

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BROCAS
POLICRISTALINAS CON CUERPO DE ACERO EN LA SECCIÓN 8 ½
PULGADAS EN DOS POZOS DEL CAMPO ACORDIONERO.

DANIEL ESTEBAN CHÁVEZ SÁNCHEZ
LUIS ALEJANDRO ÑUNGO MARTÍNEZ

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

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BROCAS
POLICRISTALINAS CON CUERPO DE ACERO EN LA SECCIÓN 8 ½
PULGADAS EN DOS POZOS DEL CAMPO ACORDIONERO.

DANIEL ESTEBAN CHÁVEZ SÁNCHEZ
LUIS ALEJANDRO ÑUNGO MARTÍNEZ

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

Director
Carolina Quintero
Ingeniero de petróleos

Orientador
ALBERTO RÍOS GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de Aceptación

Ing. Alberto Ríos

Ing. Iván Peñaloza

Ing. Jorge Andrés Tovar

Bogotá D.C., Julio de 2018

DIRECTIVAS UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. JOSÉ 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 expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

*A mis padres por su interminable
esfuerzo para otorgarnos las
herramientas para salir adelante; a mi
hermana por sus consejos y constante
interés durante toda la carrera; y a mis
amigos y demás personas que me
aportaron ayuda, conocimiento y apoyo
a lo largo de este tiempo.*

Daniel Esteban Chávez Sánchez

Dedicatoria

Luis Alejandro Ñungo Martínez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

El ingeniero Carlos Espinosa, asesor durante el proceso del anteproyecto, por su constante interés, orientación y ayuda desde la formulación del proyecto, hasta el final.

El ingeniero Alberto Ríos, asesor del proyecto de grado, por su colaboración en el cierre del desarrollo de este proyecto.

La ingeniera Carolina Quintero, directora del proyecto, por brindar su constante ayuda, interés y disposición para poder llevar a feliz término este proyecto.

Ulterra, por la oportunidad de desarrollar el trabajo junto a la empresa, por la información, el apoyo y herramientas necesarias para la culminación del proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DEL CAMPO ACORDIONERO	30
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	30
1.2 LOCALIZACIÓN	30
1.3 MARCO GEOLÓGICO	32
1.3.1 Columna Estratigráfica	32
1.3.2 Estratigrafía	33
1.3.2.1 Formación Lisama	33
1.3.2.2 Formación Mugrosa	34
1.3.2.3 Formación Colorado	34
1.3.2.4 Grupo Real	34
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	35
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	36
1.5.1 Roca Generadora	36
1.5.2 Roca Reservorio	36
1.5.3 Migración	36
1.5.4 Roca Sello	36
2. GENERALIDADES, CONCEPTOS Y VARIABLES DE DISEÑO DE LAS BROCAS POLICRISTALINAS DE CUERPO DE ACERO Y CUERPO DE MATRIZ	37
2.1 GENERALIDADES DE LAS BROCAS	37
2.2 CONCEPTOS DE BROCAS PDC	38
2.2.1 Mecanismo de Corte	39
2.2.2 Componentes de una broca PDC	39
2.3 CONCEPTOS DE BROCA PDC CUERPO DE ACERO	43
2.3.1 Manufactura	43
2.3.2 Características	45
2.4 VARIABLES DE DISEÑO BROCAS PDC	45
2.4.1 Cantidad y distribución de los cortadores	45
2.4.1.1 Alto volumen de diamantes	45
2.4.1.2 Bajo volumen de diamantes	45
2.4.1.3 Back Rake	46
2.4.1.3 Side Rake	47
2.4.2 Perfil de la broca	47
2.4.2.1 Tamaño del perfil del hombro	48
2.4.2.2 Ángulo del cono	48

2.5 CONCEPTOS DE BROCA PDC CUERPO DE MATRIZ	51
2.5.1 Manufactura	51
2.5.2 Características	54
2.6 COMPARACIÓN ENTRE BROCA PDC DE CUERPO DE MATRIZ CON CUERPO DE ACERO	54
2.6.1 Cuerpo de Acero	54
2.6.2 Cuerpo de Matriz	55
3. RESULTADOS DE LAS CORRIDAS DE LA BROCA PDC CON CUERPO DE MATRIZ EN LA SECCIÓN DE 8 ½ PULGADAS EN LOS POZOS ACORDIONERO-8 Y ACORDIONERO-9	57
3.1 POZO ACORDIONERO-8	57
3.1.1 Información General del Pozo	57
3.1.2 Información de la sección de 8 ½ pulgadas	58
3.1.2.1 Fluido de Perforación	58
3.1.2.2 Ensamblaje de Fondo	58
3.1.3 Broca PDC cuerpo de matriz en la sección 8 ½ pulgadas del pozo Acordionero-8	59
3.1.4 Resultados de la Corrida de 8 ½ Pulgadas en Acordionero-8	59
3.1.4.1 Reporte de Broca	59
3.1.4.2 Reporte Direccional	62
3.1.5 Presentación y análisis de parámetros operacionales	64
3.2 POZO ACORDIONERO-9	71
3.2.1 Información General del Pozo	71
3.2.2 Información de la Sección de 8 ½ Pulgadas	71
3.2.2.1 Fluido de Perforación	71
3.2.2.2 Ensamblaje de Fondo	72
3.2.3 Broca PDC Cuerpo de Matriz de la Sección de 8 ½ Pulgadas en el Pozo Acordionero-9	73
3.2.4 Resultados de Corrida 8 ½ Pulgadas en Acordionero-9	73
3.2.4.1 Reporte de Broca	73
3.2.4.2 Reporte Direccional	76
3.2.5 Presentación y análisis de parámetros operacionales	77
4. RESULTADOS DE LA IMPLMENTACIÓN DE LA BROCA PDC CON CUERPO DE ACERO EN LA SECCIÓN DE 8 ½ PULGADAS EN LOS POZOS ACORDIONERO-11 Y ACORDIONERO-12	84
4.1 POZO ACORDIONERO-11	84
4.1.1 Información General del Pozo	84
4.1.1.1 Perfil Direccional	84
4.1.2 Información de la Sección de 8 ½ Pulgadas	85
4.1.2.1 Fluido de Perforación	86
4.1.2.2 Ensamblaje de Fondo	86
4.1.3 Broca PDC Cuerpo de Acero para la Sección 8 ½ Pulgadas	87
4.1.3.1 Información Técnica de la Broca	87

4.1.3.1 Hidráulica de la Broca	88
4.1.4 Resultados de Corrida 8 ½ Pulgadas en Acordionero-11	89
4.1.4.1 Reporte de Broca	89
4.1.4.2 Reporte Direccional	92
4.1.5 Presentación y Análisis de Parámetros Operacionales	92
4.2 POZO ACORDIONERO-12	98
4.2.1 Información General del Pozo	98
4.2.2 Perfil Direccional	98
4.2.2. Información de la sección de 8 ½ pulgadas	100
4.2.2.1 Fluido de Perforación	100
4.2.2.2 Ensamblaje de Fondo	100
4.2.3. Broca PDC con cuerpo de acero para la sección de 8 ½ pulgadas	101
4.2.3.1 Hidráulica de la Broca	101
4.2.4. Resultados de la Corrida de la Sección de 8 ½ Pulgadas	102
4.2.4.1 Reporte de Broca	102
4.2.4.2 Reporte Direccional	105
4.2.5 Presentación y Análisis de Parámetros Operacionales	105
5. ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO EN ROP'S Y TIEMPOS TOTALES DE PERFORACIÓN DE LA BROCA POLICRISTALINAS DE CUERPO DE ACERO VS LA BROCA DE CUERPO DE MATRIZ EN LA SECCIÓN 8 ½ PULGADAS EN EL CAMPO ACORDIONERO	111
5.1 COMPARACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES POR TOPE DE FORMACIÓN	111
5.2 ANÁLISIS EN ROP'S Y TIEMPOS EFECTIVOS	122
6. ANÁLISIS FINANCIERO	126
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	126
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	126
6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	129
6.3.1 Flujo de Caja	129
6.3.2 Valor presente neto (VPN)	130
6.3.3 Costo Anual Unificado Equivalente (CAUE)	131
6.3.4 Evaluación con el indicador CAUE	131
6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	132
7. CONCLUSIONES	133
8. RECOMENDACIONES	134
BIBLIOGRAFÍA	135

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de Localización del Campo Acordionero, Cuenca del Valle medio del Magdalena.	32
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle medio del Magdalena.	33
Figura 3. Rasgos estructurales esenciales del Valle Medio Magdalena.	35
Figura 4. Esquema de clasificación de las brocas.	37
Figura 5. Imagen de brocas según la clasificación.	38
Figura 6. Mecanismo de corte por cizallamiento de un cortador PDC.	39
Figura 7. Vista frontal de una broca PDC.	40
Figura 8. Cortadores de una broca PDC.	41
Figura 9. Tamaño y número del cortador en función de dureza de la formación.	42
Figura 10. Vista de perfil de una broca PDC.	42
Figura 11. Modelado de broca 3D.	43
Figura 12. Proceso de cortado de aletas y bolsillos de cortadores.	44
Figura 13. Proceso de cortado de aletas y bolsillos de cortadores.	44
Figura 14. Comparación de característica entre bajo y alto ángulo de ataque de los cortadores.	46
Figura 15. Partes del perfil de la broca PDC.	47
Figura 16. Comparación de bajo y alto perfil de hombro.	48
Figura 17. Ángulo de cono de 25 grados.	49
Figura 18. Comparación radio de nariz largo y corto.	50
Figura 19. Proceso de modelado 3D y acople de molde de grafito.	51
Figura 20. Proceso de ensamblaje de molde e introducción de aglutinante.	52
Figura 21. Proceso de horneado y ruptura de molde de grafito.	52
Figura 22. Proceso de torneado de aletas y bolsillos de cortadores.	53
Figura 23. Proceso de cortado de limpieza y pintura.	53
Figura 24. Vista Lateral de la Broca de 8 ½" de entrada.	60
Figura 25. Vista Lateral de la Broca de 8 ½" de salida.	61
Figura 26. Vista Frontal de la Broca de 8 ½" con Ring Gauge de salida.	61
Figura 27. Vista a 30° de la Broca de 8 ½" de salida.	62
Figura 28. Vista a 30° de la Broca de 8 ½" de entrada.	74
Figura 29. Vista Frontal de la Broca de 8 ½" de salida.	75
Figura 30. Vista Frontal de la Broca de 8 ½" de salida.	75
Figura 31. Vista Lateral de la Broca de 8 ½" de salida.	76
Figura 32. Broca U519S.	87
Figura 33. Broca U519S.	88
Figura 34. Vista Frontal con Gauge Ring Broca de 8 ½" con cuerpo de acero.	90
Figura 35. Vista Lateral con Gauge Ring de la Broca de 8 ½" con cuerpo de acero.	90
Figura 36. Aleta 1 de la Broca de 8 ½" con Cuerpo de Acero.	91
Figura 37. Aleta 2 de la Broca de 8 ½" con Cuerpo de Acero	91

Figura 38. Vista Frontal con Gauge Ring de la Broca de 8 ½” con cuerpo de acero.	103
Figura 39. Vista Lateral con Gauge Ring de la Broca de 8 ½” con cuerpo de acero.	103
Figura 40. Aleta 1 de la Broca de 8 ½” con Cuerpo de Acero.	104
Figura 41. Aleta 2 de la Broca de 8 ½” con Cuerpo de Acero.	104

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Producción de petróleo y gas del Campo Acordionero.	30
Tabla 2. Coordenadas que delimitan el campo.	31
Tabla 3. Propiedades del fluido de perforación para Acordionero 8 en sección 8 ½".	58
Tabla 4. Componentes de ensamblaje de fondo número tres.	58
Tabla 5. Información de hidráulica de sección 8 ½" Acordionero-8.	59
Tabla 6. Reporte IADC de Broca, sección 8 ½, Acordionero-8.	59
Tabla 7. Convenciones reporte de Broca.	60
Tabla 8. Pies Deslizando.	63
Tabla 9. Pies Rotando.	64
Tabla 10. Tiempos.	64
Tabla 11. Distancia total y ROP.	64
Tabla 12. Parámetros operacionales por formación.	65
Tabla 13. Parámetros Operacionales.	65
Tabla 14. Propiedades del fluido de perforación para Acordionero-9 en sección 8 ½".	72
Tabla 15. Ensamblaje de Fondo.	72
Tabla 16. Información de hidráulica de sección 8 ½" Acordionero-9.	73
Tabla 17. Reporte de Broca sección 8 ½, Acordionero-9.	73
Tabla 18. Convenciones reporte de Broca.	73
Tabla 19. Pies Deslizando.	77
Tabla 20. Pies Rotando.	77
Tabla 21. Tiempos.	78
Tabla 22. Distancia total y ROP's.	78
Tabla 23. Parámetros operacionales por formación.	78
Tabla 24. Parámetros Operacionales.	79
Tabla 25. Propiedades del fluido de perforación para Acordionero-11 en sección 8 ½".	86
Tabla 26. Componentes de ensamblaje de fondo número tres.	86
Tabla 27. Características de la broca U519S.	87
Tabla 28. Información de hidráulica de sección 8 ½" Acordionero-11.	88
Tabla 29. Reporte IADC de Broca, sección 8 ½, Acordionero-11.	89
Tabla 30. Convenciones reporte de Broca.	89
Tabla 31. Pies Deslizando.	92
Tabla 32. Pies Rotando.	92
Tabla 33. Tiempos.	92
Tabla 34. Distancia total y ROP.	92
Tabla 35. Parámetros operacionales por formación.	93
Tabla 36. Propiedades del fluido de perforación para Acordionero-12 en sección 8 ½".	100
Tabla 37. Componentes de ensamblaje de fondo número tres.	101

Tabla 38. Información de hidráulica de sección 8 ½” Acordionero-12.	101
Tabla 39. Reporte IADC de Broca, sección 8 ½, Acordionero-12.	102
Tabla 40. Convenciones reporte de Broca.	102
Tabla 41. Pies Deslizado.	105
Tabla 42. Pies Rotando.	105
Tabla 43. Tiempos.	105
Tabla 44. Distancia total y ROP.	105
Tabla 45. Parámetros operacionales por formación.	106
Tabla 46. ROP por Formación.	111
Tabla 47. WOB por Formación.	113
Tabla 48. RPM por Formación.	115
Tabla 49. SPP por Formación.	117
Tabla 50. GPM por Formación.	119
Tabla 51. Torque por Formación.	119
Tabla 52. Análisis ROP's y tiempos de las corridas en la sección de 8 ½ pulgadas en pozos Acordionero 8, 9, 11, 12.	122
Tabla 53. Análisis 1 entre Acordionero-8 y Acordionero-12.	123
Tabla 54. Análisis 2 entre Acordionero-9 y Acordionero-11.	123
Tabla 55. Valores de pozo tipo 1.	124
Tabla 56. Valores de rendimiento broca Matriz.	124
Tabla 57. Valores de rendimiento broca Acero.	124
Tabla 58. Costos operacionales por día de perforación.	127
Tabla 59. Valores de rendimiento broca Matriz.	128
Tabla 60. Valores de rendimiento broca Acero.	128
Tabla 61. Costos de operación (OPEX) broca cuerpo de Matriz.	128
Tabla 62. Costos de operación (OPEX) broca cuerpo de Acero.	129
Tabla 63. Flujo de caja para la broca de cuerpo de Matriz.	130
Tabla 64. Flujo de caja para la broca de cuerpo de Acero.	130
Tabla 65. Resultados Económicos Indicador económico VPN.	131
Tabla 66. Resultados Indicador económico CAUE.	131

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Porcentaje de rotación y deslizamiento en pies.	62
Gráfica 2. Porcentaje de rotación y deslizamiento en horas.	63
Gráfica 3. Deslizamiento y rotación en ROP's.	63
Gráfica 4. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½ Acordionero-8.	66
Gráfica 5. Torque, ROP's y WOB para la sección 8 ½ Acordionero-8.	67
Gráfica 6. Deslizada vs Rotación (ft).	76
Gráfica 7. Deslizada vs Rotación (horas).	77
Gráfica 8. Deslizada vs Rotación (ROP)	77
Gráfica 9. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½" Acordionero-9.	80
Gráfica 10. Torque, ROP's y WOB para la sección 8 ½" Acordionero-9.	81
Gráfica 11. TVD vs. VS Acordionero-11.	85
Gráfica 12. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½" Acordionero-11.	94
Gráfica 13. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½" Acordionero-11.	95
Gráfica 14. TVD vs. VS Acordionero-12.	99
Gráfica 15. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½ Acordionero-12.	107
Gráfica 16. Torque, ROP, WOB, RPM para la sección 8 ½" Acordionero-12.	108
Gráfica 17. ROP por Pozo y Formación.	112
Gráfica 18. WOB por Pozo y Formación.	114
Gráfica 19. RPM pot Pozo y Formación.	116
Gráfica 20. SPP por Pozo y Formación.	118
Gráfica 21. Caudal por Pozo y Formación.	120
Gráfica 22. Torque por Pozo y Formación.	121

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Conversión tasa de interés.	129
Ecuación 2. Valor presente neto.	130
Ecuación 3. Costo anual unificado equivalente.	131

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Comparación de característica entre bajo y alto volumen de cortadores.	46
Cuadro 2. Comparación de característica entre bajo y alto ángulo de ataque de los cortadores.	46
Cuadro 3. Comparación de bajo y alto perfil de hombro.	48
Cuadro 4. Comparación de bajo y alto ángulo de cono.	49
Cuadro 5. Comparación radio de nariz largo y corto.	50
Cuadro 6. Ventajas y beneficios broca PDC cuerpo de Acero.	54
Cuadro 7. Desventajas y soluciones broca PDC cuerpo de Acero.	55
Cuadro 8. Ventajas y beneficios broca PDC cuerpo de Matriz.	55
Cuadro 9. Desventajas y soluciones broca PDC cuerpo de Acero.	55

LISTA DE ABREVIATURAS

%:	Porcentaje.
°:	Grados.
°C:	Grados Celsius.
°F:	Grados Fahrenheit.
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API:	American Petroleum Institute.
Bbl:	Barril.
BFPD:	Barriles de fluido por día.
BHA:	Ensamblaje de Fondo de Pozo (por sus siglas en inglés Bottom Hole Assembly).
BHP:	Presión de Fondo de Pozo (por sus siglas en inglés Bottom Hole Pressure).
BN:	Barril Normal.
Bo:	Factor volumétrico de la formación a la presión promedio, (Bbly/Bbln).
BOPD:	Barriles de petróleo día.
BPD:	Barriles por día.
CAUE:	Costo Anual Unificado Equivalente.
cP:	Centipoise.
CSG:	Casing (tubería de revestimiento).
DLS:	Dog Leg Severity, tasa de construcción de ángulo por cada 100 pies perforados.
EOD:	End of drop.
Ft:	Feet, (Pie).
Ft³:	Cubic feet, (Pie cúbico).
FV:	Flow volume (volumen de flujo de la broca).
GCH:	Gerencia.
GPM:	Galones por minuto.
h:	Espesor.
Hr:	Horas.
JSA	Junk slot área (área de flujo de la broca).
Klbf:	Kilolibra-fuerza.
Klbf/ft:	Kilolibra-fuerza sobre pie.
Km:	Kilómetro.
Km²:	Kilómetro cuadrado.
KOP:	Kick-off point
KPC:	Kilopies cúbicos

Lb:	Libra.
M.a.:	Millones de años.
MD:	Measured Depth (Profundidad medida).
mm:	Milímetros.
N:	North (Norte).
NE:	North East (Noreste).
Np:	Producción acumulada de petróleo.
Pag:	Página.
Psia:	Libra por pulgada cuadrada, (presión absoluta).
Psig:	Libra por pulgada cuadrada, (presión manométrica).
Pulg:	Pulgadas.
Q:	Caudal.
RPM:	Revoluciones por minuto.
SPP:	Presión de la tubería (Stant pipe pressure, por sus siglas en inglés).
STB:	Barriles de tanque de almacenamiento (por sus siglas en inglés Stock Tank Barrels).
SOD:	Start of drop.
TIO:	Tasa interna de oportunidad.
TVD:	Profundidad Vertical Verdadera (por sus siglas en inglés True Vertical Depth).
USD:	Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (por sus siglas en inglés United States Dólar).
Vp:	Valor Presente.
VPN:	Valor Presente Neto.
WOB:	Peso sobre la broca (Weight on bit, por sus siglas en inglés).
μ:	Viscosidad.

