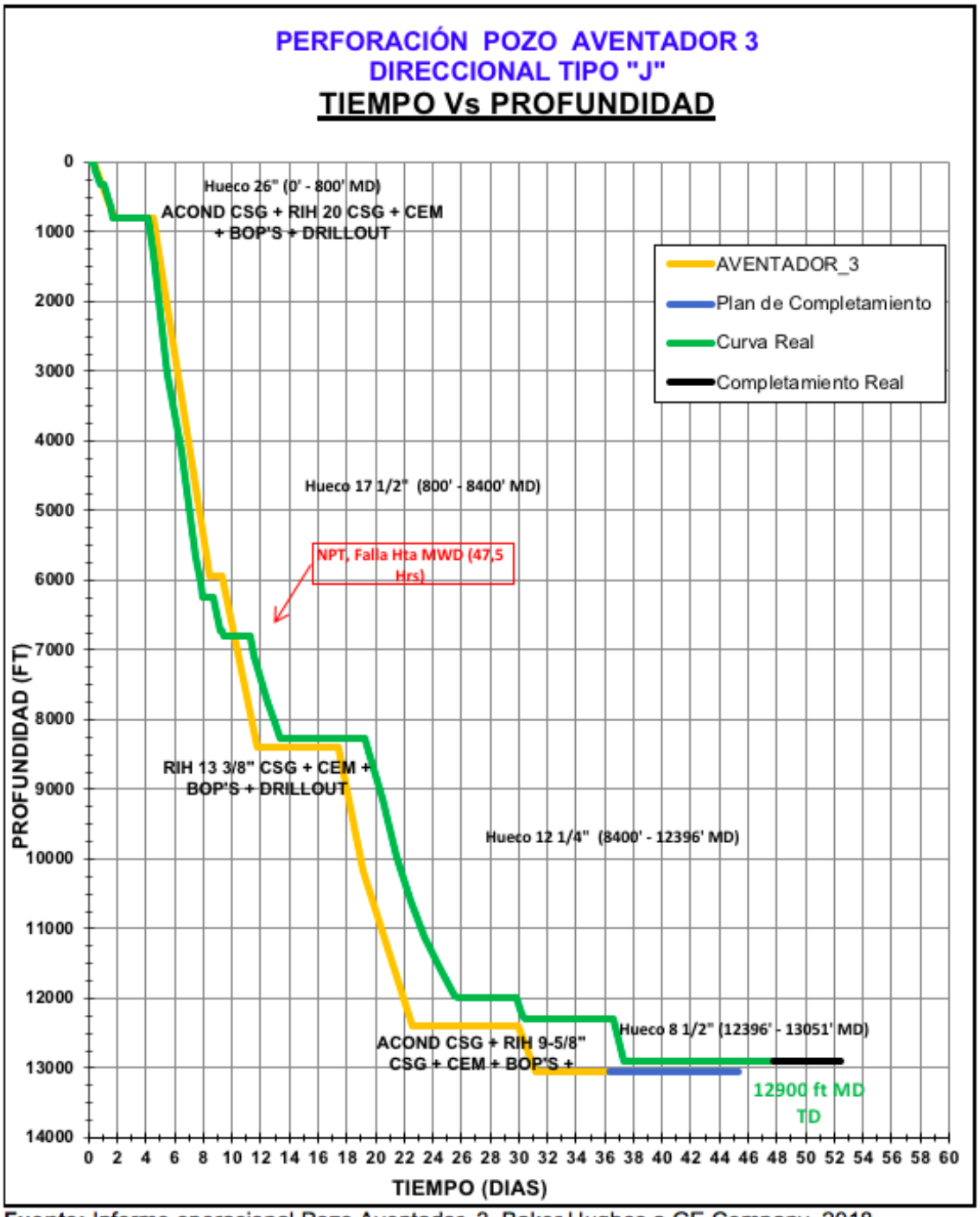
4.5 PROBLEMA OPERATIVO DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 12 ¼" PARA EL POZO AVENTADOR_3 EN LA FORMACIÓN CARBONERAS

Durante la perforación del Pozo Aventador 3 en la sección de 12 ¼" se observaron problemas asociados a torques más altos de los calculados que llegaron a exceder los límites del equipo, lo cual tuvo como consecuencia:

- Viajes a superficie que no estabas planeados en el plan de perforación.
- Utilizar más ensamblajes para perforar de los planeados.
- Sobrecostos en reductores de torque.
- Más días de perforación que la inicial planeada inicialmente.

En la **Figura 30,** se evidencia la relación de tiempos vs perforación en donde se aumentó en los días de perforación por el cambio de BHA para la sección de 12 ¼" (4 días) debido a problemas asociados a altos torques.

Figura 30. Tiempo Vs. Profundidad Pozo Aventador_3



Fuente: Informe operacional Pozo Aventador_3, Baker Hughes a GE Company, 2018.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se detalla la operación del ensamblaje en concreto.

4.5.1 Desempeño de los ensamblajes direccionales de 12 ¼”

- **BHA # 7**

Armó BHA # 7 Direccional así: Levantó y conectó 12 ¼” Broca PDC + 9 ½" Autotrak + Xtreme Motor Modular + 12 1/8” Mod Stab + 9 ½” OTK II, realizó prueba eléctrica a la sarta direccional, con resultado satisfactorio, continuó armando y bajando BHA # 7 así: 9 ½” Float Sub + X/O + 12” String Stab + 8” Filter Sub + 1x8”DC + x/o + 3x6 ½” DC + X/O (235 ft), conectó Top Drive y realizó Prueba con galonaje, Q= 754 gpm, P= 1280 psi, Altura del pulso= 146 psi. Continuó armando y bajando BHA # 7 hasta 1113 ft.

Continuó bajando con DP de 5” hasta 4804 ft y con tubería de 5 7/8” hasta 8175 ft, confirma tope de cemento, levantó sarta hasta 8040 ft y bajó lavando por seguridad hasta 8175 ft, envió comando al AutoTrak eXtreme, limpió cemento + collar + cemento desde 8175 ft hasta 8273 ft, repasó tres veces profundidad de collar de flotación. **Observa condiciones de torque alto y errático antes de limpiar cemento dentro del revestimiento (**TQ= 17-23 kft-lb). Desplazó a Lodo polímero de 10.5 ppg, realizó prueba de integridad de revestimiento con 1000 psi, por 10 min, con resultado satisfactorio, limpió zapato + cemento hasta 8280 ft, repasó tres veces entrada al zapato. Perforó Formación C1 en RO desde 8280 ft hasta 8289 ft, levantó sarta y envió comando para continuar perforando sección tangente.

Observa eventos de colgamiento y arrastre por lo que decide levantar y perforar en RO, repasa dentro del Revestimiento y perfora hasta 8336 ft. y continúa perforando sección de 12 ½” desde 8336 ft hasta 11981 ft; mantiene delta negativo de inclinación entre 0.08-0.17 deg, para reducir distancia C-C con respecto al perfil propuesto, la cual al inicio de la fase presentaba 32 ft de desplazamiento positivo.

Parámetros utilizados para perforar: Q= 750-820 gpm, P= 2900-3600 psi, P Diff= 200-300psi, WOB= 6-35 klb, RPM= 60-90 rpm, TQ= 17-34 kft-lb. **Durante toda la corrida se observa alto torque aún con la sarta fuera de fondo**, las Formaciones Carbonera pares muestran una ligera disminución en el torque de perforación y mejor ROP, logrando perforarlas con peso entre 6-12 klbs, se perforó incrementando el límite del Set torque para el TopDrive el cual tuvo que ser ajustado a 32, 34 y 36 Klb-ft **consecutivamente lo cual ocasionó una gran exigencia para el equipo de perforación causando frecuentes apagones en el Taladro.** [33]

El pozo mostró arrastres altos lo cual a medida que se iba profundizando causó dificultades para transferir peso a la broca, requiriendo en ocasiones realizar repasos cortos para conseguir presión diferencial constante en la broca.

[33] Baker Hughes a GE Company. Reporte operativo plan de perforación pozo Aventador 3. 2017.

En el comportamiento direccional, el BHA/Formación exhibió una tendencia constante a girar a la derecha dentro de toda la secuencia de carboneras de aproximadamente 0.5 deg/100ft, la cual fue manejada con Walk Forces entre 6-15% en el AutoTrak eXtreme para mantener la trayectoria cerca al plan.

A la profundidad de 11971 ft **se presentó un apagón en el Taladro** mientras de perforaba, por lo cual se decidió hacer viaje al zapato de 13 3/8" para reparar los generadores y simultáneamente instalar reductores de Torque en la Tubería de 5 7/8 in con la intención de reducir la magnitud del Torque fuera y en fondo.

Sacó sarta desde 11981 ft hasta 8275 ft con Back Reaming, **observando alto torque y tensión a través de toda la secuencia de las carboneras, los cuales provocaban parada del topdrive y overpull**, requiriendo trabajar la sarta con reciprocación hasta restablecer la rotación y luego continuar con velocidad de viaje limitada hasta de 1 ft/min, hasta observar torque estabilizado.

Al pasar el BHA por el revestimiento se observa gran dificultad, **con incremento de torque hasta parar la rotaria e incrementos de presión,** por lo que se requirió incrementar la rotación entre 70-80 rpm, haciendo sospechar de embotamiento del BHA por arcillas alrededor de los estabilizadores.

Continúo sacando sarta con backreaming dentro del revestimiento hasta 7667 ft, ya que se continuó observando incrementos de presión y torque al pasar estos (stringStab, Mod Stab y Motor Sleeve Stab) por la zapata.

Con el BHA dentro del revestimiento, bombeó una píldora Dispersa y una Viscopesada para Limpiar el BHA y se circularon a superficie. Bombeó píldora de limpieza a 7976 ft e incremento RPM de superficie hasta 120 rpm, para limpiar BHA y continuar sacando sarta con menor restricción.

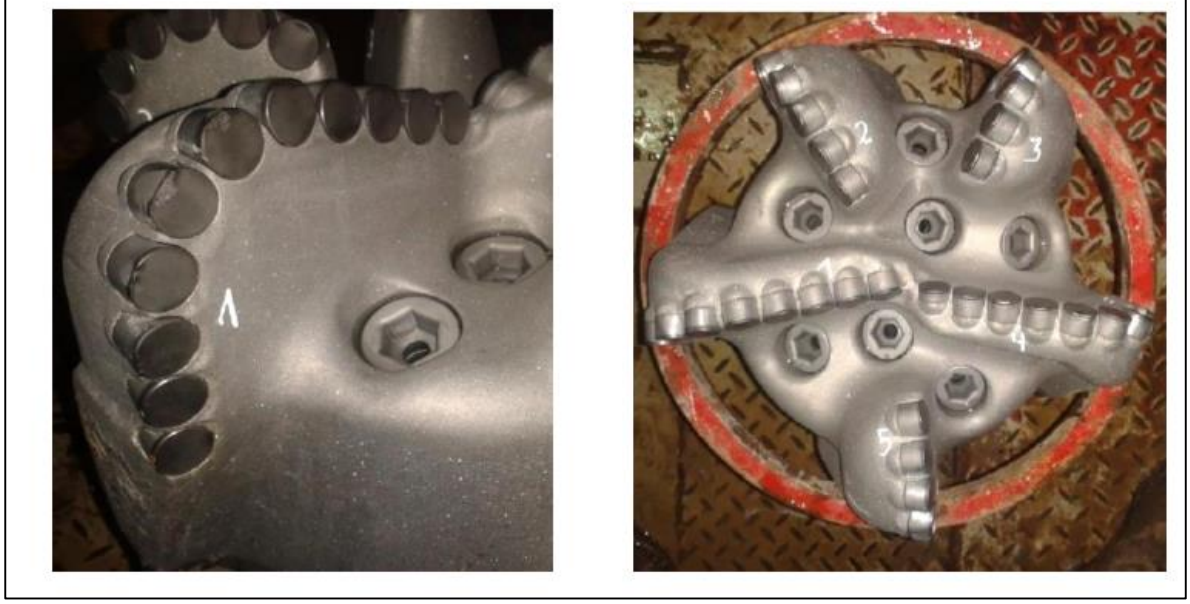
Continuó sacando sarta con bomba desde 7667 ft hasta 5952 ft, libre hasta 1113 ft. Sacó BHA # 7 hasta superficie. Quebró Acelerador, Martillo y Herramientas Direccionales y String Stabilizer de 12".

El BHA en superficie no mostró una cantidad excesiva de embotamiento, probablemente la circulación en revestimiento acabo por limpiarlo, de igual manera la broca se encontró en muy buenas condiciones que se decidió correrla de nuevo solo cambiando el TFA. [34]

La calificación dada a la broca fue 1-1-WT- A-X-I-CT-TQ. Los estabilizadores y demás componentes Direccionales se apreciaban sin señales de desgaste o maltrato por las condiciones de fondo. Véase **Figura 31.**

[34] Baker Hughes a GE Company. Reporte operativo plan de perforación pozo Aventador 3. 2017.

Figura 31. Broca utilizada en Sección 12 1/4" BHA7



Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte operativo plan de perforación pozo Aventador 3.

En la **Tabla 46** se resumen todos los eventos que se presentaron durante el proceso de perforación del pozo Tipo Aventador_3.

Tabla 46. Problemas presentados en el pozo Tipo Aventador_3

BHA	Pérdida de circulación	Influjos y reventones	Pega de tubería	Fallo en herramienta	Pérdida de inclinación y trayectoria	Embotamiento	Torque errático
BHA_2, sección 26”			X*		X	X	
BHA_4, sección 17 ½”	X*			X	X	X	
BHA_5, sección 17 ½”				X			
BHA_6, sección 17 ½”					X	X	
BHA_7, sección 12 ¼”						X	X
BHA_8, sección 12 ¼”						X	X
BHA_9, sección 8 ½”			X				X

Fuente: Baker Hughes a GE Company. Reporte de operaciones perforación pozo Aventador_3. Modificado por los autores.

X*. Alta probabilidad de ocurrencia, intervenida a tiempo.

Desvío del plan direccional corregido.

5. SIMULACIÓN DE LOS FACTORES DE FRICCIÓN PARA TRES POZOS DEL CAMPO GUATIQUÍA

La perforación de un pozo es una operación compleja y difícil de reflejar en el modelado preciso. La interacción de las diversas condiciones de fondo de los pozos puede contribuir al éxito o fracaso de la perforación; es por esta razón que se identificó la necesidad de delimitar los factores de fricción en el Campo Guatiquía con el fin de:

- Establecer una ventana operativa con simulaciones acertadas que indiquen los escenarios donde se van a presentar eventos de altos torque, arrastres, altas presiones de superficie.

- Evaluar la capacidad de los equipos disponibles – Limitaciones por Altos Torques durante la perforación.

- Optimizar ensamblajes de fondo de acuerdo a la complejidad de la sección (Motores del Alto Torque para secciones demandantes)

- Implementar tecnologías que minimicen los riesgos identificados en la fase de planeación

- Establecer practicas operativas en las zonas de alto riesgo

Baker Hughes a GE Company desarrolló el software Advantage para adaptarse a las diferentes aplicaciones y entornos de perforación con una amplia gama de aplicaciones de ingeniería disponibles para permitir la simulación de condiciones de perforación para perfiles de pozos complejos, torque y arrastre, hidráulica, las sobretensiones, las capacidades y limitaciones del BHA, así como el análisis de vibraciones.

Mediante el simulador Advantage de Baker Hughes a GE Company se realizara la simulación de los factores de fricción para los pozos Aventador_4, Fenix_12 y Halcón_2.

5.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR

En esta sección se describirán los factores asociados al proceso de simulación con el software Advantage de Baker Hughes a GE Company.

5.1.1 BHA. La planificación de un perfil debe tener en cuenta ciertos parámetros que podrían resumirse en los siguientes puntos.

- Especificaciones geológicas y geométricas
  - Objetivos y desafíos geológicos
  - Diseño de la trayectoria de perforación

- Obstáculos geológicos
  - Fallas, anisotropía en la litología
  - Formaciones a perforar
  - Estabilidad del pozo

- Limitaciones estructurales
  - Tamaño de hueco/tamaño del casing
  - Programa de completamiento

- Compatibilidad operacional del sistema de perforación

Para el correcto diseño del BHA se requiere conocer la severidad del DLS (dog leg severity), flexión, carga lateral excesiva, tasa de construcción de ángulo, la sección tangente, estabilización efectiva y la disposición de los componentes.

5.1.2 Survey. Esta información es crucial para el cálculo de torque y arrastre, ya que se ve afectado directamente por la combinación de la carga axial y el peso de los elementos de las fuerzas laterales y de torsión, permitiendo calcular arrastre y tensiones. Además, permite evidenciar el perfil de pozo, la tendencia que presentó para moverse en referencia a un plano cartesiano (azimuth), el intervalo donde empieza la construcción de ángulo (KOP) y el alcance horizontal del pozo en relación a una vertical (step out).

Durante la fase de planificación, se establece una trayectoria como punto de partida, pero una vez obtenido el survey real, esta información es introducida al simulador para determinar de forma más precisa los resultados de torque y arrastre.

En pozos verticales, principalmente en aquellos cuya longitud es extensa, es recomendado emplear el survey real en vez de asumir que el pozo es

completamente vertical, debido a que la acumulación de torque y arrastre generados en este intervalo por las fuerzas laterales no debe ser ignorado.

5.1.3 Geometría Del Pozo. Para el análisis de torque y arrastre de una sarta de perforación, se requiere de la información del diámetro interno del casing/liner y el tamaño del hueco, esto definirá la limpieza del anular entre el pozo y la sarta de perforación/BHA.

Este parámetro es particularmente importante para el análisis de flexión y desgaste del casing, adicionalmente este permite evidenciar gráficamente el estado mecánico de un pozo, diferenciando los intervalos que ya han sido completados de los que continúan a hueco abierto.

5.1.4 Tortuosidad Y Factores De Fricción. A continuación se presentan los conceptos principales que permiten realizar un estudio de la variable del torque durante la perforación de pozos.

5.1.4.1 Tortuosidad**.** Añadir tortuosidad o ruido al plan de perforación es una forma de cuantificar las imperfecciones del pozo debido a las tendencias que se pueden generar por variaciones en la uniformidad del pozo, asociado a factores geológicos (cambios de formación), mecánico y operacional durante el proceso de perforación. Para el simulador Advantage, la tortuosidad se debe asumir basados en el motor escogido durante el diseño del BHA, para ello, se ha generado una tabla en donde, para cada tipo de motor existe un valor aproximado de tortuosidad. Para estimar el valor de tortuosidad, se debe ingresar el valor de construcción [grados/100ft] de ángulo máximo; un valor de ruido de 6 se considera conservador, entre menor sea el valor de ruido, más conservador será la variación en el valor de DLS impuesto. Véase **Tabla 47.**

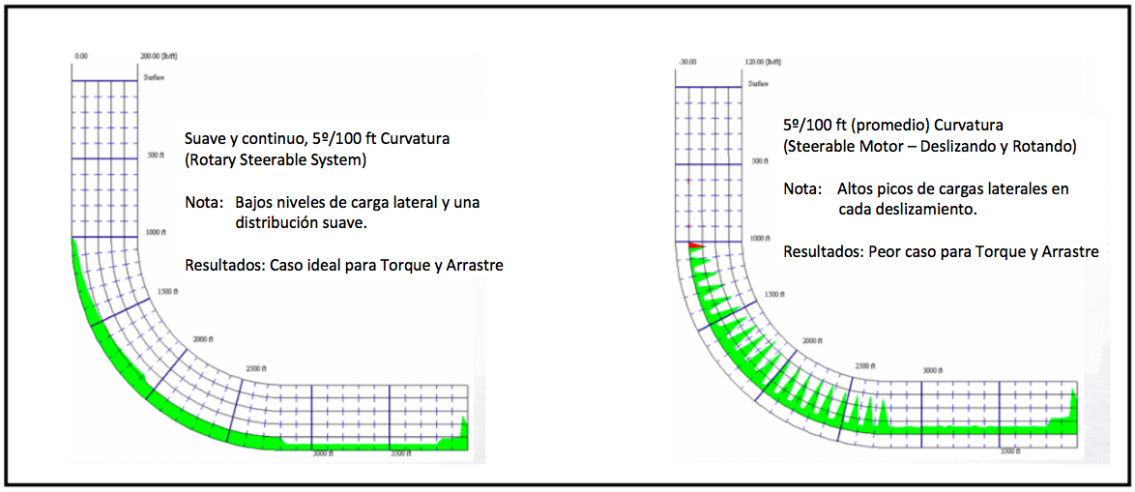
Tabla 47. Tortuosidad.

Tasa de Construcción [º/100ft]	Tasa de Giro [º/100ft]	Nivel de Ruido	Tipo de Motor
0.2	0.4	1	Rotary Steerable
0.4	0.8	2	Rib Steered Motor
0.6	1.2	3	Steerable Motor Rotary Mode
0.8	1.6	4	Steerable Motor Rotary / Slide Mode

Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

❖ Efecto de la Tortuosidad en las fuerzas laterales. La tortuosidad en el pozo tiene un efecto directo en las fuerzas laterales, torque, arrastre y tensiones. Una simulación ejemplo para la comparación entre las fuerzas laterales usando un sistema rotativo direccional (rotary steerable system) entrega un agujero liso y una aplicación de motor alternando rotación / deslizamiento por intervalos genera ruido y picos de alta tortuosidad como se ve en la **Figura 32.**

Figura 32. Efecto de la Tortuosidad en las fuerzas laterales.



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

5.1.4.2 Factores De Fricción. Revisar el factor de fricción utilizado para simular parámetros operacionales puede ser un medio para cualificar la calidad del hoyo, adicionalmente la calibración de este parámetro puede ayudar a prevenir potenciales problemas operacionales como pegas de tuberia, embotamiento de la sarta de perforación y posibles desconexiones de herramientas por torques excesivos.

La determinación se realiza en términos de reducción de problemas operacionales causados por exceso de torque-arrastre, los ejemplos más comunes se ven en la **Tabla 48.**

Tabla 48. Ejemplos de Torque - Arrastre

Sarta de Perforación	**Casing y Tool Joint.** **Hueco abierto y Tool Joint.**
Sarta de Perforación / **Drill Pipe con Protectores**	Rotando: Drill Pipe y Protectores de Drill Pipe. Deslizando: Casing y Protectores de Drill Pipe.

Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

En el mundo real, mientras se monitorea el torque y las cargas, se puede observar la variación en el factor de fricción. Estos factores podrían cambiar con los cambios de formación, debido a algunos problemas en la limpieza del hueco o a la rugosidad del casing; sin embargo, el factor de fricción final es un promedio de valores de todas esas pequeñas variaciones en pozo revestido o a hueco abierto.

- ❖ Variables que afectan el Factor de Fricción.

  - Interacción entre la sarta de perforación y el casing.
  - Interacción entre la sarta de perforación y el hueco abierto.
  - Fluido de perforación, espumas, aire.
  - La reología del lodo y las propiedades que pueden cambiar durante la perforación, en particular en las aplicaciones HTHP.[35]

- ❖ Variables que NO afectan el Factor de Fricción.

  - Modo de Perforación Rotando.
  - Modo de Perforación Deslizando.
  - La carga aplicada.

[35] HTHP: High Temperature and High Pressure, se refiere a las aplicaciones de alta temperatura y alta presión a las que puede estar expuesto el fluido de perforación.

Los factores de fricción típicos se enlistan en la **Tabla 49** según las condiciones operativas.

Tabla 49. Factores de Fricción.

Advantage Help	Condiciones Ideales Normales	
Tipo de Fluido	Hueco Revestido	Hueco Abierto
Cualquiera	0.15 – 0.25 0.05 – 0.10 menor que hueco abierto	0.20 – 0.35
Lodo Base Agua	0.20 – 0.25	0.30 – 0.35
Lodo Base Aceite	0.15 – 0.20 0.05 – 0.10 menor que hueco abierto 0.05 – 0.10 menor que base agua	0.20 – 0.25 0.05 – 0.10 menor que base agua

Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

❖ Factores de fricción por defecto en la sarta de perforación. Los factores de fricción por defecto se han derivado del análisis de la información obtenida en campo, cubren las operaciones normales de perforación en una amplia gama de pozos, en ciertos casos, los valores de torque y arrastre reales pueden variar sustancialmente de los previstos con estos valores predeterminados.

Para el cálculo de los factores de fricción se debe seguir las siguientes ecuaciones:

Ecuación 9. Cálculo de Factores de Fricción.

$$FF_{WB\ (lodo\ base\ agua)} \approx FF_{OB\ (lodo\ base\ aceite)} + 0.05$$

$$FF_{OH\ (hueco\ abierto)} \approx FF_{CSG\ (hueco\ revestido)} + 0.05$$

Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company.

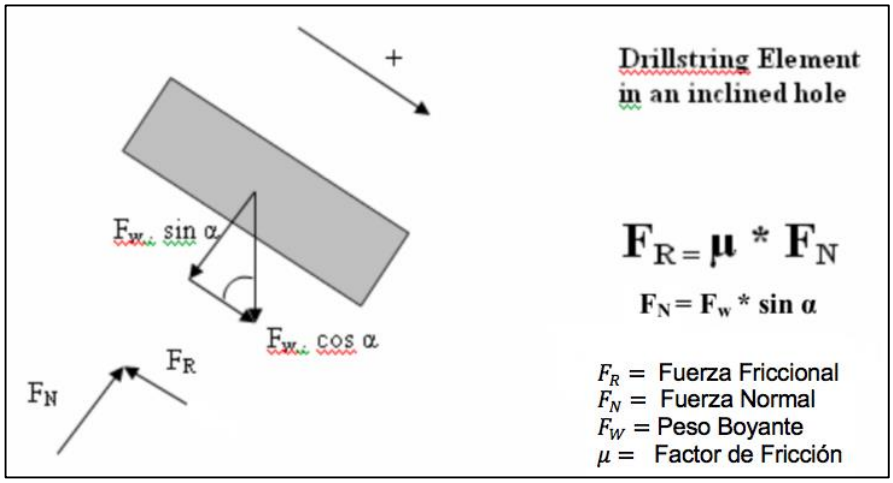
Donde:

$$\boldsymbol{FF_{WB}} = Factor\ de\ Fricción\ en\ lodo\ Base\ Agua$$
$$\boldsymbol{FF_{OH}} = Factor\ de\ Fricción\ en\ Hueco\ Abierto$$
$$\boldsymbol{FF_{OB}} = Factor\ de\ Fricción\ en\ lodo\ Base\ aceite$$
$$\boldsymbol{FF_{CSG}} = Factor\ de\ Fricción\ en\ Hueco\ Revestido$$

5.1.4.3 Modelo Simplificado de Advantage. El simulador Advantage realiza todos los cálculos de torque y arrastre basado en los modelos establecidos de friccion y torque.