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: entorno que permite la depositación de sedimentos y que por procesos posteriores dará como resultado una roca.

AMBIENTE DE SEDIMENTACIÓN: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales. Pueden ser continental, marina o de transición

ANTICLINAL: pliegue estructural cuyas capas son convexas hacia arriba. Trampa estructural donde se acumula el hidrocarburo. Su núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas.

ARCILLA: roca sedimentaria no cementada, formada por las partículas más pequeñas, menores de 0.010 mm (en otras clasificaciones, menores de 0.001 o 0.005 mm) de minerales arcillosos como mormorillonita, caolín, hidróxicas y otros, estos granos al compactarse forman capas impermeables, y por esto actúa como roca sello para los yacimientos de hidrocarburo.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria con tamaño de grano menor a 0.039 mm. La arcillolita posee una textura clástica compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio. Más del 50% de su composición es arcilla y sus granos se encuentran muy compactados.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica terrígena, compuesta mínimo de un 85% de materiales tamaño arena, generalmente de granos de cuarzos más o menos redondeados, con un tamaño entre 0.0625 y 2 mm. aproximadamente.

BARRIL: es una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril es igual a 35 galones imperiales, 42 galones americanos, o 159 litros.

BASAMENTO: base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

BUZAMIENTO: ángulo que forma la superficie de un estrato con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.

CALIZA: roca sedimentaria, cuyo origen puede ser químico, biológico o mixto. Su textura puede ser clástica o no clástica, y está compuesta por calcita y minerales como cuarzo, silicatos, dolomitas, piritita y siderita.

CAMPO: espacio geográfico determinado, el cual se destina para la explotación de uno o más yacimientos de hidrocarburos, donde se encuentra un conjunto de pozos en explotación e instalaciones de superficie.

CASING: palabra en inglés la cual hace referencia a la tubería de revestimiento utilizada en los pozos de petróleos.

CAUE: indicador económico empleado para unificar los valores de ingresos y egresos en un periodo de tiempo equivalente y poder hacer una evaluación financiera representativa.

CENOMANIANO: es una división de la escala temporal geológica, la primera edad o piso del Cretácico Superior, segunda época del período Cretácico. Esta edad se extiende de 100,5 hasta 93,9 millones de años atrás, aproximadamente. La edad Cenomaniense sucede a la Albiense, del Cretácico Inferior, y precede a la Turoniense.

CHERT: roca sedimentaria criptocristalina compuesta de dióxido de silicio, de textura no clástica que contiene minerales sedimentológicos de todo tipo de variedad.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la representación gráfica de las unidades litológicas aflorantes en algún sector, una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

COMPACTACIÓN: es la fase por la cual los sedimentos pierden espacio poroso, al quedar bajo la presión de los materiales suprayacentes. Cuando las capas superiores presionan las inferiores consiguen expulsar el agua que contienen, y así, al perder espacio entre los poros, se produce un endurecimiento y compactación del sedimento.

COMPLETAMIENTO: es la operación en la cual se alista el pozo para dejarlo en producción. Se considera en la industria que esta se realiza una vez el pozo es revestido y cementado. Esta operación varía según el método con el cual se vaya a completar el pozo para dejarlo en operación.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria detrítica formada por trozos de diversas rocas o minerales aglutinados de entre 4 y 64 mm (y aún mayores), englobados en una matriz de grano fino.

CUENCA SEDIMENTARIA: estructuras con límites definidos que registran diferentes formas de acumulación de sedimentos, lo cual condiciona sus características presentes. En el caso de Colombia el país se encuentra dividido en veinte y tres cuencas sedimentarias diferentes.

DELTAICO: un depósito que es formado por riachuelos, el nombre es derivado del griego “delta” debido a que estos depósitos generalmente tienen forma triangular.

DEPOSITACIÓN: es el proceso geológico por el cual el material se agrega a un accidente geográfico o masa de tierra. Fluidos tales como el viento y el agua, así como el sedimento que fluye a través de la gravedad, el transporte previo de sedimentos erosionados, que, en la pérdida de energía cinética suficiente en el fluido, se deposita, la acumulación de capas de sedimento.

DESVIACIÓN: es la diferencia algebraica entre el valor leído o transmitido por el elemento de medida y el valor real de la variable medida.

DIAGÉNESIS: proceso de formación de las rocas sedimentarias como respuesta a diferentes factores que incluyen: temperatura, presión, presencia de fluidos, entre otras.

DISCORDANCIA: contacto entre dos rocas en la cual hay una anomalía que puede ser de periodos de tiempo. Es una antigua superficie de erosión o de no-sedimentación enterrada bajo una columna de sedimentos.

DOMO: un domo es un relieve anticlinal en el que el buzamiento de los estratos se dirige en todas las direcciones a partir de un punto central.

EMPAQUETAMIENTO: es un problema que ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación.

EOB: punto que marca el final de la sección de construcción en un pozo direccional, (end of build, por sus siglas en inglés).

EOCENO: periodo de tiempo geológico que empezó hace 55 millones de años y terminó hace 34 millones de años.

EOD: punto que marca el final de la sección de caída en un pozo direccional, (end of drop, por sus siglas en inglés).

ESTRATEGIA DE DESARROLLO: es el plan para el manejo y supervisión de la explotación de los yacimientos para extraer la mayor cantidad de hidrocarburos.

ESTRATIGRAFÍA: es una rama de la geología que describe los cuerpos rocosos que componen la corteza terrestre.

ESTRATO: cada una de las capas en que se presentan divididos los sedimentos de las rocas sedimentarias.

FALLA INVERSA: movimiento del bloque colgante hacia abajo con respecto al bloque yacente. Generalmente son productos de los esfuerzos de compresión.

FALLA NORMAL: movimiento del bloque colgante hacia arriba con respecto al bloque yacente. Generalmente son productos de esfuerzos de tensionales.

FALLA: superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

FORMACIÓN GEOLÓGICA: conjunto de rocas que fueron depositadas en la misma época y que comparten características tales como el mismo ambiente de depósito.

FRACTURA: una grieta o superficie de rotura producida en la roca, a lo largo de la cual no ha habido ningún movimiento.

FTANITA: roca sedimentaria compuesta por sílice de grano extremadamente fino. Puede formar capas, pero es más común su presencia en forma de nódulos en las rocas carbonatadas.

GAS EN SOLUCIÓN: son hidrocarburos gaseosos que se presentan en disueltos con hidrocarburos líquidos bajo condiciones iniciales, en un yacimiento.

GEOLOGÍA DE PETRÓLEO: parte de la geología que se encarga de estudiar los aspectos relacionados con la formación de yacimientos de petróleo.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es aquel tipo de geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Por esto, analiza la relación entre diversas rocas que conforman la corteza terrestre.

HIATO: superficie de contacto donde existe ausencia de rocas ya sea por no depositación o porque se depositaron y se erosionó.

INFRAYACENTE: indica que es una formación o unidad de roca que se encuentra cubierta por otra.

INTRAFORMACIONAL: término aplicado a rocas o formas estructurales, que aparecen entre dos sistemas de estratos definidos. Implica un cambio temporal en las condiciones de sedimentación.

KERÓGENO: mezcla de compuestos químicos orgánicos presentes en las rocas sedimentarias. Que se basa en el contenido de carbono orgánico total existente en la roca.

KOP: punto que marca el inicio de la sección de construcción en un pozo direccional, (kick off point, por sus siglas en inglés).

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica con partículas de tamaño comprendido entre 0,06 y 0,004 mm, las limolitas poseen una composición predominante por filosilicatos del grupo de las micas (ilita) y las partículas de cuarzo, calcedonia, y calcita.

LITOLOGÍA: parte de la geología que se encarga de estudiar la composición y las características principales de la roca.

LITOTIPO: parte de la columna estratigráfica que define una formación lito estratigráfica, es decir, define la *sección tipo* para una unidad *lito estratigráfica*, estas unidades no definen edad ya que solo se basan en características litológicas.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, constituida por partículas de tamaño menor a 0.06 mm, están constituidas mineralógicamente por cuarzo, feldespatos y micas en su mayoría. Las lutitas pueden contener gran cantidad de materia orgánica y ser generadora de hidrocarburos.

MIEMBRO: unidad de raño inferior con respecto a la formación que está establecida en base a diferencias claras en zonas adyacentes en una formación.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos generados, desde la roca madre hasta las rocas almacén.

NEÓGENO: segundo de los tres períodos en que se divide el cenozoico. Aproximadamente, la edad abarca entre los 23 y los 1.8 millones de años, antes de los tiempos actuales.

OLIGOCENO: tercera época del período paleógeno, abarca la edad entre 33.7 y los 23.5 millones de años.

PALEOCENO: primera del período paleógeno de la era cenozoica o terciaria, la edad abarcó un tiempo desde los 65 millones de años hasta los 58 millones de años.

PALEOZOICO: etapa de la historia de la tierra de más de 290 millones de años de duración, que se inició hace 542 millones de años y acabo hace unos 251 millones de años. Geológicamente, el paleozoico se inicia poco después de la desintegración del supercontinente Pannotia y acaba con la formación del supe continente Pangea.

PLIEGUE: deformación resultante de la flexión o torsión de rocas.

POROSIDAD: capacidad de almacenamiento de la roca. Está definida por la relación entre el espacio poroso y el volumen total de la roca.

POZO: hueco o túnel realizado en el subsuelo para establecer una comunicación entre la superficie y uno o más cuerpos rocosos.

PRESIÓN DIFERENCIAL: el cambio en la presión que percibe el motor de fondo cuando contacta la formación.

PRODUCCIÓN: fase de la explotación de hidrocarburos que comprende el transporte de los fluidos del subsuelo a la superficie y su respectivo tratamiento para disposición o venta.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, genera petróleo o gas. Normalmente son lutitas o calizas, que contienen un 1% de materia orgánica y al menos 0.5% de carbono orgánico total.

ROCA RESERVORIO: roca almacén, que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

ROP: tasa de penetración durante actividades de perforación de un pozo, medida en pies/hora, (rate of penetration, por sus siglas en inglés).

RPM: revoluciones por minuto.

SATURACIÓN: es la relación del espacio poroso del yacimiento ocupado por un fluido.

SEDIMENTO: material sólido acumulado sobre la superficie terrestre (litosfera) derivado de los fenómenos y procesos que actúan en la atmósfera en la hidrosfera y en la biosfera (vientos, variaciones de temperatura, precipitaciones meteorológicas, circulación de aguas superficiales o subterráneas).

SENSIBILIDAD: se refiere a la respuesta que tiene el comportamiento de las propiedades de flujo de un pozo a diferentes valores de alguna de las características que conforman el modelo (propiedades de los fluidos, propiedades de las unidades productoras, configuración del estado mecánico, entre otras.)

SINCLINAL: es un tipo de plegamiento en el cual los estratos buzan en sentido convergente hacia el centro o plano axial; en su núcleo se encuentran los materiales más recientes.

SISTEMA PETROLÍFERO: es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

SOD: punto que marca el inicio de la sección de caída en un pozo direccional, (start of drop, por sus siglas en inglés).

SUPRAYACENTE: material (estrato o roca) sobre el cual reposa otro material.

TRAMPA: es una configuración de rocas adecuada para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolero.

TRANSGRESIÓN: es el avance del mar sobre el continente, causando posiblemente un aumento en el nivel de subsidencia.

UNIDAD PRODUCTORA: unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos.

WOB: peso aplicado sobre la broca en trabajos de perforación, (weight on bit, por sus siglas en inglés).

YACIMIENTO: cuerpo rocoso del subsuelo con características de porosidad y permeabilidad para almacenar y transportar los hidrocarburos, es sinónimo de roca reservorio.

RESUMEN

Este trabajo busca generar un contexto inicial al otorgar una descripción general del Campo Acordionero, presentando unos breves datos sobre su historia, localización, características principales, e información geológica.

Se presenta la clasificación y características básicas de los principales tipos de brocas, para luego generar un enfoque en las brocas PDC, principales características, partes y variables de diseño, así como mostrando sus dos principales clasificaciones: con cuerpo de matriz (más tradicional), y con cuerpo de acero. Posteriormente se expone lo referente a ambos tipos de brocas PDC, con sus principales características, ventajas y desventajas.

Se muestran así mismo, los resultados obtenidos dentro del Campo Acordionero en dos pozos para su sección de 8 ½ pulgadas, que emplearon la broca PDC con cuerpo de matriz (Acordionero-8 y Acordionero-9), realizando unos análisis de la perforación de esta sección en función de los parámetros de operación. Se repite la misma metodología con dos pozos perforados en la sección descrita con una broca PDC con cuerpo de acero (Acordionero-11 y Acordionero-12), y se realizan sus correspondientes análisis.

Posteriormente se realiza una comparación basada en los resultados obtenidos entre los pozos que emplearon la broca PDC con cuerpo de matriz y los que emplearon la PDC con cuerpo de acero, con el fin de determinar y evaluar su desempeño frente a su contraparte. La comparación se realiza principalmente basada en los tiempos efectivos de perforación, así como en la tasa de penetración efectiva obtenida durante la perforación de los cuatro pozos de estudio.

Basándose en los resultados obtenidos con ambos tipos de brocas, y en la previa comparación, se procede a realizar un estudio de un pozo tipo -para igualar las condiciones principales-, para así realizar un análisis financiero, empleando el indicador CAUE, con el fin de determinar con cuál de los dos tipos de brocas se produce una mayor rentabilidad al ser implementada en la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas dentro del Campo Acordionero.

Palabras Clave: BROCAS POLICRISTALINAS, CUENCA VALLE MEDIO MAGDALENA, BROCAS, CUERPO ACERO, CUERPO MATRIZ CAMPO ACORDIONERO, TASA PERFORACIÓN, CAUE.

INTRODUCCIÓN

Por medio de este trabajo se busca evaluar técnica y financieramente la implementación de las brocas Policristalinas de cuerpo de acero, teniendo en cuenta los parámetros de perforación, como lo son la tasa de perforación (ROP`s), caudal (Q), revoluciones por minuto (RPM), calidad del hueco y tasa de construcción de ángulo.

La evaluación se realizó en el Campo Acordionero y tendrá como base de comparación los datos obtenidos de la perforación de dos pozos perforados con broca PDC de cuerpo de matriz (Acordionero 8, Acordionero 9), más específicamente en la sección de ocho y media pulgadas, y dos pozos que fueron perforados con broca PDC de cuerpo de acero (Acordionero 11, Acordionero 12).

A partir de información recopilada por parte de Ulterra y otras fuentes consultadas, se iniciará la descripción de las generalidades geológicas correspondientes al Campo Acordionero.

Se describen las principales características y variables de diseño generales con las que cuentan las brocas PDC, tanto las de cuerpo de matriz, como las de cuerpo de acero. Posteriormente se explicarán las diferencias principales entre las brocas PDC de cuerpo de acero y cuerpo de matriz enfocándose en la aplicabilidad, diseño y manufactura, con el objetivo de entender porque las diferencias en el rendimiento de las mismas.

De acuerdo con los datos recopilados durante la perforación de los dos pozos con brocas Policristalinas con cuerpo de acero en la sección de ocho y media pulgadas, se determinará su rendimiento basado en ROP`s y tiempos totales de perforación, en comparación con dos pozos perforados previamente con brocas Policristalinas con cuerpo de matriz en el Campo Acordionero.

Se desarrolla un análisis financiero, haciendo uso de la metodología del CAUE para determinar la viabilidad del proyecto, con respecto a la cantidad de egresos generados por la broca de cuerpo de acero y cuerpo de matriz en la perforación de la sección de ocho y media pulgadas dentro del campo Acordionero.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico y financieramente la implementación de brocas Policristalinas con cuerpo de acero en la sección 8 ½ pulgadas en dos pozos del Campo Acordionero.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir generalidades geológicas del Campo Acordionero.
2. Presentar generalidades, conceptos y variables de diseño de las brocas Policristalinas de cuerpo de acero y cuerpo de matriz.
3. Presentar los resultados obtenidos de las corridas con broca de 8 ½ pulgadas con cuerpo de matriz.
4. Implementar dentro del Campo Acordionero en dos pozos el uso de brocas Policristalinas de cuerpo de acero en la sección de 8 ½ pulgadas.
5. Presentar los resultados obtenidos de las corridas con broca de 8 ½ pulgadas con cuerpo de acero.
6. Analizar el rendimiento en ROP's y tiempos totales de perforación de la nueva broca Policristalina de cuerpo de acero vs la broca de cuerpo de matriz en la sección 8 ½ pulgadas en el Campo Acordionero.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto, basándose en la metodología financiera del CAUE.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO ACORDIONERO

En este capítulo se describirán las generalidades del Campo Acordionero como la historia, localización y marco geológico. Dentro del marco geológico se incluye la columna estratigráfica, descripción de las formaciones, geología estructural y geología del petróleo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Acordionero inició operaciones relativamente hace poco tiempo, este surge en el Bloque de Interés MIDAS, anteriormente conocido como ACORDEÓN bajo una licencia ambiental otorgada a la UNIÓN TEMPORAL MIDAS con un contrato E&P¹. El campo empezó a reportar producción de hidrocarburos líquidos en Julio del año 2013. Actualmente el campo cuenta con 21 pozos perforados, y es operado por la empresa GRAN TIERRA ENERGY INC.

A continuación, en la **Tabla 1** se presenta información de producción del Campo Acordionero Reportada ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), comprendida entre Julio de 2013 y Septiembre del año 2017.

Tabla 1. Producción de petróleo y gas del Campo Acordionero.

Año	Crudo (Bls)	Gas (KPC)
2013	255 956	-
2014	930 263	626 405
2015	2 103 978	1 965 835
2016	1 898 546	511 048
2017	2 558 874,92	201 4461,48

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, modificado por los autores.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo de explotación Acordionero se encuentra en la República de Colombia, y pertenece a la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena. Hace parte del Bloque de Interés de Perforación Exploratoria "MIDAS" (anteriormente denominado ACORDEÓN), localizada en jurisdicción de los municipios de Río de Oro, San Alberto, Aguachica, y San Martín, del Departamento del Cesar, siendo este último el casco urbano más cercano. El campo cuenta con una extensión de área de 9193,10 ha, y corresponden al municipio de San Martín. Se encuentra delimitado por las coordenadas. (Ver **Tabla 2**).

¹ AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. ANLA. Resolución 0916 de Julio de 2015. 2015.

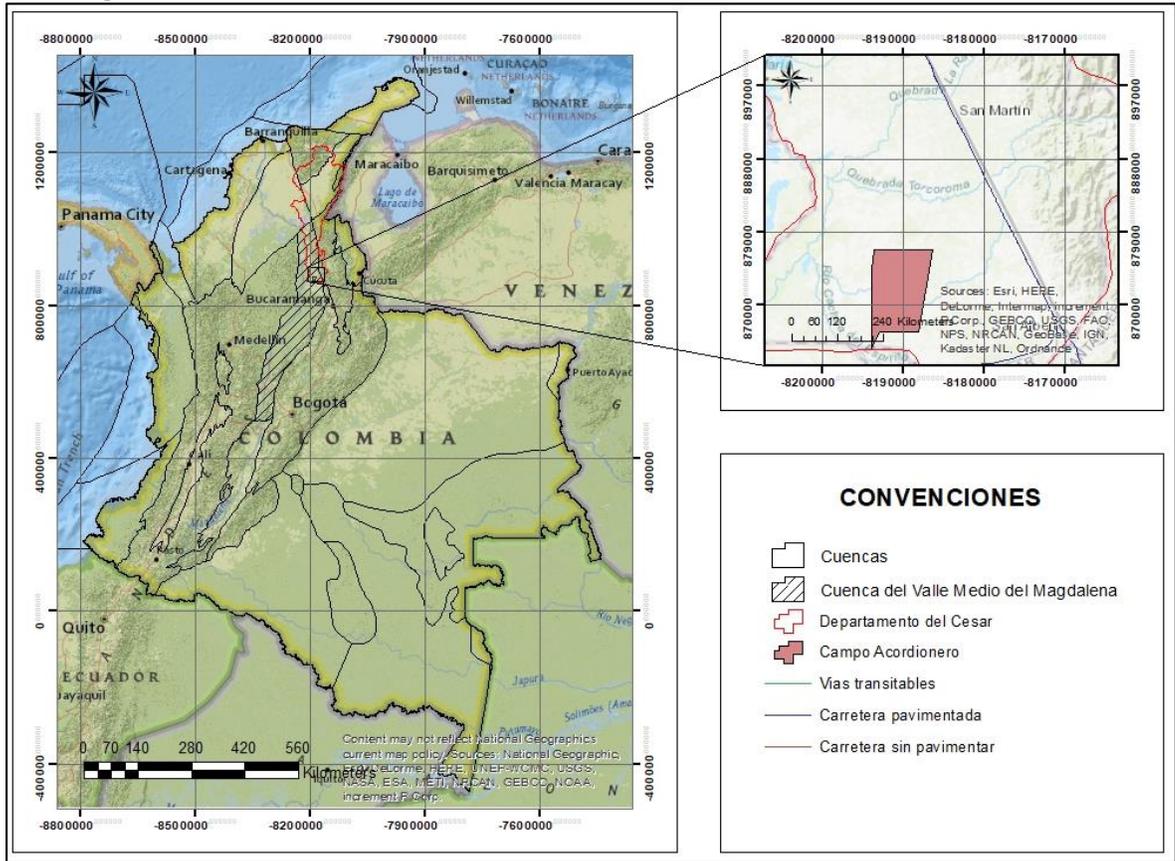
Tabla 2. Coordenadas que delimitan el campo.

Coordenadas DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTÁ.		
Punto	ESTE	NORTE
1	1061972,47	1375052,11
2	1059672,88	1361705,40
3	1052280,13	1361702,25
4	1052770,03	1366995,76
5	1053105,72	1371683,48

Fuente: Elaborado por el grupo evaluador a partir E/A para el Campo de explotación Acordionero. SIG Web, ANLA.

El Campo Acordionero y el pueblo de San Martín no cuentan con una pista de aterrizaje, por lo cual el acceso por vía aérea más cercano es a través del aeropuerto Hacaritama de Aguachica, y desde allí dirigirse por vía terrestre hacia el sur (Carretera 45) por 39 Km aproximadamente hasta San Martín y desde allí alrededor de 9 Km hasta el campo por el desvío hacia el Campo San Roque. Al campo también se puede acceder a través de helicóptero directamente. El recorrido por tierra desde la ciudad de Bogotá por la ruta más corta dura alrededor de 10 horas tomando la vía que conduce hasta Barbosa, desde ahí tomar la vía a Puerto Araujo y desde este punto continuar hacia el norte por la carretera 45 hasta llegar a San Martín y tomar el desvío previamente mencionado.

Figura 1. Mapa de Localización del Campo Acordionero, Cuenca del Valle medio del Magdalena.



Fuente: ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.4: ESRI. Modificado por los autores.

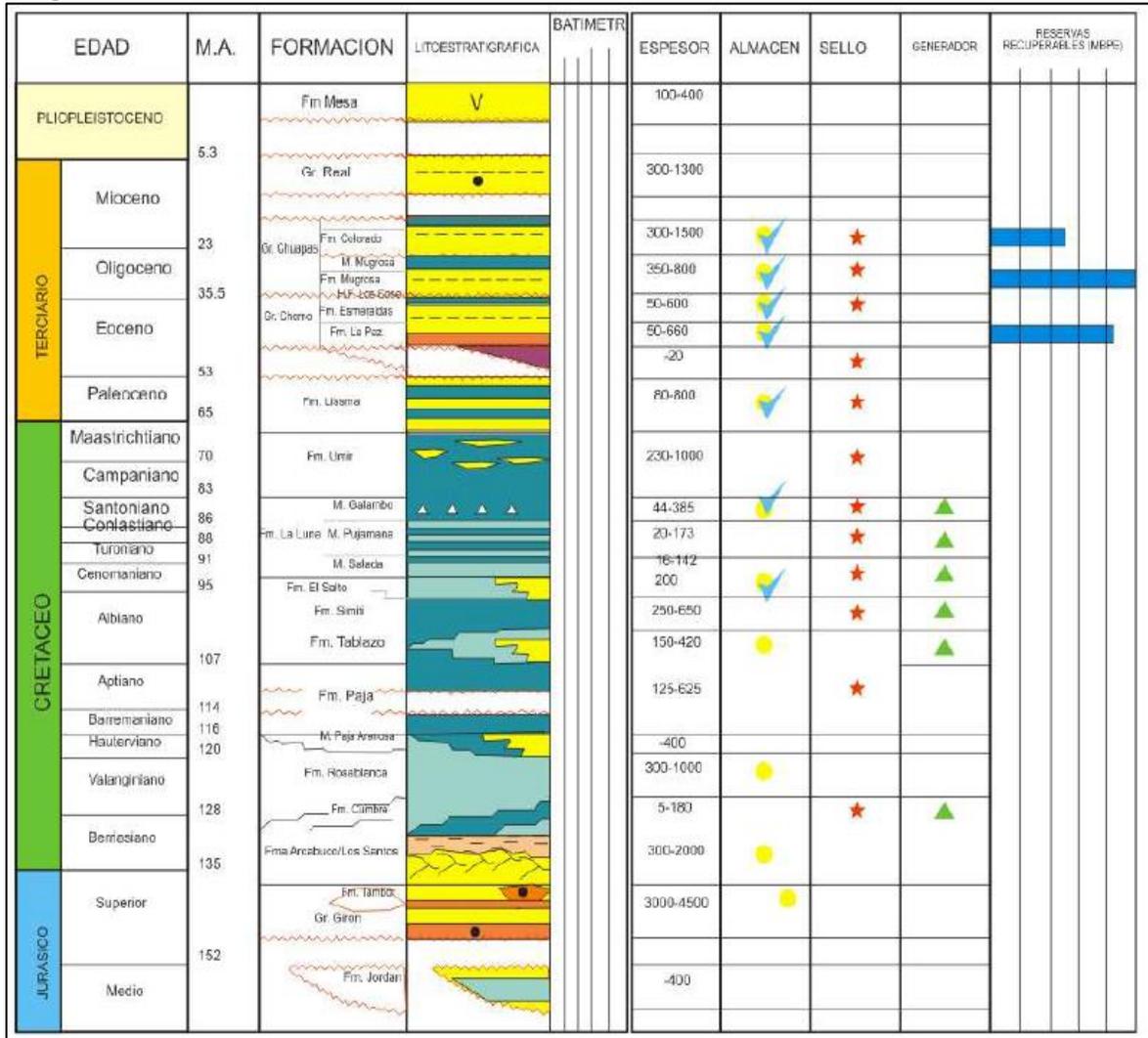
1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describen las unidades litoestratigráficas, geología estructural y geología del petróleo del Campo Acordionero.

1.3.1 Columna Estratigráfica. En la **Figura 2** se puede observar la columna estratigráfica del Campo Acordionero que posee unidades que van desde el Jurásico (basamento) hasta el Holoceno.

Se realiza descripción por unidad litoestratigráfica desde la Formación Umir hasta la Formación Mesa, ya que la formación objetivo en el campo es Lisama, tomando como basamento la Formación Umir.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle medio del Magdalena.



Fuente: Ecopetrol S. A. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se realiza una descripción desde la base hasta el tope de las formaciones geológicas encontradas en el Campo Acordionero, las cuales van desde el Cretáceo al Mioceno Medio.

1.3.2.1 Formación Lisama. Esta formación fue depositada en el Cenozoico durante el Paleoceno. Litológicamente describe su composición de shales abigarrados de color rojo, pardo, gris, con intercalaciones de areniscas masivas grisáceas, de grano medio a fino que se hace más grueso hacia la parte superior de la formación. Su espesor puede llegar a ser hasta de 4.020 pies. Su ambiente de depositación se dio bajo condiciones lagunares y deltaicas. La Formación Lisama se encuentra en contacto concordante con la Formación Umir que la infrayace, y en contacto

discordante con la Formación Esmeraldas – La Paz que la suprayace, las cuales en el caso de los pozos en estudio no fueron encontradas en el registro de perforación².

1.3.2.2 Formación Mugrosa. Esta formación es de edad Eoceno Superior – Oligoceno. Litológicamente describe que la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso o con cantos, que están intercaladas con shales de color azul o gris. La parte media consta de shales masivos moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior se encuentran areniscas, a veces con cantos, que se intercalan con shales moteados. En las áreas productivas de la Concesión de Mares estas partes corresponden respectivamente a las Zona C, parte inferior de la Zona B y parte superior de la Zona B, todas de la Formación Mugrosa. El espesor de esta formación es variable; de unos 2.300 pies en el Campo Colorado a unos 1.640 pies en el Campo de Llanito. Su ambiente de depositación es continental fluvial. La Formación Mugrosa se encuentra en contacto discordante con la Formación Esmeraldas-La Paz que la infrayace, las cuales en el caso de los pozos en estudio no fueron encontradas en el registro de perforación³.

1.3.2.3 Formación Colorado. Esta formación fue depositada desde el Oligoceno y hasta el Mioceno Inferior. Litológicamente consta predominantemente de arcillas de colores gris claro, púrpuras y moteados de rojo, con intercalaciones de areniscas en bancos de espesor variable con estratificación cruzada. La parte superior de la formación consta de unos 330 pies de arcillas de color gris y negro, carbonáceas, con areniscas de grano medio y poco potentes. En su sección tipo la Formación Colorado tiene un espesor de 3.940 pies, pero éste varía considerablemente y aumenta alcanzando hasta 8.200 pies al pie de la Cordillera Oriental. Su ambiente de depositación es continental fluvial. La Formación Colorado se encuentra en contacto concordante con la Formación Mugrosa que la infrayace, y en contacto discordante con el Grupo Real que la suprayace⁴.

1.3.2.4 Grupo Real. Fue depositado durante el Mioceno Medio. Este grupo incluye las Formaciones Real Inferior, Medio y Superior, separadas entre sí por inconformidades. Está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales. Su espesor aproximado es de 2.630 pies. Fue depositada en ambiente de abanico aluvial proximal y medio y varía lateralmente hacia facies de canales trenzadas. El Grupo Real se encuentra en contacto discordante con la Formación Colorado, y en contacto concordante con el Formación Mesa⁵.

² DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Francia. 1974. p. 326

³ Ibid., p. 372

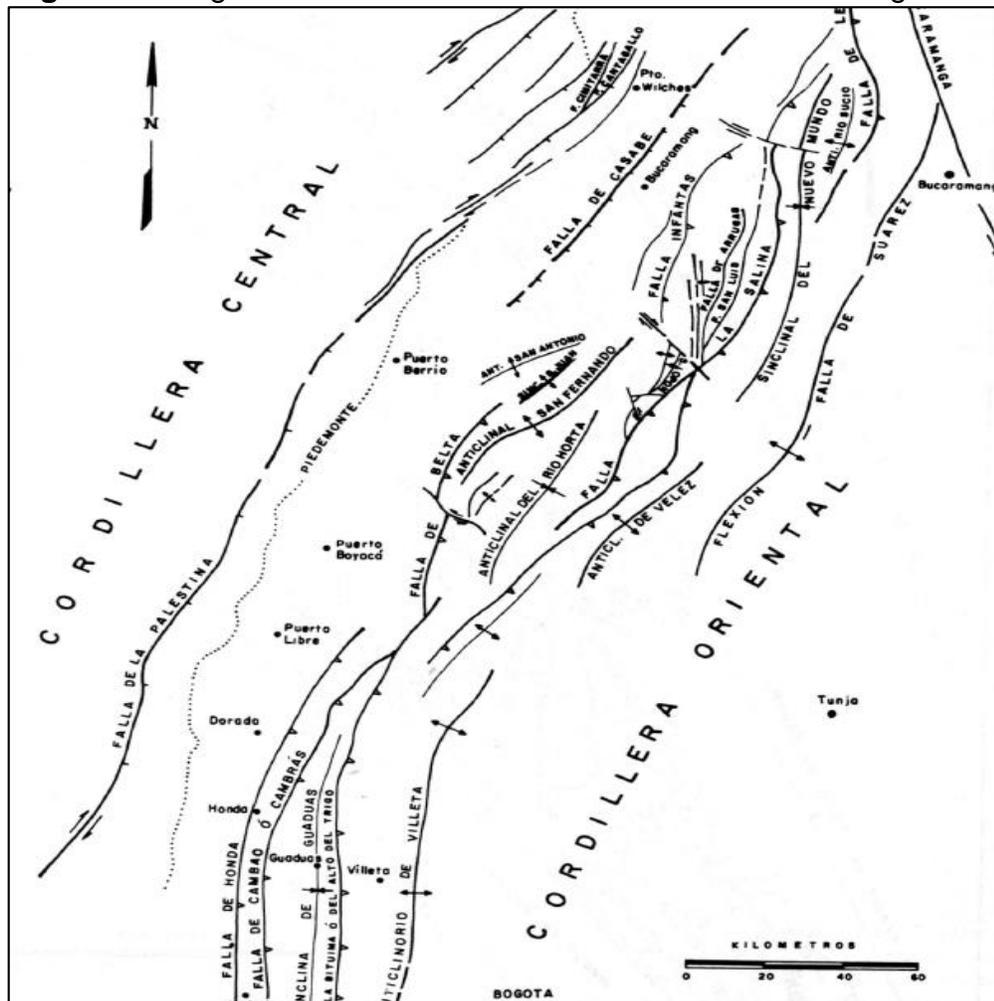
⁴ Ibid., p. 141

⁵ Ibid., p. 412 - 416

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca del Valle del Magdalena Medio se localiza entre las cordilleras Central y Oriental y está limitada al norte por la falla de Bucaramanga y al sur por la falla de Cambao. Su altitud Tiene una fluctuación entre 150 y 50 m.s.n.m aproximadamente. Con un área de 28.300 kilómetros cuadrados. Es una cuenca intracordillerana basculada hacia el oriente, con tendencia monoclin, el espesor de sedimentos promedio es de 8500 metros. Los pliegues y fallas presentan rangos de orientación predominante NNE-SSW, Estos rasgos son principalmente caracterizados por la vergencia este u oeste de los cabalgamientos y la transpresión a lo largo de las principales zonas de fallas de rumbo de Palestina y Bucaramanga-Santa Marta⁶. (Ver **Figura 3**).

Figura 3. Rasgos estructurales esenciales del Valle Medio Magdalena.



Fuente: Estructura y Evolución Tectónica Colombia. 1990.

⁶ ROLON. L, et all. Role Of Extensional Structures In Development Of The Middle Magdalena Valley Basin- Colombia. P. 150-155.

1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En esta sección se describen los principales parámetros asociados con el sistema petrolífero del Campo Acordionero, el cual se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.5.1 Roca Generadora. El petróleo in situ del Campo Acordionero proviene de calizas, lutitas negras y delgadas capas de lilitas, las cuales conforman las formaciones Tablazo, Simití y La Luna. Estas rocas tuvieron un ambiente de depositación anóxico. En cuanto a la calidad y cantidad de materia orgánica, el porcentaje de TOC (total de carbono orgánico) presente oscila entre 1% y 6%, el kerógeno en estas formaciones es de tipo II⁷.

1.5.2 Roca Reservorio. Las areniscas de la Formación Mugrosa (Zona B), y las areniscas de las formaciones Colorado (Zona A), Mugrosa (Zona C), y Esmeraldas (Zona D), son las rocas reservorio de la cuenca. El promedio de porosidades esta entre un 15-20% y el promedio de permeabilidades entre 20-600 md. Es importante precisar que la Zona C es el reservorio más importante entre los anteriormente mencionados⁸.

1.5.3 Migración. Se han detectado tres tipos de migración en el campo; Migración de tipo vertical, la cual se dio de manera directa, moviéndose los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia del Valle Medio del Magdalena. Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes al Eoceno. Se da migración de tipo vertical a lo largo de las superficies de fallas en sitios donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Valle Medio del Magdalena⁹.

1.5.4 Roca Sello. Varían dependiendo del reservorio, de una manera intraformacional: lodolitas masivas (Zona A), arcillas varicoloreadas (Zona B), lodolitas con ambiente de depositación en llanuras fluviales y paleolagos (Zona C) y lutitas grises claro y verdes (Zona D)¹⁰.

⁷ ANH. Informe Final Cuenca VMM. p. 63 y 64.

⁸ Ibid., p. 63.

⁹ Ibid., p. 64.

¹⁰ Ibid., p. 64.