❖ Fricción. El simulador Advantage se basa en un modelo simplificado de fricción, el cual fue descrito por C.A. Coulomb (1736 – 1806). Véase **Figura 33.**

Figura 33. Modelo de Fricción - C.A. Coulomb (1736 - 1806)



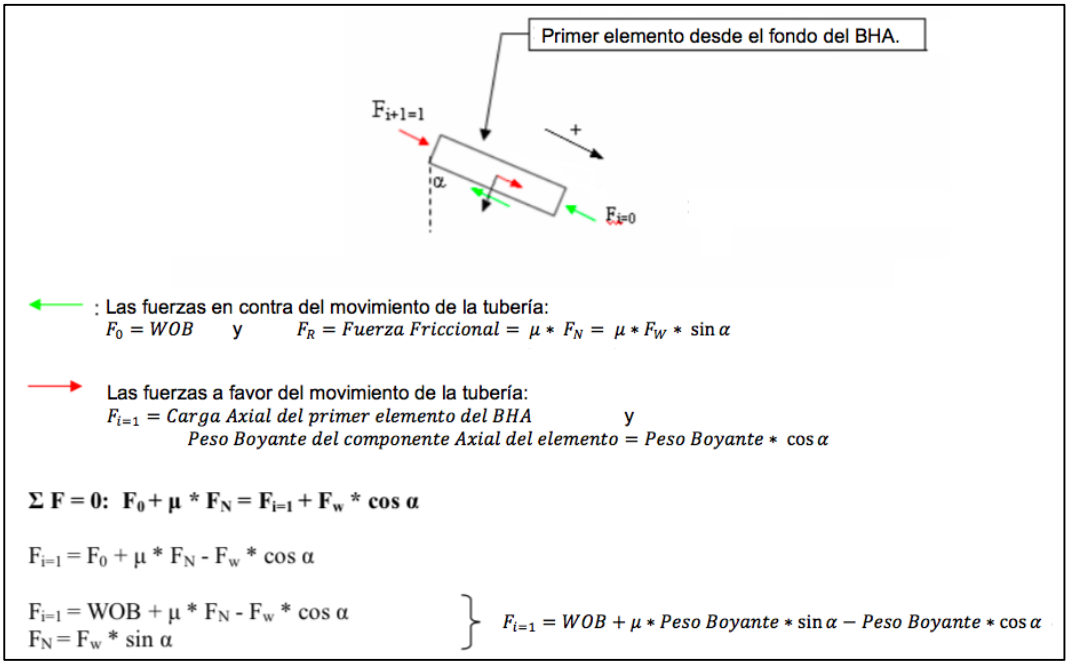
Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

Donde:

- La fuerza Friccional es independiente del área de contacto
- La fuerza Friccional es independiente de la velocidad de movimiento (RPM, ROP).
- La fuerza Friccional es proporcional a la fuerza Normal.

El simulador Advantage y su modelo simplificado toma como base lo descrito por Coulomb y establece su propio modelo de cálculo. Véase **Figura 34.**

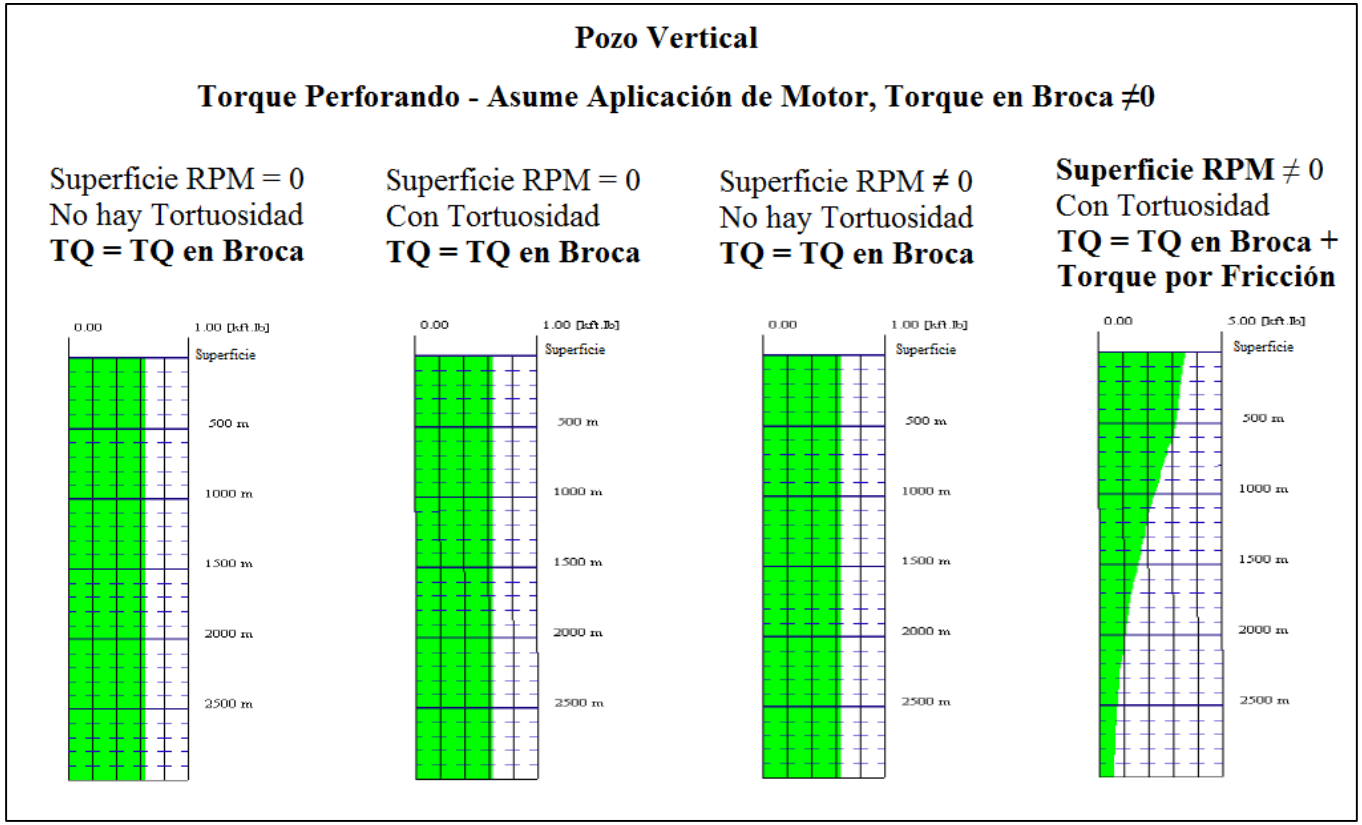
Figura 34. Modelo Simplificado de Fricción que utiliza Advantage.



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

❖ Torque. A continuación, se presentan los diferentes escenarios de torque a los que el simulador Advantage trabaja y sus condiciones en pozos vertical y horizontal. Véase **Figuras 35 – 38.**

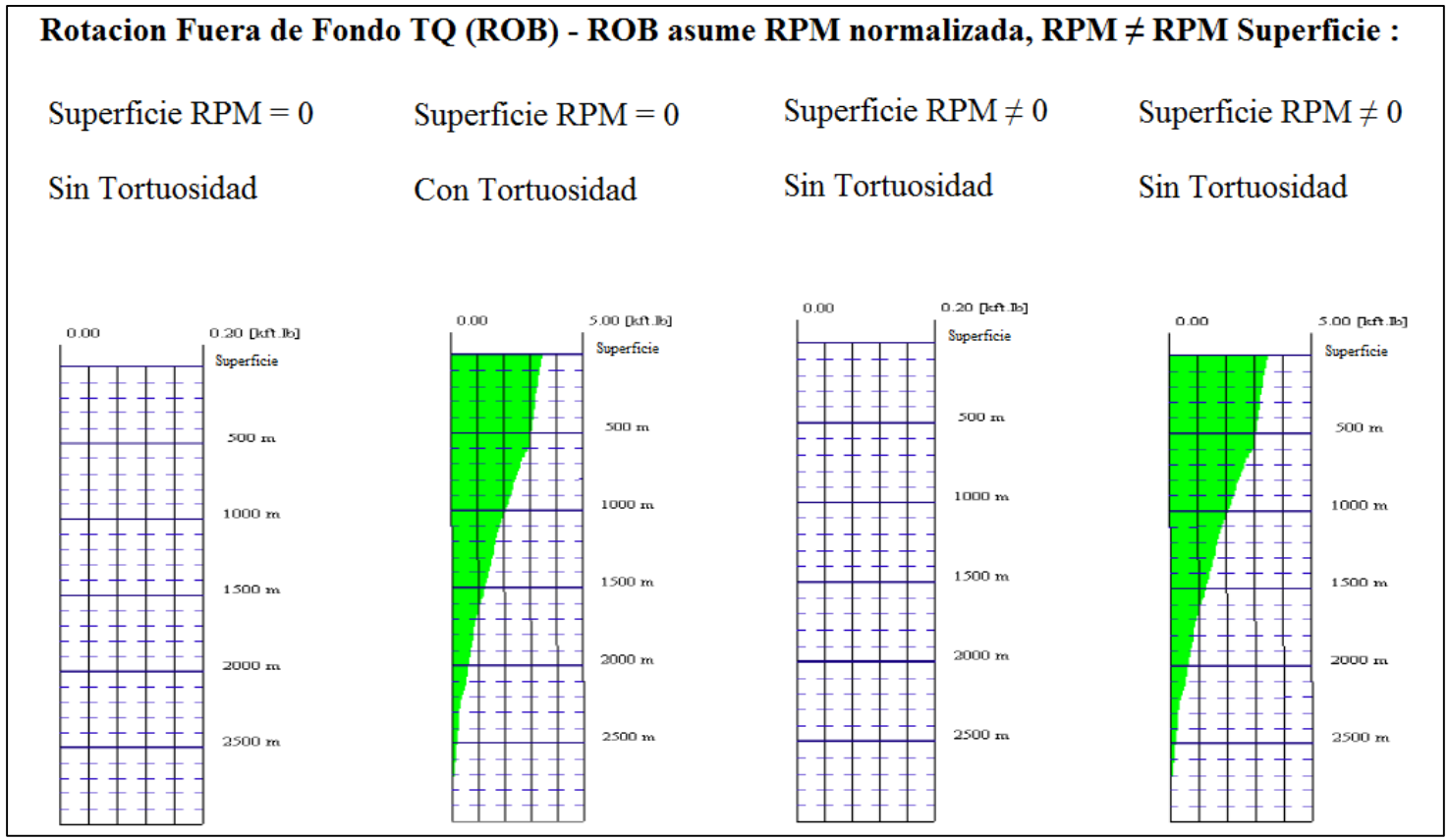
Figura 35.Torque en Pozo Vertical



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

El torque en la perforación se empieza acumular a lo largo de la sarta de perforación mientras se está rotando (RPM ≠0) solo si la tortuosidad es aplicada al hueco. Aplicar tortuosidad significa que hay una fricción en la circunferencia (circunferencia del DP) y un contacto entre las paredes del hueco, el cálculo del torque será resultado directo de los factores de fricción.

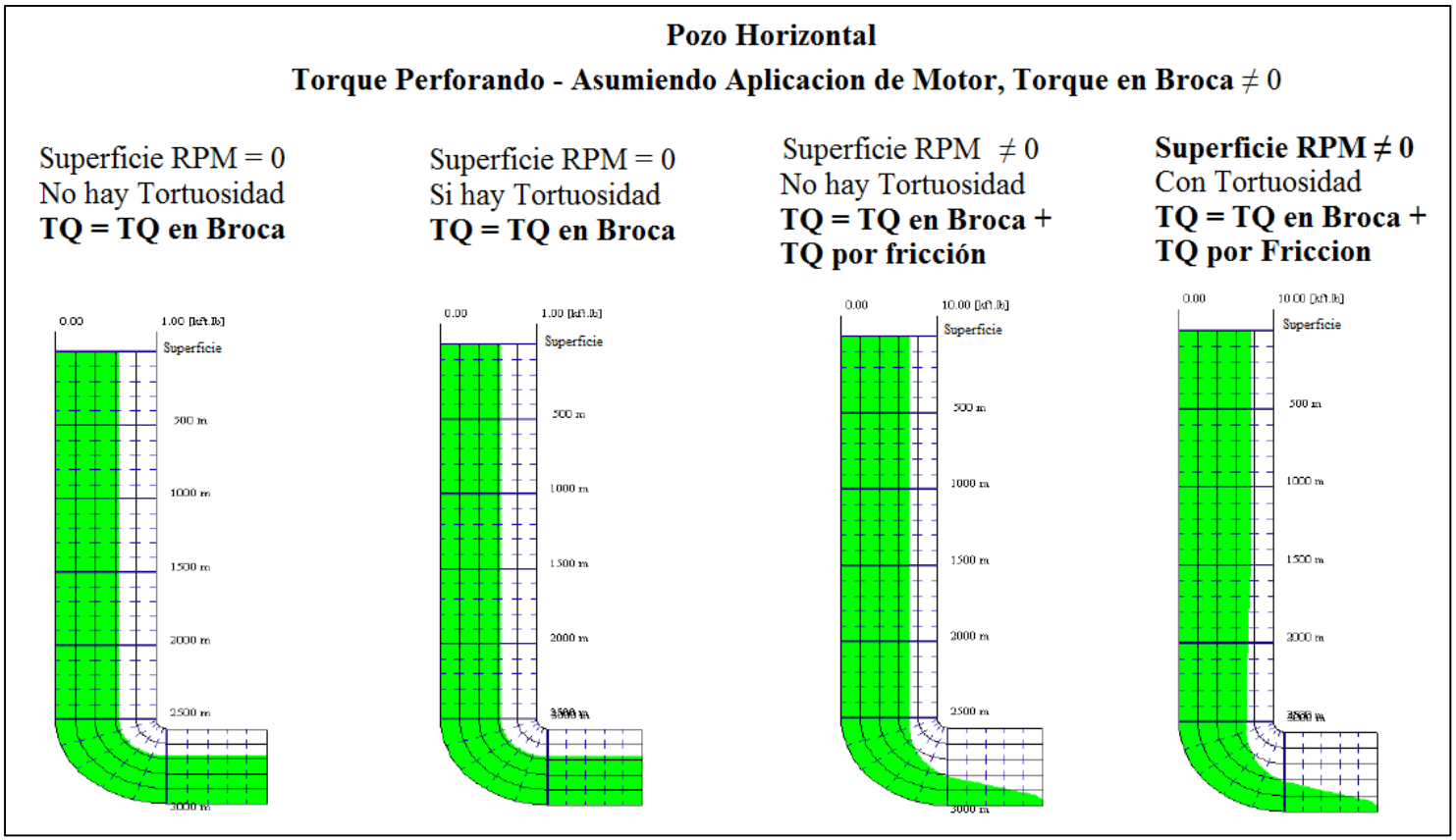
Figura 36. Torque Fuera de Fondo, Pozo Vertical.



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

El cálculo del Torque ROB es independiente de las RPM en superficie. El software siempre asume una velocidad de rotación normalizada en el fondo para realizar el cálculo de torque ROB, por tanto, tan pronto el efecto de tortuosidad es aplicado al hueco vertical, el cálculo de torque ROB es realizado.

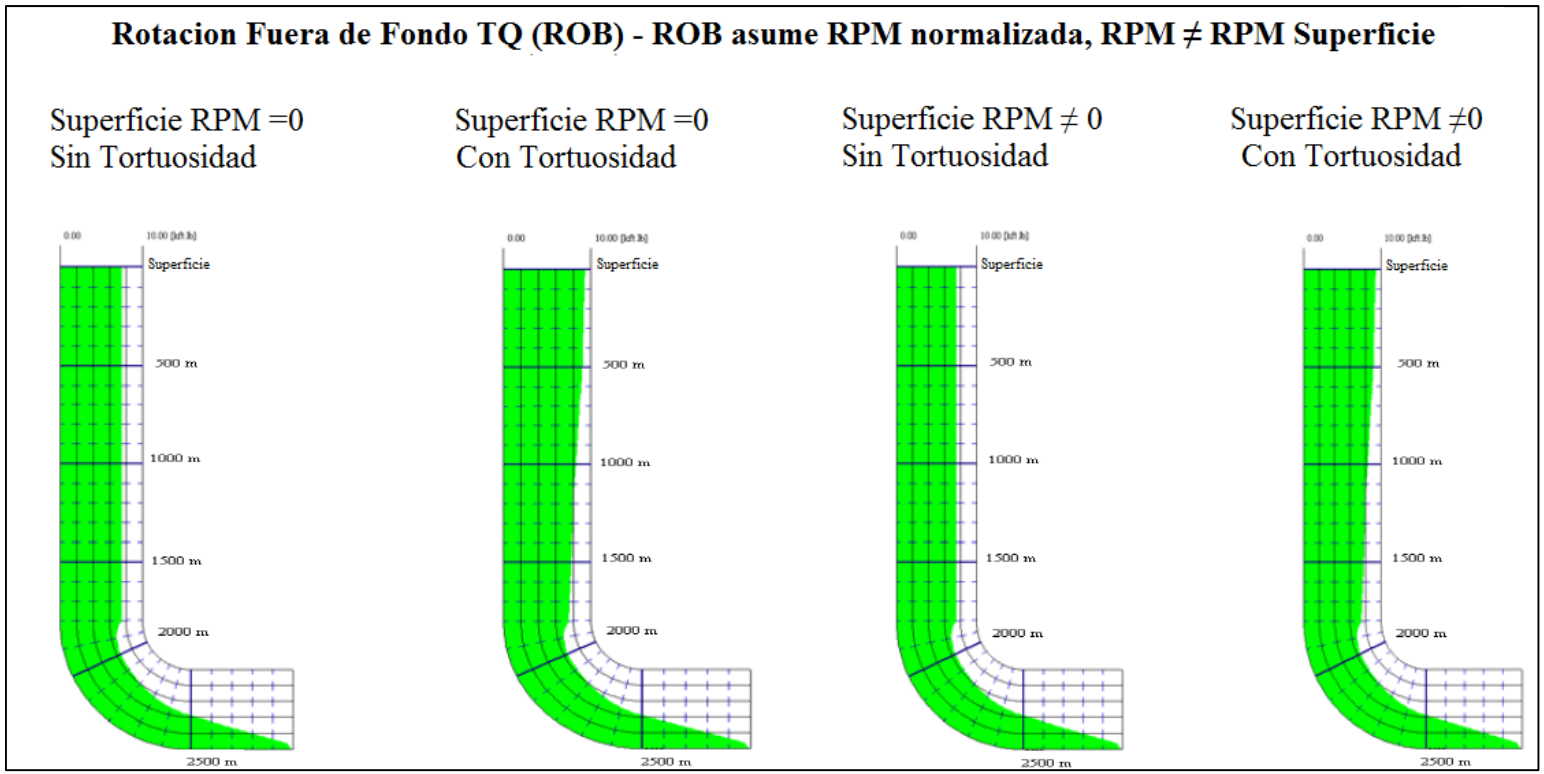
Figura 37. Torque en pozo Horizontal



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

El torque perforando es igual al torque si no hay presencia de RPM en superficie, cuando se está rotando, el torque de perforación es acumulado incluso cuando no hay efecto de tortuosidad en las paredes del hueco producto del movimiento de la sarta de perforación contra las paredes del pozo en la sección curva de este.

Figura 38. Toque Fuera de Fondo, Pozo Horizontal



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

ROB Torque como se mencionó previamente, es independiente de las RPM en superficie. Las cargas laterales, Factores de fricción y el radio de la sarta de perforación contribuyen al torque ROB.

❖ Torque y Arrastre. Las simulaciones de Torque y Arrastre son realizadas para evaluar las limitaciones del taladro (mesa rotaria / Top Drive) y el diseño de las líneas de Casing y Liner. Estas limitaciones pueden restringir en algunos casos la viabilidad y el alcance de los pozos objetivo.

Estas evaluaciones incluyen:

- Especificaciones de equipos en superficie
  - Máximo torque rotacional
  - Máximo Overpull (carga Axial)

- Diseño de la tubería (torque, tensión, compresión)

- Cargas críticas por pandeamiento disponibles en WOB mientras se desliza o rota.

El simulador Advantage para los análisis de torque y arrastre asume:

- Elementos de la sarta de perforación son rígidos. (más importante para las herramientas de mayor tamaño).

- Tool Joints tienen contacto con las paredes del pozo.
- Pared del pozo es rígida.

- Diámetro del elemento analizado << longitud del elemento.

- Longitud del elemento < radio de curvatura – esta es una limitación para los modelos aplicados de radios cortos. La interpretación de los resultados requiere consideraciones especiales.

5.1.5 Limitaciones del Simulador

Limitaciones:

- Advantage no tiene en cuenta los efectos hidráulicos o impacto de la limpieza del pozo para el modelo de T&D (Torque y Arrastre).

- Advantage no tiene en cuenta los cortes y los efectos hidráulicos del modelo de arrastre.

- El modelo de cálculo del Torque en Advantage no es una función de RPM.

- Advantage ignora la estabilización en la sarta de perforación (BHA) y no tiene en cuenta el torque mecánico adicional causado por esos elementos.

- El modelo de Factor de Fricción de Advantage se basa en la aplicación constante de perforación en modo Rotando/deslizando.

- El factor de fricción se mantiene constante incluso cuando hay cambios en el modo de perforación (Rotando/Deslizando) y las fuerzas de fricción cambiaran proporcionalmente con las RPM y el ROP.

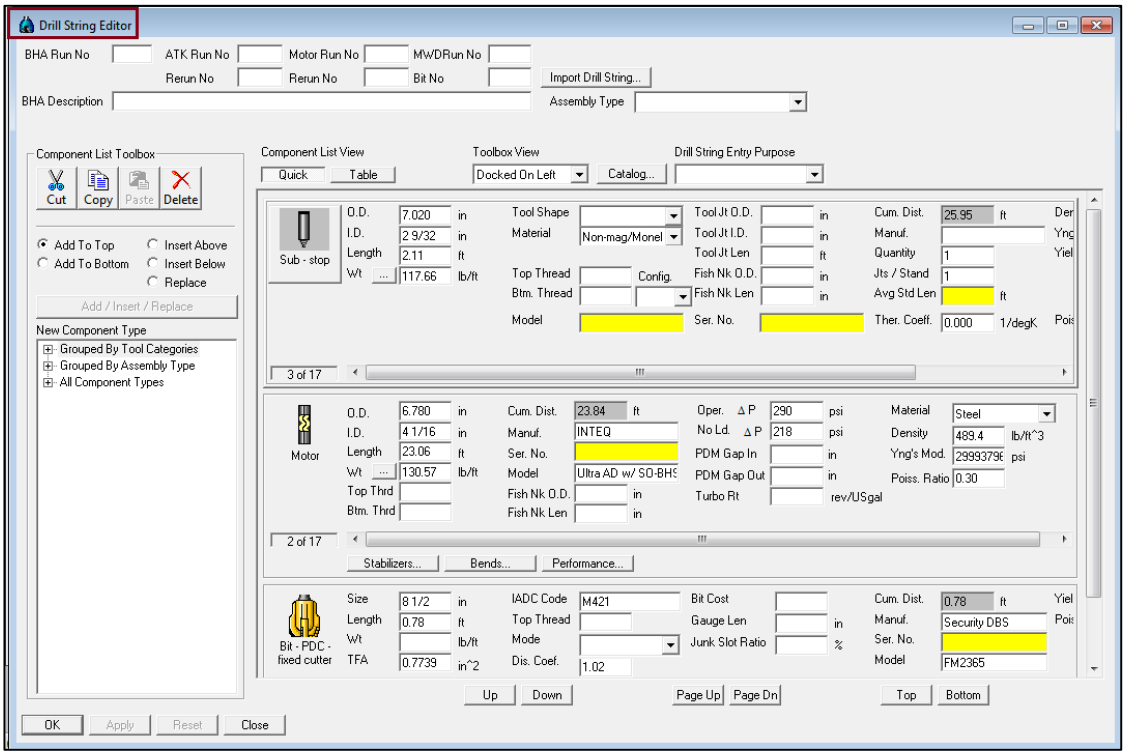
5.2 SIMULACIÓN EN SOFTWARE ADVANTAGE

A continuación, se describirá un proceso de simulación con la ayuda del software Advantage propiedad de Baker Hughes a GE Company, en donde se mencionan los pasos a seguir para ingresar la información necesaria al simulador. El procedimiento que se describe a continuación fue utilizado para los pozos del Bloque Guatiquía (Fenix_12, Halcon_2, Aventador_4), tomando como base la simulación realizada para el pozo tipo Aventador_3.

5.2.1 Input Información BHA. El simulador advantage como primera medida, requiere saber la información del diseño del BHA, que tipo de herramientas fueron empleadas durante la perforación del pozo, necesita conocer las dimensiones de estas herramientas y sus capacidades, véase **Figura 39.** Ya que el cálculo de los factores de fricción está atado a esta capacidad máxima que tienen las herramientas seleccionadas durante la fase de planeación para soportar el torque que se genera durante la perforación.

En cuanto a capacidades se introduce información como los diámetros de las herramientas, peso y longitud, además del material del cual están fabricados y el rango de presiones donde su funcionamiento es óptimo.

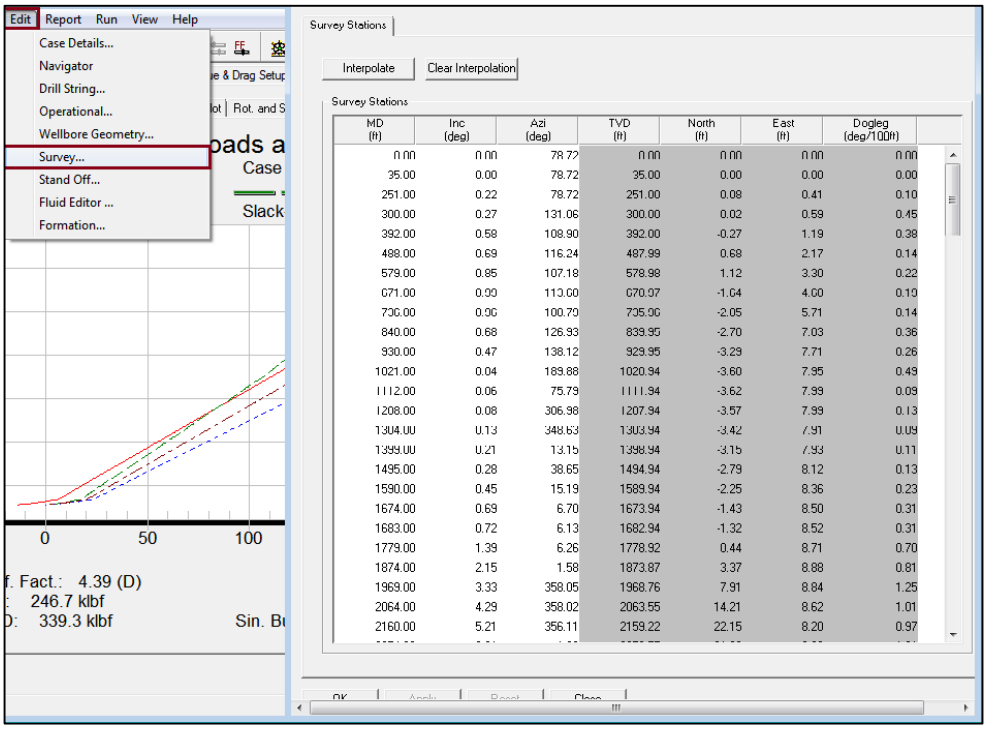
Figura 39. Editor de BHA en el simulador Advantage



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

5.2.2 Input Survey. Posterior a introducir la información del diseño del BHA, el simulador requiere la información del survey, suministrada por Baker Hughes a partir de los reportes operacionales, véase **Figura 40**. Esto con el fin de generar un modelado grafico del perfil del pozo, determinar factores como la inclinación que presentó, el inicio de construcción de ángulo, el alcance horizontal del pozo, además los procedimientos que realiza el simulador son con base a la profundidad que alcanzo el pozo.