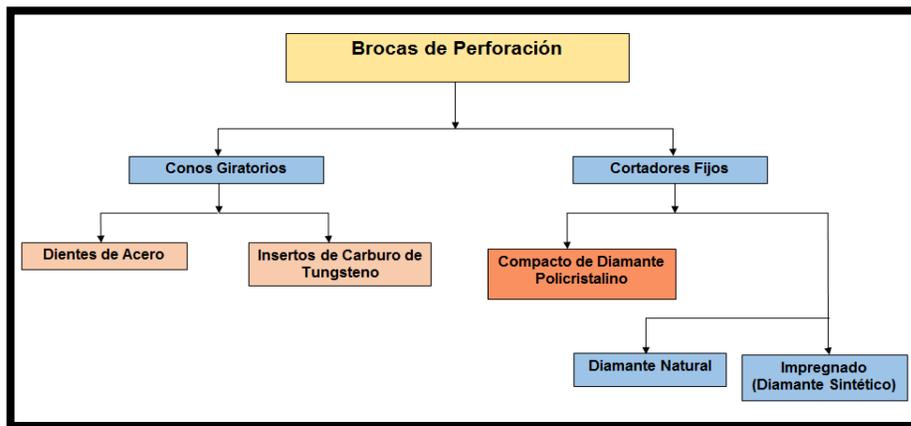
2. GENERALIDADES, CONCEPTOS Y VARIABLES DE DISEÑO DE LAS BROCAS POLICRISTALINAS DE CUERPO DE ACERO Y CUERPO DE MATRIZ

Este capítulo contiene una explicación que abarca las principales generalidades de las brocas de perforación de pozos petroleros que se emplean actualmente, incluyendo su clasificación general, aplicaciones y principales características. Adicionalmente se profundiza en la descripción de las características de las brocas PDC, su funcionamiento, partes y lo referente al diseño y manufactura, así como sus variables de diseño y desempeño, haciendo un énfasis en los detalles y diferencias entre las brocas PDC de cuerpo de acero y las PDC con cuerpo de matriz, entregando una descripción del perfil de la broca, la estructura de los cortadores e hidráulica.

2.1 GENERALIDADES DE LAS BROCAS

Las brocas, también conocidas como barrenas, mechas o trépanos, son herramientas que se ensamblan al inicio de la sarta de perforación, y cuentan con elementos cortantes que permiten atravesar las formaciones del subsuelo en el proceso de perforación con el fin de generar una conexión entre una zona de interés y la superficie. Existen diversos tipos de brocas disponibles actualmente, las cuales constan con características y ventajas frente a otras dependiendo de las condiciones presentes y necesidades de un proyecto de perforación, es por ello que es de suma importancia conocer sus características para iniciar con una correcta selección de las mismas al momento de perforar (Ver **Figura 4**).

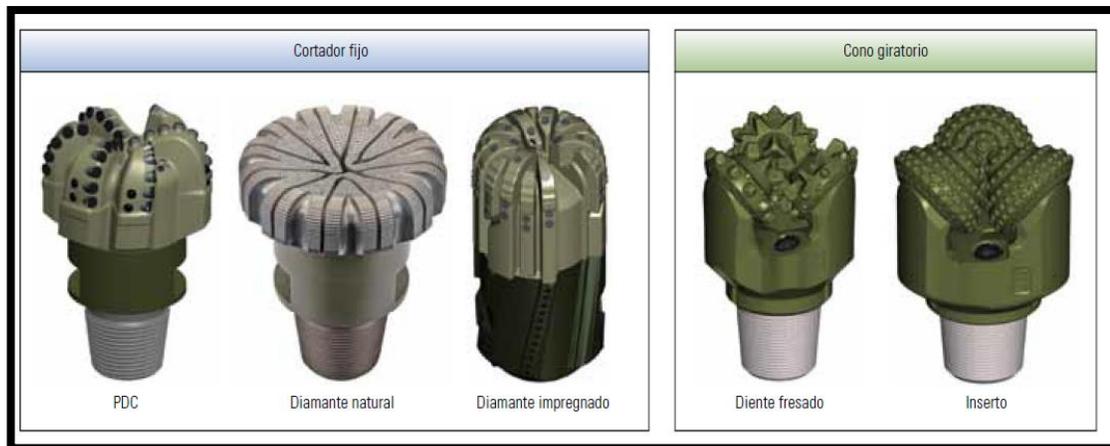
Figura 4. Esquema de clasificación de las brocas.



Existen dos grupos grandes de brocas según su diseño: conos giratorios (piezas móviles), y las de cuerpo fijo. Las primeras usualmente cuentan con cortadores de dientes de acero fijos, o con insertos de carburo de tungsteno, así mismo fueron de los primeros modelos en aparecer en la historia moderna de la perforación de pozos petroleros. Posteriormente surgieron las primeras brocas de cuerpo fijo que como

característica principal tienen el uso de nuevos materiales cortantes, que generan ventajas frente a formaciones de alta dureza y mayor resistencia frente a la abrasión¹¹. De estas, las principales son las de diamante natural, impregnado (diamantes sintéticos) y las PDC (compacto de diamante policristalino, por sus siglas en inglés). La **Figura 5** presenta la imagen característica de cada una de estas brocas.

Figura 5. Imagen de brocas según la clasificación.



Fuente: SCHLUMBERGER. El diseño de las barrenas: de arriba hasta abajo. Volumen 23 N°2, Houston TX, 2001, p. 6.

Una de las principales variables a tener en cuenta a la hora de seleccionar una broca es el tipo de formación que va a ser perforada, pero también influyen la capacidad de construcción de ángulo en el caso de la perforación de pozos direccionales, tasa de perforación, calidad del hueco, e hidráulica, aunque principalmente siempre se busca que genere un óptimo desempeño en cuanto a beneficios y costos.

Debido a que la totalidad de los pozos que son tema de estudio en este documento fueron perforados con brocas PDC, se presentan a continuación conceptos y variables correspondientes a estos, mostrando las principales diferencias entre las que cuentan con cuerpo de matriz, y las recientemente implementadas con cuerpo de acero.

2.2 CONCEPTOS DE BROCAS PDC

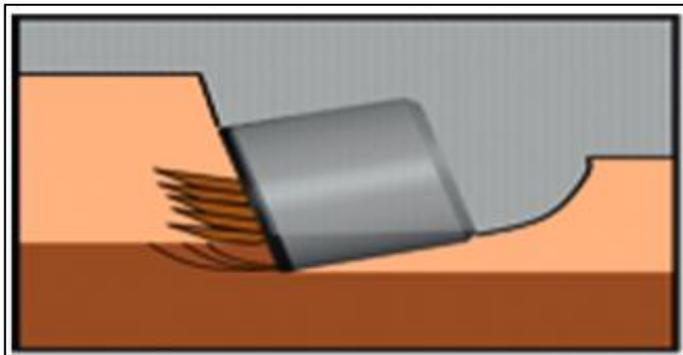
Las brocas PDC surgieron por primera vez en el mercado en la década de 1970. Están construidas con elementos cortantes que son precisamente los compactos de diamante policristalino -empleados debido a su muy alta dureza-, que van insertados

¹¹ RAMOS, Jorge. Estado del arte de brocas de perforación. Fundación Universidad de América. 2011 p.12.

en las aletas del cuerpo, que bien puede ser de una matriz de carburo de tungsteno (tradicional), o de acero. Fueron inicialmente concebidas para conseguir altas tasas de perforación en formaciones blandas, firmes y medianamente duras, lo cual ha hecho que en la actualidad hayan ido desplazando a las brocas tricónicas como el tipo de broca más empleada, gracias a su versatilidad y capacidad de poder ser reutilizadas. Tradicionalmente no se han empleado en formaciones demasiado duras debido a que se genera un alto desgaste causado por la excesiva fricción que se produce entre el cortador y la formación, y su principal desventaja es la posibilidad de atascamiento en formaciones inestables y poco consolidadas¹².

2.2.1 Mecanismo de Corte. El mecanismo de corte en este tipo de brocas es por cizallamiento o arrastre, lo cual significa que se perfora la formación sin estar generando un impacto directo en la misma ya que a medida que esta es penetrada, los cortadores van arrastrando y removiendo la roca en forma de capas, lo que al final resulta en un alto volumen de remoción de cortes y se traduce en mayores tasas de penetración (Ver **Figura 6**).

Figura 6. Mecanismo de corte por cizallamiento de un cortador PDC.

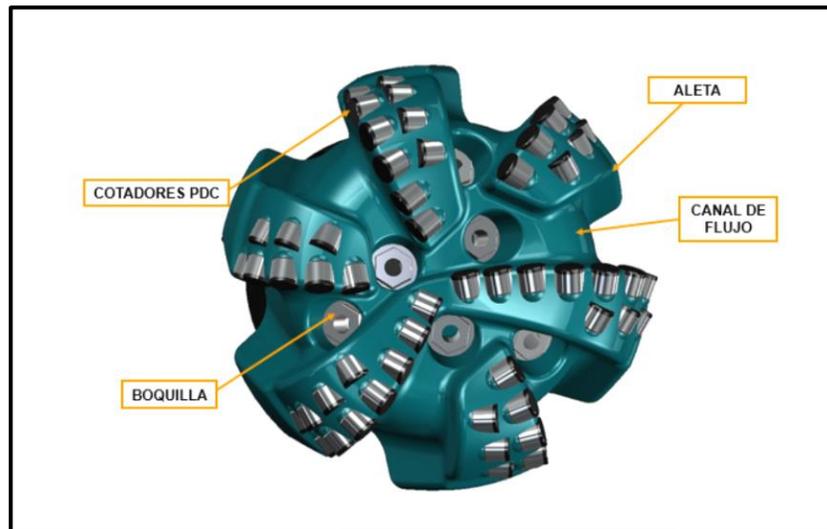


Fuente: Orlando Gordon R: seminario de brocas de perforación. Nivel básico (2011). PDVSA.

2.2.2 Componentes de una broca PDC. Debido a su versatilidad, hay innumerables diseños de brocas policristalinas, cada una diseñada para las necesidades específicas del proyecto, lo cual hace que en cada caso varíen sus componentes en cuanto al número de cada uno, tamaño, posición en la broca, ángulo, forma, material e hidráulica. Suelen compartir los mismos elementos que le componen. La **Figura 7** presenta una vista frontal de una broca PDC con sus principales elementos que le componen.

¹² RAMOS, Jorge. Estado del arte de brocas de perforación. Fundación Universidad de América. 2011 p. 13

Figura 7. Vista frontal de una broca PDC.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook, 2015. Modificado por los autores.

Cuerpo: también llamado Corona, es la parte fundamental de la broca que le da su forma y tamaño principal, donde adicionalmente van adjuntos otros componentes de la broca. Internamente cuenta con un conducto que permite la hidráulica de la broca y conecta la parte superior de esta con las boquillas. Se fabrica en dos materiales; matriz de carburo de tungsteno, o acero.

Vástago: es conocido igualmente con el nombre de pin, shack, conexión API, o espiga. Es construido en acero con tratamiento térmico y es la parte que permite acoplar la broca a la sarta de perforación

Aleta: la aleta u hoja es un elemento sobresaliente del cuerpo de la broca, que dependiendo de su geometría y proporciones determina el perfil que va a tener la broca. Varía en número y forma dependiendo del diseño.

Boquillas: orificios que conectan el conducto interno de la broca con la cara de la misma, con el fin de permitir el flujo del fluido de perforación. Varían en cuanto a número y diámetro dependiendo de lo que se desee en cuanto a la hidráulica. Su tamaño es referenciado con un número X/32 de pulgada.

Cortadores: los cortadores o estructura de corte son aquellos elementos que se encuentran insertados a presión en las aletas y que cumplen la función de entrar en contacto directo con la formación para romperla e ir la removiendo. Se componen por dos partes, una de sustrato de carburo de tungsteno y la segunda es la tabla de diamantes (Ver **Figura 8**), la cual se busca que sea de mayor grosor para incrementar su vida útil, así mismo, cuenta con un borde biselado a 45 grados con el fin de mejorar el rendimiento y mejora la vida útil. La duración y vida útil de este elemento depende de su resistencia al impacto y la abrasión, los cuales son

determinados principalmente por el tipo de formación, por lo cual se pueden encontrar modelos diferentes de cortadores que tienen un mejor desempeño dependiendo de estas condiciones.

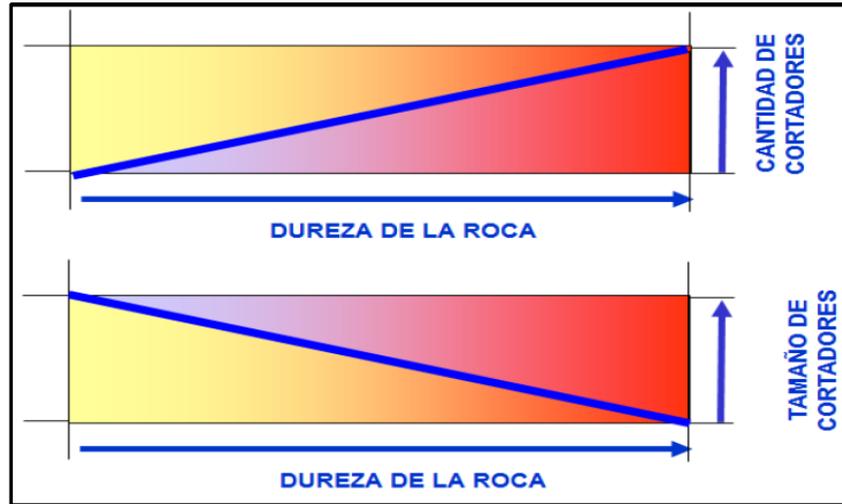
Figura 8. Cortadores de una broca PDC.



Fuente: Vallejo, Nicolás. Presentación Brocas.

Ya que son la parte final de la broca y contactan directamente a la formación, son los puntos finales donde se transmite el WOB (peso sobre la broca, por sus siglas en inglés), por lo cual su tamaño y número presentes en la broca tienen una incidencia directa en la presión que percibe la formación al ser perforada. Esto se decide principalmente teniendo en cuenta el tipo de formación y su dureza; para formaciones altamente duras se usa un mayor número de cortadores, pero de menor tamaño, mientras que para formaciones más blandas se suele emplear una menor cantidad de cortadores pero que cuentan con mayor tamaño (Ver **Figura 9**).

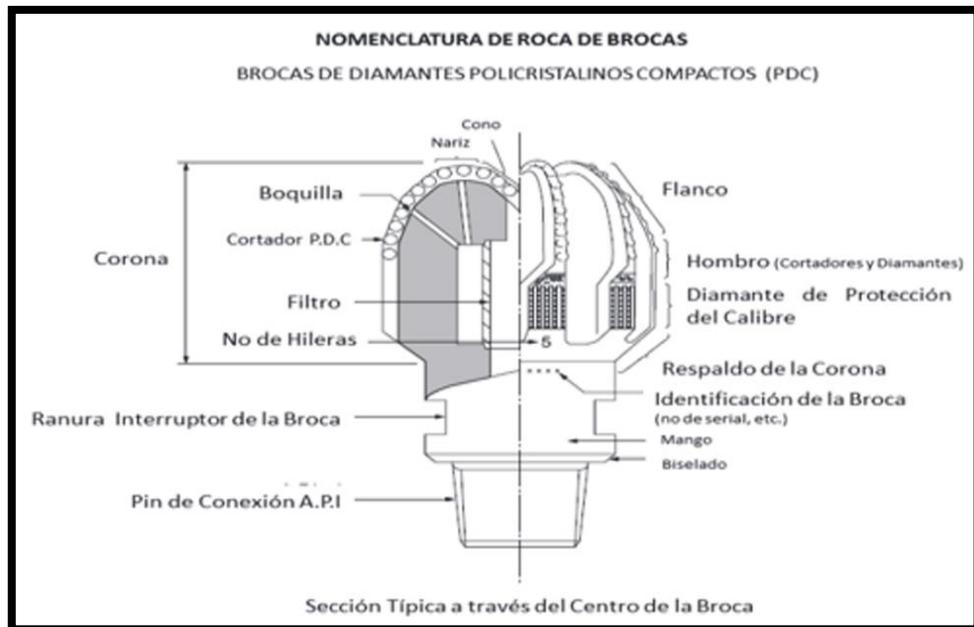
Figura 9. Tamaño y número del cortador en función de dureza de la formación.



Fuente: REED HYCALOG. Diseño de brocas de cortadores fijos.

En la **Figura 10** se muestra un esquema de perfil y con corte que presenta la estructura típica correspondiente a una broca Policristalina, y señalando sus correspondientes elementos principales que le componen.

Figura 10. Vista de perfil de una broca PDC.



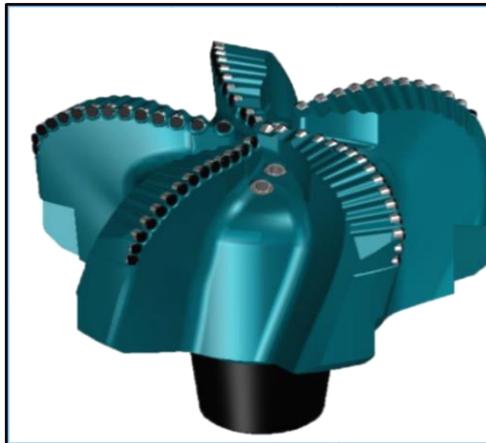
Fuente: Well engineers notebook, 2nd Edition, (2001). B.V. EP Learning and Development.

2.3 CONCEPTOS DE BROCA PDC CUERPO DE ACERO

La broca PDC de cuerpo de acero tuvo sus comienzos en los años 1980 para dar solución a los problemas de manufactura y soldadura de partes para la construcción de una broca de perforación, para así poder brindar un cuerpo de la broca más rígido y homogéneo compuesto por un único material¹³.

2.3.1 Manufactura. El cuerpo de acero de la broca PDC es diseñado utilizando un software en el cual se realiza un modelado 3D y se pueden definir elementos de diseño como lo son las aletas, el calibre, número de boquillas, volumen y tamaño de cortadores, entre otros¹⁴. (Ver **Figura 11**).

Figura 11. Modelado de broca 3D.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook p. 5

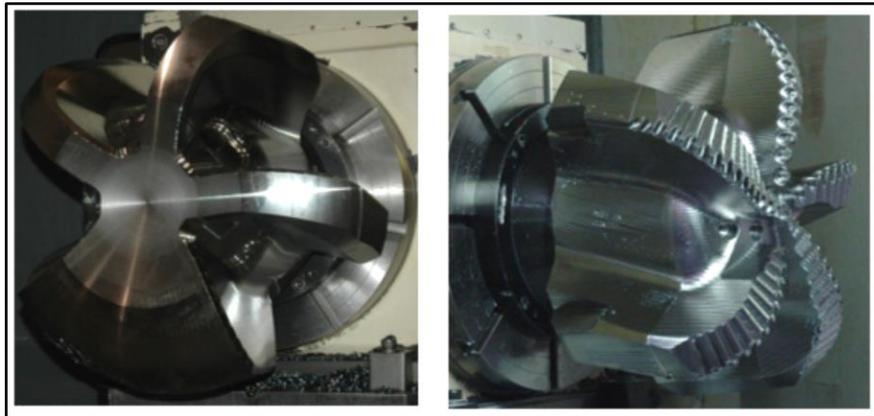
Un cuerpo de acero que está generalmente conformado por carbón, molibdeno y cromo es torneado hasta que se le da una forma cilíndrica la cual va a pasar por unos cortadores más robustos que se encargan de darle la forma geométrica al cuerpo de la broca y crear sus respectivas aletas. Después de ese proceso se pasa el bloque de acero a unas herramientas de torneado más pequeñas que son las encargadas de darle forma a los bolsillos de los cortadores y generar el perfil deseado¹⁵ (Ver **Figura 12**).