Figura 40. Editor de survey en el simulador Advantage

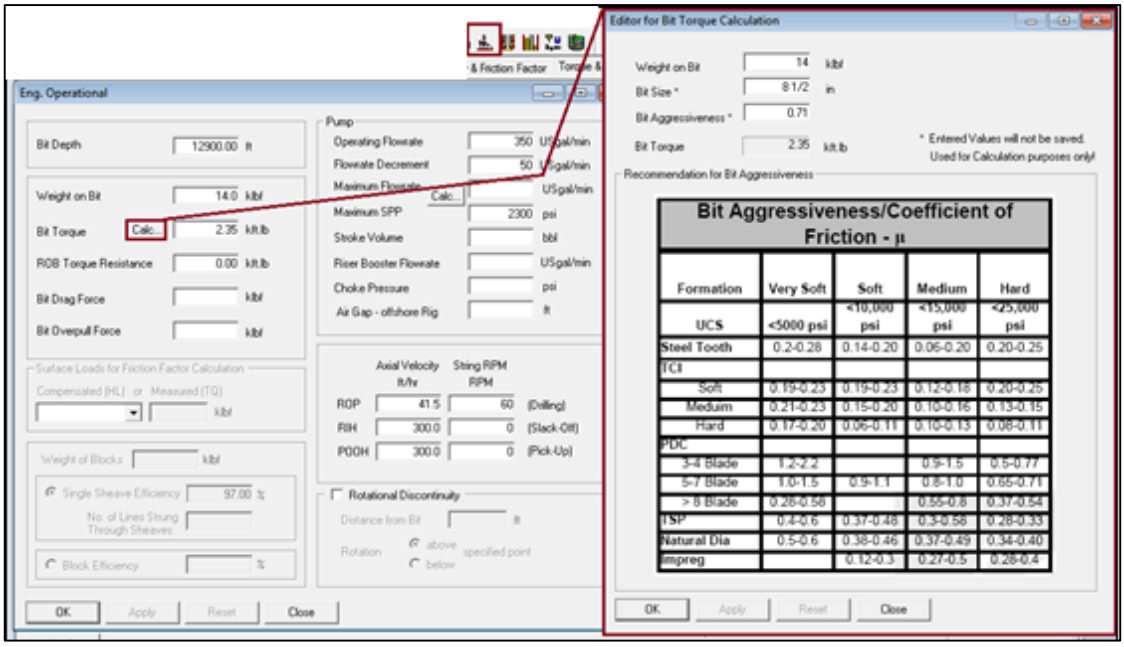


Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

5.2.3 Input Información De Parámetros Operativos. Se procede a introducir al simulador información requerida sobre los parámetros operacionales durante la perforación, véase **Figura 41**. Como la profundidad que alcanzo el BHA, se tiene en cuenta que la simulación se genera para cada BHA empleado, independiente de las secciones del pozo.

Adicionalmente se procede a introducir información como la tasa de flujo, la máxima presión de bombeo, peso sobre la broca y la velocidad axial durante la perforación. Finalmente se procede a calcular el torque de la broca, con base a qué tipo de broca es, tamaño que posee y de la formación que atravesó el BHA en ese intervalo.

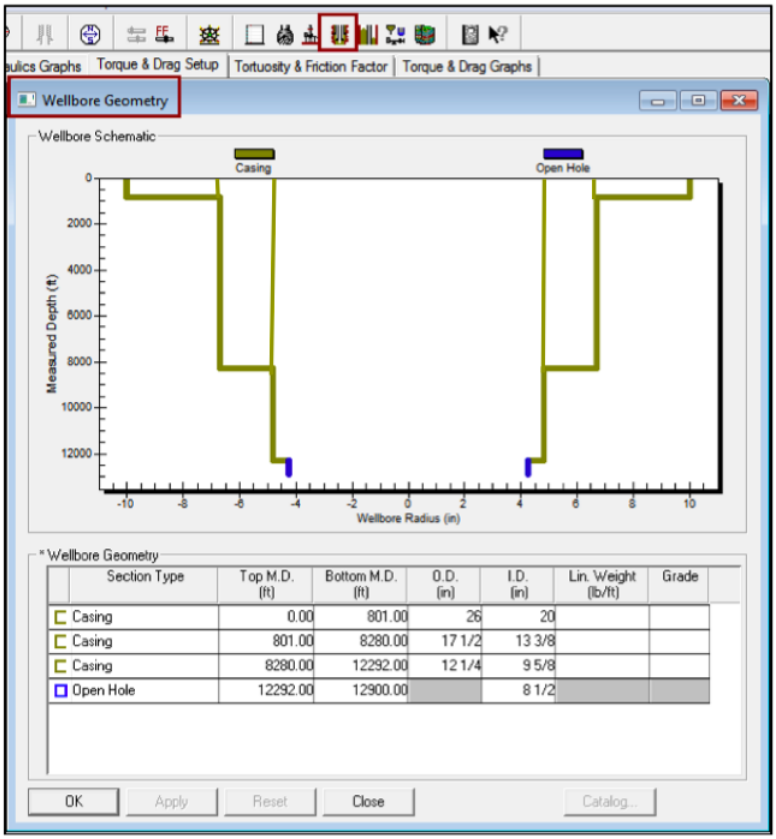
Figura 41. Editor de parámetros operacionales en el simulador Advantage



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

5.2.4 Editor De Geometría De Pozo. Posteriormente se procede a introducir al simulador la geometría del pozo, para esto se tiene en cuenta el número de secciones, profundidad donde inicio y finalizo, además de especificar que sección es, los diámetros tanto internos como externos y el estado que presentan (si esta completado o continua a hueco abierto). Esto genera para cada sección un perfil grafico del estado mecánico, véase **Figura 42.**

Figura 42. Editor de geometría de pozo en el simulador Advantage



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

5.2.5 Input Información Sobre Fluidos. En esta ventana se procede a introducir toda la información sobre el fluido de perforación, si el lodo que se empleo fue base agua o aceite, su viscosidad plástica y punto cedente, además de las fuerzas de geles que presenta y finalmente su densidad, véase **Figura 43.**

Se debe especificar el modelo que se tiene en cuenta para la reología, en este caso se emplea el modelo Herschel-Bulkley, ya que da como resultado modelos más precisos de comportamiento reológico cuando se dispone de datos experimentales adecuados. La tensión de fluencia se toma normalmente como la lectura de 3 rpm, calculando luego los valores *n* y *k* a partir de los valores de 600 o 300 rpm o gráficamente.

Ecuación 10. Ecuación para fluido, modelo Herschel-Bulkley.

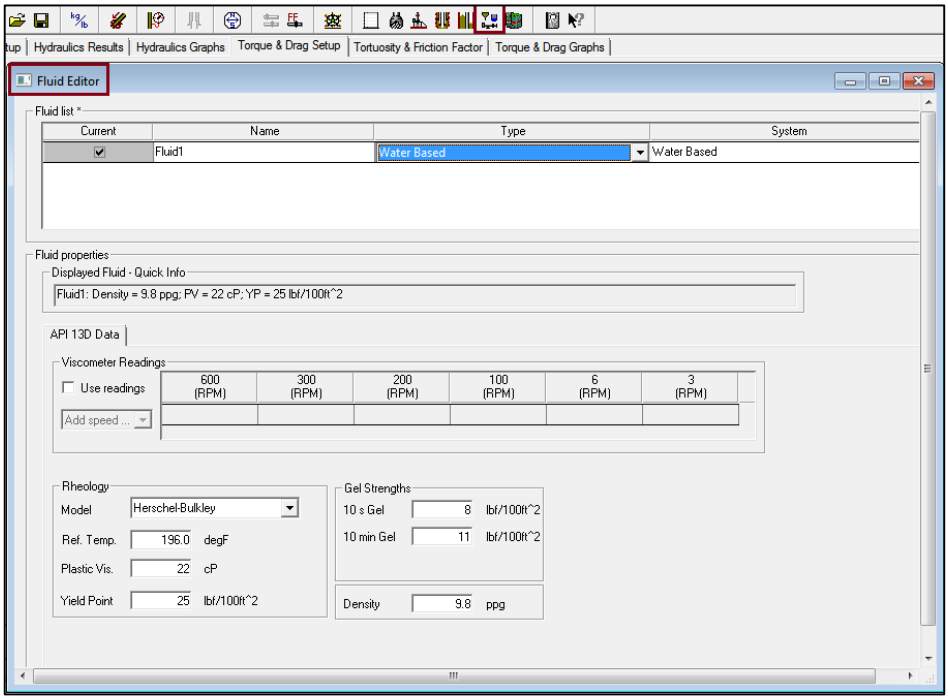
$$T = T_0 + k(y)^n$$

Dónde:

T= Esfuerzo cortante
To= Límite de esfuerzo
k= Factor de consistencia
y= Velocidad de corte
n= Índice de flujo

Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en : www.glossary.oilfield.slb.com

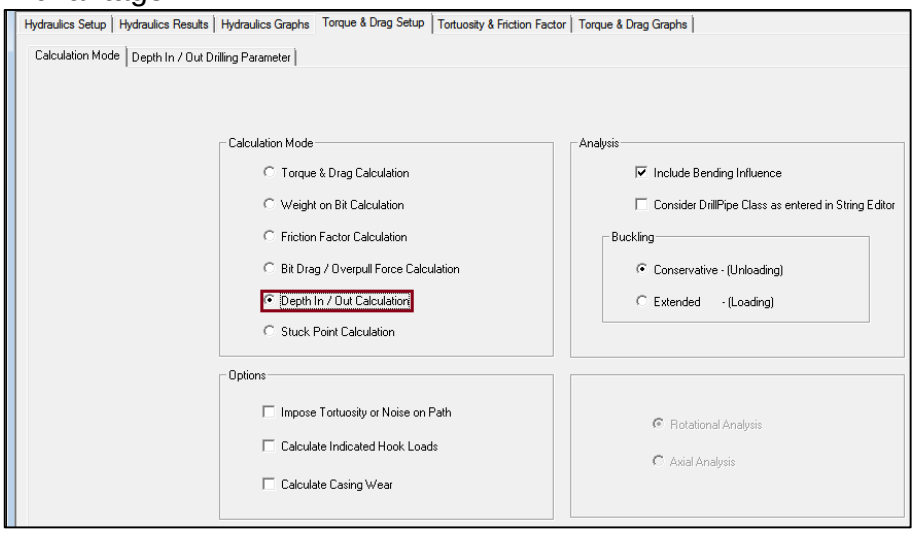
Figura 43. Editor de fluidos en el simulador Advantage



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

5.2.6 Modo De Calculo Depth In/Depth Out. Posteriormente a introducir al simulador la información previamente enunciada, se procede a emplear el método de cálculo depth in/depth out, véase **Figura 44.** Que permite evaluar las cargas de operación de la sarta de perforación en múltiples profundidades y además permite hacer un análisis previo y posterior a la finalización del pozo, y esto se realiza para un amplio rango de factores de fricción y además permite representarlo gráficamente.

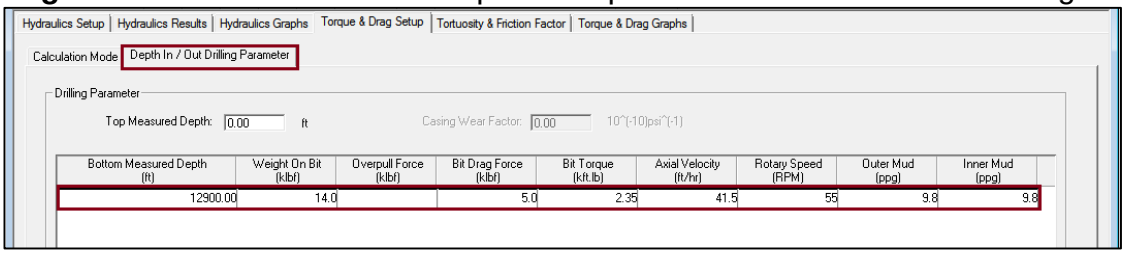
Figura 44. Método de cálculo depth in/ depth out en el simulador Advantage



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

El análisis se realiza para una zona en particular, se debe especificar el inicio y final de la zona de interés, adicionalmente introducir las especificaciones de los parámetros operacionales de dicha zona, véase **Figura 45.**

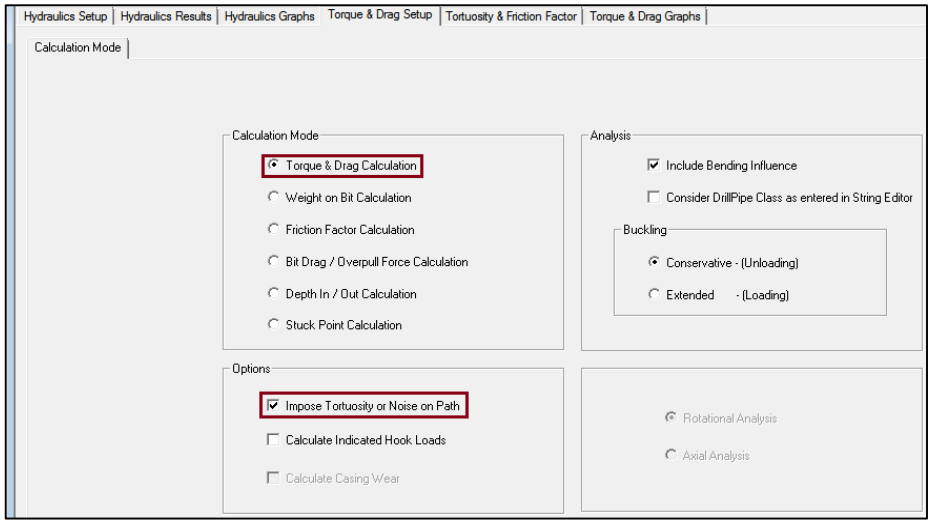
Figura 45. Método de cálculo depth in/ depth out en el simulador Advantage



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

5.2.7 Modo De Cálculo De Torque Y Arrastre. Luego de establecer el intervalo de análisis, se procede a emplear el modo de cálculo de torque y arrastre, el más importante dado que permite ver el comportamiento del torque generado durante la perforación de cada sección utilizando diversos factores de fricción, siendo este el propósito de este trabajo de grado. Adicionalmente se debe seleccionar la opción de introducir valores de tortuosidad, que en conjunto con los factores de fricción afectan las posibles ventanas operativas de torque y arrastre, véase **Figura 46.**

Figura 46. Método de cálculo de torque y arrastre en el simulador Advantage



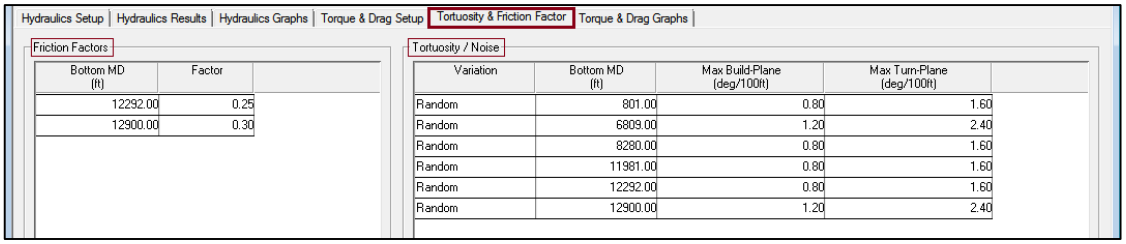
Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

Se procede a introducir tanto factores de fricción como los de tortuosidad, véase **Figura 47**.

Se debe tener en cuenta que los factores de fricción se seleccionan con base en la sección de interés, y la interacción que hay con la sección inmediatamente anterior. Y su valor está definido según el estado de estas dos secciones (si están completadas o continúan a hueco abierto), véase **Tablas 47-49**.

La tortuosidad es un valor que se puede acumular desde superficie, por esto se debe tener en cuenta para secciones más profundas. A diferencia de los factores de fricción que tiene en cuenta la interacción del ensamblaje de fondo con la formación o un revestimiento de la sección anterior.

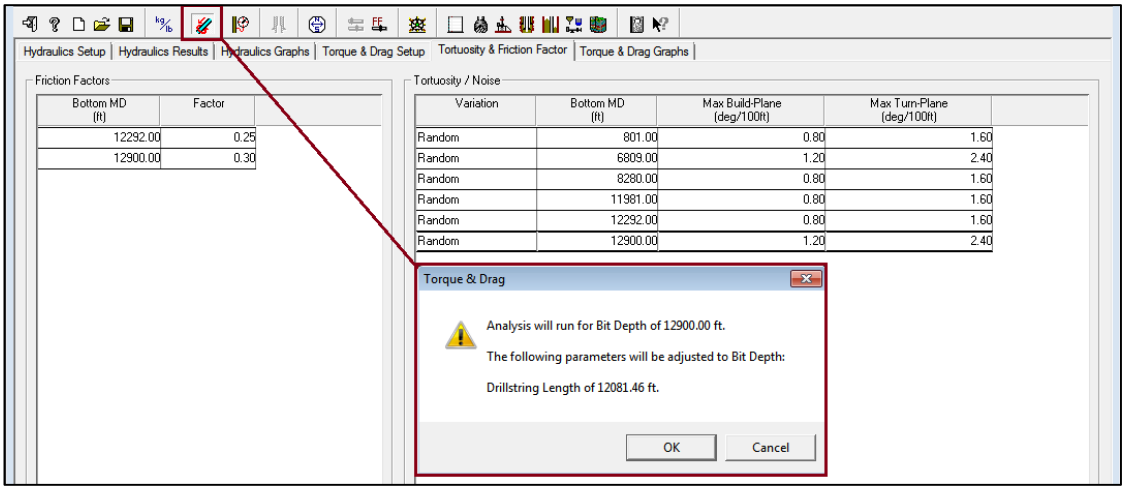
Figura 47. Método de cálculo de torque y arrastre en el simulador Advantage



Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

5.2.8 Inicio De La Simulación. Después de introducir toda la información previamente enunciada, se procede a dar inicio a la simulación, véase **Figura 48**. Las corridas que realiza el simulador se llevan a cabo para cada BHA, teniendo en cuenta que cada ensamblaje de fondo corresponde a un archivo nuevo, el software no realiza la simulación para la totalidad del pozo, pero debido a esto permite evidenciar con más detalle el comportamiento de diversos parámetros entre ellos el torque que se genera durante la perforación para cada sección. Y si la información que es introducida al simulador es pertinente y lógica, la corrida no debe presentar ningún problema, de lo contrario el simulador da una alerta y especifica donde está el posible error.

Figura 48. Inicio de la simulación en Advantage

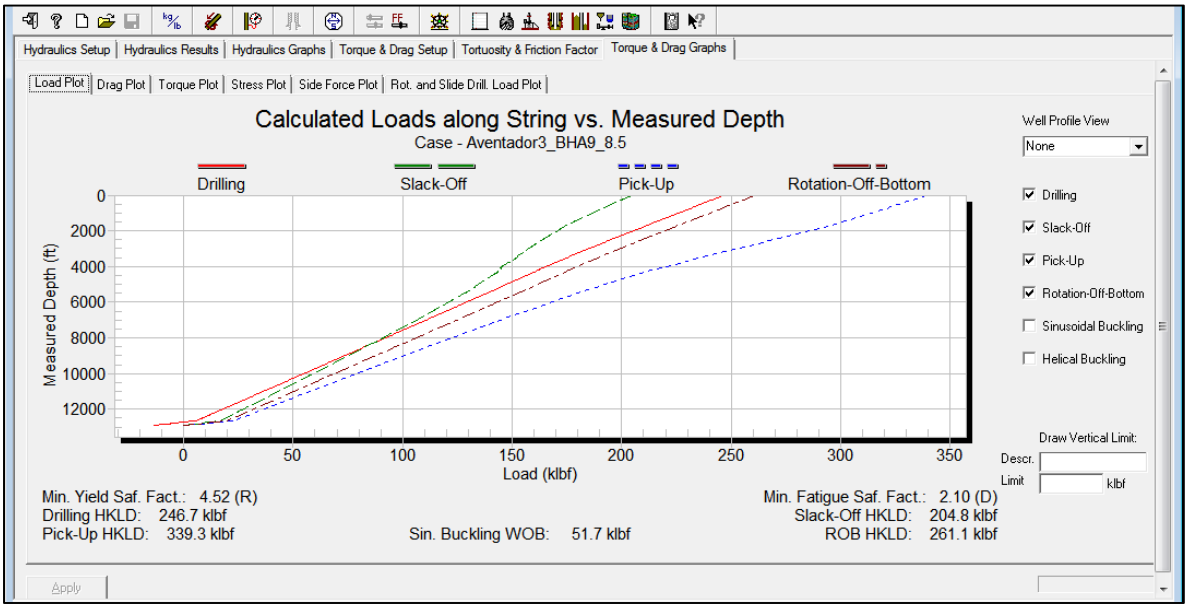


Fuente: Advantage Engineering Manual. Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

5.2.9 Resultados De La Simulación. Finalmente, después de realizar la corrida de la simulación, el software permite representar gráficamente los resultados obtenidos, véase **Figuras 49 - 52.** El simulador permite ver el comportamiento de:

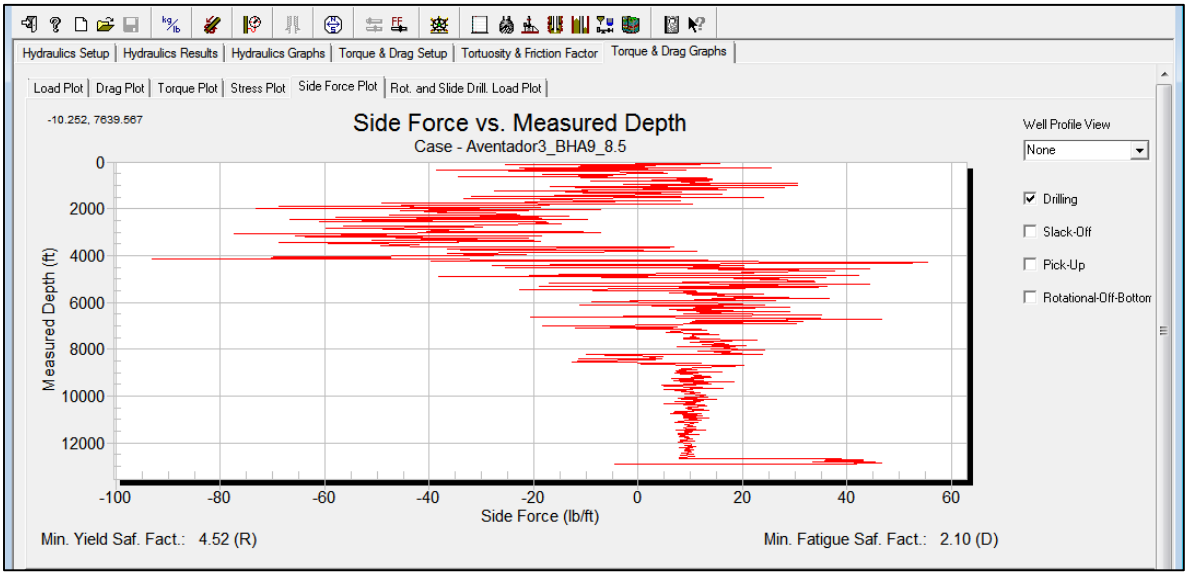
- Torque fuera de fondo vs. Profundidad
- Cargas vs. Profundidad
- Arrastre vs. Profundidad
- Fatiga vs. Profundidad
- Fuerzas laterales vs. Profundidad
- Cargas rotando y deslizando durante la perforación vs. Profundidad

Figura 49. Gráfica Cargas vs. Profundidad



Fuente: Simulador Advantage propiedad de Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

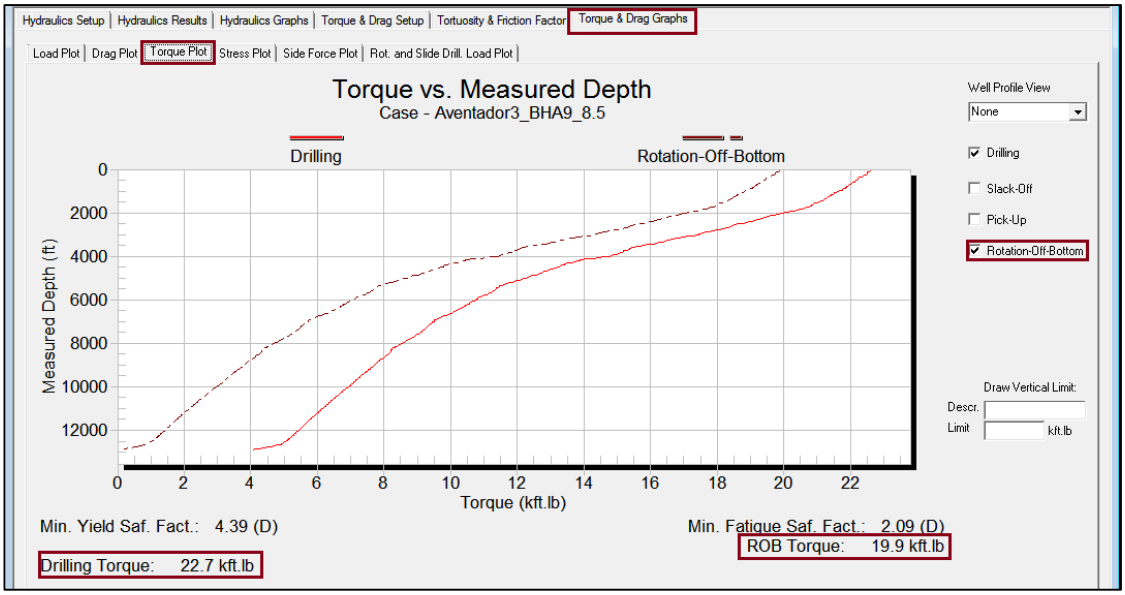
Figura 50. Gráfica de Fuerzas laterales vs. Profundidad



Fuente: Simulador Advantage propiedad de Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

Para fines de estudio de este proyecto, se analizan las gráficas y resultados obtenidos a partir del torque fuera de fondo vs. Profundidad. Véase **Figura 51.**

Figura 51. Resultados de la simulación en Advantage



Fuente: Simulador Advantage propiedad de Baker Hughes a GE Company. Modificado por los autores.

Los resultados del simulador, son comparados con los datos reales, proporcionados por los reportes operativos generados durante la perforación, evidenciando que el caso simulado y los datos obtenidos son correctos. Esto con el fin de permitir futuras simulaciones donde no se posea los datos reales. Véase **Figura 52**.

Figura 52. Datos reales de la perforación Pozo Aventador_3

Drilling Parameters									
Mode	Dist. ft	Time hours	Avg ROP ft/hr	WOB klbf	Surf RPM	On Btm RPM	On Btm Torq kft.lb	Off Btm Torq kft.lb	Flow USgal/min
Rotate	608.00	14.6	41.5		50/60		21.000/30.000	17.000/19.000	
Orientate	0.00	0.0	0.0						
Off Btm Circ		19.1							
Total	608.00	33.7	41.5	5.0/18.0	50/60	60/78	21.000/30.000	17.000/19.000	350

Fuente: Reportes operativos Baker Hughes a GE Company, 2017. Modificado por los autores.

6. VALIDACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

En este capítulo se presenta la validación del modelo para las simulaciones realizadas en el software Advantage, tomando como punto de referencia el pozo tipo Aventador_3, teniendo en cuenta la información presentada en el capítulo tres, sobre los parámetros operativos obtenidos durante la perforación de este pozo.
La validación de la simulación se realiza mediante un formato empleado por Baker Hughes a GE Company, donde se introducen los resultados obtenidos de la simulación y se ajusta el modelo con el objetivo de establecer las ventanas operativas de torque y arrastre.