¹³ Ramos R., J: Estado del Arte de Brocas de perforación

¹⁴ ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 6.

¹⁵ ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 6.

Figura 12. Proceso de cortado de aletas y bolsillos de cortadores.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook p. 6

Luego del proceso de cortado, una matriz de sustrato de carburo de tungsteno niquelado es soldada a cada una de las aletas, la cual le otorga protección al acero de las paletas y va a servir de soporte para los cortadores PDC. Después de este procedimiento se lleva a cabo la soldadura de los cortadores, este procedimiento consiste en aplicar calor en la zona cercana a los bolsillos de los cortadores e insertándolos cuando se haya realizado una expansión, así se puede asegurar una correcta adhesión entre la capa de carburo de tungsteno y los cortadores PDC. La buena adhesión entre estos dos componentes es de vital importancia ya que garantiza un buen desempeño evitando una degradación temprana del cuerpo de la broca y pérdidas en tiempos de reparación o reemplazo de la broca.

La parte final de la manufactura es la de limpieza y pintura de la broca, la cual se realiza con corrientes de arena y aire a presión para limar y quitar cualquier cuerpo ajeno a la broca, después se le aplica una pintura que protegerá la broca de la corrosión en el ambiente (Ver **Figura 13**).

Figura 13. Proceso de cortado de aletas y bolsillos de cortadores.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook p. 7.

2.3.2 Características. Dentro de las características que se tienen que nombrar está el hecho de que la fabricación de la broca de cuerpo de acero es más económica que la de cuerpo de matriz, aunque la parte de diseño demanda mayor tiempo, y se necesitan equipos de torno computarizado de última tecnología. Sin embargo, el diseño y dureza que nos entrega este modelo nos ofrece una mayor respuesta y mayor amplitud a rangos operacionales como los son WOB, torque, respuesta direccional, ROP'S.

Al tener aletas más delgadas se genera un incremento en el JSA y FV, optimizando la evacuación de los cortes desde la cara de la broca, esto permite incrementar la ROP¹⁶.

Las aletas se encuentran protegidas por acero con aleación de carburo de tungsteno denominado "hardfacing", ayudando a minimizar el desgaste prematuro del acero ocasionado por el caudal¹⁷.

También poseen protección en el calibre, lo que permite proveer protección al gauge pad y así asegurar el diámetro del perfil. Esto permite tener una mejor hidráulica para proveer una evacuación de los cortes más eficaz y así reducir la erosión en el cuerpo y minimizar la probabilidad de embotamiento. Por su naturaleza de construcción entrega una mayor resistencia a esfuerzos en el fondo del hueco¹⁸.

2.4 VARIABLES DE DISEÑO BROCAS PDC

2.4.1 Cantidad y distribución de los cortadores. La distribución, cantidad y ángulo de los cortadores en el perfil y las aletas es de gran importancia ya que tienen una incidencia directa en el rendimiento de la broca, ya que genera mayor o menor respuesta al torque y WOB. Esta cantidad y distribución se encuentra condicionada por el área de la aleta, ya que limita el número de cortadores que esta puede contener, el tamaño de los mismos y el espaciamiento entre ellos¹⁹.

2.4.1.1 Alto volumen de diamantes. Una configuración común para este tipo está dada por ocho aletas, cortadores de 11 mm, cuatro aletas que viajan de centro al calibre, y 55 cortadores primarios.

2.4.1.2 Bajo volumen de diamantes. Una configuración común para este tipo está dada por cinco aletas, cortadores de 19 mm, dos aletas que viajan de centro al calibre, y 20 cortadores primarios.

¹⁶ ULTERRA, Drilling Handbook p. 8.

¹⁷ ULTERRA, Drilling Handbook p. 8.

¹⁸ ULTERRA, Drilling Handbook p. 8.

¹⁹ ULTERRA, Drilling Handbook p. 8.

Cuadro 1. Comparación de característica entre bajo y alto volumen de cortadores.

Alto volumen de cortadores	Bajo volumen de cortadores
ROP bajas para un determinado WOB	ROP altas a un determinado WOB
Capaz de soportar mayores WOB antes de que suceda daño	Mayor respuesta a las fluctuaciones en el WOB
Mayor resistencia relativa a la abrasión	Requiere mayor torque por parte del taladro
	Baja resistencia relativa a la abrasión

Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook p. 9.

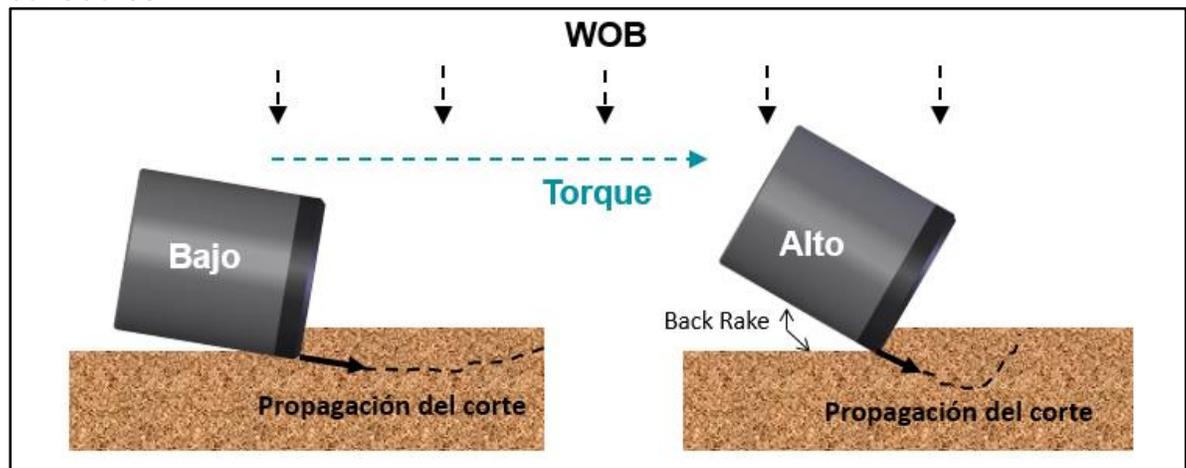
2.4.1.3 Back Rake. Es el ángulo de ataque del cortador PDC con respecto a la formación, el cual es necesario para reducir el área de contacto entre el cortador y la formación, lo que produce un incremento en la presión que se le ejerce a la formación y permite fracturarla.

Cuadro 2. Comparación de característica entre bajo y alto ángulo de ataque de los cortadores.

Alto ángulo de ataque	Bajo ángulo de ataque
Menos agresiva y eficiente	Más agresiva y eficiente
Acción de raspado	Acción de cizallamiento
Menos propenso a daños por impacto debido vibraciones y transición de formaciones	Más propenso a daños por impacto debido a vibraciones y transición de formaciones
Menor sensibilidad a cambios WOB y RPM	Mayor sensibilidad a cambios WOB y RPM

Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p.10.

Figura 14. Comparación de característica entre bajo y alto ángulo de ataque de los cortadores.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 10.

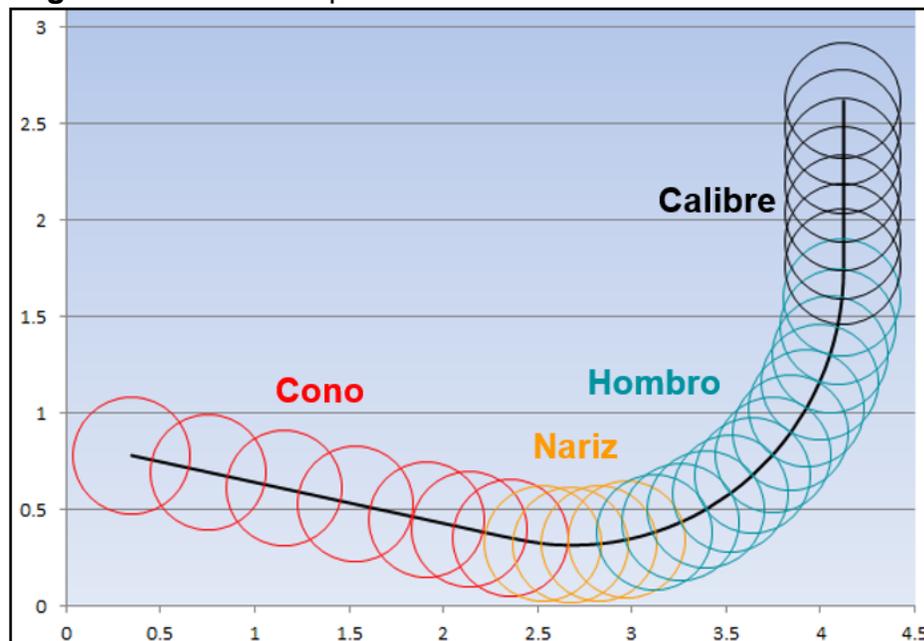
2.4.1.3 Side Rake. Es el ángulo del cortador PDC con respecto a la dirección de corte, el cual sirve para mejorar la limpieza y reducir el desgaste sobre los cortadores por parte de la formación. Un aumento en este ángulo, sin embargo, también representa una pequeña reducción en la eficiencia del cortador, aunque usualmente se consideran que las ventajas de emplearlo son mayores que la pequeña reducción en la eficiencia de los cortadores que se produce, por lo que se suele preferir su uso²⁰.

2.4.2 Perfil de la broca. Las brocas PDC están compuestas por un cuerpo que sirve de base para las aletas, estas brocas pueden tener de 3 a 12 aletas por lo general. Las aletas, a su vez, sirven de soporte para los cortadores PDC, los cuales están ubicados con diferentes disposiciones, ángulos y densidad.

El diseño y volumen de las aletas es de vital importancia, ya que proporciona un canal de flujo a través del cuerpo de la broca, en el cual fluye el fluido de perforación y permite que puedan ser removidos los cortes. Un menor volumen de las aletas permite una mayor área de flujo, lo cual ayuda al flujo de limpieza y la remoción de los recortes con una mayor eficiencia.

En la **Figura 15** se observa el perfil de la broca, sus cuatro zonas y la densidad de cortadores en cada una de ellas de acuerdo al perfil con el que se cuenta.

Figura 15. Partes del perfil de la broca PDC.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 11.

²⁰ ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 11.

2.4.2.1 Tamaño del perfil del hombro. El tamaño del perfil del hombro permite controlar parámetros como lo son el volumen de cortadores, la agresividad vertical a la formación y la resistencia a abrasión. A continuación, se describe en el **Cuadro 3** las principales diferencias entre los perfiles de hombro alto y bajo.

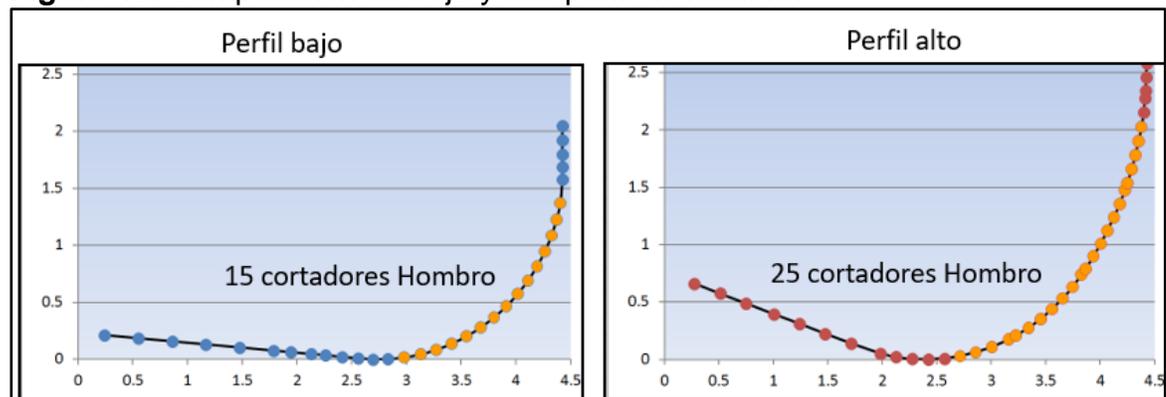
Cuadro 3. Comparación de bajo y alto perfil de hombro.

Alto	Bajo
Capacidad para aumentar el volumen de cortadores	Bajo volumen de cortadores
Mas cortadores sobre el hombro	Mas agresividad vertical y proyección direccional
Mayor durabilidad frente a la abrasión	Menor durabilidad frente a la abrasión
Menos propenso a la desviación direccionando	Más propenso a la desviación direccionando

Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 12.

En la **Figura 16** se presenta la diferencia en forma del perfil de hombro alto y bajo, y su incidencia en el número de cortadores que este puede contener.

Figura 16. Comparación de bajo y alto perfil de hombro.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 12.

2.4.2.2 Ángulo del cono. El ángulo del cono permite controlar el volumen de cortadores, la respuesta direccional, estabilidad, limpieza, y transferencia de WOB. A continuación, se describe en el **Cuadro 4** las principales diferencias entre un ángulo de cono alto y bajo.

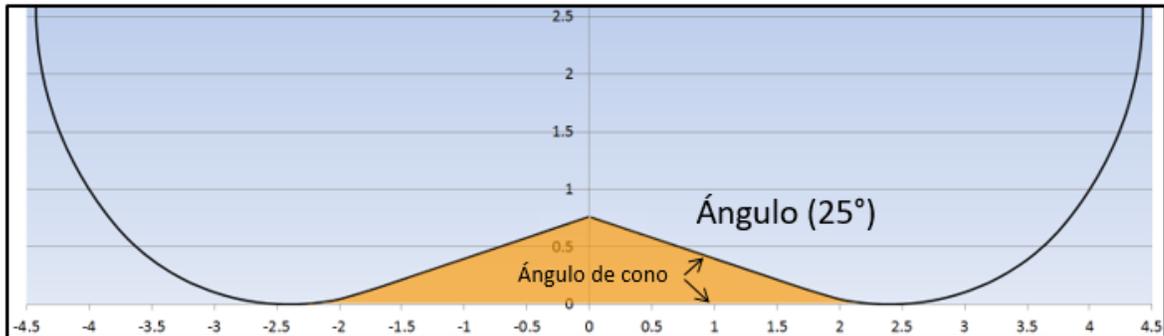
Cuadro 4. Comparación de bajo y alto ángulo de cono.

Alto	Bajo
Incremento en volumen de cortadores	Incremento en volumen de cortadores (mayor agresividad)
Mejora la estabilidad de la broca	Mejor eficiencia en transferencia de WOB
Baja respuesta direccional	Alta respuesta direccional
Menos propenso a la desviación	Mejor limpieza de recortes

Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 13.

Como se evidencia en la **Figura 17** el ángulo de cono afecta directamente el perfil de la broca, alterando la capacidad de contener determinado número de cortadores en esta zona. También afecta el rendimiento de la broca frente a factores como la respuesta direccional y la transferencia de WOB.

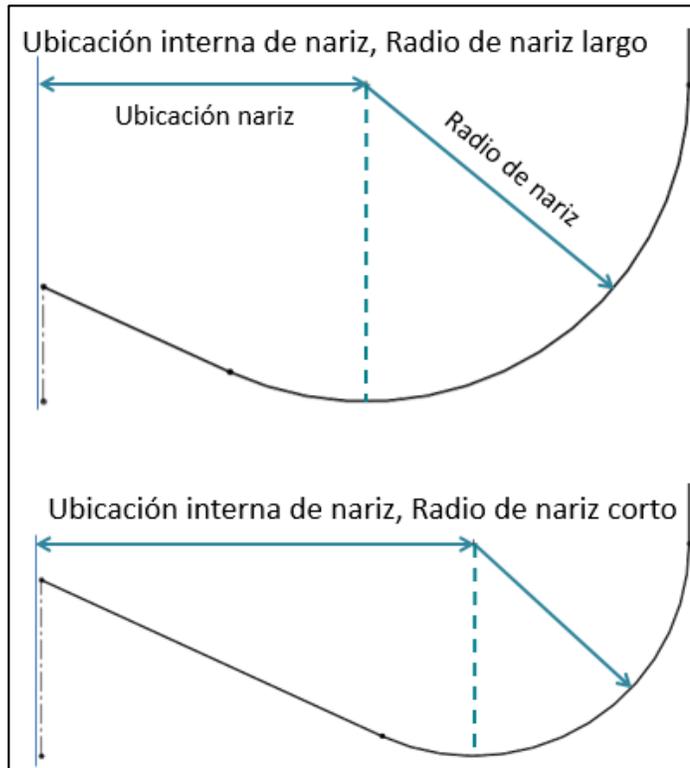
Figura 17. Ángulo de cono de 25 grados.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 13.

2.4.2.2 Radio de nariz. El radio de nariz influye sobre el volumen de cortadores en esta zona del perfil de la broca, la respuesta direccional, estabilidad, limpieza de los recortes, y la transferencia del WOB. A continuación, se muestra en la **Figura 18** perfiles con un radio de nariz largo y corto.

Figura 18. Comparación radio de nariz largo y corto.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 14.

A continuación, se describe en el **Cuadro 5** las principales diferencias entre los radios de nariz largo y corto.

Cuadro 5. Comparación radio de nariz largo y corto.

Largo	Corto
Mueve la ubicación de la nariz hacia el centro de la broca	Permite una mayor flexibilidad en la ubicación de la nariz
Aumenta la cantidad máxima de cortadores en la nariz	Aumenta el punto de carga sobre la formación en la ubicación de la nariz, haciendo la broca más agresiva
Puede reducir la estabilidad y afectar el desempeño direccional	Permite menores longitudes en el hombro para mejorar la respuesta direccional

Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 15.

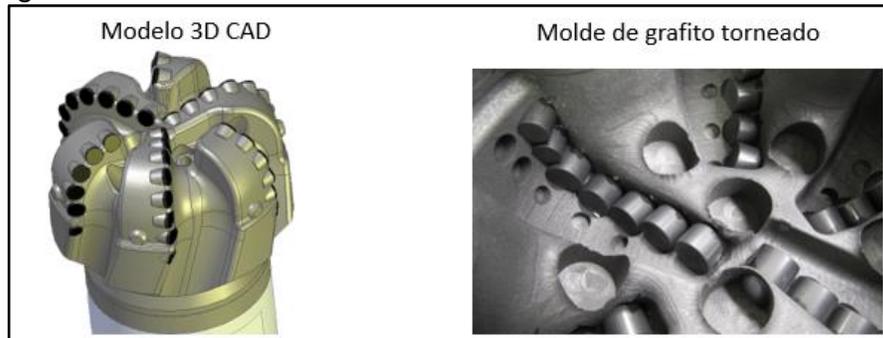
2.5 CONCEPTOS DE BROCA PDC CUERPO DE MATRIZ

Las brocas PDC de cuerpo de matriz tienen su origen en los años 1985, en búsqueda de tener un cuerpo compuesto más rígido²¹. Está compuesta por granos de carburo de tungsteno con aglutinante más blando, más resistente y metálico, lo cual la hace muy resistente a la abrasión y a la erosión, resiste relativamente altas cargas de compresión, aunque en comparación con el acero, tiene una baja resistencia al impacto²².

2.5.1 Manufactura. La broca de cuerpo de matriz comienza su proceso de manufactura al igual que la de acero en el software de diseño 3D, en el cual se diseña de acuerdo a las especificaciones del cliente.

Después se pasa al sistema de manufactura asistido por computadora (CAM, por sus siglas en inglés) que convierten el modelo 3D en un set de comandos de 5 axiales para una máquina que va a tornearse en un cilindro de grafito para dar forma al diseño exterior de la broca, este producto se llama molde, el cual es un inverso a la geometría final de la broca (Ver **Figura 19**).

Figura 19. Proceso de modelado 3D y acople de molde de grafito.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 20.

Dada la complejidad de la geometría del cuerpo se requiere crear una segunda pieza la cual tiene la forma de los bolsillos de los cortadores y estructura de la parte interna de la hidráulica de la broca, la cual se denomina desplazador, y después se unen en una sola pieza para así poder tener el molde completo y dar inicio al proceso de fundición.

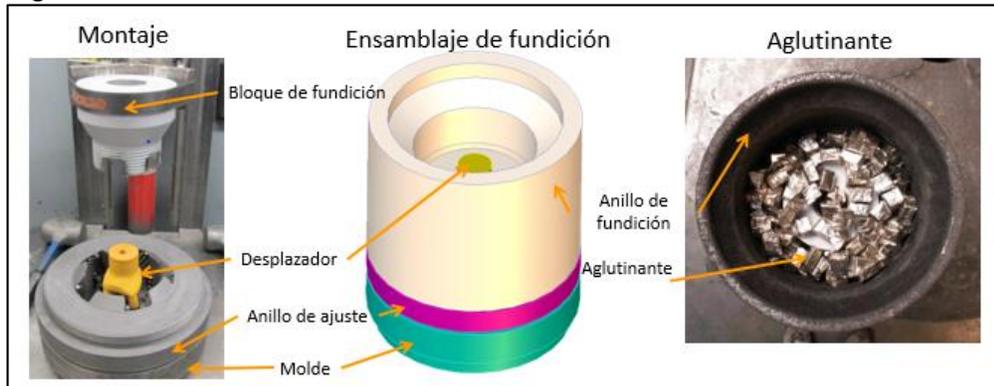
Una vez todos los desplazadores son unidos al molde, se coloca encima un cabezal blanco, el cual se va a encargar de dar forma y sustento al cuerpo de la broca y conectar la parte baja de esta con la sección de las aletas y los cortadores.

²¹ ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 20.

²² ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 20.

El molde es llenado con polvo de carburo de tungsteno y una tercera pieza de grafito es agregada, la cual tiene por nombre anillo de fundición, esta es llenada de un aglutinante compuesto de cobre, aluminio y otras aleaciones²³. (Ver **Figura 20**).

Figura 20. Proceso de ensamblaje de molde e introducción de aglutinante.

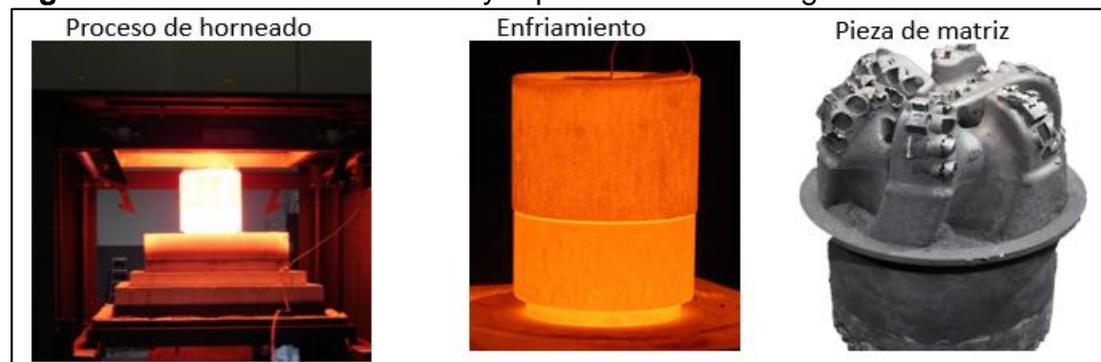


Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook p. 21.

Ya el molde terminado y lleno de aglutinante, es introducido en un horno donde es expuesto a temperaturas de 2150°F por 30 minutos, estos valores cambian a razón del tamaño de la broca.

Durante el ciclo del horno, el aglutinante con ayuda de la gravedad y la presión se filtra en el carburo de tungsteno que se encuentra en la parte baja del molde, a medida que el molde se enfría el aglutinante empieza a solidificarse y así mantiene la unión entre el carburo de tungsteno y el aglutinante, creando el cuerpo de matriz. Después de que el molde está totalmente frío, el molde inferior de grafito se rompe y se descarta para dar por terminado el ciclo de horno (Ver **Figura 21**).

Figura 21. Proceso de horneado y ruptura de molde de grafito.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook p. 21.

²³ ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 5.

Después del ciclo de horno, se procede al torneado en el cual se empieza por quitar la cabeza de fundición y así exponer el bloque de fundición, el cual es soldado a la conexión API. Una máquina secundaria reduce los excesos que se encuentran en las aletas y los bolsillos de los cortadores (Ver **Figura 22**) para así poder empezar el proceso de incorporación de los cortadores PDC, el cual es el mismo procedimiento que se realiza con la broca cuerpo de acero. Por último, se le realiza la limpieza y se le aplica pintura de protección contra la corrosión²⁴.

Figura 22. Proceso de torneado de aletas y bolsillos de cortadores.



Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook p. 22.

Por último, se le realiza la limpieza y se le aplica la pintura de protección contra la corrosión para darle el acabado final a la broca, tal y como se muestra en la **Figura 23**.

Figura 23. Proceso de cortado de limpieza y pintura.



Fuente: ULTERRA, Drilling handbook p. 22.

²⁴ U ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 22.

2.5.2 Características. La broca de cuerpo de matriz tiene una ventaja y es que tiene una mayor resistencia a la erosión que el acero, lo que la hace menos susceptible a problemas ocasionados por el fluido de perforación.

Tiene una menor resistencia a la tensión, lo cual puede propiciar la ruptura de aletas, esto puede ser mitigado mediante la instalación de un soporte interno de acero para reforzar la estructura de las aletas.

Por su complejidad en la manufactura es muy difícil replicar los productos y garantizar una óptima calidad y un estándar de producción, puesto que gran parte del proceso de fabricación es realizado de forma manual.

2.6 COMPARACIÓN ENTRE BROCA PDC DE CUERPO DE MATRIZ CON CUERPO DE ACERO

Al realizar una comparación entre las brocas PDC con cuerpo de acero y cuerpo de matriz, teniendo en cuenta su manufactura y rangos de operación, se tienen ventajas y desventajas de cada una de ellas, así como sus soluciones y beneficios. Del **Cuadro 6 a 9** se muestran cada una de ellas.

2.6.1 Cuerpo de Acero.

Cuadro 6. Ventajas y beneficios broca PDC cuerpo de Acero.

VENTAJAS	BENEFICIOS
Mayor resistencia tensil que el cuerpo de matriz.	Menor riesgo de rotura de aletas.
Mejor adhesión del material de enlace (HardBrazing).	Menos fallas del material de adhesión y menor pérdida y desgaste de cortadores.
Precisa repetitividad durante la fabricación.	Menor variación de broca a broca manteniendo estándares de producción.

Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 30.

Cuadro 7. Desventajas y soluciones broca PDC cuerpo de Acero.

DESVENTAJAS	SOLUCIONES
Pobre resistencia a la erosión y abrasión.	Aplicación de metal duro en las áreas expuestas a la erosión del fluido.
Mayor tiempo de diseño (requiere de modelaje 3D y programación en CNC ²⁵).	Uso de nuevos sistemas de modelado de mayor capacidad y velocidad ²⁶ (Pro-ECAD).

Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 30.

2.6.2 Cuerpo de Matriz.

Cuadro 8. Ventajas y beneficios broca PDC cuerpo de Matriz.

VENTAJAS	BENEFICIOS
Mayor resistencia a la erosión que el acero.	Menos susceptible a problemas de erosión por el lodo de perforación.
Mayor flexibilidad de diseño.	Ubicación de cortadores y boquillas más acorde a las especificaciones del cliente.
Fácil de modificar durante la fabricación ²⁷ .	Rápida adaptación a requerimientos del cliente.
Mayor resistencia al desgaste que el acero.	Mejor resistencia en el calibre.

Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 30.

Cuadro 9. Desventajas y soluciones broca PDC cuerpo de Acero.

DESVENTAJAS	SOLUCIONES
Menor resistencia a la tensión que puede propiciar ruptura de aletas.	Uso del soporte interno en acero para reforzar las aletas.
Baja repetitividad del producto debido al complicado trabajo manual.	Mejorar el trabajo de los tornos de control numérico para reducir el trabajo manual y mejorar el proceso de fabricación ²⁸ .

Fuente: ULTERRA, Drilling Handbook. 2015. p. 30.

Al realizar un análisis de ventajas y desventajas que presentan ambas opciones, se puede deducir que el desempeño general de la broca con cuerpo de acero es mejor

²⁵ Ulterra, Oil and Drilling, p. 30.

²⁶ Ulterra, Oil and Drilling, p. 30.

²⁷ Ulterra, Oil and Drilling, p. 30.

²⁸ Ulterra, Oil and Drilling, p. 30.

que la de cuerpo de matriz, ya que garantiza una óptima operación en amplios rangos entre los parámetros operacionales de perforación; otorgando mejor transferencia del WOB, así como mayor resistencia tensil frente a este parámetro (4 Klbf más frente a la broca PDC con cuerpo de matriz), mejor respuesta direccional e hidráulica, lo que se podría ver reflejado en el desempeño final de la tasa de penetración. Aportando seguridad y buenas prácticas con ayuda de su diseño y alta dureza, se pueden obtener ROP's más altas, teniendo en cuenta que se tiene que hacer un adecuado estudio de las formaciones a perforar y fluidos empleados que puedan generar erosión y corrosión sobre el cuerpo de la broca.

3. RESULTADOS DE LAS CORRIDAS DE LA BROCA PDC CON CUERPO DE MATRIZ EN LA SECCIÓN DE 8 ½ PULGADAS EN LOS POZOS ACORDIONERO-8 Y ACORDIONERO-9

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir del uso de la broca PDC de cuerpo de matriz para la sección de 8 ½ pulgadas en los pozos Acordionero-8 y Acordionero-9, hablando sobre sus generalidades, pero también sobre su información técnica específica y parámetros empleados durante la perforación de dicha sección en ambos pozos. Después de presentar dicha información se emplea especial atención a los resultados con gráficas en función de la profundidad, esto con el fin de realizar un análisis que permita evaluar las situaciones que se presentaron.

3.1 POZO ACORDIONERO-8

3.1.1 Información General del Pozo. El pozo Acordionero-8 se decide perforar como parte del plan de desarrollo planteado para el campo, cuyo objetivo es optimizar la producción del campo. Este pozo se definió basado en los resultados obtenidos con la perforación de los pozos del campo. Fue perforado con un taladro Tuscany 109 de 1000 HP, con una geometría de tipo “S” y empleando 3 ensamblajes de fondo diferentes, así como 3 brocas.

La estratigrafía de la Areniscas de la Formación Lisama definida en los pozos de los campos relacionados al Norte y Sur del pozo Acordionero-8 presentan de base a tope una secuencia de areniscas de alrededor de más de trescientos (300) pies intercaladas con capas delgadas de lodolitas, y a partir de los registros de resistividades se observa que presentan valores superiores a 200 ohmio/metro, las cuales evidencian la presencia de hidrocarburos.

El pozo Acordionero-8 fue planeado para ser perforado como un pozo de desarrollo con los siguientes objetivos geológicos:

- Perforar un pozo de desarrollo para atravesar las unidades reservorio del campo, las cuales son las areniscas basales de la formación Lisama (Arena A para este pozo) con el fin de comprobar el potencial de hidrocarburos y completar el pozo como productor en la formación objetivo.
- Aumentar la producción del Campo Acordionero.
- Validar el modelo estructural y estratigráfico de la secuencia Cretáceo Superior - Paleógeno.

3.1.2 Información de la sección de 8 ½ pulgadas. La sección –la cual es la tercera y última del pozo- se inició a perforar a la profundidad de 2040 pies en MD (profundidad medida, por sus siglas en inglés) con el tercer ensamblaje en fondo, empleando la tercera broca, la cual fue una PDC con cuerpo de matriz de 8 ½ pulgadas. Se finalizó la perforación a una profundidad de 10015 pies, logrando un recorrido de 7975 pies en un tiempo efectivo de 107.97 horas, obteniendo una tasa de penetración efectiva de 73.86 pies sobre hora.

3.1.2.1 Fluido de Perforación. El fluido empleado para esta sección fue uno en base agua con las siguientes propiedades presentadas en la **Tabla 3**:

Tabla 3. Propiedades del fluido de perforación para Acordionero 8 en sección 8 ½”.

Base	Agua
Tipo	TERRAFORM
Peso del Lodo (ppg):	10,5
Viscosidad Plástica Entrada (cP):	12
YP Entrada (lb/100ft²):	16
Viscosidad Plástica Salida (cP):	13
YP Salida (lb/100ft²):	16
Geles Entrada (10s/10min/30min):	19 / 26 / 34
Geles Salida (10s/10min/30min):	19 / 26 / 34

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-8.

3.1.2.2 Ensamblaje de Fondo. A continuación, se presentan en la **Tabla 4** los elementos que componen el ensamblaje de fondo número tres que está diseñado para trabajo direccional y perforar la sección de 8 ½ pulgadas.

Tabla 4. Componentes de ensamblaje de fondo número tres.

DETALLES BHA					
ITEM	DESCRIPCION	OD	ID	LARGO	LARGO ACUMULADO
1	BIT TD605X - 8 1/2"	8.500"		.78 '	.78 '
2	MUD MOTOR - 6 3/4"	6.750"		30.52 '	31.30 '
3	VDR - 8 1/4"	6.750"	3.000"	6.02 '	37.32 '
4	RES - GR - 6 3/4"	6.719"	3.063"	29.22 '	66.54 '
5	HEL MWD	8.188"	2.750"	19.24 '	85.78 '
6	NMDC	6.406"	3.286"	27.98 '	113.76 '
7	(3) DC - 6 1/2"	6.500"	2.875"	91.09 '	204.85 '
8	(23) HWDP - 5"	5.000"	3.000"	693.17 '	898.02 '
9	JAR - 6 1/2"	6.500"	2.750"	31.98 '	930.00 '
10	(4) HWDP - 5"	5.000"	3.000"	120.65 '	1050.65 '
11	ACCELERATOR - 6 1/2"	6.500"	2.750"	31.94 '	1082.59 '
12	(3) HWDP - 5"	5.000"	3.000"	90.22 '	1172.81 '
13	DP - 5"	5.000"	4.276"		

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-8.

3.1.3 Broca PDC cuerpo de matriz en la sección 8 ½ pulgadas del pozo Acordionero-8. La información de la broca en cuanto a cuerpo y diseño no se puede presentar ya que la broca empleada en este pozo es de la competencia y no se tiene acceso a esta información.

En cuanto a la hidráulica de la broca, se cuentan con 5 boquillas, cada una con un tamaño de 16/32 de pulgada. La **Tabla 5** presenta los valores de cada una de las variables de la hidráulica empleada en la broca PDC de 8 ½ pulgadas con cuerpo de matriz empleada en el pozo Acordionero-8.

Tabla 5. Información de hidráulica de sección 8 ½” Acordionero-8.

Cantidad Boquillas:	5
Tamaño Boquillas:	16
TFA (in²):	0,982
Pérdida Presión Broca (psi):	461,86
Pérdida Presión Broca (%):	11,00
HHP Broca (hp):	192,45
HIS Broca (hp/in²):	3,39
Velocidad Jet (fps):	233,52
Fuerza de Impacto (lbf):	860,41

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-8.

3.1.4 Resultados de la Corrida de 8 ½ Pulgadas en Acordionero-8. A continuación se presentan los datos reportados de la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas, incluyendo la calificación IADC de la broca, con sus correspondientes imágenes, los resultados del trabajo direccional en pies y horas correspondientes a los intervalos deslizados y rotados.

3.1.4.1 Reporte de Broca. Se presenta el estado de salida reportado de la broca de 8 ½ pulgadas con cuerpo de matriz al momento de finalizar la perforación en la sección, adicionalmente se incluyen los comentarios, observaciones realizadas en pozo, y las fotos correspondientes. (Ver **Tablas 6 y 7**).

Tabla 6. Reporte IADC de Broca, sección 8 ½, Acordionero-8.

INNER	OUTER	DULL	LOCATION	BEARING	GAUGE	OTHER	PULLED
1	1	WT	A	X	I	BT	CP

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-8.

Tabla 7. Convenciones reporte de Broca.

1	1/16" Out of Gauge
WT	Worn Cutters
A	All Areas
I	In Gauge
BT	Broken Cutters
CP	Core Point

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

Sale la broca a superficie se limpia su estructura de corte, se observa un cortador roto (BT) en la nariz de la herramienta, no se observan huellas en la matriz de la herramienta, tampoco se observan boquillas tapadas, el pin se encuentra en buen estado.”

A continuación, se muestran fotografías que fueron tomadas a la broca tanto antes de entrar, donde se muestra una vista frontal de la broca intacta antes de ser bajada a fondo (Ver **Figura 24**). También se muestra la broca después de salir, en una toma de 30° en la que se puede apreciar el daño en un cortador en la punta de la aleta número 1 (Ver **Figura 27**).

Figura 24. Vista Lateral de la Broca de 8 ½" de entrada.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

Figura 25. Vista Lateral de la Broca de 8 ½” de salida.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-8.

Figura 26. Vista Frontal de la Broca de 8 ½” con Ring Gauge de salida.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-8.

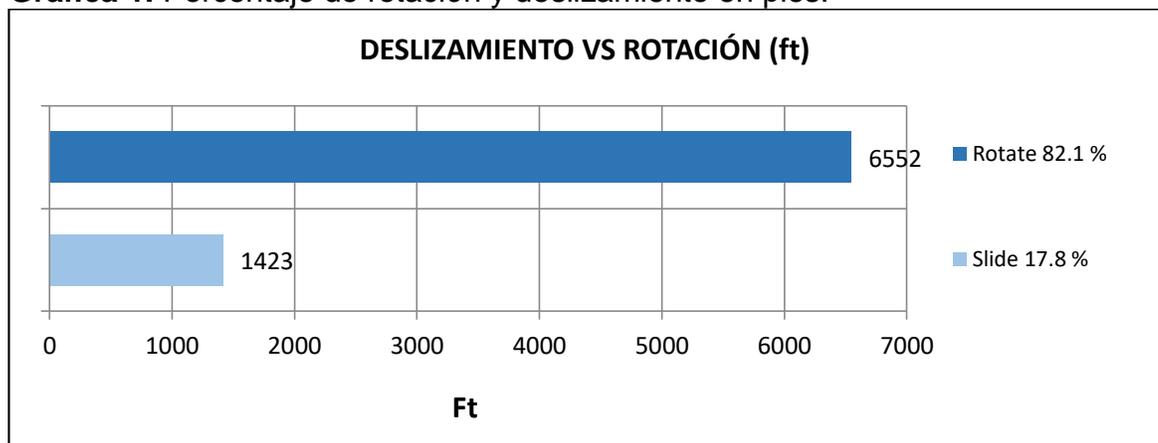
Figura 27. Vista a 30° de la Broca de 8 ½” de salida.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-8.