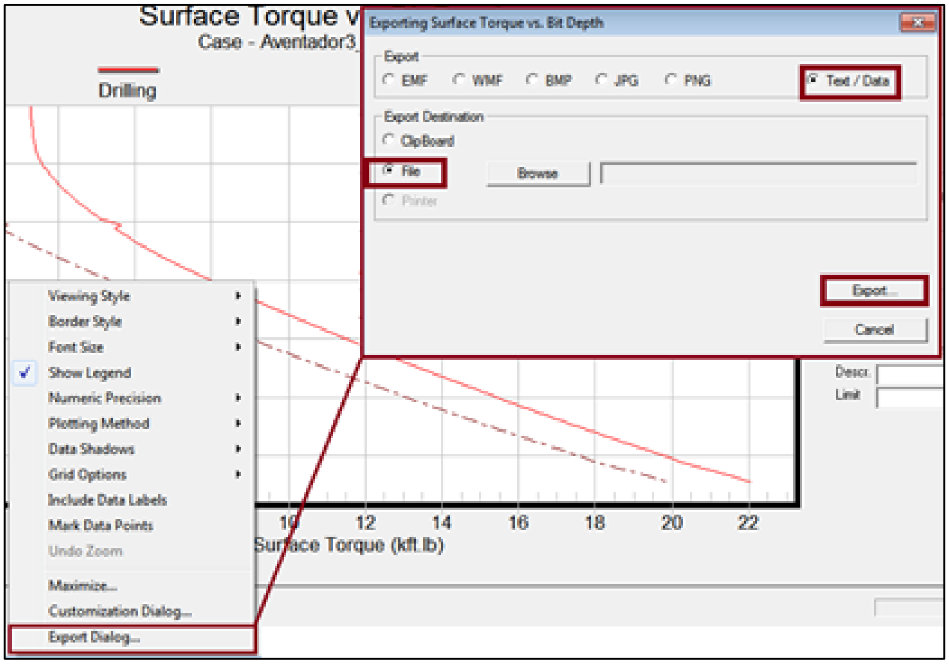
El formato establece de modo grafico el comportamiento del torque durante la perforación, tomando como punto de partida los factores de fricción obtenidos para el pozo Aventador_3, se busca establecer el mejor y peor escenario que se puedan presentar durante la perforación de los pozos Aventador_4, Halcon_2, Fenix_12, ajustando sus factores de fricción a diversas condiciones, determinando la ventana operativa donde el torque que se genera durante la perforación no exceda las capacidades de los equipos.

6.1 PROCEDIMIENTO DEL FORMATO DE VALIDACIÓN

Finalizada la corrida en el simulado Advantage, se realiza de nuevo, pero esta vez bajo el modelo de cálculo depth in/depth out. El simulador tiene la opción de importar la data resultante de las gráficas generadas durante la simulación, véase **Figura 53.**

La data que exporta el simulador, se realiza mediante un formato .Xls, el cual expone los datos que se necesiten para la validación del modelo y que previamente han sido seleccionados en el simulador. Esta información es introducida posteriormente en el formato y el procedimiento se repite varias veces, modificando los factores de fricción, y realizando la exportación de nuevo.

Figura 53. Exportación de información del simulador Advantage



Fuente: Simulador Advantage, propiedad de Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

El simulador grafica los diversos factores de fricción, el objetivo es determinar los factores de fricción más apropiados de tal forma que se ajusten al comportamiento real del pozo, ver **Figura 54.**

Figura 54. Factores de fricción.

			Casing Friction Factor:	0,33
			Open Hole Friction Factor:	0,20
Measured Depth	Data while Drilling – Hookload			Torque
	Pick up	Slack off	Rotation off Bottom	Rotation off Bottom
ft	klbf			kft.lbs
800	116,19	128,302	122,096	1,217
900	120,945	133,442	127,039	1,236
1000	125,699	138,59	131,987	1,25
1100	130,44	143,738	136,927	1,261
1200	134,417	148,017	141,052	1,275
1300	137,291	151,026	143,994	1,299
1400	140,154	154,054	146,938	1,319
1500	143,026	157,068	149,881	1,342
1600	145,887	160,093	152,824	1,363
1700	148,764	163,1	155,765	1,385
1800	151,692	166,047	158,705	1,424
1900	154,575	169,031	161,639	1,463
2000	157,573	171,866	164,56	1,529
2100	160,537	174,708	167,467	1,607
2200	163,601	177,418	170,36	1,705
2300	166,591	180,18	173,24	1,793
2400	169,616	182,867	176,101	1,891
2500	172,61	185,551	178,948	1,99
2600	175,588	188,162	181,749	2,101
2700	178,642	190,678	184,542	2,233
2800	181,733	193,13	187,314	2,378
2900	184,782	195,516	190,035	2,522
3000	187,644	197,978	192,708	2,654
3100	190,614	200,298	195,358	2,816
3200	193,613	202,444	197,926	2,986
3300	196,492	204,64	200,46	3,154
3400	199,325	206,786	202,957	3,318
3500	202,27	208,826	205,436	3,489
3600	205,115	210,717	207,8	3,663
3700	207,905	212,608	210,141	3,841
3800	210,811	214,459	212,498	4,022
3900	213,72	216,353	214,886	4,206
4000	216,665	218,171	217,251	4,391

			Casing Friction Factor	0,33
			Open Hole Friction Factor	0,25
Measured Depth	Data while Drilling – Hookload			Torque
	Pick up	Slack off	Rotation off Bottom	Rotation off Bottom
ft	klbf			kft.lbs
800	116,19	128,302	122,09	1,217
900	120,956	133,429	127,03	1,241
1000	125,719	138,568	131,98	1,258
1100	130,468	133,26	136,92	1,269
1200	134,453	137,542	141,05	1,286
1300	137,34	140,549	143,99	1,313
1400	140,216	143,568	146,93	1,336
1500	143,102	146,575	149,88	1,363
1600	145,975	149,595	152,82	1,386
1700	148,869	152,579	155,76	1,413
1800	151,824	155,498	158,70	1,459
1900	154,73	158,45	161,63	1,507
2000	157,78	161,24	164,5	1,588
2100	160,794	164,065	167,46	1,684
2200	163,934	166,727	170,3	1,806
2300	166,987	169,457	173,2	1,915
2400	170,087	172,079	176,10	2,035
2500	173,152	174,662	178,94	2,159
2600	176,207	177,176	181,74	2,296
2700	179,36	179,608	184,54	2,46
2800	182,569	181,994	187,31	2,64
2900	185,735	184,318	190,03	2,819
3000	188,676	186,658	192,70	2,983
3100	191,76	188,848	195,35	3,185
3200	194,904	190,932	197,92	3,396
3300	197,907	193,05	200,4	3,605
3400	200,855	195,086	202,95	3,81
3500	203,958	197,044	205,43	4,023
3600	206,96	198,805	207,	4,239
3700	209,897	200,591	210,14	4,46
3800	212,982	202,376	212,49	4,686
3900	216,062	204,173	214,88	4,916
4000	219,196	205,861	217,25	5,146

			Casing Friction Factor:	0,33
			Open Hole Friction Factor:	0,30
Measured Depth	Data while Drilling – Hookload			Torque
	Pick up	Slack off	Rotation off Bottom	Rotation off Bottom
ft	klbf			kft.lbs
800	112,521	132,486	122,096	1,217
900	117,148	137,767	127,039	1,246
1000	121,769	143,063	131,987	1,265
1100	126,374	110,549	136,927	1,278
1200	130,243	115,007	141,052	1,296
1300	133,049	118,155	143,994	1,326
1400	135,848	121,28	146,938	1,354
1500	138,657	124,411	149,881	1,383
1600	141,45	127,503	152,824	1,41
1700	144,269	130,556	155,765	1,44
1800	147,159	133,515	158,705	1,493
1900	149,994	136,456	161,639	1,55
2000	152,999	139,28	164,56	1,646
2100	155,965	142,151	167,467	1,76
2200	159,081	144,899	170,36	1,906
2300	162,098	147,71	173,24	2,036
2400	165,174	150,361	176,101	2,18
2500	168,212	152,924	178,948	2,327
2600	171,246	155,456	181,749	2,491
2700	174,397	157,955	184,542	2,687
2800	177,619	160,358	187,314	2,902
2900	180,802	162,674	190,035	3,116
3000	183,726	165,005	192,708	3,312
3100	186,826	167,134	195,358	3,554
3200	190,014	169,205	197,926	3,806
3300	193,044	171,207	200,46	4,057
3400	196,013	173,278	202,957	4,301
3500	199,175	175,149	205,436	4,556
3600	202,24	176,827	207,8	4,815
3700	205,229	178,679	210,141	5,08
3800	208,395	180,596	212,498	5,351
3900	211,551	182,535	214,886	5,625
4000	214,774	184,207	217,251	5,901

Read me FIRST!!! | T&D Model Data | Hookload Graph | Actual Data T&D - Drilling | Torque Graph | T&D Extra Data

Fuente: Simulador Advantage, propiedad de Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

Se debe introducir el comportamiento real del torque que se generó durante la perforación, esta información es obtenida de los reportes operacionales proporcionados por Baker Hughes, véase **Figura 55.**

El comportamiento de interés es el torque generado fuera de fondo, debido a que el que se genera en fondo se ve afectado por diversos aspectos tales como limpieza de hueco, broca, parámetros operativos, siendo un torque inducido y no el torque natural de las formaciones.

Figura 55. Comportamiento real del torque.

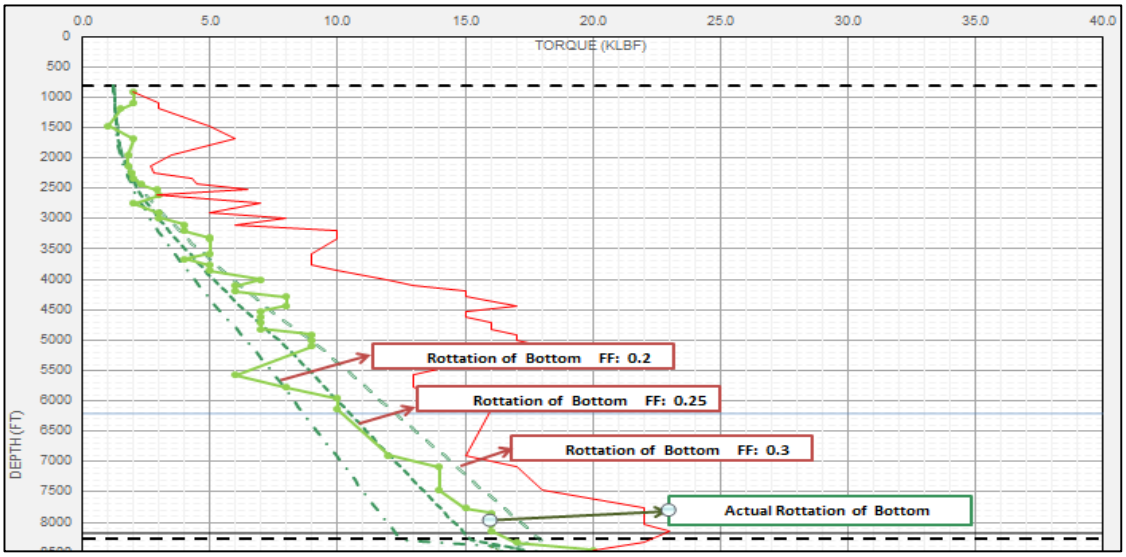
	B	C	D	E	F	G
	Well	Aventador 3				
	Hole diameter	71 1/2"				
	Data Taken During Connection					
		Hookload			Torque	
	Measured Depth	Actual Pick up	Actual Slack off	Actual Rotation off Bottom	Actual Rotation off Bottom	Actual Rotation on Bottom
	ft	klbf			kft.lbs	
	916	125.0	125.0	125.0	2.0	2.0
	1098	125.0	125.0	125.0	2.0	3.0
	1189	135.0	135.0	135.0	1.5	3.0
	1475	140.0	140.0	140.0	1.0	5.0
	1691	143.0	143.0	143.0	2.0	6.0
	1952	150.0	150.0	150.0	1.8	3.5
	2143	160.0	160.0	160.0	1.8	2.7
	2238	162.0	162.0	162.0	1.9	2.8
	2333	165.0	165.0	165.0	2.0	4.3
	2428	165.0	165.0	165.0	2.3	4.5
	2523	170.0	170.0	170.0	2.9	6.5
	2618	170.0	170.0	170.0	3.0	2.9
	2749	175.0	175.0	175.0	2.0	7.0
	2906	175.0	175.0	175.0	3.0	5.0
	2990	178.0	178.0	178.0	3.0	8.0
	3095	185.0	185.0	185.0	4.0	6.0
	3203	185.0	185.0	185.0	4.0	10.0
	3314	190.0	190.0	190.0	5.0	10.0
	3328	187.0	182.0	187.0	5.0	10.0
	3573	190.0	183.0	188.0	5.0	9.0
	3668	200.0	185.0	194.0	4.0	9.0
	3764	205.0	185.0	194.0	5.0	9.0
	3859	210.0	190.0	200.0	5.0	10.0
	4001	220.0	190.0	200.0	7.0	12.0
	4101	220.0	190.0	200.0	6.0	13.0
	4197	220.0	190.0	200.0	6.0	15.0
	4285	225.0	190.0	200.0	8.0	15.0
	4431	215.0	190.0	200.0	8.0	17.0
	4527	215.0	190.0	200.0	7.0	15.0

Read me FIRST!!! | T&D Model Data | Actual Data T&D - Drilling | Hooklo

Fuente: Simulador Advantage, propiedad de Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

Finalmente, se origina una gráfica donde se observa el torque generado durante el proceso de perforación en relación a la profundidad, y se ve como los factores de fricción que se establecieron se ajustan a la tendencia del comportamiento del torque fuera de fondo, ver **Gráfica 5.**

Gráfica 5. Torque Vs. Profundidad.

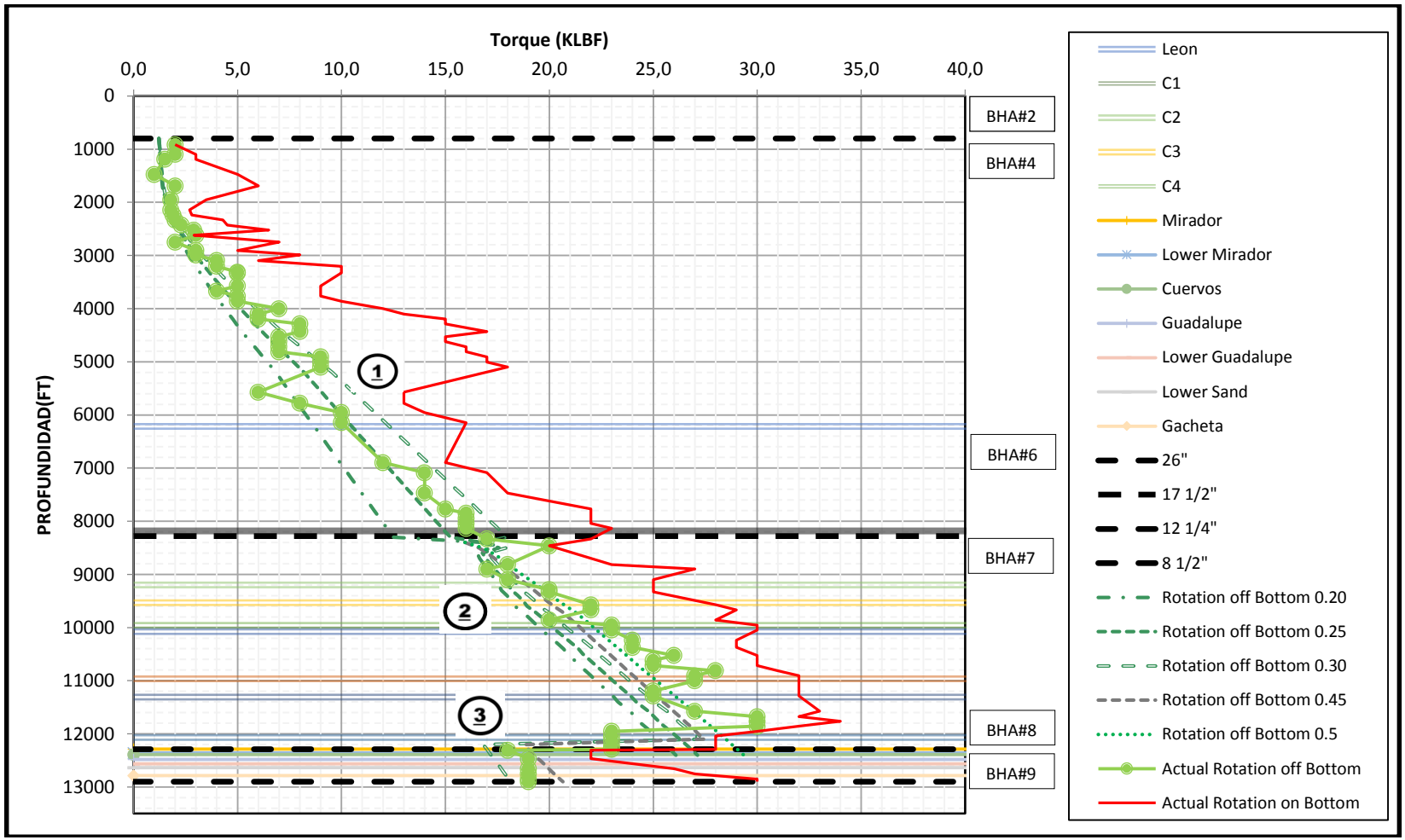


Fuente: Simulador Advantage, propiedad de Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.2 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN POZO "AVENTADOR_3"

A continuación, se presentan los resultados obtenidos durante la simulación de los factores de fricción en el software Advantage para el pozo Tipo Aventador 3. Véase **Gráfica 6.**.

Gráfica 6. Torque VS. Profundidad pozo Aventador_3



Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018

6.2.1 Análisis De Torque Fuera De Fondo **.** A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Aventador 3.

6.2.1.1 Trayectoria Direccional

- Intervalo de construcción entre 1779ft - 4528ft MD, donde se alcanza la inclinación planeada (29° inclinación) sin cambios de dirección; a medida que el pozo va ganando inclinación la sarta por efecto de la gravedad se va recostando en la parte baja del pozo, lo cual aumenta la fricción entre esta y el hueco, teniendo mayores arrastres y torques fuera de fondo por geometría de la trayectoria.
- Alta tortuosidad debido a KOP Somero (1779 ft), fuertes tendencias direccionales que llevaron a correcciones en la trayectoria.

6.2.1.2 Litología

- En la Formación Guayabo se tiene un torque rotando fuera de fondo que en su mayoría se mueve sobre las líneas de factores de fricción entre 0,2 - 0.25
- En la transición entre las Formaciones Guayabo y León el torque fuera de fondo alcanza factores de fricción de hasta 0,30. **Numeral 1** en la Gráfica 6. Debido al cambio composicional, paso de perforar areniscas y arcillolitas a perforar lutitas de gran espesor.
- Torque fuera de fondo alto en transición de formaciones León - C1, factores de fricción mayor a 0,5. Cambio de BHA, pasó de perforar lutitas a intercalaciones de cuerpos arenosos, interrumpidos por limolitas y lutitas.
- Durante la perforación de Carboneras debido a las Intercalaciones - **Numeral 2** en la Gráfica 6.- de esta unidad se denota un comportamiento muy variable de Torque que se puede atribuir a la calidad de hueco que se tiene en cada intercalación, las tendencias naturales de estas intercalaciones generan en esta parte una trayectoria más tortuosa debido a los cambios de inclinación y dirección que se tienen. (Generación de Micro DLS, escalonamiento, cambios de inclinación y Azimuth). Para esta sección los Factores de Fricción son mayores a 0,5 en las carboneras C5 - C8.
- Transición entre C8 y Mirador se presenta bajo torque debido a la implementación de Reductores de Torque en la tubería con el fin de estabilizar altos valores de torque presentados durante la perforación de C5 - C8.

6.2.1.3 Fluido de Perforación

- Fluido de perforación que posee una concentración de sólidos de baja gravedad de la perforación de la sección de 17 1/2" y se reutilizo en sección de 12 1/4".
- Transición formaciones León - C1 se controla pH (9,5-10,5) a fin de no dispersar y activar arcillas altamente reactivas.
- Aumento de peso del lodo en la transición de León - Carboneras, pasó de 10,5ppg a 11,0 ppg. Para mantener estabilidad debido a la tendencia a tumbar ángulo por parte de la Formación León. (+- 2º - 3º) /100 ft.
- Sección de interés (Guadalupe) se implementan lodos + aditivo control de filtrado debido a presencia de arenas permeables.

6.2.1.4 Practicas operativas

- Para sección de 12 1/4" se Bombea fluido de perforación a tasas de (800-900 GPM) con el fin de limpiar y mantener la integridad de las paredes del pozo.
- Tamaño de tubería (Se perforó con tubería de 5 7/8" y se determinó que era una tubería muy pesada para este pozo), lo cual incremento el torque en esta sección.
- Estrategia de fluidos diseñados únicamente para la perforación de la sección de 12 ¼" en Formación Carboneras.
- Por ahorrar costos se decidió no hacer el viaje de tubería (acondicionamiento) en C4 y se perforó la sección en una sola corrida, hasta que se sacó por alto torque, esto se vio representado en el tiempo de salida del BHA (60hrs viajando).
- Debido a los altos torques presentados en secciones anteriores se implementaron reductores de torque en sección de 8 ½", se redujo un 35%. **Numeral 3** en la Gráfica 6.

6.2.1.5 Estrategia de Perforación

Durante la perforación del pozo Aventador_3 se aplica bajo peso sobre la broca y alto galonaje con el fin de:

- Lavar la formación, por ser una formación altamente reactiva al estar conformada en su mayoría por arcillas (Hinchamiento de Arcillas) y buscando tener una buena calidad de viajes y no presentar eventos de empaquetamientos, se "lava" la formación.[36]
- Altas tasas de penetración (ROP) (hasta 180 ft/hr).
- Durante la perforación de la Formación León se aumenta el peso sobre la broca, se disminuye galonaje y se aumenta el peso de lodo.

[36] Lavar la formación: Perforar la formación por medio de fuerza hidráulica.

- La Formación León tiene una fuerte tendencia a tumbar inclinación durante la perforación por este motivo se disminuye galonaje y se controlan parámetros para disminuir los intervalos deslizados.
- Peso sobre la broca (hasta 33 klbf): Formación Carboneras al ser una formación más consolidada requiere de mayor peso sobre la broca presentando un hueco en calibre, lo cual genera mayor contacto de la sarta y las paredes del hueco resultando en mayor fricción.
- Por ser una formación conformada en su mayoría por lutita se requiere de mayor peso de lodo para estabilidad.
- Para la Perforación de la unidad Carboneras se tiene como estrategia el cambio de ensamblaje de perforación, se pasa de perforar con motor de fondo y se perfora con sistema "Rotary Steerable System", este cambio se debe a que se busca tener verticalidad durante la transición de Carboneras a la Formación Mirador, también, se requiere tener toda la sarta siempre rotando a las máximas RPM (50-70 RPM) para limpiar el hueco y mitigar riesgo de Pegas Diferenciales en las Carboneras Impares.

6.2.1.6 Factores de fricción para el Pozo Aventador_3. Posterior al análisis realizado, se establecieron los factores de fricción para este pozo, los cuales son el punto de referencia y sirven como un modelo de guía para futuras perforaciones (Aventador_4, Halcon_2, Fenix_12).

Al simular los factores de fricción para estos nuevos pozos, se determinará si se ajustan al comportamiento presentado por Aventador_3, y de no ser así, establecer las causas del comportamiento errático. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo tipo Aventador_3. Véase **Tabla 50.**

Tabla 50. Factores de fricción Pozo Aventador_3

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
26”	0,25 - 0,3
17 ½”	0,25 - 0,3
12 ¼”	0,5 - 0,55
8 ½”	0,35 - 0,4

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

El comportamiento de las medidas de torque tanto en fondo como fuera de este, determina los escenarios en los cuales las herramientas y todos los ensamblajes de fondo (BHA) van a estar influenciados por las variaciones que dichas lecturas

puedan presentar; al generarse altos torques se pueden evidenciar zonas tortuosas en donde las herramientas puedan presentar posibles fallos. Véase **Tabla 51.**

Tabla 51. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo tipo Aventador_3

BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#2	0.000 – 3.000	0.000 – 5.000
BHA#4	0.000 – 11.000	0.000 – 18.000
BHA#6	14.000 – 16.000	15.000 – 23.000
BHA#7	0.000 – 30.000	0.000 – 34.000
BHA#8	23.000 – 23.000	28.000 – 30.000
BHA#9	17.000 – 19.000	21.000 – 30.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

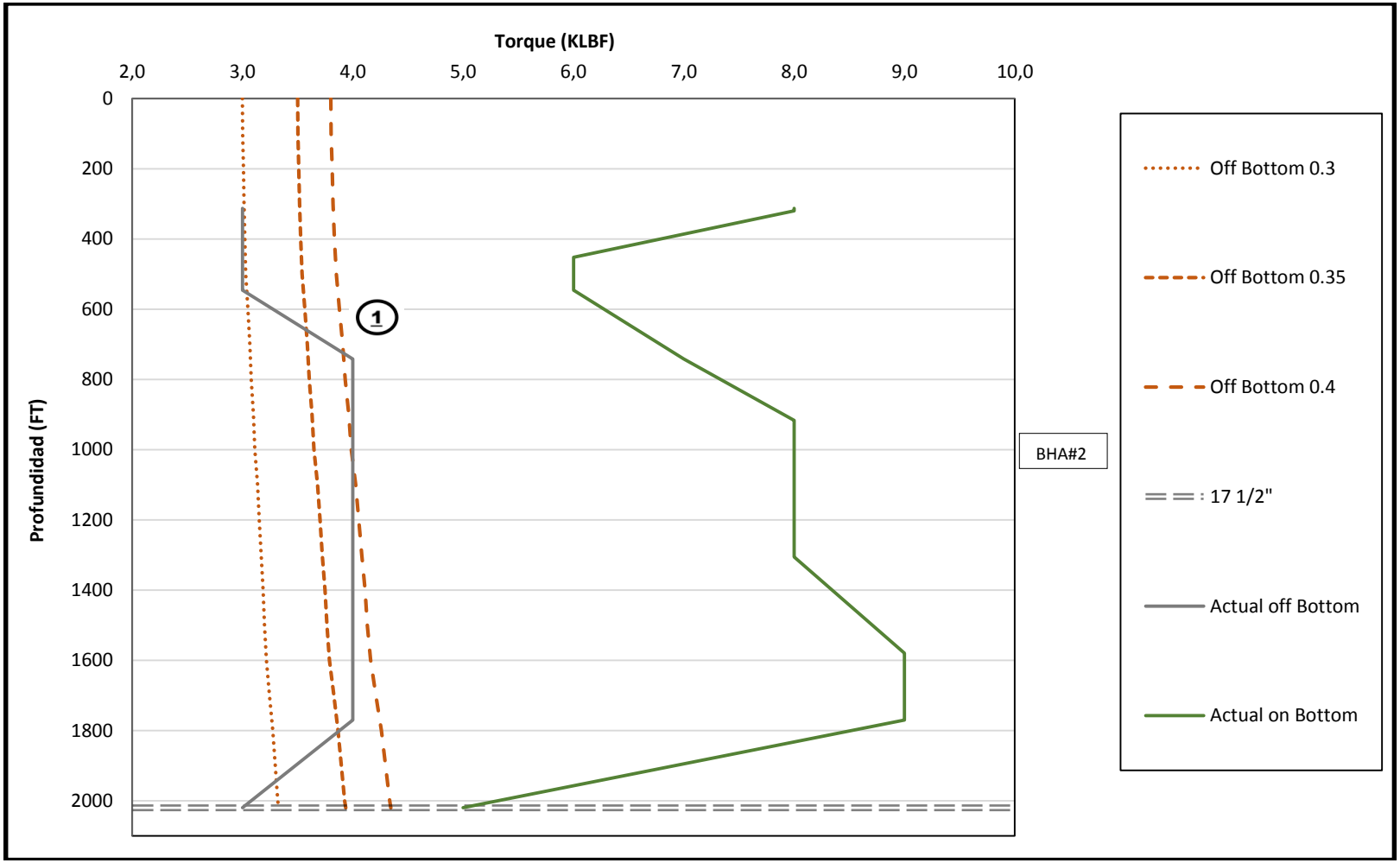
6.3 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN POZO “AVENTADOR_4”

A continuación, se presentan los resultados obtenidos durante la simulación de los factores de fricción en el software Advantage para el pozo Tipo Aventador_4. Véase **Gráfica 7**. En el **Anexo A** se presenta la descripción del pozo. (inclinacion, azimuth y DLS).

En el **Anexo B** se presenta el BHA utilizado para la perforación de esta sección.

6.3.1 Sección 17 ½” Pozo Aventador 4**.** En esta sección se presentarán el gráfico de torque fuera de fondo y su respectivo análisis para el pozo Aventador 4.