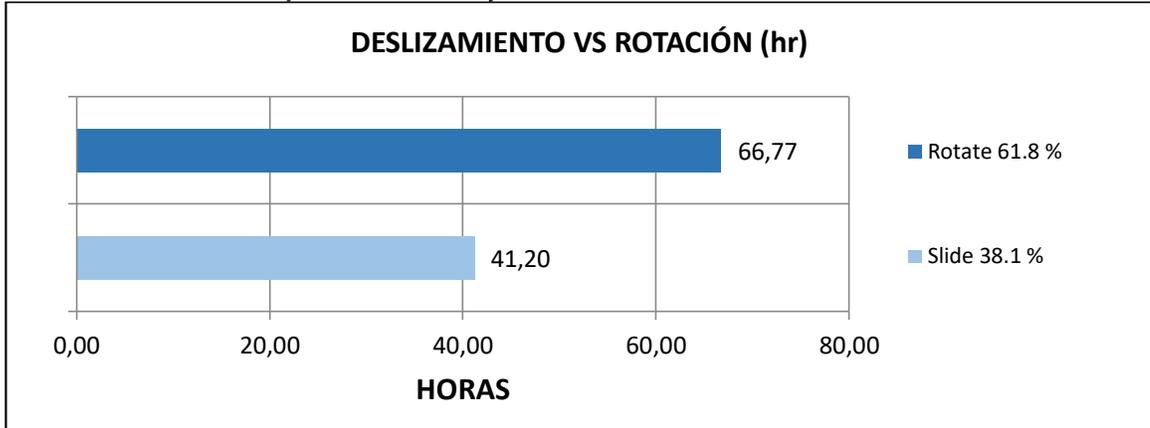
3.1.4.2 Reporte Direccional. A continuación, se muestran los valores de entrada y salida según los parámetros de direccional, además se muestran los porcentajes de rotación y deslizamiento en pies y horas. En las **Gráficas 1 a 3** se muestra la información y comparación de deslizamiento y rotación en horas, pies y ROP's de la sección 8 ½ pulgadas. (Ver **Tablas 8 y 9**)

Gráfica 1. Porcentaje de rotación y deslizamiento en pies.



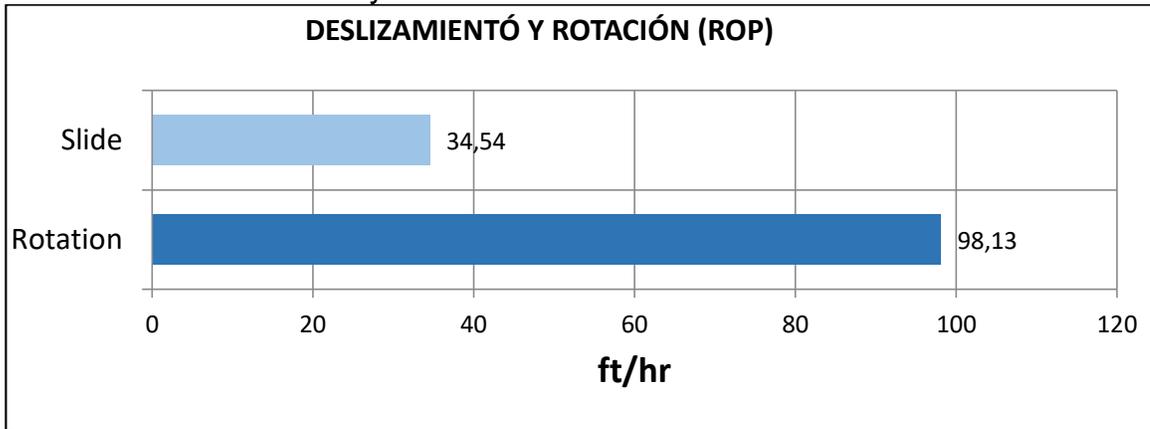
Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-8.

Gráfica 2. Porcentaje de rotación y deslizamiento en horas.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

Gráfica 3. Deslizamiento y rotación en ROP's.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

Tabla 8. Pies Deslizando.

Deslizando			
Pies Perforados:	1423	ROP Deslizando (ft/hr):	34.54
Horas Efectivas:	41.20	% Deslizado ft:	17.84

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

Tabla 9. Pies Rotando.

Rotando			
Pies Perforados:	6552	ROP Rotando (ft/hr):	98.13
Horas Efectivas:	66.77	% Rotado ft:	82.16

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

3.1.5 Presentación y análisis de parámetros operacionales. En esta sección se presenta el resumen y análisis de los parámetros operacionales que se manejaron durante en la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas. Los datos presentados son tiempos de entrada y salida, distancia total, ROP's, y porcentajes de deslizamiento y rotación. (Ver **Tablas 10 - 12**).

Tabla 10. Tiempos.

Tiempo			
Fecha Entrada:	29/dic/2016 18:55	Rango de tiempo (hr):	164.40
Fecha Salida:	05/ene/2017 15:35	Tiempo efectivo (hr):	107.97

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

Tabla 11. Distancia total y ROP.

Distancia total y ROP			
MD Entrada (ft):	2040	Pies Perforados:	7975
MD Salida (ft):	10015	ROP Efectiva (ft/hr):	73.863

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

A continuación, se presenta en la **Tabla 12** los rangos de operación de cada parámetro de perforación en función de cada una de las formaciones atravesadas durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas.

Tabla 12. Parámetros operacionales por formación.

Acordionero-8						
Formación	TOPE MD (ft)	WOB (Klbf)	RPM SUP	GPM	TQ (Klbf/ft)	SPP (psi)
REAL	0	5 - 30	0 - 60	550 - 725	0 - 7	1400 - 3600
COLORADO	4498	8 - 30	0 - 60	720 - 750	0 - 7	3400 - 4000
MUGROSA	5781	6 - 20	0 - 60	730 - 730	0 - 8	3500 - 3800
DISCORDANCIA	6092	2 - 40	0 - 60	650 - 735	0 - 15	2850 - 4200
LISAMA - A	9511	12 - 40	0 - 70	640 - 680	0 - 15	3350 - 4100

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

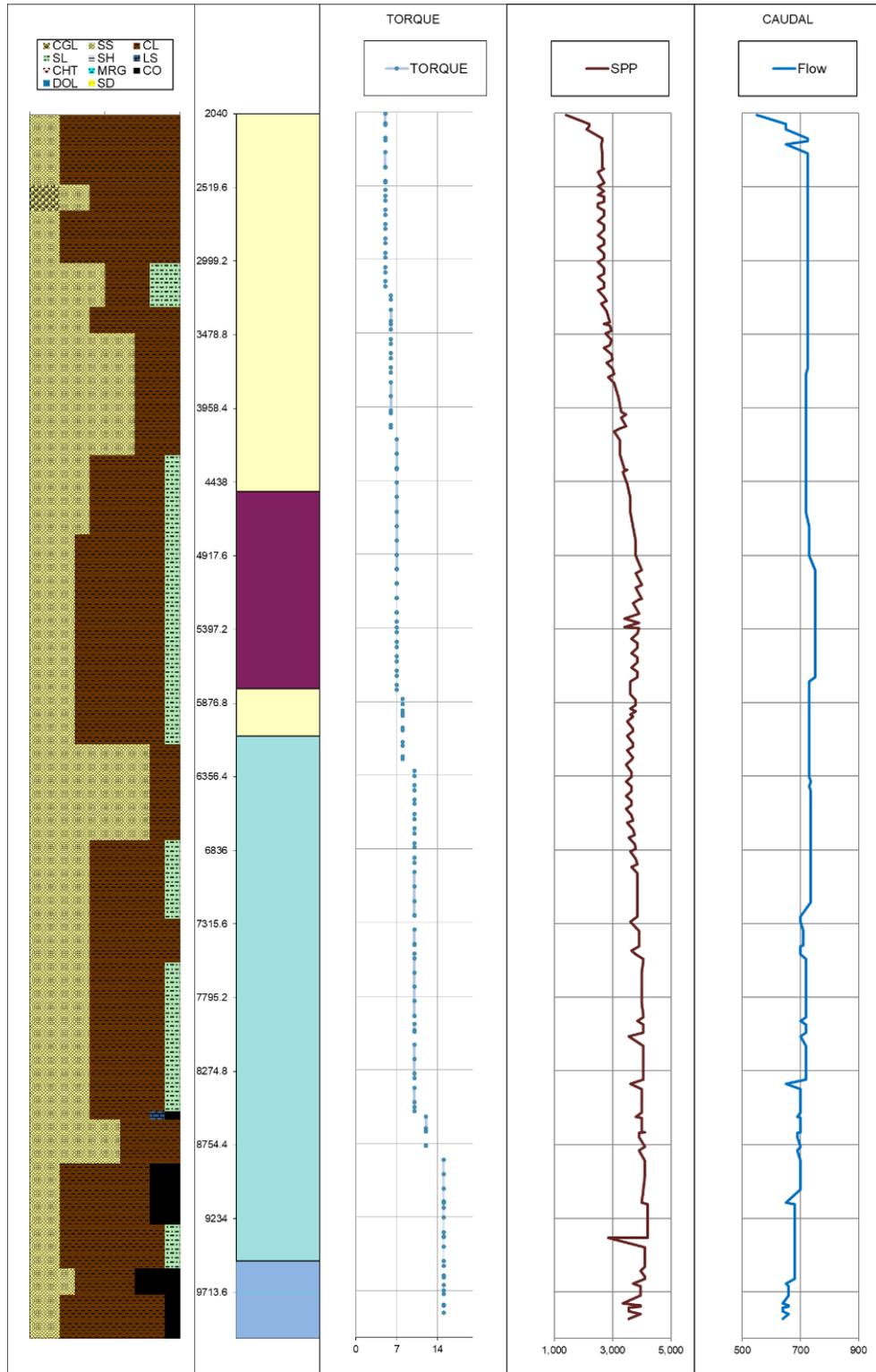
Tabla 13. Parámetros Operacionales.

PARÁMETROS	
Max WOB (Klbf)	40
Min WOB (Klbf)	2
Promedio WOB (Klbf)	21
Max RPM Sup	70
Min RPM Sup	20
Promedia RPM Sup	45
Max RPM O/B	285.0
Min RPM O/B	20.0
Promedio RPM E/F	72.9
Max GPM	750.0
Min GPM	550.0
Promedio GPM	714.2
Max Torque (Klbf/ft)	15
Min Torque (Klbf/ft)	3
Promedio Torque (Klbf/ft)	9
Max SPP On (psi)	4200
Min SPP On (psi)	1400
Promedio SPP On (psi)	3478

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

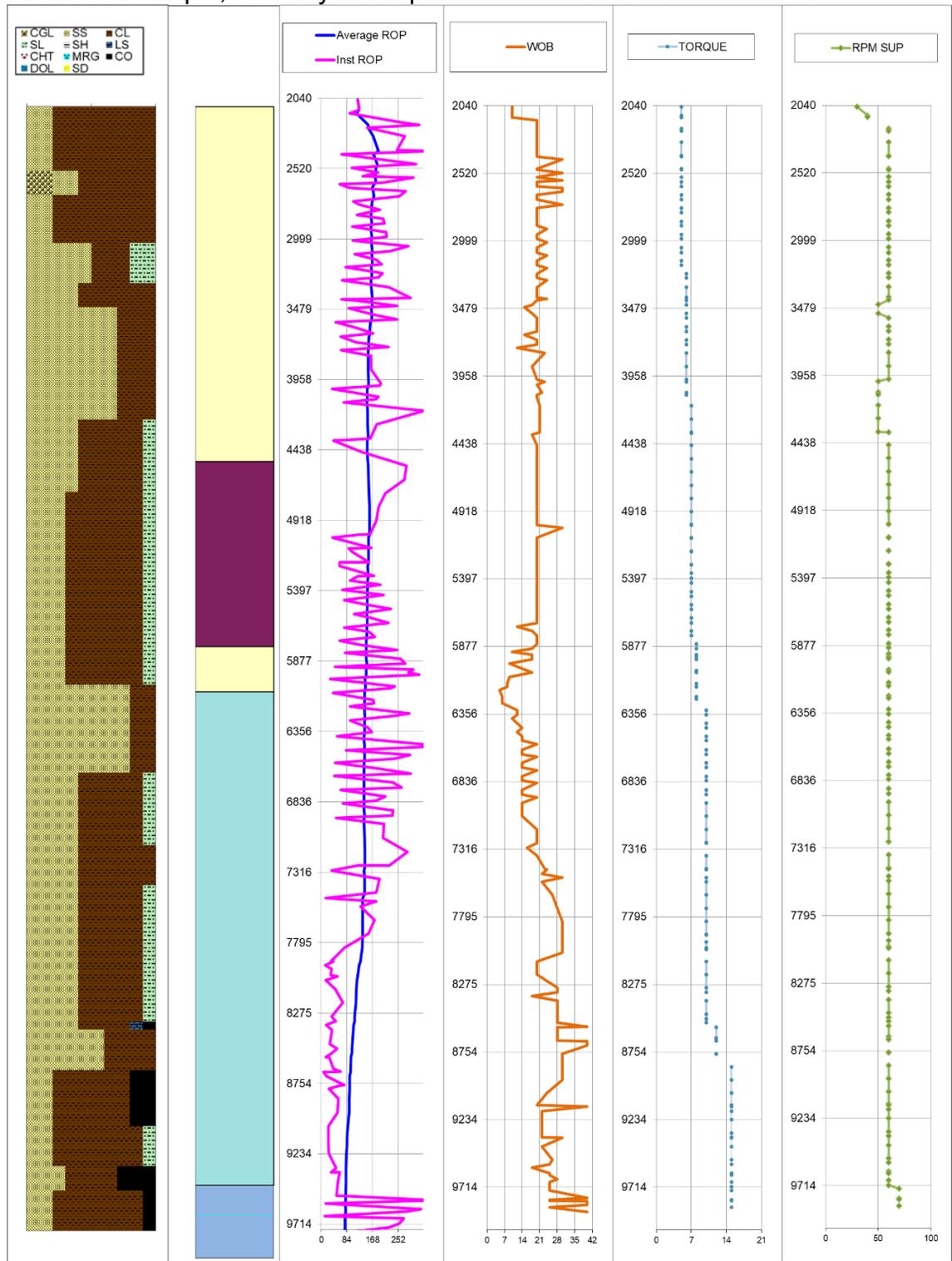
A continuación, se presentan las **gráficas 4 y 5**, donde se muestran los principales parámetros dados durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas, y posteriormente se genera un análisis dichas gráficas, evaluando los sucesos ocurridos en función de los valores obtenidos y de la profundidad medida (MD) dada, y así mismo observando el comportamiento a través de cada una de las formaciones perforadas. El análisis se hará puntualmente sobre los parámetros de peso sobre la broca (WOB), revoluciones por minuto (RPM) tanto en fondo como en superficie, caudal (gpm), torque (Klbf/ft) y presión interna de la tubería (psi).

Gráfica 4. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½ Acordionero-8.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

Gráfica 5. Torque, ROP's y WOB para la sección 8 ½ Acordionero-8.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-8.

Después de conectar la broca en el tercer BHA se baja y se ubica el tope de cemento para iniciar la perforación. Luego de que el equipo de flotación y el zapato fueron atravesados se continúa perforando, aumentando paulatinamente los parámetros operacionales hasta llegar a los 720 GPM, 60 RPM, 15-25 Kibf de WOB, por lo cual se ve que la presión de operación se va incrementando de a poco, empezando en 1400 psi (partiendo de los 2040 pies MD) y a medida que la perforación avanza hasta alcanzar en promedio los 2700 psi para la mayoría del intervalo correspondiente al Grupo Real. Al continuar y acercarse a la Formación Colorado se ve nuevamente un aumento en la presión, seguramente debido al cambio de litología que muestra una mayor presencia de arcillas, haciendo que sea una formación mucho menos permeable y genere menor pérdida de circulación.

En la **Gráfica 5**, se pueden diferenciar entre los intervalos de rotación y los de deslizamiento, siendo que en estos primeros son los únicos en los que se generan datos de torque, ya que se produce solamente cuando existe rotación en toda la sarta de perforación. Adicionalmente las revoluciones en superficie también solo se generan en estos intervalos, donde también se observa un aumento de las revoluciones totales, puesto que se están empleando tanto las RPM del motor de fondo, como las del top drive, y por otro lado, todo esto se evidencia de forma general en el desempeño de la ROP instantánea, siendo esta mayor en los intervalos en los que se está rotando en comparación a los intervalos deslizando.

En el inicio de la sección se genera el primer cambio drástico de la tasa de penetración (ROP) instantánea en los 2144 pies MD, así como de la ROP promedio, esto como una respuesta al aumento paulatino de los valores de los parámetros de perforación tras la penetración del zapato de la sección anterior, especialmente por el aumento en las RPM y el WOB aplicado sobre la broca. A partir de este punto y hasta 7800 pies MD, la ROP promedio no sufre variaciones agresivas y se mantiene en un rango entre 140 pies/hora y 160 pies/hora para los intervalos rotando. Se evidencia que empieza una continua variación en los valores de la ROP instantánea, esto debido principalmente al constante cambio en la perforación entre rotación y deslizamiento, correspondiente a la sección de construcción de ángulo, siendo la tasa de perforación menor al momento de deslizar y mayor a la hora de rotar, principalmente por la diferencia de las RPM totales presentadas en fondo debido a estas alternaciones. Sin embargo, también se aprecia un incremento general en las ROP entre los 2422 pies MD y 2743 pies MD debido al aumento que se dio en el peso aplicado sobre la broca (WOB) que en promedio fue de 10 Kibf para este intervalo. En un intervalo entre 3050 pies MD y 3280 pies MD aparte de las variaciones presentadas por los cambios de rpm, se ve una disminución general de las ROP, lo cual coincide con una sección dentro del Grupo Real con presencia de shales.

En cuanto a las revoluciones, a partir del KOP, definido en los 2124 pies MD, se da inicio a la sección de construcción (aumento en el ángulo de inclinación con respecto de la vertical), habiendo una intercalación entre la rotación y el deslizamiento al

momento de perforar, con una rotación constante de 60 rpm del Top Drive cuando estuvo activo en superficie, y 218 rpm del motor de fondo, obteniendo unos rpm totales de 278 y 218 cuando se está rotando y cuando se está deslizando, respectivamente. Este intervalo termina con una inclinación final de 29.05°.

En cuanto al comportamiento del torque, se tiene que este desde el inicio de la sección (2040 ft MD) presenta valores bastante constantes, operando en promedio con 5 Klbf/ft, hasta los 3234 pies, punto en donde aumenta en 1 Klbf/ft al entrar en una zona más profunda y con mayor presencia de arcilla. Nuevamente se presenta un comportamiento estable del torque a medida que se avanza en la perforación atravesando todo el Grupo Real y la Formación Colorado completamente.