Gráfica 7. Torque VS. Profundidad pozo Aventador_4, sección 17 ½”



Fuente: Baker Hughes a GE company, 2018. Modificado por los autores,

6.3.1.1 Análisis De Torque Fuera De Fondo . A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Aventador 4 por sección.

❖ Litológia

- En la Formación Guayabo se observa tendencia de los factores de fricción de oscilar entre las líneas de 0,35 - 0.40.
- Formación Guayabo, cuya composición es en mayoría arena y conglomerado y debido a la tendencia de esta formación a desviarse de la trayectoria planificada se generó tortuosidad aumentando las lecturas de torque. **Numeral 1** en la Gráfica 7.
- Tendencia de la formación a construir ángulo, el aumento del torque se ve reflejado en el modo que se está perforando (rotando/deslizando).

❖ Estrategia de Perforación. Durante la perforación de la formación Guayabo se aplica bajo Peso sobre la broca y una tasa de galonaje (800 GPM) con el fin de:

- Lavar la formación, por ser altamente reactiva al estar conformada en su mayoría por arcillas (Hinchamiento de Arcillas) y buscando tener una buena calidad de viajes y no presentar eventos de empaquetamientos o pegas.
- Se Perfora la sección de 17 1/2" con Motor 9 1/2", bend 1.5, 15 3/8" Camisa + 17 1/4 String Stab + 9 1/2 MWD manteniendo verticalidad hasta TD de la sección 2025 ft.

❖ Factores de fricción para el Pozo Aventador_4, sección 17 ½". Mediante simulación, utilizando el software Advantage y el formato de validación proporcionado por Baker Hughes a GE Company, se determinaron los factores de fricción para la sección de 17 ½" del Pozo Aventador_4. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo tipo Aventador_4. Véase **Tabla 52.**

Tabla 52. Factores de fricción Pozo Aventador_4, sección 17 ½"

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
17 ½" (BHA#2)	0.35-0.4

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

Teniendo como base el comportamiento de los factores de fricción del pozo Aventador_3, en esta misma sección, se observa un leve incremento de los factores de fricción debido a la tendencia de la formación perforada a tumbar ángulo, se vio la necesidad de deslizar con el fin de ajustar la trayectoria, adicionalmente aumento

la densidad del fluido de perforación, todo esto se refleja en el incremento del torque para esta sección.

El comportamiento de las medidas de torque para la sección de 17 ½" del pozo Aventador_4 refleja bajos índices de torque pese a que hay un pico (4 klbf) al perforar una formación con presencia de conglomerados y con tendencia a tumbar y construir ángulo, pero se mantiene dentro del rango operativo establecido. Véase **Tabla 53.**

Tabla 53. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Aventador_4

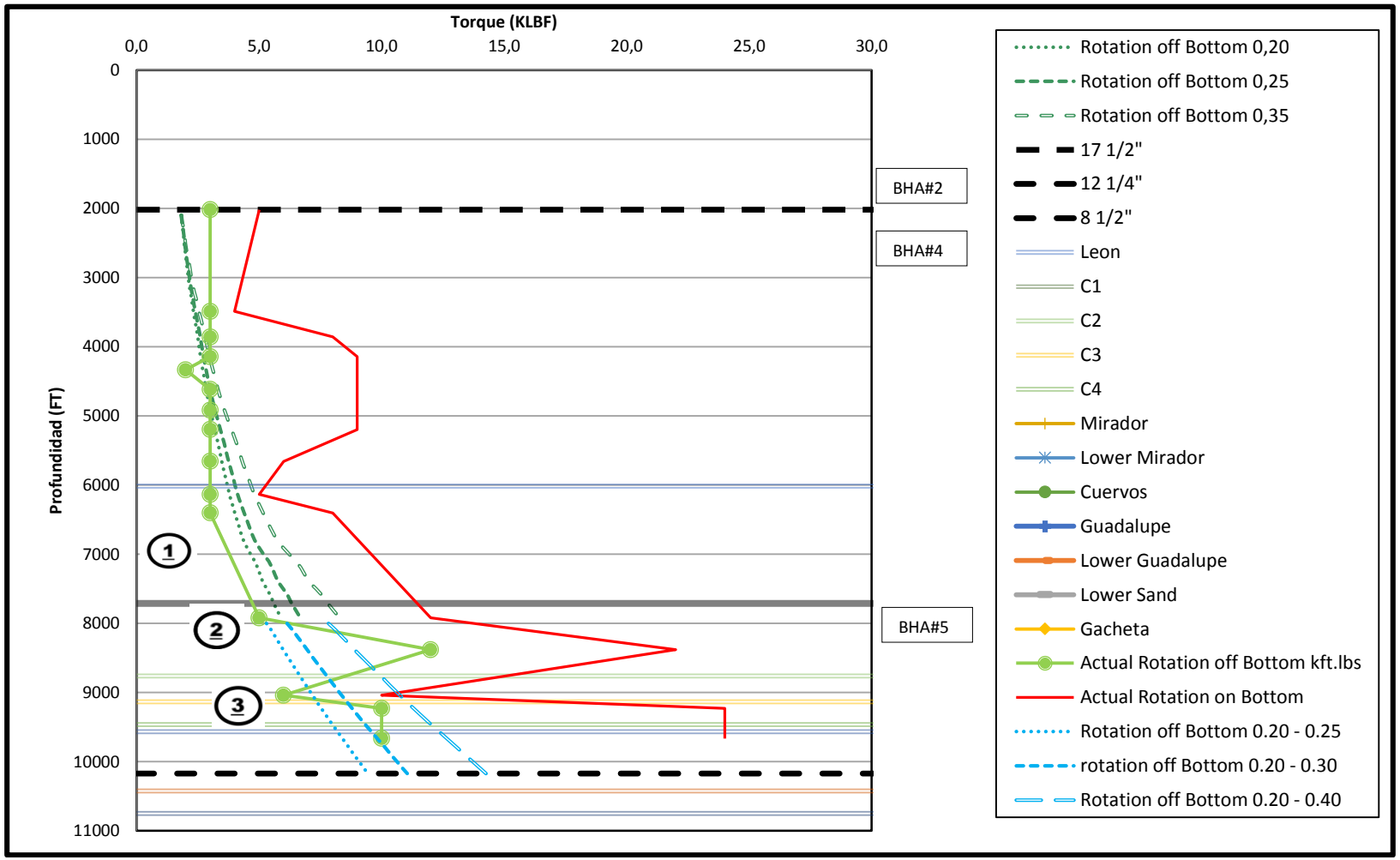
BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#2	0.000 – 4.000	0.000 – 9.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.3.2 Sección 12 ¼" Pozo Aventador 4. A continuación, se presentan los resultados obtenidos durante la simulación de los factores de fricción en el software Advantage para el pozo Aventador 4. Véase **Figura 59.**

En el **Anexo C y Anexo D** se presenta el BHA utilizado para la perforación de esta sección.

Gráfica 8. Torque VS. Profundidad pozo Aventador_4, sección 12 ¼”.



Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.3.2.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo . A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Aventador 4 por sección.

❖ Trayectoria direccional. Intervalo de construcción entre 6246ft - 7861ft MD, donde se alcanza la inclinación planeada (18° inclinación) sin cambios de dirección; a medida que el pozo va ganando inclinación la sarta por efecto de la gravedad se va recostando en la parte baja del pozo, lo cual aumenta la fricción entre esta y el hueco, teniendo mayores arrastres y torques fuera de fondo por geometría de la trayectoria.

❖ Litología

- En la formación Guayabo se tiene un Torque Rotando fuera de fondo bajo, el cual alcanza los valores de 0.20.
- En la transición entre las Formaciones León y Carbonera C1 - **Numeral 1** en la Gráfica 8-, el Torque fuera de Fondo oscila en valores de factores de fricción entre 0.25-0.30.
- Durante la perforación de Carboneras debido a las Intercalaciones de esta unidad se denota un comportamiento muy variable de Torque que se puede atribuir a la calidad de hueco que se tiene en cada intercalación, las tendencias naturales de estas intercalaciones generan en esta parte una trayectoria más tortuosa debido a los cambios de inclinación y dirección que se tienen. (Generación de Micro DLS, escalonamiento, cambios de inclinación y Azimuth). Para el intervalo de las Carboneras C1 - C2 los factores de fricción alcanzaron un punto máximo de 0.5.

❖ Practicas operativas

- Cambio de ensamblaje, pasa de perforar con Motor a Rotary Steerable System en 7920ft, transición León - Carbonera C1. **Numeral 2** en la Gráfica 8- Incrementando el torque en un 58%. Por la dinámica en que se perfora por tener un hueco en calibre aumentando el contacto de la formación con la sarta de perforación.
- Viaje de tubería (acondicionamiento) en C3 con el fin de realizar limpieza del hueco y disminuir los valores de torque en un 16%.

❖ Fluido de Perforación

- Transición formaciones León - C1 se controla pH (9,5-10,5) a fin de no dispersar y activar arcillas altamente reactivas.
- Para sección de 12 1/4" el peso del lodo pasó de 9,5ppg a 10,5 y se bombea fluido de perforación a tasas de (750-850 GPM) con el fin de mantener la

integridad de las paredes del pozo y realizar una buena limpieza, al disminuir cortes disminuye a su vez la interacción con la formación y se tiene menos torque.

❖ Estrategia de Perforación

Durante la perforación del pozo Aventador_4 se aplica bajo peso sobre la broca y tasas de galonaje (hasta 820 GPM) con el fin de:

- Lavar la formación, por ser una formación altamente reactiva al estar conformada en su mayoría por arcillas (Hinchamiento de Arcillas) y buscando tener una buena calidad de Viajes y no presentar eventos de empaquetamientos.
- Altas tasas de penetración (ROP) (hasta 180 ft/hr), esto incrementó el torque debido a la acumulación de cortes en el anular generando restricción al movimiento de la sarta de perforación.
- Peso sobre la Broca (hasta 30 klbf)**,** Formación Carboneras al ser una formación más consolidada requiere de mayor peso sobre la broca y densidad del fluido de perforación, presentando un hueco en calibre, lo cual genera mayor contacto de la sarta y las paredes del hueco resultando en mayor fricción.
- Para la perforación de la unidad Carboneras se tiene como estrategia el cambio de ensamblaje de perforación, se pasa de perforar con motor de fondo y se perfora con sistema "Rotary Steerable System", este cambio se debe a que se busca tener hueco con mejor calidad durante la transición de Carboneras a la formación Mirador -**Numeral 3** en la Gráfica 8- también, se requiere tener toda la sarta siempre rotando a la máximas RPM (100 - 110 RPM) para limpiar el hueco y mitigar riesgo de pegas diferenciales en las Carboneras impares.

❖ Factores de fricción para el Pozo Aventador_4, sección 12 ¼". Mediante simulación, utilizando el software Advantage y el formato de validación proporcionado por Baker Hughes a GE Company, se determinaron los factores de fricción para la sección de 12 ¼" del pozo Aventador_4. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo tipo Aventador_4. Véase **Tabla 54.**

Tabla 54. Factores de fricción Pozo Aventador_4, sección 12 ¼"

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
12 ¼"	
Guayabo – León (BHA#4)	0.25-0.3
Carboneras (BHA#5)	0.30-0.35

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

Esta sección tiene la tendencia a ser la más problemática, debido a las intercalaciones de areniscas y arcillolitas durante la perforación de la formación Carboneras, y la posterior transición que se realiza a Mirador, pero el comportamiento de los factores de fricción presentó un comportamiento similar al modelo guía en este intervalo, el pozo Aventador_3.

El comportamiento de las medidas de torque para la sección de 12 ¼" del pozo Aventador_4 refleja bajos índices de torque, incluso, se observó como el torque fuera de fondo llega a ser menor que el escenario más conservador establecido de factores de fricción; durante la transición de las formaciones León - Carboneras hay un pico (12 klbf) al perforar una formación consolidada, se controlan parámetros operativos desde superficie y se realiza buena practica operativa durante toda la perforación de las Carboneras la cual incluye viajes de acondicionamiento del pozo y estrategia de fluidos de perforación en optimas condiciones.. Véase **Tabla 55.**

Tabla 55. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Aventador_4

BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#4	0.000 – 6.000	0.000 – 9.000
BHA#5	5.000 – 12.000	10.000 – 25.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.3.3 Sección 8 1/2" Pozo Aventador 4**.** A continuación, se presentan los resultados obtenidos durante la simulación de los factores de fricción en el software Advantage para el pozo Tipo Aventador_4. Véase **Gráfica 9**.

En el **Anexo E y Anexo F** se presenta el BHA utilizado para la perforación de esta sección.

6.3.3.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo . A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Aventador 4 por sección.

- Cambios litológicos

- Transición entre formaciones C8 y Mirador - **Numeral 1** en la Gráfica 9 -, se observa un punto máximo de factor fricción mayor a 0.5. Debido a que se pasa de perforar intercalaciones de arcillolitas a areniscas heterogéneas.
- Durante la perforación de formaciones Mirador, Lower Mirador, Los Cuervos, Guadalupe, Lower Guadalupe y Lower Sand - **Numeral 2** de la Gráfica 9 -, se observa que el valor del torque fuera de fondo decrece en un 57%, los valores de factores fricción son menores a 0.35 debido a que la Formación Cuervos tiene

tendencia a ser lavada disminuyendo la interacción entre la formación y la sarta de perforación.

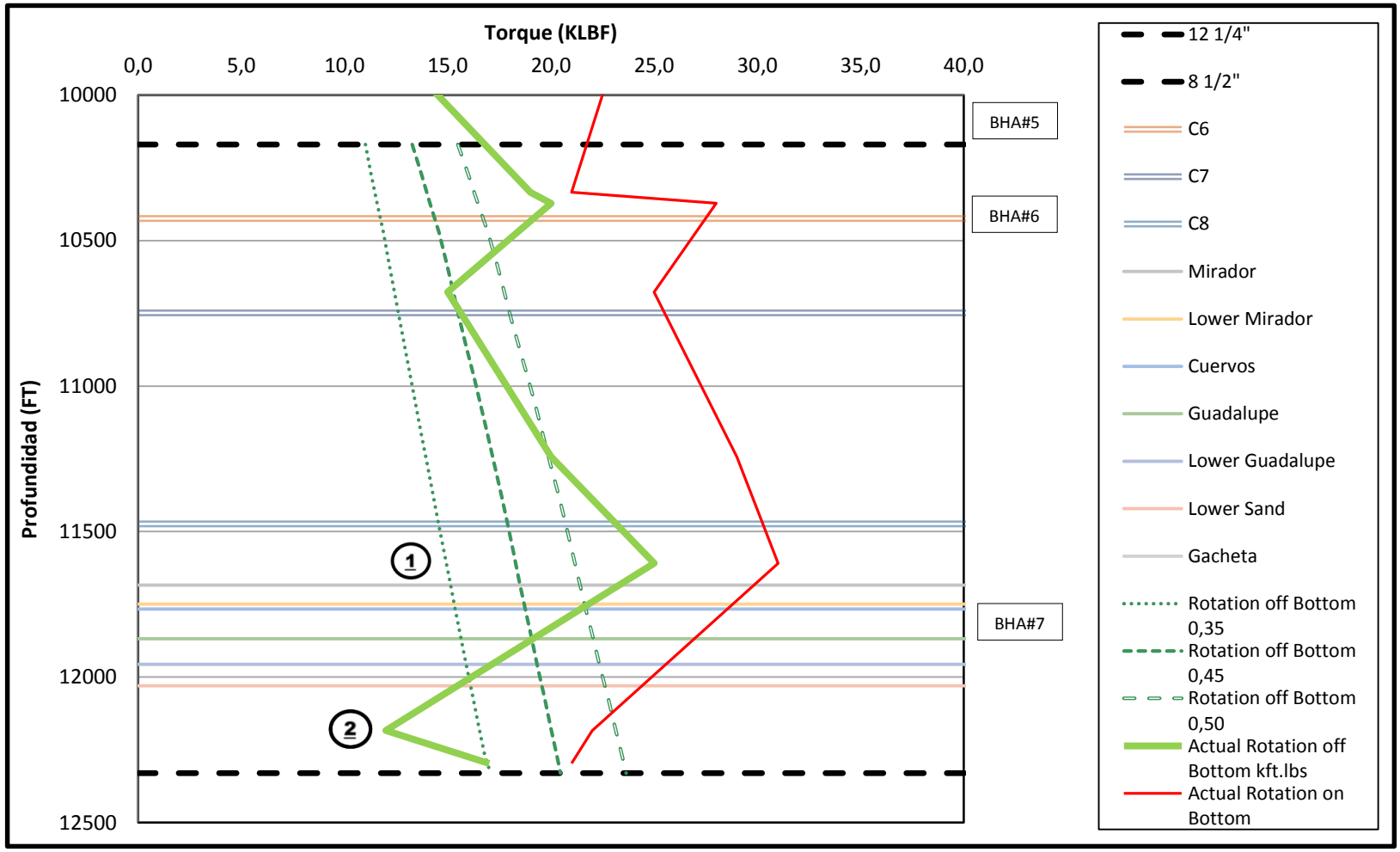
- ❖ Fluido de perforación

- Para sección de 8 1/2" se bombea fluido de perforación con peso de 10,8ppg y a una tasa máxima de (450 GPM) con el fin de limpiar y mantener la integridad de las paredes del pozo, además, tasas de bombeo mayores podrían fracturar la formación.
- Sección de interés (Guadalupe) se implementan lodos + aditivo control de filtrado debido a presencia de arenas permeables.
- El valor de pH se debe mantener alrededor de 9.5 -10.5 y se deben evitar valores mayores para no activar posibles arcillas de esta sección.
- Durante la sección de 8 1/2" se debe agregar aditivo de control de filtrado cada hora, a fin de evitar pérdidas de circulación; lo cual podría aumentar el arrastre y la tortuosidad por falta de circulación de fluido de perforación.

- ❖ Estrategia de perforación

- Para la perforación de la Unidad Carboneras y Mirador se tiene como estrategia el cambio de ensamblaje de perforación, se pasa de perforar con motor de fondo y se perfora con sistema "Rotary Steerable System", este cambio se debe a que se busca tener un hueco con la mejor calidad posible, tener toda la sarta siempre rotando a la máximas RPM (120 - 130 RPM) para limpiar el hueco y mitigar riesgo de pegas diferenciales en las Carboneras impares durante el proceso direccional entre (6135ft - 8039ft).
- En la fase de planeación debido al perfil direccional se decide ir con tubería de 5 1/2" con el fin de no tener una tubería con Tool Joint grandes que estuvieran en contacto con el hueco y generaran altos arrastres y fricción.

Gráfica 9. Torque VS. Profundidad pozo Aventador_4, sección 8 1/2".



Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

❖ Factores de fricción para el Pozo Aventador_4, sección 8 ½". Mediante simulación, utilizando el software Advantage y el formato de validación proporcionado por Baker Hughes a GE Company, se determinaron los factores de fricción para la sección de 8 ½" del Pozo Aventador_4. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo tipo Aventador_4. Véase **Tabla 56.**

Tabla 56. Factores de fricción Pozo Aventador_4, sección 8 ½"

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
8 ½"	
C5 – C8 BHA#6	0.45 - 0.5
C8 – Mirador BHA#7	0.40 - 0.5

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

Esta sección tiene la tendencia a filtrar fluidos, debido a la presencia de arenas y arcillolitas durante la perforación de la formación Mirador, Cuervos, Guadalupe y la posterior transición que se realiza a las zonas de interés Lower Guadalupe y Lower Sand, pero el comportamiento de los factores de fricción presentó un comportamiento similar al modelo guía en este intervalo, el pozo Aventador_3.

El comportamiento de las medidas de torque para la sección de 8 ½" del pozo Aventador_4 refleja índices de torque de medios – altos (máx. 25 klbf) relacionados a la perforación de una sección conformada por intercalaciones de lutitas y areniscas, se controlan parámetros operativos desde superficie para no alterar las formaciones de interés. Véase **Tabla 57.**

Tabla 57. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Aventador_4

BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#6	10.000 – 19.000	12.000 – 21.000
BHA#7	12.000 – 25.000	15.000 – 32.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.4 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN POZO “FENIX_12”

A continuación, se presentan los resultados obtenidos durante la simulación de los factores de fricción en el software Advantage para el pozo Fenix_12.

6.4.1 Sección 17 ½” Pozo Fenix_12**.** En esta sección se presentarán el grafico de torque fuera de fondo y su respectivo análisis para el pozo Fenix_12. Véase **Gráfica 10**. En el **Anexo G** se presenta la descripción del pozo. (inclinacion, azimuth y DLS).

En el **Anexo H** se presenta el BHA utilizado para la perforación de esta sección.

6.4.1.1 Análisis De Torque Fuera De Fondo. A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Fenix_12.

- ❖ Trayectoria Direccional

  - o Intervalo de construcción entre (1239ft - 2457ft) MD, donde se alcanza la inclinación planeada (14° inclinación) - **Numeral 1** de la Gráfica 10 -, sin cambios de dirección para evitar colisión con pozo cercano; a medida que el pozo va ganando inclinación la sarta por efecto de la gravedad se va recostando en la parte baja del pozo, lo cual aumenta la fricción entre esta y el hueco, teniendo mayores arrastres, torques fuera de fondo y valores de tortuosidad altos por geometría de la trayectoria.

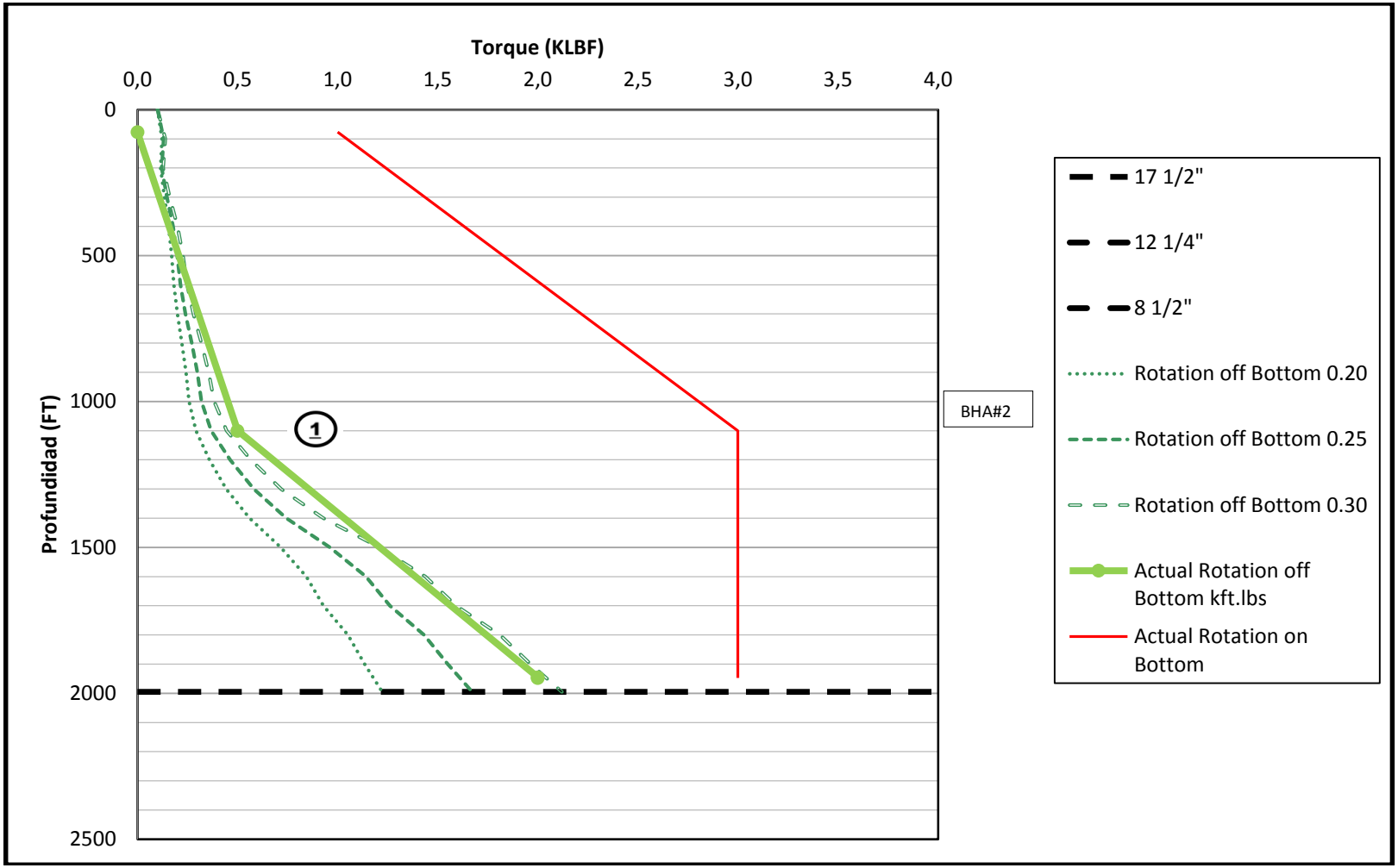
- ❖ Cambios litológicos

  - o En la Formación Guayabo se tiene un torque rotando fuera de fondo que se ajusta sobre la línea de factores de fricción entre 0,25 - 0.30

- ❖ Fluido de perforación

  - o Se bombea fluido de perforación en tasas de (650 - 750 GPM) y con peso del lodo en 9,10 ppg a fin de controlar limpieza de hueco y mantener integridad del pozo.

Gráfica 10. Torque VS. Profundidad pozo Fenix_12, sección 17 ½”



Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

❖ Estrategia de perforación. Durante la perforación de la Formación Guayabo se aplica bajo peso sobre la broca y tasas de galonaje (650 – 750 GPM) con el fin de:

- Por ser una formación altamente reactiva al estar conformada en su mayoría por arcillas (Hinchamiento de Arcillas) y buscando tener una buena calidad de viajes y no presentar eventos de empaquetamientos.
- Altas tasas de penetración (ROP) (136 ft/hr), lo cual incrementa el torque y el arrastre en esta sección debido al trabajo direccional, esto incrementó el torque por la acumulación de cortes en el anular generando restricción al movimiento de la sarta de perforación.
- La Formación León tiene una fuerte tendencia a tumbar inclinación durante la perforación por este motivo se disminuye galonaje y se controlan parámetros para disminuir los intervalos deslizados.

❖ Factores de fricción para el Pozo Fenix_12, sección 17 ½". Mediante simulación, utilizando el software Advantage y el formato de validación proporcionado por Baker Hughes a GE Company, se determinaron los factores de fricción para la sección de 17 ½", del Pozo Fenix_12. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo tipo Fenix_12. Véase **Tabla 58.**

Tabla 58. Factores de fricción Pozo Fenix_12, sección 17 ½"

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
17 ½"	0.25-0.3

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

El comportamiento de los factores de fricción en esta sección es igual al Pozo Aventador_3 . ver tabla 50. Pese a que esta sección presentó un KOP somero, con el fin de evitar una colisión, la tortuosidad y torque que se generan a raíz de esto, no se vio reflejada significativamente.

El comportamiento de las medidas de torque para la sección de 17 ½" del pozo Fenix_12 refleja bajos índices de torque (<3 klbf) ; se perfora una formación con presencia de conglomerados, se mantiene dentro del rango operativo establecido. Véase **Tabla 59.**

Tabla 59. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Fenix_12

BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#2	2.500 – 5.000	3.000 – 10.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.4.2 Sección 12 ¼", Pozo Fenix_12**.** En esta sección se presentarán el grafico de torque fuera de fondo y su respectivo análisis para el pozo Fenix_12, ver **Gráfica 11.**

En el **Anexo I y Anexo J** se presenta el BHA utilizado para la perforación de esta sección.

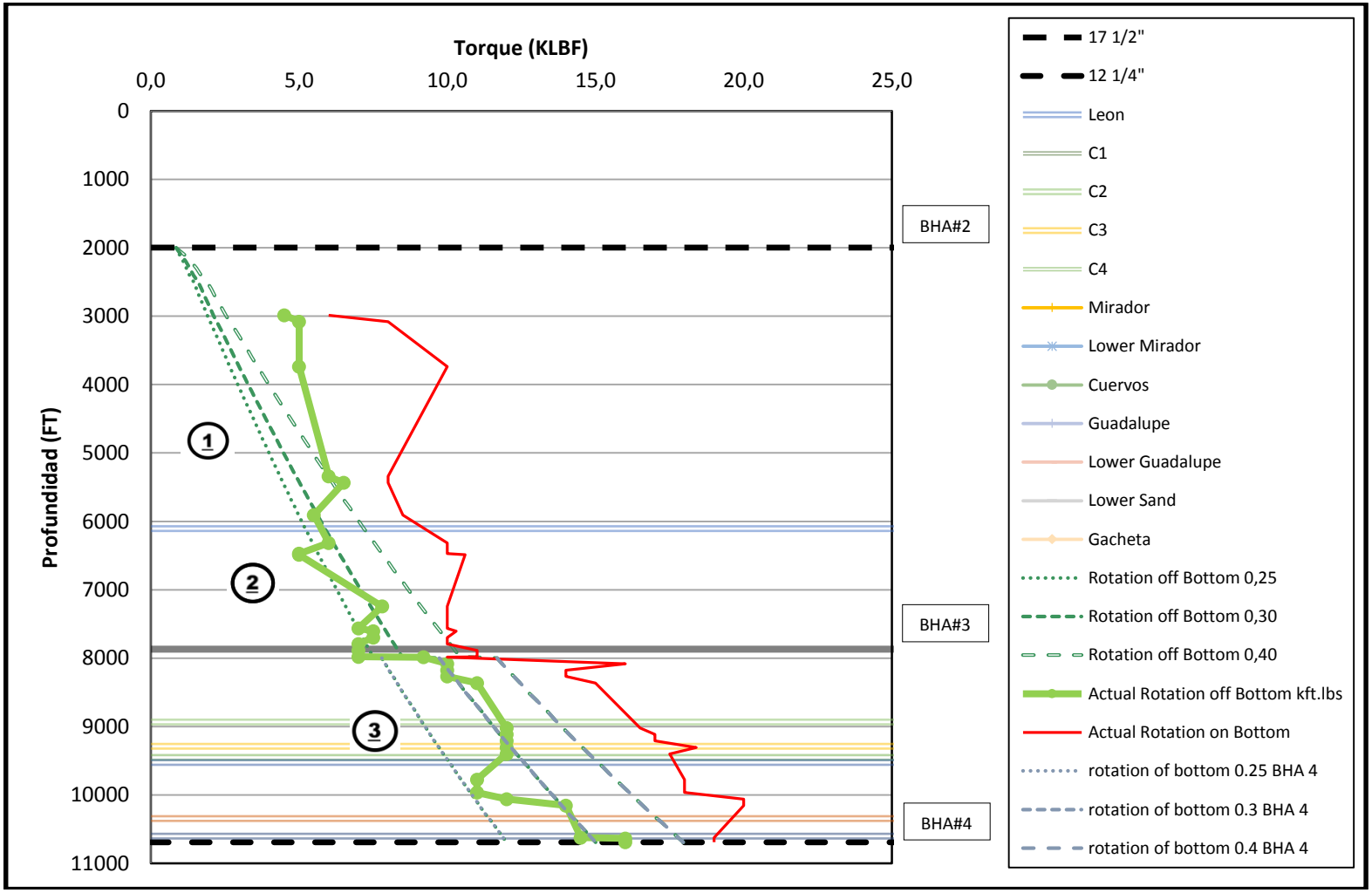
6.4.2.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo. A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Fenix_12 por sección.

- Trayectoria direccional

  - Este es el primer pozo que se perfora con Perfil tipo "S" en el área, se observa que en Formaciones Guayabo y León se presenta un torque fuera de fondo más alto de lo esperado debido a que en esta parte ya se cuenta con 14 grados de inclinación y se continua la construcción (6135 ft – 8227 ft) hasta alcanzar 19 grados de inclinación, en la misma sección se mantiene tangente y se verticaliza - **Numeral 2** en la Gráfica 11 -, generando un hueco con cambios severos de inclinación y perfil, lo cual indica alta tortuosidad.

  - Para Carboneras no se incrementa significativamente el torque fuera de fondo por que se tiene un perfil vertical en este intervalo, donde se disminuyen los puntos de contacto en el BHA (fricción y arrastres) y se deduce que el torque fuera de fondo viene como resultado de la tortuosidad acumulada hasta ese punto. **Numeral 3** en la Gráfica 11.

Gráfica 11. Torque VS. Profundidad pozo Fenix_12, sección 12 ¼”



Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018.Modificado por los autores.

❖ Litología

- En la Formación Guayabo – **Numeral 1** en la Figura 66 -, se tiene un torque rotando fuera de fondo que en su mayoría se mueve sobre la línea de factores de fricción entre 0.30 - 0.40 debido a la tortuosidad generada producto del trabajo direccional.
- En la transición entre las Formaciones Guayabo y León el torque fuera de Fondo alcanza factores de fricción de hasta 0.40 producto del trabajo direccional del perfil tipo “S” que se lleva a cabo en esta sección.
- Durante la perforación de Carboneras los factores de fricción se mueven entre 0.25 - 0.35, donde la entrada a C1 muestra el mayor incremento de torque fuera de fondo producto del cambio en el BHA, se pasa de perforar con motor de fondo y se perfora con sistema "Rotary Steerable System", este cambio se debe a que se busca tener hueco con mejor calidad durante la transición de León a la Formación Carbonera.

❖ Estrategia de perforación. Durante la perforación del pozo Fenix_12 se aplica bajo peso sobre la broca (hasta 40 klbf) y tasas de galonaje (800 – 850 GPM) con el fin de:

- Lavar la Formación, por ser una formación altamente reactiva al estar conformada en su mayoría por arcillas (Hinchamiento de Arcillas) y buscando tener una buena calidad de Viajes y no presentar eventos de empaquetamientos.
- Altas tasas de penetración (ROP) (91 ft/hr) en Formaciones Guayabo y León, en donde el trabajo direccional (perfil tipo “S”) influyó en los incrementos de torque y arrastre para esta sección al contar con un KOP somero.
- Peso sobre la broca (25 klbf), al ser una formación más consolidada requiere de mayor peso sobre la broca presentando un hueco en calibre lo cual se genera mayor contacto de la sarta y las paredes del hueco resultando en mayor fricción.
- Por ser una formación conformada en su mayoría por lutita se requiere de mayor peso de lodo para estabilidad de las paredes del pozo durante el trabajo direccional.
- La Formación León tiene una fuerte tendencia a tumbar inclinación durante la perforación, por este motivo se disminuye galonaje y se controlan parámetros para disminuir los intervalos deslizados.
- Para la perforación de la unidad Carboneras se tiene como estrategia el cambio de ensamblaje de perforación, se pasa de perforar con motor de fondo y se perfora con sistema "Rotary Esteerable", este cambio se debe a que se busca tener un hueco con la mejor calidad posible, tener toda la sarta siempre rotando a las máximas RPM (100 - 120 RPM) para limpiar el hueco y prevenir pegas diferenciales en las Carboneras impares.
- En la fase de planeación debido al perfil direccional se decide ir con tubería de 5 1/2" con el fin de no tener una tubería con tool joint grandes que estuvieran en contacto con el hueco y generaran altos arrastres y altos valores de fricción.

❖ Factores de fricción para el Pozo Fenix_12, sección 12 ¼". Mediante simulación, utilizando el software Advantage y el formato de validación proporcionado por Baker Hughes a GE Company, se determinaron los factores de fricción para la sección de 12 ¼", del Pozo Fenix_12. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo tipo Fenix_12. Véase **Tabla 60.**

Tabla 60. Factores de fricción Pozo Fenix_12, sección 12 ¼"

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
12 ¼"	
Guayabo – León (BHA#3)	0.35-0.4
Carboneras BHA#4)	0.25-0.3

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

El comportamiento de los factores de fricción en esta sección es similar al Pozo Aventador_3, ver tabla 50. Pese a que esta sección presentó trabajo direccional @6200 ft, con el fin de establecer perfil tipo "S", la tortuosidad y torque que se generan a raíz de esto, no se vio reflejada significativamente.

El comportamiento de las medidas de torque para la sección de 12 ¼" del pozo Fenix_12 refleja índices de torque medios – altos (máx. 16 klbf); se perfora una formación con presencia de conglomerados en Formación León, en la transición de Formaciones León y Carboneras, se observó un pico de alto torque, debido a cambio en el BHA#3 al BHA#4 con el fin de mantener verticalidad desde 8000 ft hasta las formaciones de interés según plan direccional,se perfora sección Carboneras con sistema RSS controlando parámetros de superficie y realizando practicas operativas adecuadas. Véase **Tabla 61.**

Tabla 61. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Fenix_12

BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#3	1.000 – 7.800	2.000 – 11.000
BHA#4	9.100 – 16.000	10.000 – 20.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.4.3 Sección 8 ½" Pozo Fenix_12**.** En esta sección se presentarán el grafico de torque fuera de fondo y su respectivo análisis para el pozo Fenix_12, ver **Gráfica 12.**

En el **Anexo K** se presenta el BHA utilizado para la perforación de esta sección.

6.4.3.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo. A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Fenix_12 por sección.

❖ Trayectoria Direccional. Para Carboneras no se incrementa significativamente el Torque Fuera de fondo por que se tiene un perfil vertical en este intervalo, donde se disminuyen los puntos de contacto en el BHA (Fricción y arrastres) y se deduce que el Torque Fuera de Fondo viene como resultado de la tortuosidad acumulada hasta ese punto.

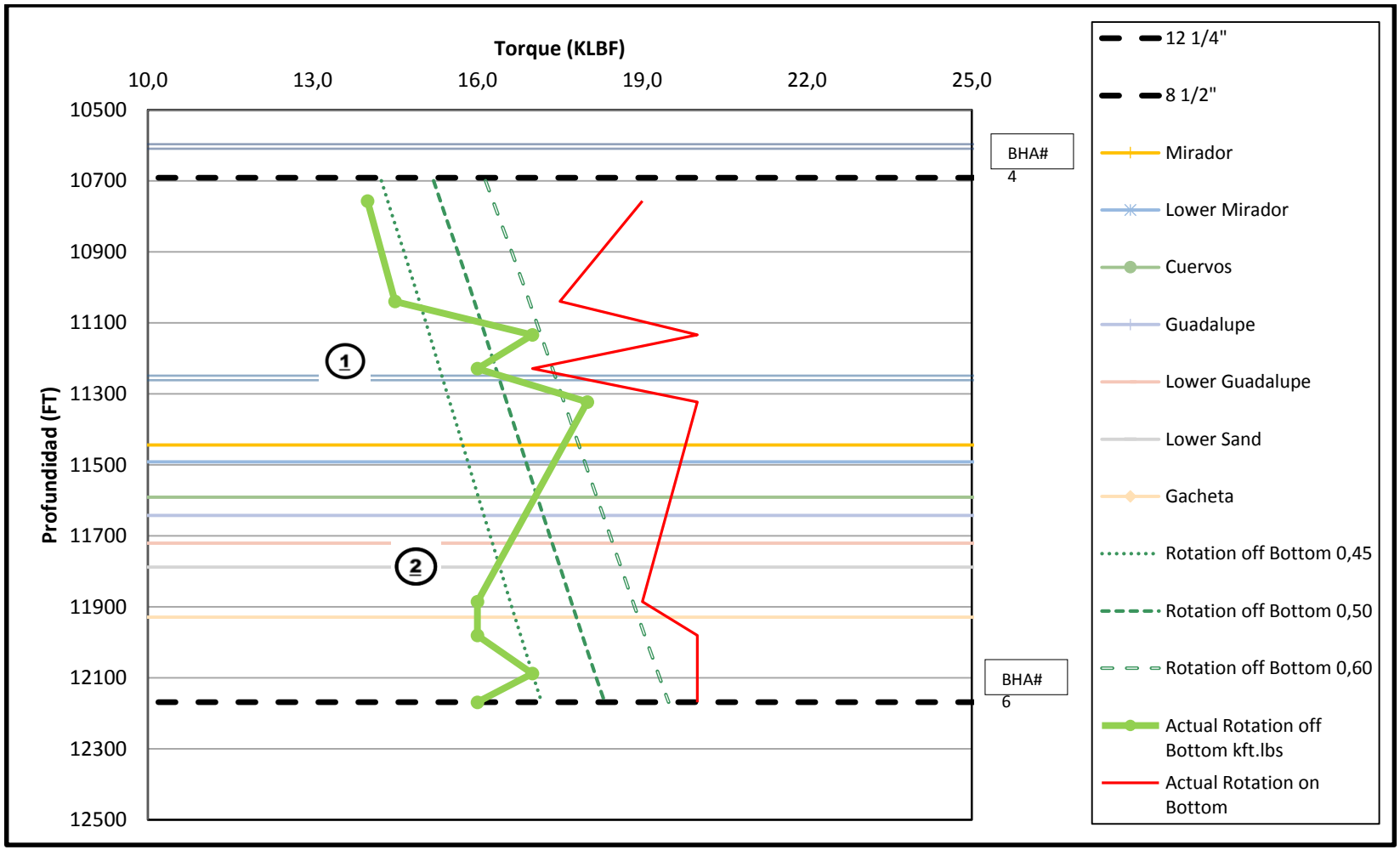
❖ Litología

- Durante la perforación de Carboneras C7 - C8 y transición de Formaciones Carbonera C8 y Mirador los factores de fricción oscilan entre 0.5 - 0.6 debido a la tortuosidad acumulada en este punto producto del trabajo direccional en las secciones superiores. **Numeral 1** de la Gráfica 12.
- En la transición entre las Formaciones Mirador y Gachetá el Torque fuera de fondo se reduce 11% -**Numeral 2** de la Grafica 12-, y los Factores de Fricción oscilan entre 0,40 - 0,45 debido al control en parámetros operativos, bajar tasas de bombeo de fluido de perforación pasando de 800 GPM a 500 GPM para evitar fracturar la formación.

❖ Fluido de Perforación

- Para sección de 8 1/2" se Bombea fluido de perforación con peso de 10,8ppg y a tasas de (500 GPM) con el fin de limpiar y mantener la integridad de las paredes del pozo.
- Sección de interés (Guadalupe) se implementan lodos + aditivo control de filtrado debido a presencia de arenas permeables.
- El valor de pH se debe mantener alrededor de 9.5 -10.5 y se deben evitar valores mayores para no activar posibles arcillas de esta sección.
- Durante la sección de 8 1/2" se debe agregar aditivo de control de filtrado cada hora, a fin de evitar pérdidas de circulación; lo cual podría aumentar el arrastre y la tortuosidad por falta de circulación de fluido de perforación.

Gráfica 12. Torque VS. Profundidad pozo Fenix_12, sección 8 ½”



Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

❖ Estrategia de Perforación

- Formación Los Cuervos tiene tendencia a ser lavada por el fluido de perforación, se deben controlar parámetros operativos. (GPM, WOB, RPM) para evitar posibles fracturas o pérdidas de fluido de perforación hacia las zonas de interés.
- Peso sobre la Broca (hasta 30 klbf) - Carboneras al ser una Formación más consolidada requiere de Mayor peso sobre la broca presentando un hueco en calibre lo cual genera mayor contacto de la Sarta y las paredes del hueco resultando en Mayor Fricción.
- Por ser una formación conformada en su mayoría por Lutita se requiere de mayor peso de Lodo para estabilidad.
- Para la Perforación de la Unidad Carboneras se tiene como estrategia el cambio de Ensamblaje de Perforación, se pasa de perforar con Motor de Fondo y se perfora con Sistema "Rotary Steerable System", este cambio se debe a que se busca tener un hueco con la mejor calidad posible, tener toda la sarta siempre rotando a las máximas RPM (80 - 90 RPM) para limpiar el hueco y mitigar riesgo de Pegas Diferenciales en las Carboneras Impares durante el proceso direccional entre (6135ft - 8039ft).
- En la fase de planeación debido al perfil direccional se decide ir con tubería de 5 1/2" con el fin de no tener una tubería con Tool Joint grandes que estuvieran en contacto con el hueco y generaran altos arrastres y altos valores de fricción.
- Se ve un Torque en Fondo más alto que los pozos de correlación debido a la trayectoria direccional tipo "S" y a la presencia del KOP somero. (1200 ft).
- Un perfil en S que tiene tantos cambios de inclinaciones es más tortuoso y las cargas laterales de la sarta para la sección vertical tienen ahora 2 componentes, la construcción inicial y la de la parte donde se verticaliza el pozo.

❖ Factores de fricción para el Pozo Fenix_12, sección 8 ½”. Mediante simulación, utilizando el software Advantage y el formato de validación proporcionado por Baker Hughes a GE Company, se determinaron los factores de fricción para la sección de 8 ½”, del Pozo Fenix_12. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo tipo Fenix_12. Véase **Tabla 62.**

Tabla 62. Factores de fricción Pozo Fenix_12, sección 8 ½”

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
8 ½”	0.5 – 0.55

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

El comportamiento de los factores de fricción en esta sección no es similar al Pozo Aventador_3, ver tabla 1. Se acumula tortuosidad de secciones anteriores debido al

perfil tipo “S”, adicionalmente, esta sección paso de perforar con motor de fondo a utilizar Rotary Steerable System.

El comportamiento de las medidas de torque para la sección de 8 ½” del pozo Fenix_12 refleja índices de torque medios – altos (máx. 18 klbf); perfora zona de interés y se controlar parámetros operativos desde superficie. Véase **Tabla 63.**

Tabla 63. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Fenix_12

BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#6	13.800 – 20.000	14.000 – 20.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.5 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN POZO “HALCÓN_2”

A continuación, se presentan los resultados obtenidos durante la simulación de los factores de fricción en el software Advantage para el pozo Halcón_2. En el **Anexo L** se presenta la descripción del pozo. (inclinacion, azimuth y DLS).

6.5.1 Sección 17 ½” Pozo Halcón_2**.** En esta sección se presentarán el grafico de torque fuera de fondo y su respectivo análisis para el pozo Halcón_2, ver **Gráfica 13.**

En el **Anexo M** se presenta el BHA utilizado para la perforación de esta sección.

6.5.1.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo. A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Halcón_2 por sección.

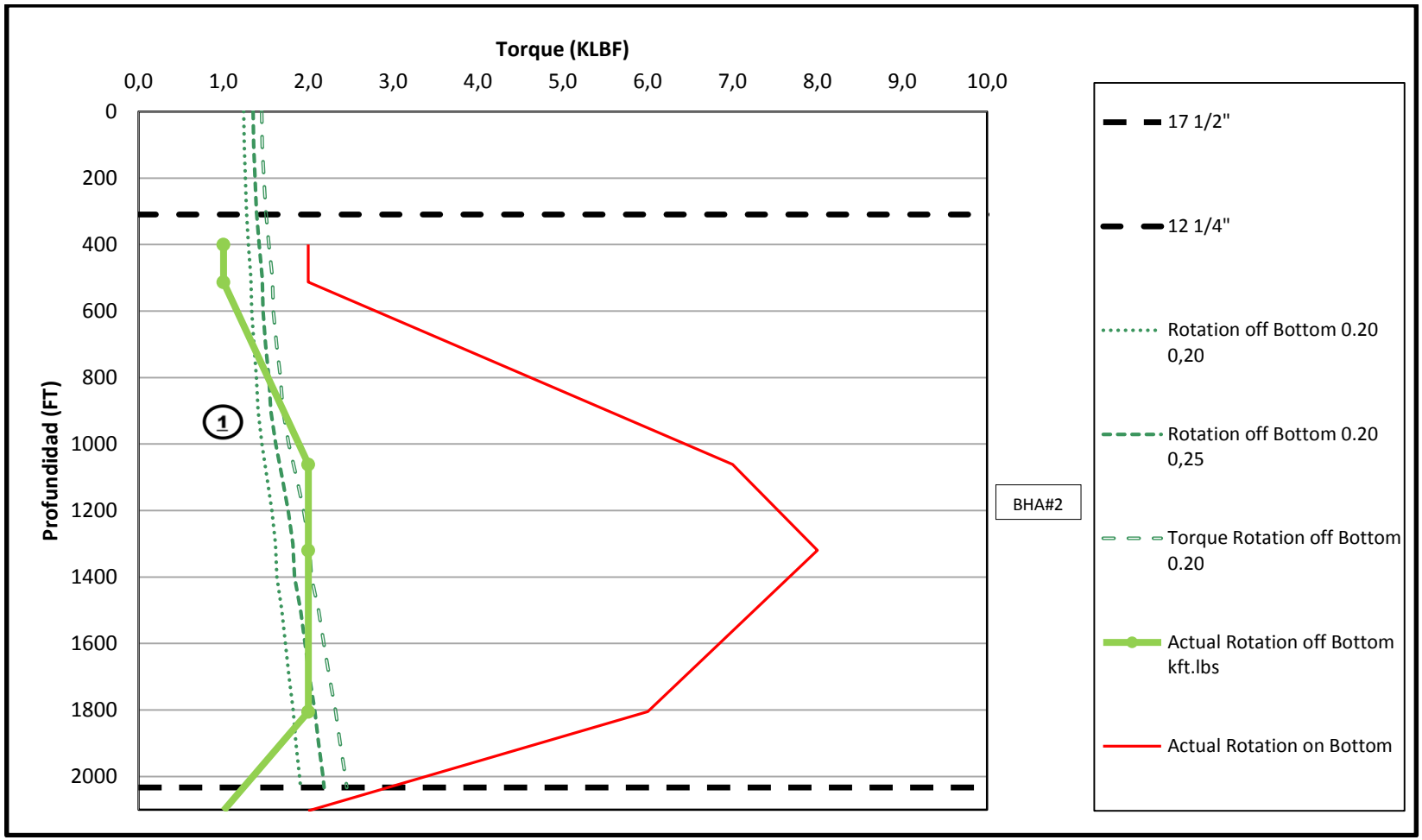
- Trayectoria Direccional

  - Como estrategia direccional en la sección de 17 1/2" debido a riesgo de colisión con el Pozo Halcón 1 se decide hacer un intervalo de trabajo direccional en inclinación y dirección; lo cual se ve reflejado en un incremento gradual del Torque en Fondo y Fuera de Fondo.

- Litología

  - La Formación guayabo al estar principalmente compuesto por arcillolitas y la tendencia que se maneja de perforar esta formación con fuerza hidráulica, refleja que el comportamiento del torque no tiene mayor influencia por cambios de litología, únicamente por trayectoria.

Gráfica 13. Torque VS. Profundidad pozo Halcón_2, sección 17 ½”



Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

❖ Estrategia de perforación

- Para esta sección se perfora con una Broca Híbrida (Broca PDC y Tricónica) por primera vez en Campo.

Durante la perforación de la Formación Guayabo se aplica bajo peso sobre la broca (hasta 18 klbf) y tasas de galonaje (700-800 GPM) con el fin de:

- Lavar la Formación por ser altamente reactiva al estar conformada en su mayoría por arcillas (Hinchamiento de Arcillas) y buscando tener una buena calidad de Viajes y no presentar eventos de empaquetamientos.
- Altas tasas de Penetración (ROP) (hasta 120 ft/hr), lo cual refleja un aumento en torque y arrastre debido a la acumulación de los cortes. **Numeral 1** de la Gráfica 13.

❖ Factores de fricción para el Pozo Halcón_2, sección 17 ½". Mediante simulación, utilizando el software Advantage y el formato de validación proporcionado por Baker Hughes a GE Company, se determinaron los factores de fricción para la sección de 17 ½", del Pozo Halcón_2. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo tipo Halcón_2. Véase **Tabla 64.**

Tabla 64. Factores de fricción Pozo Halcón_2, sección 17 ½"

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
17 ½"	0.20 – 0.25

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

Teniendo como base el comportamiento de los factores de fricción del pozo Aventador_3, en esta misma sección, se observa un leve incremento de los factores de fricción debido al aumento de la densidad del fluido de perforación, todo esto se refleja en el incremento del torque para esta sección.

El comportamiento de las medidas de torque para la sección de 17 ½" del pozo Halcón_2 refleja índices de torque bajos; perfora zona con presencia de conglomerados, se mantiene dentro de los parámetros operativos establecidos. Véase **Tabla 65.**

Tabla 65. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Halcón_2

BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#2	0.000 – 2.000	0.000 – 8.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.5.2 Sección 12 ¼" Pozo Halcón_2. En esta sección se presentarán el grafico de torque fuera de fondo y su respectivo análisis para el pozo Halcón_2, ver **Gráfica 14.**

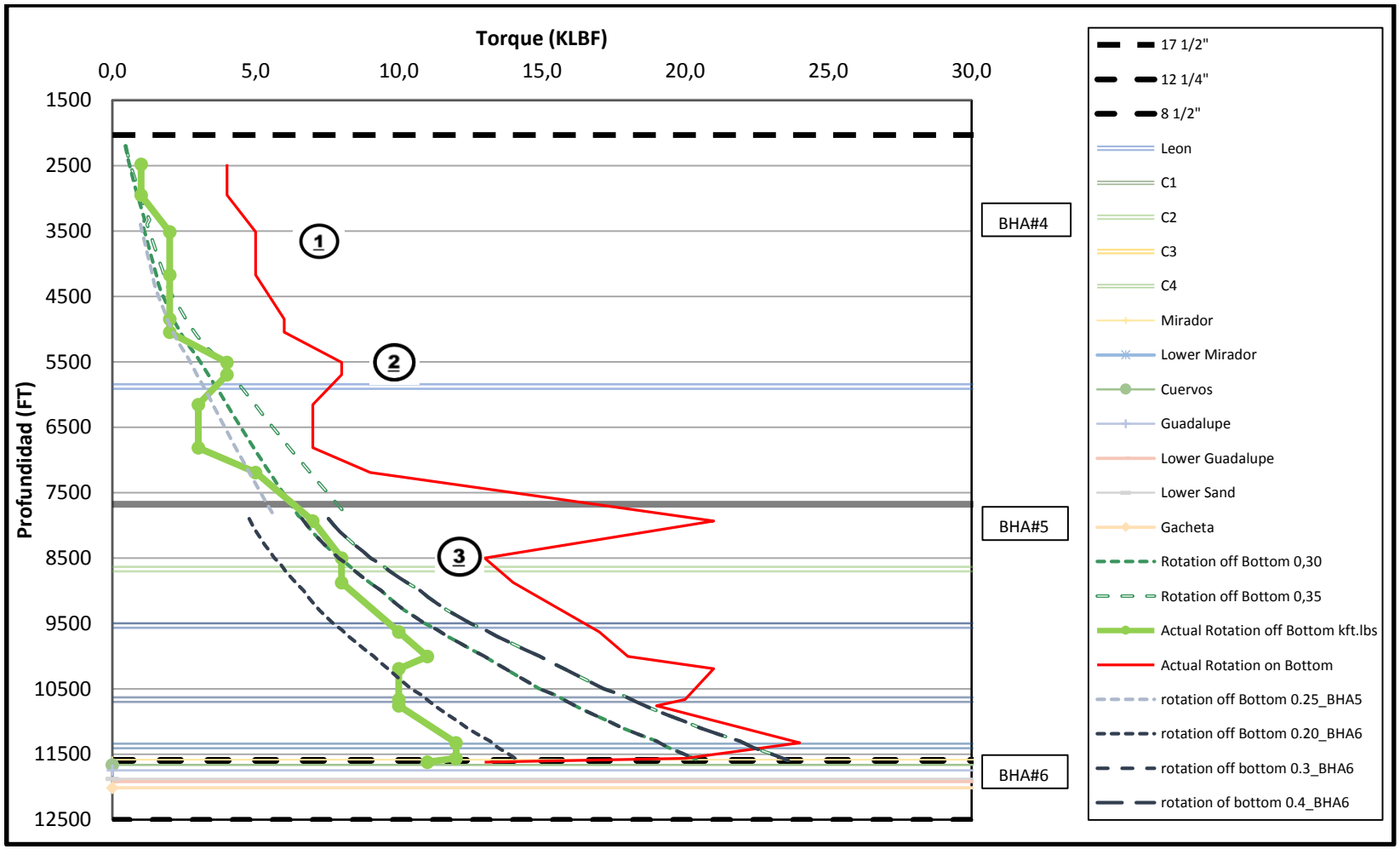
En **Anexo N, Anexo O, Anexo P** se presentan los BHA utilizados para la perforación de esta sección.

6.5.2.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo. A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Halcón_2 por sección.

- Trayectoria Direccional

  - Se perfora vertical hasta KOP (4270 ft). Valores de factores de fricción oscilan entre 0.25 – 0.3, leve incremento del torque debido al aumento en las tasas de Bombeo, paso de 800 GPM a 900 GPM. **Numeral 1** de la Gráfica 14.
  - Intervalo de construcción entre 4270ft - 7000ft MD donde se alcanza la inclinación final planeada (14° Inclinación) sin cambios de dirección; a medida que el pozo va ganado inclinación la sarta por efecto de gravedad se va recostando en la parte baja del Pozo lo cual aumenta la fricción entre esta y el hueco teniendo mayores arrastres y torques fuera de fondo por geometría de la trayectoria. **Numeral 2** de la Gráfica 14.

Gráfica 14. Torque VS. Profundidad pozo Halcón_2, sección 12 ¼”



Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

❖ Cambios Litológicos

- En la Formación Guayabo se tiene un Torque Rotando fuera de fondo que en su mayoría se mueve sobre las líneas de Factores de Fricción entre 0.25 - 0.35 producto de la perforación mediante fuerza hidráulica.
- En la transición entre las Formaciones Guayabo y León el Torque fuera de Fondo alcanza Factores de Fricción de hasta 0.40 debido al cambio durante la perforación de arcillolitas a lutitas, sumado del trabajo direccional que se realizan en estas formaciones, incrementando el torque.
- Durante la perforación de Carboneras debido a las Intercalaciones de esta unidad se denota un comportamiento muy variable de Torque que se puede atribuir a la calidad de hueco que se tiene en cada intercalación de arcillolitas y areniscas, las tendencias naturales de estas intercalaciones generan en esta parte una trayectoria más tortuosa debido a los cambios de inclinación y dirección que se tienen. (Generación de Micro DLS, escalonamiento, cambios de inclinación y Azimuth). Para esta sección los Factores de Fricción se mueven entre 0.2 - 0.3, donde la entrada a C1 muestra e mayor incremento de Torque fuera de Fondo. **Numeral 3** de la Gráfica 14.

❖ Estrategia de Perforación. Durante la perforación del pozo Halcón_2 se aplica bajo Peso sobre la broca y alto galonaje con el fin de:

- Lavar la Formación - Por ser una Formación altamente reactiva al estar conformada en su mayoría por arcillas (Hinchamiento de Arcillas) y buscando tener una buena calidad de Viajes y no presentar eventos de empaquetamientos.
- Peso sobre la Broca (40 klbf) - al ser una formación más consolidada requiere de mayor peso sobre la broca presentando un hueco en calibre lo cual genera mayor contacto de la Sarta y las paredes del hueco resultando en Mayor Fricción.
- Por ser una formación conformada en su mayoría por Lutita se requiere de peso de Lodo para estabilidad. (10.5 ppg).
- La Formación León tiene una fuerte tendencia a tumbar inclinación durante la perforación por este motivo se disminuye galonaje y se controlan Parámetros para disminuir los intervalos deslizados.
- Para la Perforación de la Unidad Carboneras se tiene como estrategia el cambio de Ensamblaje de Perforación, se pasa de perforar con Motor de Fondo y se perfora con Sistema "Rotary Esteerable", este cambio se debe a que se busca tener un hueco con la mejor calidad posible, tener toda la sarta siempre rotando a la Máximas RPM (100 - 120 RPM) para limpiar el hueco y mitigar riesgo de Pegas Diferenciales en las Carboneras Impares

❖ Estrategia de fluidos

- Durante la perforación de las carboneras se debe realizar un viaje de acondicionamiento, en términos de fluidos se bombean píldoras con el fin de realizar una limpieza de hueco, y adicionalmente continuar la perforación con un lodo más limpio para evitar aumento en torque y arrastre.

❖ Factores de fricción para el Pozo Halcón_2, sección 12 ¼". Mediante simulación, utilizando el software Advantage y el formato de validación proporcionado por Baker Hughes a GE Company, se determinaron los factores de fricción para la sección de 12 ¼", del Pozo Halcón_2. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo tipo Halcón_2. **Tabla 66.**

Tabla 66. Factores de fricción Pozo Halcón_2, sección 12 ¼"

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
12 ¼"	
Guayabo – León (BHA#4)	0.25 - 0.30
León – C1(BHA#5)	0.20 - 0.25
Carboneras (BHA#6)	0.25 - 0.30

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

Teniendo como base el comportamiento de los factores de fricción del pozo Aventador_3, en esta misma sección, se observa un como los valores para los factores de fricción disminuyen debido a lecciones aprendidas en el pozo Tipo, puesto que en esta sección de 12 ¼" se optó por realizar acondicionamiento del pozo, por ende, los valores registrados son más bajos de los obtenidos en el pozo tipo Aventador_3.

El comportamiento de las medidas de torque para la sección de 12 ¼" del pozo Halcón_2 refleja índices de torque bajos debido a la implementacion de la broca Híbrida, se presenta un pico a 5500 ft de (4 klbf) producto del plan direccional; perfora Formaciones Leon – Guayabo y la posterior transición a Formación Carbonera, se mantiene dentro de los parámetros operativos establecidos. Véase **Tabla 67.**

Tabla 67. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Halcón_2

BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#4	0.000 – 1.000	1.000 – 7.000
BHA#5	0.000 – 8.000	3.000 – 12.000
BHA#6	8.000 – 17.000	8.000 – 24.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.5.3 Sección 8 1/2" Pozo Halcón_2

En esta sección se presentarán el grafico de torque fuera de fondo y su respectivo análisis para el pozo Halcón_2, ver **Gráfica 15.**

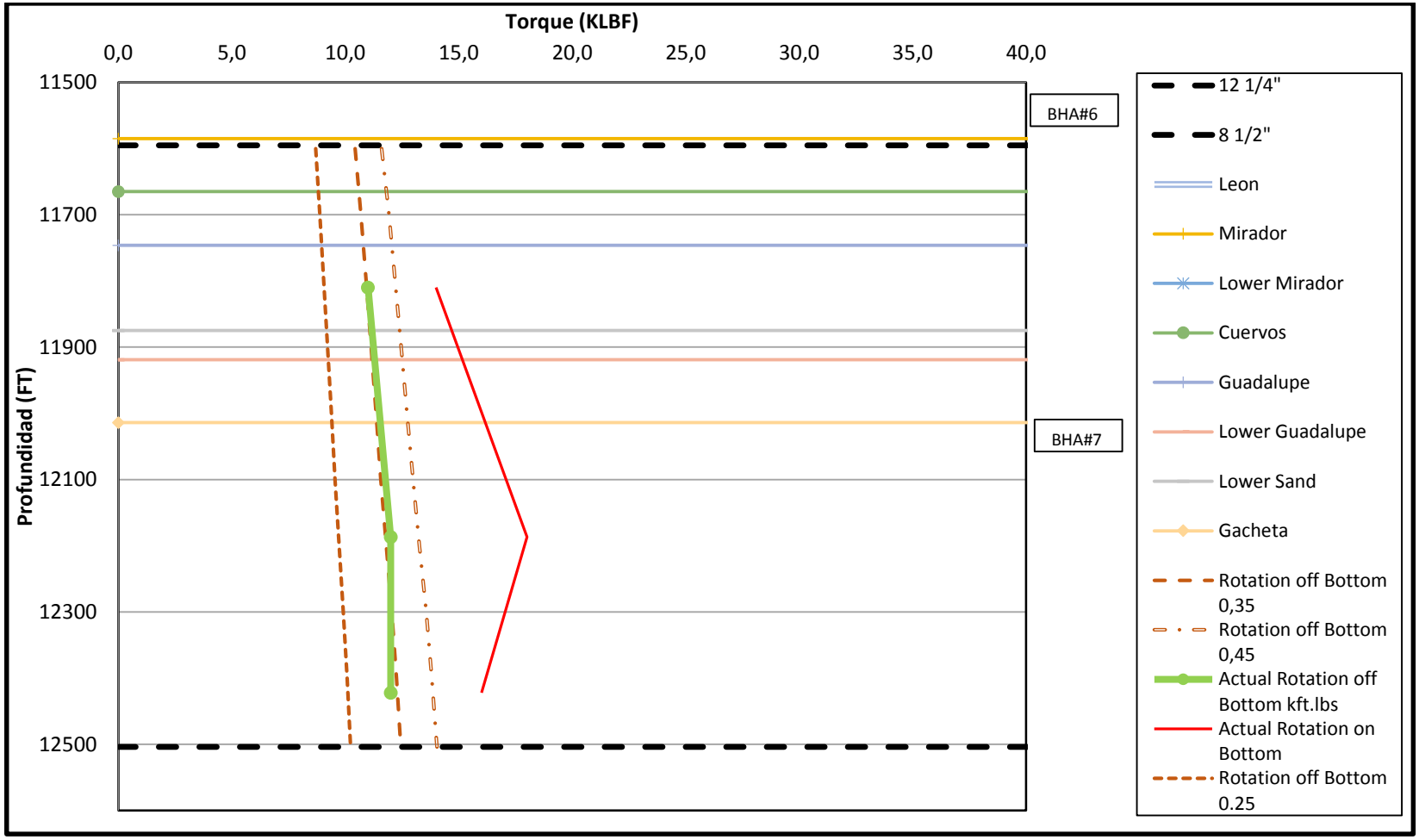
En el **Anexo Q** se presenta el BHA utilizado para la perforación de esta sección.

6.5.3.1 Análisis de Torque Fuera de Fondo. A continuación, se presenta el análisis de torque fuera de fondo ligado a las variables de Trayectoria direccional, cambios litológicos, prácticas operativas, fluido de perforación, estrategia de perforación y factores de fricción para el pozo tipo Halcón_2 por sección.

- Trayectoria Direccional

  - Para la sección de 8 1/2" se mantiene inclinación y dirección y se identifican en la Sarta altas cargas laterales producto del KOP, lo cual a pesar de ser un hueco revestido genera fricciones que aumentan el Torque Fuera de fondo y los arrastres observados.

Gráfica 15. Torque VS. Profundidad pozo Halcón_2, sección 8 ½”



Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

❖ Cambios Litológicos

- Esta sección atraviesa principalmente las Formaciones C7, C8, Mirador, Los Cuervos y Guadalupe lo cual indica que hay tendencias a intercalaciones de arenas, areniscas y arcillas lutiticas, generando que el torque en esta sección fluctúe e incremente.
- Estas formaciones se caracterizan por ser consolidadas, lo cual genera un hueco en calibre que tiene mucho contacto con el ensamblaje, lo cual se refleja en leves aumentos de torque y arrastre.
- Para la sección de 8 1/2" se muestra un Torque fuera de Fondo que se mueve en la curva de FF 0.45 similar al pozo tipo Aventador_3.
- Estrategia de Perforación - Lo más importante es la estrategia de Fluidos y control de parámetros para no ir a lavar Cuervos ya que tiene un riesgo alto de lavarse.

❖ Estrategia de fluidos

- En esta sección la densidad del lodo debe ser 9.8 ppg o mayor, con el objetivo de mitigar eventuales pérdidas de circulación por la depletación de lower sand, adicionalmente se debe monitorear los valores de torque, si son superiores a 18 klb, se debe considerar el uso de lubricantes para evitar posibles problemas operacionales.

❖ Factores de fricción para el Pozo Halcón_2, sección 8 ½". Mediante simulación, utilizando el software Advantage y el formato de validación proporcionado por Baker Hughes a GE Company, se determinaron los factores de fricción para la sección de 8 ½", del Pozo Halcón_2. Los valores de factores de fricción se determinaron a partir del análisis de la gráfica de Torques, en donde las curvas de factores de fricción que mejor se adapten a la tendencia del torque actual fuera de fondo representaran el intervalo operativo adecuado para el pozo Halcón_2. **Tabla 68.**

Tabla 68. Factores de fricción Pozo Halcón_2, sección 8 ½"

SECCIÓN	FACTORES DE FRICCIÓN
8 ½"	0.35

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

Teniendo como base el comportamiento de los factores de fricción del pozo Aventador_3, en esta misma sección, se observa como los valores para los factores de fricción son similares a los obtenidos en el pozo tipo Aventador_3.

El comportamiento de las medidas de torque para la sección de 8 ½" del pozo Halcón_2 refleja índices de torque bajos debido a la implementacion de la broca

Híbrida; perfora formaciones de interés y se controlan parametros operativos desde superficie. Véase **Tabla 69.**

Tabla 69. Valores de Torque en fondo y fuera de fondo, Pozo Halcón_2

BHA	TORQUE FUERA DE FONDO (kft.lb)	TORQUE EN FONDO (kft.lb)
BHA#8	11.000 – 12.000	13.000 – 22.000

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

6.6 FACTORES DE FRICCIÓN CAMPO GUATIQUÍA

Mediante la simulación de los pozos Aventador_4, Fenix_12 y Halcón_2 se determinaron las ventanas operativas mediante el análisis de la simulación donde los rangos de factores de fricción se ajustaban a las curvas de torque fuera de fondo para los diferentes BHA según su sección de perforación, véase **Tabla 70.**

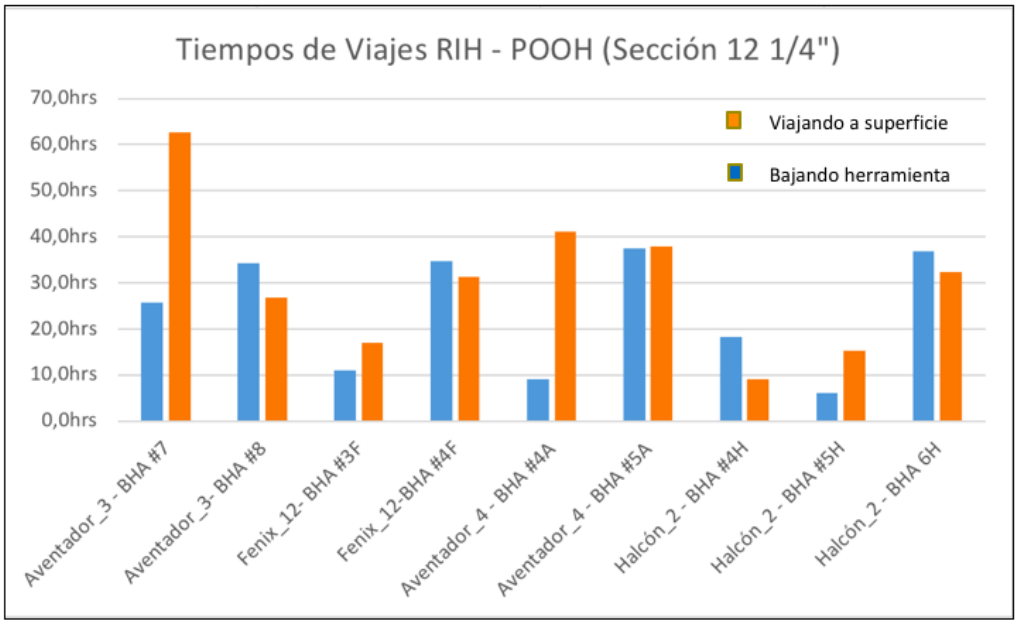
Tabla 70. Resumen Factores de Fricción Pozos Campo Guatiquía

Pozo	Sección	BHA	Rango Operativo
Aventador_4	17 ½”	#2-A	0.35 – 0.40
	12 ¼”	#4-A	0.25 – 0.30
		#5-A	0.30 – 0.35
	8 ½”	#6-A	0.45 – 0.50
		#7-A	0.40 – 0.50
Fenix_12	17 ½”	#2-F	0.25 – 0.30
	12 ¼”	#3-F	0.35 – 0.40
		#4-F	0.25 – 0.30
	8 ½”	#6-F	0.50 – 0.55
Halcón_2	17 ½”	#2-H	0.20 – 0.25
	12 ¼”	#4-H	0.25 – 0.30
		#5-H	0.20 – 0.25
		#6-H	0.25 – 0.25
	8 ½”	#8-H	0.35 – 0.40

Fuente: Baker Hughes a GE Company, 2018. Modificado por los autores.

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento en función del tiempo (hrs) que presentó la sección de 12 ¼” en los pozos Aventador_4, Fenix_12 y Halcón_2. Véase **Figura 67.**

Figura 56. Tiempos de Viaje Sección de 12 1/4"



Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozos en Campo Guatiquía. Modificado por los autores.

A partir de los eventos presentados en el pozo tipo Aventador_3 para la sección de 12 ¼" se logró identificar que los altos torques y arrastres generados durante la perforación fueron causados por prácticas operativas inadecuadas, debido a que no se realizaron viajes de acondicionamiento del hueco y por ende, los tiempos de viaje fueron mayores a 60 hrs; se ve el contraste con los otros pozos para la misma sección de 12 ¼" en donde se realizaron practicas operativas adecuadas y los tiempos de viaje se redujeron a la mitad.

7. CONCLUSIONES

- La litología cumple un papel fundamental en la determinación de los factores de fricción para un campo, la composición de las formaciones y su interacción con la sarta de perforación fuera de fondo, se ve reflejada en las lecturas de torque, presentando variaciones durante las transiciones entre las diferentes formaciones perforadas. Se evidencio como formaciones como Guayabo y Leon, presentan tendecia a tumbar o construir angulo 1.5 – 2 deg, para lo cual se tomaron acciones mediante la estrategia de perforación mitigando este efecto.

- Los factores de fricción se ven afectados directamente por la trayectoria direccional, ya que los cambios en inclinación o dirección generan tortuosidad, este factor es acumulativo y puede llegar a representar inconvenientes en secciones posteriores. En el Pozo Fenix_12, debido a que el KOP se realizo a 1239 ft, presento problemas en la sección de 12 ¼“ y 8 ½“, debido a la acumulación de la tortuosidad desde la sección de 17 ½“, donde los factores de friccion alcanzaron valores hasta de 0.55.

- Dependiendo del sistema de perforación, se van a tener resultados diferentes en la calidad y el patrón del hueco, puntos de contacto del ensamblaje. Un ejemplo claro es la perforación con RSS (Rotary Steerable System) y motor; donde el motor aporta más tortuosidad debido a los intervalos deslizados y rotados. En formaciones como las Carboneras donde se empleo RSS se observo un incremento del torque fuera de fondo de 3 - 7 Klbf , debido a la complejidad de la perforación de esta unidad.

- Determinar en la fase de planeación mediante las simulaciones de hidráulicas, torque y arrastre los valores máximos que se van a tener durante la perforación es clave para la selección de tubería de perforación (HWDP y Drill Pipe), ya que tener una tubería con altos diámetros resulta en alta fricción y arrastres durante la perforación debido a la distribución de las cargas laterales de la sarta a lo largo de la trayectoria. En el Pozo Aventador_3, durante la perforación de la sección de 12 ¼”, se observo que la tubería de 5 7/8” era muy pesada para este pozo, generando altos valores de torque para esta sección producto de la inadecuada selección de la tubería.

- Para simular los factores de fricción inherentes a la trayectoria y a los ensamblajes se debe modelar el torque fuera de fondo, ya que el torque en fondo está afectado por diferentes variables que son inducidas durante el proceso de perforación, y no reflejan el comportamiento natural de la formación. Se obervo el contraste de la perforación de formaciones como Guayabo y Leon que generan lecturas bajas de torque y la transición a la Formacion Carboneras donde estos valores se incrementan debido a su complejidad composicional, este incremento es aproximadamente 5 – 7 Klbf.

- En el campo Guatiquía la sección que representa un reto en términos operacionales por la complejidad en su litología es la sección de 12 ¼” donde se perfora la Formación Carboneras, debido a que está compuesta por intercalaciones de arcillolitas y areniscas, que representan fuertes tendencias naturales a cambios de inclinación y dirección, traduciéndose en tortuosidad, riesgos de empaquetamiento y pega diferencial. En los Pozos sujetos de análisis se observo como esta sección presenta incrementos en un 8% aproximadamente en valores de torque.

- Debido a la estrategia de perforación de la sección de 12 ¼¨ donde se perfora con dos ensamblajes, es necesario realizar las simulaciones con 2 factores de fricción; el primero comprende las formaciones Guayabo y León, y el segundo para las Formación de Carboneras. Esto con el fin de realizar un modelo mas definido y preciso.

- Gracias a las lecciones aprendidas durante el análisis de los eventos presentados en el pozo tipo Aventador_3, se logró establecer las ventanas operativas para los pozos del Campo Guatiquía, estableciendo los parámetros operativos que influyen en la determinación de los factores de fricción, con el fin de ajustarse al plan de perforación y evitar aumentos en los tiempos de operación. Se redujo en un 40% los tiempos de viajes para los nuevos pozos perforados.

- En secciones donde el riesgo de empaquetamiento pueda ser alto debido a la poca estabilidad de la formación se deben mantener tasas de bombeo 600 -900 GPM que garanticen la correcta limpieza del pozo a fin de disminuir la interacción entre la sarta de perforación y las paredes de la formación.

8. RECOMENDACIONES

- Practicas Operativas de viajes de tuberia (acondicionamiento) cuando se está perforando la Formación Carboneras, de acuerdo a lo observado en el pozo Aventador_3 donde el factor de fricción en la sección de 12 ¼" llego a alcanzar valores superiores a 0.5 y teniendo en cuenta los factores de fricción observados en el resto de Pozo, podemos ver que los problemas de torque fueron formacionales debido a la condición en la que se encontraba el hueco ya que no se realiza viaje de acondicionamiento en esta sección. La buena práctica operativa consiste en realizar estos viajes de tubería cada 1000 ft con el fin de mejorar la limpieza del hueco.

- Se recomienda durante la etapa de planeación, si es posible, teniendo en cuenta factores tanto geológicos como economicos y operaciones que el diseño de nuevos pozos tenga un perfil tipo "J", ya que un perfil "S" representa mayor tortuosidad y arrastre por los cambios direccionales que presenta esta trayectoria.

- En pozos donde la trayectoria permita tener verticalidad se debe buscar que el KOP sea profundo para reducir torque en el pozo, de no ser posible se debe evaluar durante la etapa de planeación el efecto que esto genera (tortuosidad) en el pozo, con el fin de asegurar que los equipos están en la capacidad de cumplir con los objetivos propuestos y así llegar al target.

- Como se observó, teniendo una broca PDC que empleaba entre 5-7 cortadores se observa como las lecturas de torque aumentan durante la perforación, se recomienda emplear nuevos sistemas como lo son las brocas Híbridas, ya que presenta un torque más bajo y constante durante la perforación y mejora el control direccional.

- En formaciones como Guayabo, se recomienda emplear inhibidores de arcillas para evitar secciones donde las arcillas puedan reaccionar y que posteriormente se traduzcan en problemas como pegas o embotamientos.

- Si durante la fase de planeación se obtienen valores de torque que alcancen los límites de los equipos de perforación (taladro), se recomienda en términos de viabilidad y costos; Evaluar cambios en la trayectoria (que generen menos tortuosidad, Realizar cambios a tuberías con menor diámetros (ID/OD), Implementar reductores de torque que pueden ser hidráulicos (adición de lubricantes) o mecánicos (protectores de tubería), estos últimos pueden llegar a reducir el torque en un 35%.

- En secciones que representan un reto operativo como lo es 12 1/4", se recomienda implementar el uso de nuevas tecnologías que permitan el monitoreo

en tiempo real del ECD y las presiones de fondo, determinando el aumento de cortes que se están acumulando en el anular, permitiendo una intervención a tiempo.

- Secciones donde se presente un alto riesgo de embotamiento se recomienda el uso de aditivos para los fluidos de perforación con el fin de mejorar la limpieza en las herramientas del ensamblaje de fondo y evaluar diseños de brocas que permitan la limpieza adecuada para disminuir riesgo por embotamiento

BIBLIOGRAFIA

AADNOY, B. Theory and application of a new generalized Model for torque and drag. IADC/ SPE Jakarta, Indonesia, 2008.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C. 2012. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf.

_____. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C. ANH. 2007.

_____. Producción Mensual de petróleo. Disponible [en línea] < http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>Bogotá. 2015.

BAKER HUGHES. Advantage Engineering Manual. Revision A, 2008.

DATALOG. Manual de Perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Versión 3.0. Marzo 2001.

FRAFJORD, Christine. Friction Factor Model and Interpretation of Real Time Data. Norwegian University of Science and Technology. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Mayo 2013.

HILL, Tom., Standart DS-1 Drill Stem Design and Operation. Tercera edición. Houston, TX. EE.UU. 2004.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá. 2008.

_____. Documentación. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Sexta actualización. Bogotá. 2008.

_____. Documentación. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Sexta actualización. Bogotá. 2008.

JOHANSICK, C. A., FRIESEN, D. B. y DAWSON, R. Torque and drag in directional wells - prediction and measurement. SPE 11380. New Orleans LA, Febrero 20-23, 1983

JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International Amérique Latine: Colombie, v. 5. 1968.

FAZAELIZADEH, Mohammad. Real Time Torque and Drag Analysis during Directional Drilling. University Of Calgary. 2013. Department Of Chemical And Petroleum Engineering.

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 1327 de 1 Julio 2011. Por la cual se modifica una licencia ambiental de exploración para realizar actividades de explotación de hidrocarburos a través de licencia ambiental global. Bogotá, Colombia 2011.

PEMEX. Guía práctica para el diseño de la perforación direccional y control de la desviación. 2003.

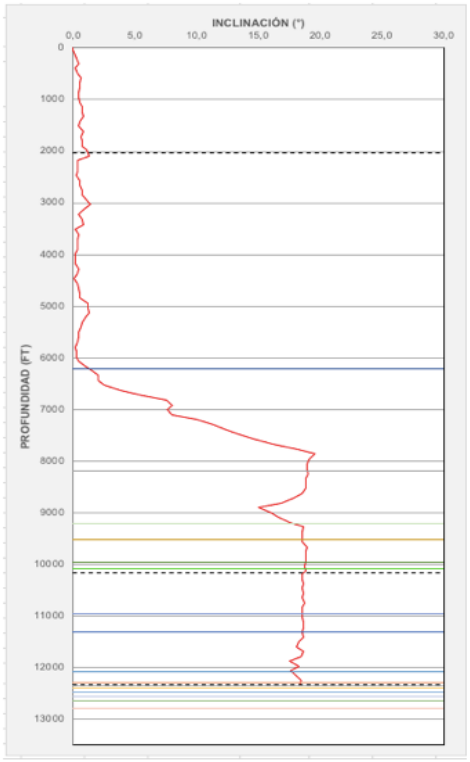
PINEDA, Geralf., Martínez, Manuel., Ciccola,Vicente. y Chacón, Zamaira. Modelado numérico del fenomeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas. Asociación Argentina De Mecánica Computacional. [en línea] <https://cimec.org.ar/ojs/index.php/mc/article /view/4113/4039> Argentina. 2012.

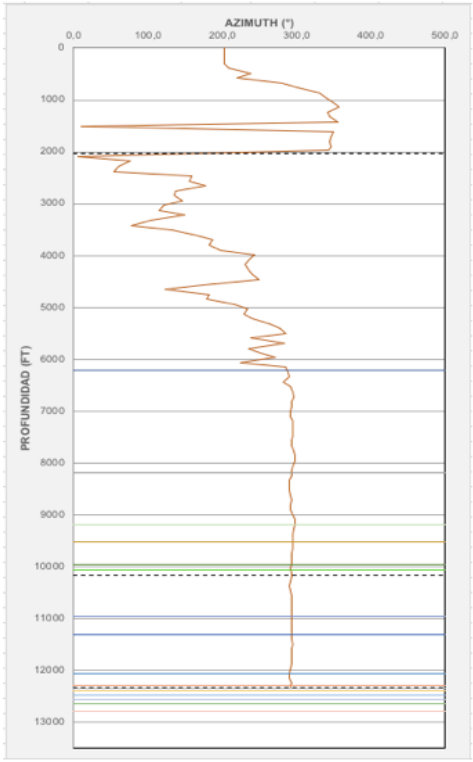
Su Z, Gudmundsson JS. Friction factor of perforation roughness in pipes. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1993. Doi: 10.2118/26521-MS

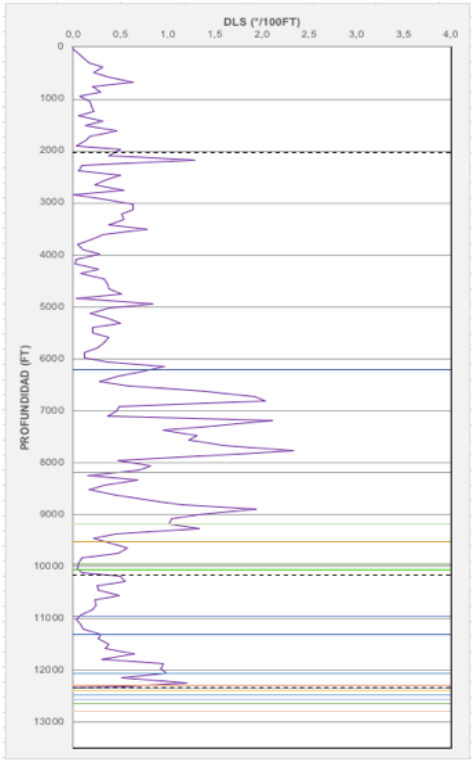
ANEXOS

ANEXO A

DESCRIPCIÓN DEL POZO AVENTADOR_4







Perfil	KOP	Max DLS	Step out	Max inclinación	Azimuth
	ft	º	ft	º	º
"J"	6626	2.33	1665.31	19.54º @7861	356.31 – 5.17

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte perforación pozo Aventador_4.

ANEXO B

COMPONENTES BHA #2-A. SECCIÓN 17 ½”

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
		in	in	in	ft	ft
11	HWDP		6 9/16	3 1/4	743.94	1106.28
10	Sub - X/O		6 5/8	3	3.23	362.34
9	Drill collar		6 17/32	2 5/16	183.21	359.11
8	Sub - X/O		6 5/8	2 3/4	2.79	175.90
7	Drill collar		8.167	2 29/32	90.59	173.11
6	Sub - filter		8 1/8	2 11/16	5.51	82.52
5	MWD - NaviTrak		8	3.000	34.65	77.01
4	Stab - string	17 1/4	8 1/4	2 3/4	8.22	42.36
3	Sub - X/O		9 7/16	2 7/8	3.52	34.14
2	Motor - steerable	15 3/8	9 1/2	6.780	29.02	30.62
1	Broca - PDC -	17 1/2			1.60	1.60

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte perforación pozo Aventador_4.

ANEXO C

COMPONENTES BHA #4-A. SECCIÓN 12 ¼”

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
		in	in	in	ft	ft
14	HWDP		6 19/32	3 1/4	558.00	1295.08
13	Accelerator		7 1/8	2 3/4	31.73	737.08
12	HWDP		6 19/32	3 1/4	92.45	705.35
11	Jar		7 1/4	2 3/4	31.42	612.90
10	HWDP		6 19/32	3 1/8	279.11	581.48
9	Sub - X/O		6 5/8	3	3.23	302.37
8	Drill collar		6 1/2	2 5/16	183.21	299.14
7	Sub - X/O		6 5/8	3	2.79	115.93
6	Drill collar		8 1/2	2 13/16	30.04	113.14
5	Sub - filter		8 1/8	2 11/16	5.51	83.10
4	MWD - NaviTrak		8	3 1/4	34.65	77.59
3	Stab - string	11 3/4	8	2 3/4	6.73	42.94
2	Motor - steerable	12	8	6.400	34.94	36.21
1	Broca - PDC -	12 1/4			1.27	1.27

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Aventador_4.

ANEXO D

COMPONENTES BHA #5-A. SECCIÓN 12 ¼”.

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
18	Accelerator		6 1/2	2 11/16	31.73	745.11
17	HWDP		5 1/2	3 1/4	92.45	713.38
16	Jar		6 1/2	2 3/4	31.42	620.93
15	HWDP		5 1/2	3 1/4	297.11	589.51
14	Sub - X/O		6 5/8	3	3.23	292.40
13	Drill collar		6 1/2	2 15/16	183.21	289.17
12	Sub - X/O		6 5/8	2 3/4	2.79	105.96
11	Drill collar		8	2 13/16	30.04	103.17
10	Stab - string	11 3/4	8	2 3/4	6.73	73.13
9	Sub - float		8 3/4	2 1/4	3.03	66.40
8	Sub - filter		8 1/8	2 11/16	5.51	63.37
7	NMSub - stop		8 3/16	3	1.82	57.86
6	Pulsador		8 1/4	2 3/4	11.73	56.04
5	MWD		8 1/4	2 11/16	18.98	44.31
4	MWD – stab -	12 1/8	8	2 13/16	12.18	25.33
3	Sub - X/O - mod		8 1/4	3	3.44	13.15
2	AutoTrak		8 1/4	3	8.26	9.71
1	Broca - PDC -	12 1/4			1.45	1.45

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Aventador_4.

ANEXO E

COMPONENTES BHA #6-A. SECCIÓN 8 ½”.

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
18	Drill pipe		5 1/2	4.670	10935.00	12196.57
17	HWDP		6 19/32	3 1/4	372.15	1261.57
16	Accelerator		7 1/8	2 3/4	31.50	889.42
15	HWDP		6 19/32	3	92.45	857.92
14	Jar		7 13/16	2 3/4	32.16	765.47
13	HWDP		6 19/32	3	465.48	733.31
12	Sub - X/O		6 5/8	3	3.23	267.83
11	Drill collar		6 1/2	2.800	183.21	264.60
10	Sub - filter		6 25/32	2 7/8	5.36	81.39
9	Sub - float		6 7/16	2 3/4	2.68	76.03
8	Stab - string	7 3/4	6 3/4	2 1/4	5.87	73.35
7	NMSub - stop		6 29/32	2 1/4	2.52	67.48
6	Pulsador		6 3/4	2 1/4	10.56	64.96
5	MWD		6 3/4	2 1/4	16.90	54.40
4	MWD - stab -	8 1/4	7 1/32	2 1/4	4.17	37.50
3	Modular Motor	8 3/8	6 3/4	3	25.14	33.33
2	AutoTrak		6 3/4	3	7.10	8.19
1	Broca - PDC -	8 1/2			1.09	1.09

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Aventador_4.

ANEXO F

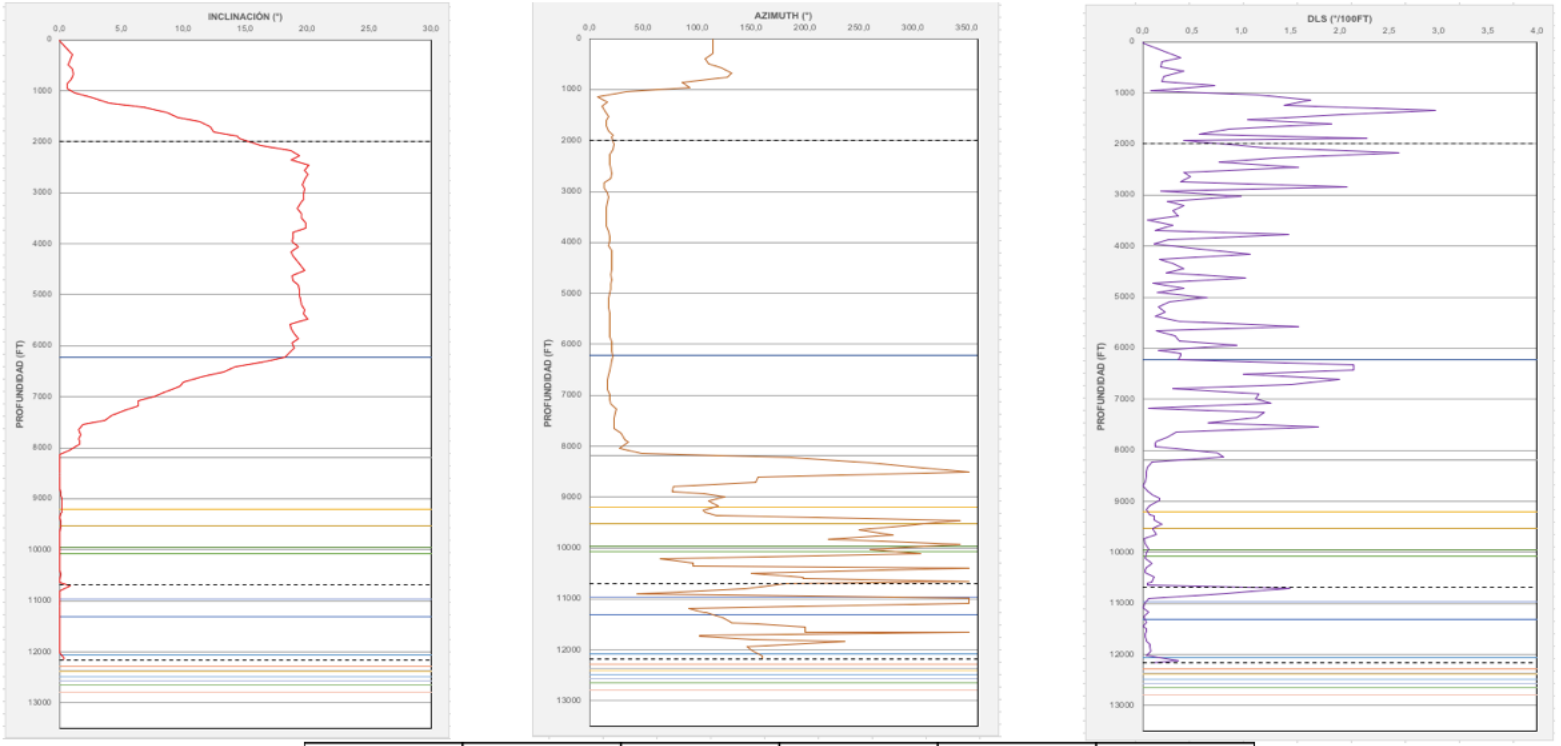
COMPONENTES BHA #7-A. SECCIÓN 8 ½”.

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
16	Drill pipe		5 1/2	4.670	1.00	1231.50
15	HWDP		6 19/32	3 1/4	372.15	1230.50
14	Accelerator		7 1/8	2 3/4	31.50	858.35
13	HWDP		6 19/32	3	93.28	826.85
12	Jar		7 13/16	2 3/4	32.16	733.57
11	HWDP		6 19/32	3	464.49	701.41
10	Sub - X/O		6 5/8	3	3.23	236.92
9	Drill collar		6 1/2	2.800	183.26	233.69
8	Sub - filter		6 25/32	2 7/8	5.36	50.43
7	Sub - float		6 7/16	2 3/4	2.68	45.07
6	NMSub - stop		6 3/4	2 1/4	2.52	42.39
5	Pulsador		6 3/4	2 1/4	10.64	39.87
4	MWD		6 3/4	2 1/4	16.84	29.23
3	MWD stab - mod	8 1/4	7 1/32	2 1/4	4.17	12.39
2	AutoTrak		6 3/4	3	7.13	8.22
1	Broca - PDC -	8 1/2			1.09	1.09

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Aventador_4.

ANEXO G

DESCRIPCIÓN DEL POZO FENIX_12.



Perfil	KOP	Max DLS	Step out	Max inclinación	Azimuth
	ft	º	ft	º	º
"S"	1239	2.97	1758.24	20.12º @2457 ft	351.9 – 8.3

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte perforación pozo Fenix_12.

ANEXO H

COMPONENTES BHA #2-F. SECCIÓN 17 ½”

#	Componente	Calibre OD	OD in	ID in	Longitud ft	Longitud Total ft
11	HWDP		6 1/2	3 1/16	744.46	1107.21
10	Drill collar		67/8	213/16	183.80	362.75
9	Sub -X/O		8	229/64	3.14	178.95
8	Drill collar		81/16	213/16	93.03	175.81
7	Sub -filter		8.220	213/16	5.58	82.78
6	MWD		8.120	31/4	35.24	77.20
5	Stab -string	17	8.300	213/16	7.77	41.96
4	Sub -X/O		91/2	3	2.28	34.19
3	Motor	171/4	91/2	2,125	29.00	31.91
2	Sub -X/O		71/2	31/4	1.54	2.91
1	Broca -Triconica -	171/2			1.37	1.37

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Fenix_12.

ANEXO I

COMPONENTES BHA #3-F. SECCIÓN 12 ¼”.

#	Componente	Calibre OD	OD in	ID in	Longitud ft	Longitud Total ft
14	Sub - X/O		6 23/32	2 13/16	4.11	1005.40
13	HWDP		6 5/8	3	279.22	1001.29
12	Accelerator		6 1/2	2 7/8	26.19	722.07
11	HWDP		5	3	93.13	695.88
10	Jar		6 1/2	2 7/8	29.21	602.75
9	HWDP		5	3	278.97	573.54
8	Drill collar		6 1/2	2 27/32	183.80	294.57
7	Sub - X/O		8	2 13/16	3.14	110.77
6	Drill collar		8 1/16	2 29/32	30.34	107.63
5	Sub - filter		8.300	2 7/8	5.59	77.29
4	MWD		8 1/4	2.615	34.67	71.70
3	Stab - string	11 3/4	8	2 7/8	7.09	37.03
2	Motor	12	8	6.400	28.88	29.94
1	Broca - PDC -	12 1/4	3		1.06	1.06

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Fenix_12.

ANEXO J

COMPONENTES BHA #4-F. SECCIÓN 12 ¼”.

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
18	HWDP		6 5/8	4.276	279.22	997.96
17	Accelerator		6 1/2	2 7/8	26.19	718.74
16	HWDP		5	3	93.13	692.55
15	Jar		6 1/2	2 7/8	29.21	599.42
14	HWDP		5	3	278.97	570.21
13	Drill collar		6 1/2	2 13/16	183.80	291.24
12	Sub - X/O		8	2 29/64	3.14	107.44
11	Drill collar		8 1/16	2 29/32	30.34	104.30
10	Sub - filter		8 1/8	2 7/8	5.59	73.96
9	Sub - float		8 1/4	2 1/4	3.02	68.37
8	Stab - string	11 3/4	8	2 7/8	7.09	65.35
7	NMSub - stop		8.300	3	2.64	58.26
6	Pulsador		8 1/4	2 13/16	11.67	55.62
5	MWD		8 1/4	3	18.86	43.95
4	NMSub - X/O -		9 1/2	2 3/16	3.60	25.09
3	Flex sub w/ Stab ATK Steerable	12 1/8	9.530	3.118	11.92	21.49
2	Stab		11.860	2.480	8.32	9.57
1	Broca - PDC -	12 1/4		3	1.25	1.25

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Fenix_12.

ANEXO K

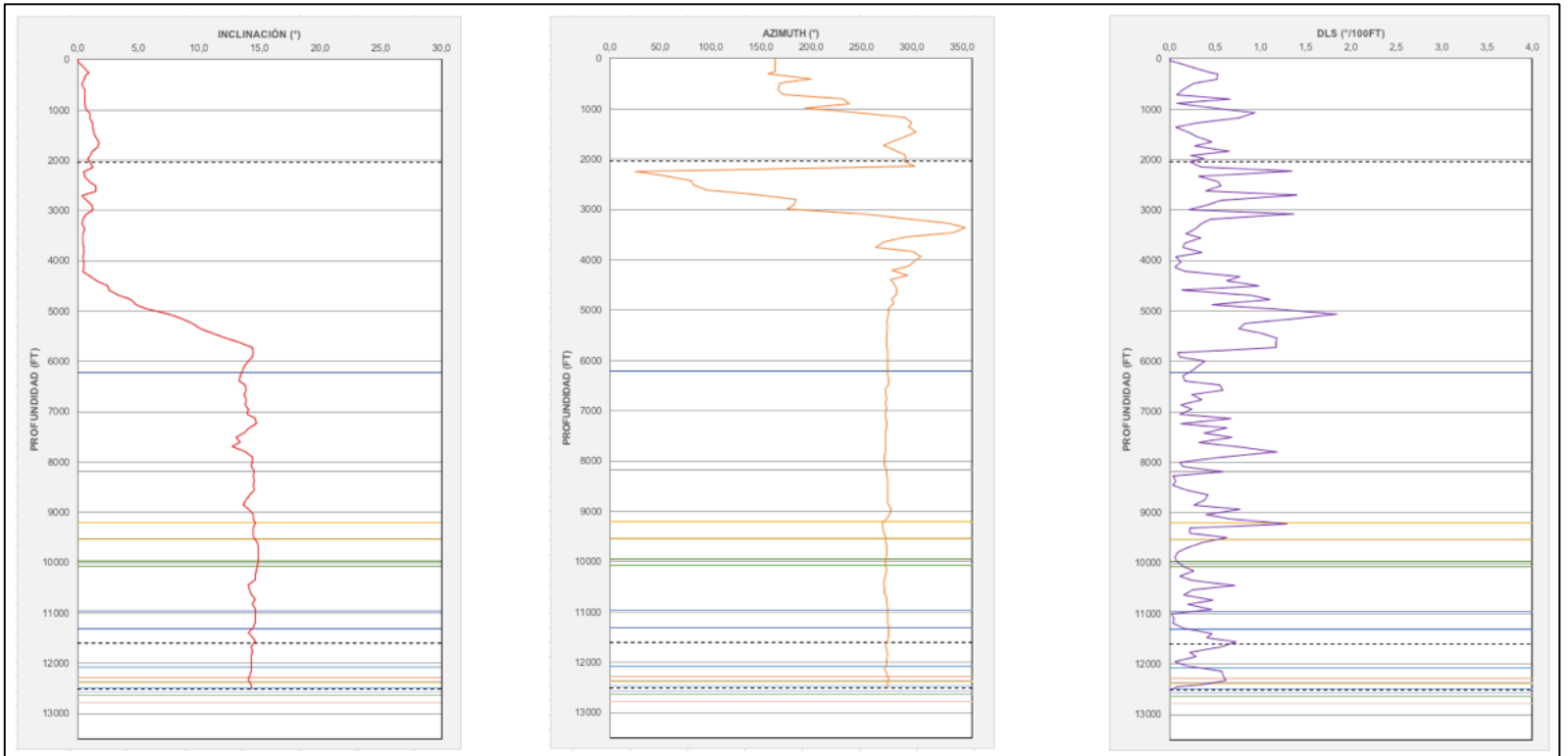
COMPONENTES BHA #6 – F. SECCIÓN 8 ½”

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
17	Drill pipe		5	4.276	11023.31	12149.95
16	HWDP		5	3	465.17	1126.64
15	Accelerator		6 5/16	2 11/16	25.84	661.47
14	HWDP		5	3	92.87	635.63
13	Jar		6 1/2	2 13/16	28.75	542.76
12	HWDP		5	3	341.02	514.01
11	Drill collar		6 1/2	2 13/16	91.77	172.99
10	Sub - filter		6 15/32	3	5.27	81.22
9	Sub - float		6 3/4	2 13/16	2.61	75.95
8	Stab - string	7 3/4	6 3/4	2 5/16	5.88	73.34
7	NMSub - stop		6 3/4	2 1/4	2.43	67.46
6	Pulsador		7	2 1/4	10.64	65.03
5	MWD		7	2 1/4	16.85	54.39
4	MWD - stab -	8 3/8	7	2 9/32	4.27	37.54
3	Modular Motor ATK Steerable	8 3/8	6 1/2	2 3/16	25.12	33.27
2	Stab		7 1/2	1 9/16	7.10	8.15
1	Broca - PDC -	8 1/2			1.05	1.05

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Fenix_12.

ANEXO L

DESCRIPCIÓN DEL POZO HALCÓN_2.



Perfil	KOP	Max DLS	Step out	Max inclinación	Azimuth
	ft	º	ft	º	º
"J"	1239	2.97	1758.24	20.12º @2457 ft	351.9 – 8.3

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte perforación pozo Halcón_2.

ANEXO M

COMPONENTES BHA #2 – H. SECCIÓN 17 ½”

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
15	HWDP		5 7/8	4	550.04	1040.08
14	Sub - X/O		8 1/4	3	2.61	490.04
13	Jar		8 1/4	3	31.81	487.43
12	Sub - X/O		8 1/4	2.810	2.41	455.62
11	HWDP		5 7/8	4	91.65	453.21
10	Sub - X/O		8 1/4	2.810	2.45	361.56
9	Drill collar		6 1/2	3	184.21	359.11
8	Sub - X/O		8 1/4	2.810	2.82	174.90
7	Drill collar		8	3	89.00	172.08
6	Sub - filter		8 1/4	2 3/4	5.67	83.08
5	Sub - X/O		9 1/2	2 13/16	3.57	77.41
4	MWD		9 1/2	2 13/16	35.24	73.84
3	Stab - string	17	9.600	2 3/4	8.00	38.60
2	Motor	17 1/4	9 1/2	7.600	29.00	30.60
1	Broca - PDC -	17 1/2			1.60	1.60

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Halcón_2.

ANEXO N

COMPONENTES BHA #4-H. SECCIÓN 12 ¼”

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
22	Drill pipe		5 7/8	5.153	1.00	1072.35
21	HWDP		5 7/8	4	274.97	1071.35
20	Sub - X/O		6 1/2	3	2.50	796.38
19	Accelerator		6 1/2	2 3/4	33.13	793.88
18	Sub - X/O		8	3	2.23	760.75
17	HWDP		5 7/8	4	91.88	758.52
16	Sub - X/O		8	3	2.63	666.64
15	Jar		6 1/2	2 3/4	29.62	664.01
14	Sub - X/O		8	3	2.24	634.39
13	HWDP		5 7/8	4	336.03	632.15
12	Sub - X/O		6 1/2	3	2.45	296.12
11	Drill collar		6 1/2	2.813	184.21	293.67
10	Sub - X/O		8	3	2.82	109.46
9	Drill collar		8	2 13/16	28.65	106.64
8	Sub - filter		8 1/4	2 3/4	5.65	77.99
7	NMSub - stop		8 1/4	3	2.40	72.34
6	Pulsador		8 1/4	3	11.70	69.94
5	MWD		8 1/4	3	18.73	58.24
4	NMSub - stop		8 1/4	3	2.38	39.51
3	Stab - string	11 3/4	8 1/4	2 13/16	6.96	37.13
2	Motor	12	8	4 1/2	28.88	30.17
1	Broca - PDC -	12 1/4			1.29	1.29

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Halcón_2.

ANEXO O

COMPONENTES BHA #5-H. SECCIÓN 12 ¼”.

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
22	Drill pipe		5 7/8	5.153	1.00	1072.31
21	HWDP		5 7/8	4	274.97	1071.31
20	Sub - X/O		6 1/2	3	2.50	796.34
19	Accelerator		6 1/2	2 3/4	33.13	793.84
18	Sub - X/O		8	3	2.23	760.71
17	HWDP		5 7/8	4	91.88	758.48
16	Sub - X/O		8	3	2.63	666.60
15	Jar		6 1/2	2 3/4	29.62	663.97
14	Sub - X/O		8	3	2.24	634.35
13	HWDP		5 7/8	4	336.03	632.11
12	Sub - X/O		6 1/2	3	2.45	296.08
11	Drill collar		6 1/2	2.813	184.21	293.63
10	Sub - X/O		8	3	2.82	109.42
9	Drill collar		8	2 13/16	28.65	106.60
8	Sub - filter		8 1/4	2 3/4	5.65	77.95
7	NMSub - stop		8 1/4	3	2.67	72.30
6	Pulsador		8 1/4	3	11.18	69.63
5	MWD		8 1/4	3	18.97	58.45
4	NMSub - stop		8 1/4	3	2.38	39.48
3	Stab - string	11 3/4	8 1/4	2 13/16	6.96	37.10
2	Motor	12	8	4 1/2	28.88	30.14
1	Broca - PDC -	12 1/4			1.26	1.26

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Halcón_2.

ANEXO P

COMPONENTES BHA #6-H. SECCIÓN 12 ¼”.

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
24	Drill pipe		5 7/8	5.153	1.00	1062.09
23	HWDP		5 7/8	4	275.92	1061.09
22	Sub - X/O		6 1/2	3	2.50	785.17
21	Accelerator		6 1/2	2 3/4	33.13	782.67
20	Sub - X/O		8	3	2.23	749.54
19	HWDP		5 7/8	4	91.42	747.31
18	Sub - X/O		8	3	2.63	655.89
17	Jar		6 1/2	2 3/4	29.62	653.26
16	Sub - X/O		8	3	2.24	623.64
15	HWDP		5 7/8	4	335.54	621.40
14	Sub - X/O		6 1/2	3	2.45	285.86
13	Drill collar		6 1/2	2.813	184.21	283.41
12	Sub - X/O		8	3	2.82	99.20
11	Drill collar		8	2 13/16	28.65	96.38
10	Sub - filter		8 1/4	2 3/4	5.65	67.73
9	Sub - float		8 1/4	3	3.00	62.08
8	Stab - string	11 3/4	8 1/4	2 13/16	6.96	59.08
7	NMSub - stop		8 1/4	3	2.67	52.12
6	Pulsador		8 1/4	3	11.18	49.45
5	MWD		8 1/4	3	18.97	38.27
4	NMSub - X/O - mod		8 1/4	3	3.62	19.30
3	MWD - stab - mod	12 1/8	9 1/2	3	5.98	15.68
2	ATK Steerable Stab		11.860	2.480	8.29	9.70
1	Bit - PDC - fixed cutter	12 1/4			1.41	1.41

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Halcón_2.

ANEXO Q

COMPONENTES BHA #8-H. SECCIÓN 8 ½”.

#	Componente	Calibre OD	OD	ID	Longitud	Longitud Total
			in	in	ft	ft
22	Drill pipe		5 7/8	5.045	10170.00	12281.81
21	Sub - X/O		5	4.276	2.63	2111.81
20	Drill pipe		5	4.276	847.45	2109.18
19	HWDP		5	3	457.14	1261.73
18	Accelerator		6 1/2	2 3/4	33.13	804.59
17	HWDP		5	3	91.77	771.46
16	Jar		6 1/2	2 3/4	29.35	679.69
15	HWDP		5	3	453.78	650.34
14	Drill collar		6 1/2	2 13/16	92.16	196.56
13	Sub - filter		6 25/32	2 13/16	5.08	104.40
12	Sub - float		6 3/4	2 13/16	2.62	99.32
11	Stab - string	7 3/4	6 23/32	2 5/16	5.85	96.70
10	NMSub - stop		7	2 3/8	2.37	90.85
9	CCN	8 3/8	6 3/4	2.264	9.01	88.48
8	ORD	8 3/8	6 3/4	1 7/8	9.79	79.47
7	MWD - stab -	8 3/8	7	2 5/16	4.30	69.68
6	Pulsador		6 3/4	3	10.61	65.38
5	MWD		7	2.132	16.84	54.77
4	MWD - stab -	8 3/8	7	2 5/16	4.27	37.93
3	Modular Motor	8 3/8	6 3/4	4.772	25.44	33.66
2	ATK Steerable Stab		7	1.543	7.12	8.22
1	Bit - PDC - fixed cutter		8 1/2		1.10	1.10

Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Perforación pozo Halcón_2.