Para el peso sobre la broca se pueden apreciar variaciones del WOB que son inversas al comportamiento de las RPM en fondo (totales), es decir que cuando estas últimas aumentan (trabajo de rotación), el peso sobre la broca es menor, y se tiene que para los intervalos en los que se desliza al hacer el trabajo direccional, se aumenta el WOB. Posteriormente se tiene una sección con valores estables, que solo varían entre 20 Klbf y 24Klbf de acuerdo a si se está deslizando o rotando. En 3473 pies se aprecia una caída hasta 15 Klbf que coincide con el inicio de una litología con un incremento del contenido de areniscas, lo cual buscaría asegurar la integridad y calidad del pozo en esta sección. Se siguen observando las variaciones correspondientes a los cambios entre rotación y deslizamiento durante la zona de construcción.

A partir del EOB en 4452 pies, que coincide con el tope de la Formación Colorado, se puede apreciar un comportamiento totalmente constante del WOB en 20 Klbf mientras se rota en la sección tangente del pozo. Para este punto, se ve un aumento definido en la tasa de perforación debido a que allí se halla el EOB y se inicia la sección tangente, trabajando con un torque constante y sostenido en 7 Klbf/ft, en donde se mantiene la perforación en trabajo de rotación, generando mayores revoluciones totales, con un valor constante de 276 RPM hasta llegar al final de la sección y alcanzar el SOD en 5014 pies MD, donde nuevamente se reanuda el trabajo direccional y las RPM presentan una caída pronunciada y vuelven a variar constantemente, donde se aprecia que hay una disminución general en la ROP (entre 50 pies/hora y 80 pies/hora) en el inicio de la sección de caída con relación a la sección previa de construcción, seguramente por la respuesta frente a una sección constituida en su mayoría por arcillas y con presencia de shales. Para este punto, se incrementa el peso sobre la broca hasta 30 Klbf para el primer intervalo que se desliza, correspondiente al inicio de la sección de caída del pozo, sin embargo, se continúa en dicha sección manteniendo el WOB constante en 20 Klbf, hasta los 5738 pies en donde cae nuevamente hasta los 12 Klbf, habiendo coincidencia con el inicio de la Formación Mugrosa, y con una caída aún más pronunciada a los 6093 pies correspondiente al inicio de La Discordancia, con un cambio de litología y mayor presencia de areniscas, alcanzando las 8 Klbf, lo cual coincide con lo observado en el comportamiento de la tasa de penetración.

Posteriormente se presenta una estabilización en los valores aplicados de WOB, aunque con presencia de alternaciones en estos, sin embargo, estas corresponden al trabajo direccional de la sección de caída y el cambio entre los intervalos deslizados y rotados, variando entre 14 Klbf y 20 Klbf, cuando se rotó y cuando se deslizó respectivamente, lo cual se presentó hasta el EOD en 6988 pies MD. Anteriormente, a 6328 pies (estando dentro de La Discordancia), el torque sube nuevamente hasta los 10 Klbf/ft en una litología de 80% areniscas y 20% de arcillas y continúa de manera estable. Esta sección de caída llega al final de la Formación Colorado, continúa atravesando por completo la Formación Mugrosa para luego llegar al inicio de La Discordancia y continuar hasta los 6988 pies MD (EOD), donde finaliza con una inclinación de 1.06° y comienza la última sección vertical del pozo. Después de finalizada la sección de caída, se evidencia el final de las continuas fluctuaciones en las ROP's y se da el inicio de un incremento en valores sostenidos, esto debido a un trabajo de perforación con predominancia de rotación, y alcanzando hasta más de 210 ft/hr de ROP efectiva, donde posteriormente solo hubo reducción de la tasa de penetración en dos cortas ocasiones que se deslizó para corregir inclinación, lo cual es consistente con el comportamiento observado de las revoluciones en fondo.

En 7734 pies MD se ve el inicio de una disminución estrepitosa de la tasa de perforación, que cayó de 155 pies/hora hasta 13.33 pies/hora en 7950 pies MD, producido seguramente por la alta rigidez del BHA al momento de pasar esta sección con inclinación y por el exceso de arrastre que causa el uso de los dos estabilizadores en lugar de uno. Frente a esto, se observa que se aumenta el peso sobre la broca paulatinamente para intentar recuperar la ROP's, sin embargo, en aquel punto, seguramente hubo un colgamiento que no permitió que todo el peso que se estaba aplicando en superficie fuera transmitido completamente a la broca, manteniendo baja la tasa de perforación. En 8575, 8676 y 9142 pies, se incrementó nuevamente el peso aplicado sobre la broca hasta 40 Klbf para poder atravesar con mayor facilidad pequeños intervalos que presentaban una alta dureza en la roca.

En cuanto a la presión, hasta este punto se había comportado de una manera muy estable, y sin presentar inconvenientes a través de las Formaciones Colorado, Mugrosa, Discordancia y Lisama-A, hasta llegar a los 9362 pies MD, donde se presencia una repentina pérdida de presión de 1700 psi, así que se procede a sacar cuidadosamente la tubería para inspección y se observa que a 8100 pies se encuentra un tubo con un orificio, así que se reemplaza por uno en buen estado y se continúa la perforación con total normalidad y presiones reestablecidas hasta el final en cuanto a este parámetro. El bajo rendimiento de las ROP continúa hasta los 9519 pies MD, donde se halla el tope de la Formación Lisama-A, y donde se aprecia el último cambio importante en las RPM de fondo y superficie, debido a que nuevamente se realiza un trabajo direccional deslizando para aumentar la inclinación y ajustar el ángulo de aterrizaje que finaliza en 9.35°. En este tramo final, se ve una recuperación de la tasa de penetración de hasta 285 pies/hora en algunos intervalos de rotación.

3.2 POZO ACORDIONERO-9

3.2.1 Información General del Pozo. El pozo Acordionero-9 se decide perforar como parte del plan de desarrollo planteado para el campo, cuyo objetivo es optimizar la producción del campo. Este pozo se definió basado en los resultados obtenidos con la perforación de los pozos del campo. Fue perforado con un taladro Tuscany 109 de 1000 HP, con una geometría de tipo “S” y empleando 3 ensamblajes de fondo diferentes, así como 3 brocas.

Este pozo se definió basado en los resultados obtenidos con la perforación de otros pozos dentro del campo. El Acordionero-9 fue planeado para ser perforado como un pozo de desarrollo con los siguientes objetivos geológicos:

- Perforar un pozo de desarrollo para atravesar las unidades reservorio del campo, las cuales son las areniscas basales de la formación Lisama (Arena A para este pozo) con el fin de comprobar el potencial de hidrocarburos y completar el pozo como productor en la formación objetivo.
- Aumentar la producción del Campo Acordionero.
- Validar el modelo estructural y estratigráfico de la secuencia Cretáceo Superior - Paleógeno.

3.2.2 Información de la Sección de 8 ½ Pulgadas. La sección –la cual es la tercera y última del pozo- se inició a perforar a la profundidad de 2013 pies en MD (profundidad medida, por sus siglas en inglés) con el tercer ensamblaje en fondo, empleando la tercera broca, la cual fue una PDC con cuerpo de matriz de 8 ½ pulgadas. Se finalizó la perforación a una profundidad de 7514 pies, logrando un recorrido de 5501 pies en un tiempo efectivo de 60.19 horas, obteniendo una tasa de penetración efectiva de 91.39 pies sobre hora.

3.2.2.1 Fluido de Perforación. A continuación, se presenta en la **Tabla 14** las propiedades correspondientes al fluido de perforación base agua empleado en la sección de 8 ½ pulgadas.

Tabla 14. Propiedades del fluido de perforación para Acordionero-9 en sección 8 ½”.

Base	Agua
Tipo	TERRAFORM
Peso del Lodo (ppg):	10,5
Viscosidad Plástica Entrada (cP):	9
YP Entrada (lb/100ft²):	25
Viscosidad Plástica Salida (cP):	16
YP Salida (lb/100ft²):	31
Geles Entrada (10s/10min/30min):	10 / 13 / 15
Geles Salida (10s/10min/30min):	16 / 20 / 25

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-9.

3.2.2.2 Ensamblaje de Fondo. A continuación, se presentan los elementos que componen el ensamblaje de fondo número tres que está diseñado para trabajo direccional y perforar la sección de 8 ½ pulgadas. (Ver **Tabla 15**).

Tabla 15. Ensamblaje de Fondo.

DETALLES BHA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	OD	ID	LARGO	LARGO ACUMULADO
1	BIT TD605X - 8 1/2"	8.500"	1.750"	1.23 '	1.23 '
2	MUD MOTOR - 6 3/4"	6.625"		30.50 '	31.73 '
3	VDR - 8 1/4"	6.563"	2.938"	6.54 '	38.27 '
4	RES - GR - 6 3/4"	6.750"	3.063"	29.11 '	67.38 '
5	HEL MWD	6.750"	2.750"	19.38 '	86.76 '
6	NMDC	6.438"	2.813"	29.82 '	116.58 '
7	(3) DC - 6 1/2"	6.500"	3.000"	90.00 '	206.58 '
8	(24) HWDP - 5"	5.000"	3.000"	720.00 '	926.58 '
9	JAR - 6 1/2"	6.500"	2.750"	33.00 '	959.58 '
10	(3) HWDP - 5"	5.000"	3.000"	90.00 '	1049.58 '
11	ACCELERATOR - 6 1/2"	6.500"	2.750"	33.00 '	1082.58 '
12	(3) HWDP - 5"	5.000"	3.000"	90.00 '	1172.58 '
13	DP - 5"	5.000"	4.714"		

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-9.

3.2.3 Broca PDC Cuerpo de Matriz de la Sección de 8 ½ Pulgadas en el Pozo Acordionero-9. En la broca empleada en la sección de 8 ½ para el pozo Acordionero-9 se utilizó una configuración de 5 boquillas con un tamaño de 16/32 de pulgada cada una. En la **Tabla 16** se presentan los valores de cada una de las variables de la hidráulica correspondientes a esta sección.

Tabla 16. Información de hidráulica de sección 8 ½" Acordionero-9.

Cantidad Boquillas:	5
Tamaño Boquillas:	16
TFA (in²):	0,982
Pérdida Presión Broca (psi):	485,69
Pérdida Presión Broca (%):	11,56
HHP Broca (hp):	207,53
HIS Broca (hp/in²):	3,66
Velocidad Jet (fps):	239,46
Fuerza de Impacto (lbf):	904,81

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

3.2.4 Resultados de Corrida 8 ½ Pulgadas en Acordionero-9

3.2.4.1 Reporte de Broca. Se presenta el estado de salida reportado de la broca de 8 ½ pulgadas con cuerpo de matriz al momento de finalizar la perforación en la sección, adicionalmente se incluyen los comentarios, observaciones realizadas en pozo, y las fotos correspondientes. (Ver **Tablas 17 y 18**).

Tabla 17. Reporte de Broca sección 8 ½, Acordionero-9.

INNER	OUTER	DULL	LOCATION	BEARING	GAUGE	PULLED
0	1	BT	G	X	1	CP

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

Tabla 18. Convenciones reporte de Broca.

1	1/16" Out of Gauge
G	Gauge
A	All Areas
I	In Gauge
BT	Broken Cutters
CP	Core Point

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

Se evidencia desgaste (BT) cortadores rotos en las aletas (un cortador aleta #1, un cortador en aleta #2, un cortador en aleta #3), localizados en la parte del calibre de su estructura de corte externa este desgaste se origina probablemente por perforar una litología blanda arcillas y salir con la misma velocidad a una litología dura Conglomerado o limolita durante la perforación de la formación Colorado y Mugrosa. La broca sale 1/16" fuera de calibre, no se observan boquillas tapadas ni afectada la matriz. Se observó buena estabilidad de la broca durante el trabajo direccional. El TFA usado permitió trabajar eficientemente ya que no se registraron picos de presión que pudieron afectar las bombas apagándolas generando pérdida de tiempo durante la operación. Se trabajó con diferencial de presión de 100-650 psi en toda la corrida dependiendo la litología.

A continuación, se muestran las imágenes que fueron tomadas a la broca tanto antes de entrar, como después de salir donde se muestra una vista a 30° de la broca intacta antes de ser bajada a fondo. se muestra la broca después de salir, en una toma lateral, que muestra su estado después de la corrida. (Ver **Figura 28 - 31**).

Figura 28. Vista a 30° de la Broca de 8 1/2" de entrada.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 1/2" Acordionero-9.

Figura 29. Vista Frontal de la Broca de 8 ½" de salida.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

Figura 30. Vista Frontal de la Broca de 8 ½" de salida.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

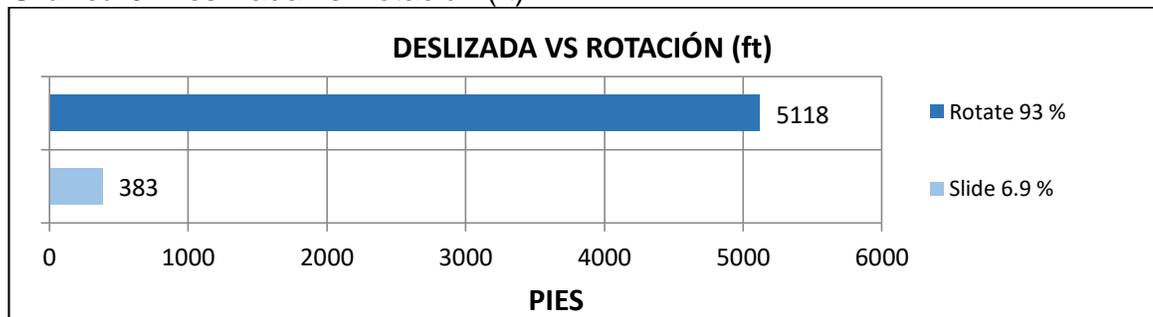
Figura 31. Vista Lateral de la Broca de 8 ½” de salida.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-9.

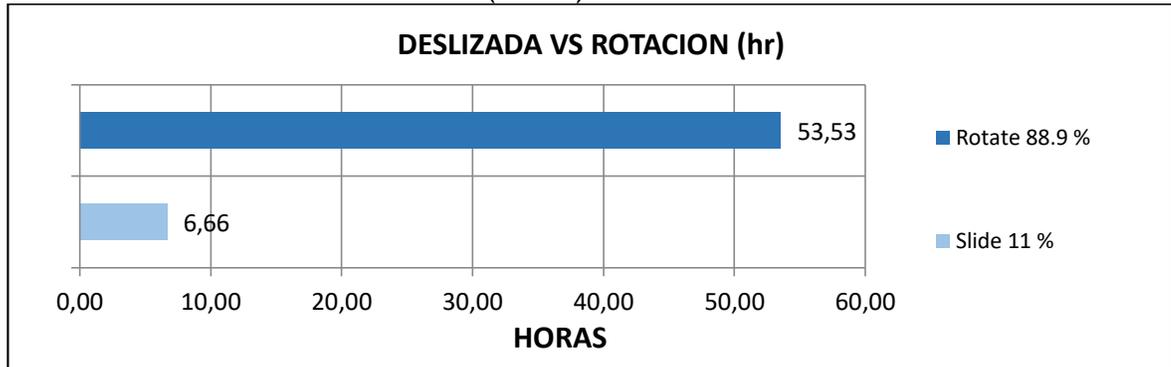
3.2.4.2 Reporte Direccional. A continuación, se muestran los porcentajes de rotación y deslizamiento en pies y horas. En las **Gráficas 6 a 8** se muestra la información y comparación de deslizamiento y rotación en horas, pies y ROP's de la sección 8 ½ pulgadas. (Ver **Tablas 19 y 20**).

Gráfica 6. Deslizada vs Rotación (ft).



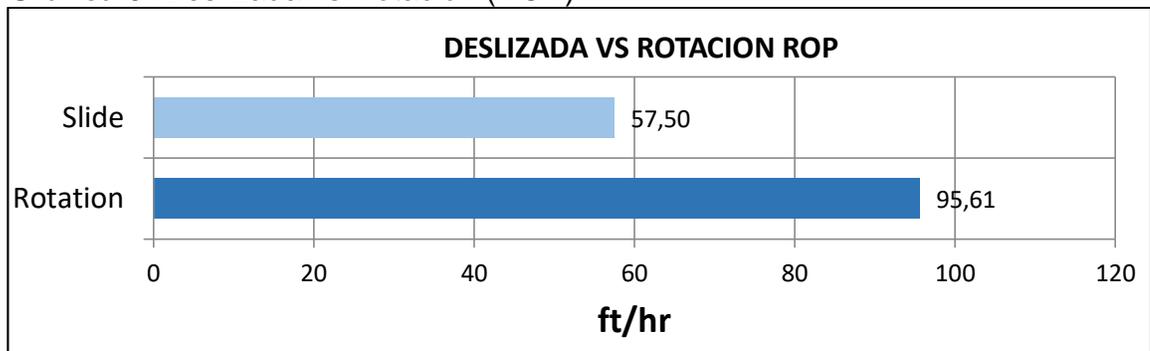
Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-9.

Gráfica 7. Deslizada vs Rotación (horas).



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9

Gráfica 8. Deslizada vs Rotación (ROP)



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

Tabla 19. Pies Deslizado.

Deslizamiento			
Pies Perforados:	383	ROP Deslizado (ft/hr):	57.50
Tiempo Efectivo (hr):	6.66	% Deslizada ft:	6.96

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

Tabla 20. Pies Rotando.

Rotación			
Pies Perforados:	5118	ROP Rotación (ft/hr):	95.61
Tiempo Efectivo (hr):	53.53	% Rotación ft:	93.04

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

3.2.5 Presentación y análisis de parámetros operacionales. En esta sección se muestra el resumen y análisis de los parámetros operacionales que se manejaron durante en la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas, los datos presentados son tiempos de entrada y salida, distancia total, ROP's, y deslizamiento y rotación. (Ver Tablas 21 - 22).

Tabla 21. Tiempos.

Tiempos			
Fecha Entrada:	09/feb/2017 20:22	Rango Tiempo (hr):	78.18
Fecha Salida:	13/feb/2017 02:40	Tiempo Efectivo (hr):	60.19

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

Tabla 22. Distancia total y ROP's.

Distancia total y ROP			
MD Entrada (ft):	2013	Pies Perforados:	5501
MD Salida (ft):	7514	ROP Efectiva (ft/hr):	91.394

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

A continuación, se presenta en la **Tabla 23** los rangos de operación de cada parámetro de perforación en función de cada una de las formaciones atravesadas durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas.

Tabla 23. Parámetros operacionales por formación.

Acordionero-9						
Formación	TOPE MD (ft)	WOB (Klbf)	RPM SUP	GPM	TQ (Klbf/ft)	SPP (psi)
REAL	0	8 - 30	0 - 70	550 - 800	0 - 7.5	1380 - 4150
COLORADO	4507	10 - 32	0 - 70	750 - 780	0 - 8.5	3750 - 4200
MUGROSA	5590	18 - 22	70 - 70	750 - 750	6 - 9	3900 - 4100
DISCORDANCIA	5884	2 - 35	0 - 70	650 - 800	0 - 10	3180 - 4100
LISAMA - A	7465	2 - 12	50 - 50	700 - 700	8 - 10	3300 - 3760

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

Tabla 24. Parámetros Operacionales.

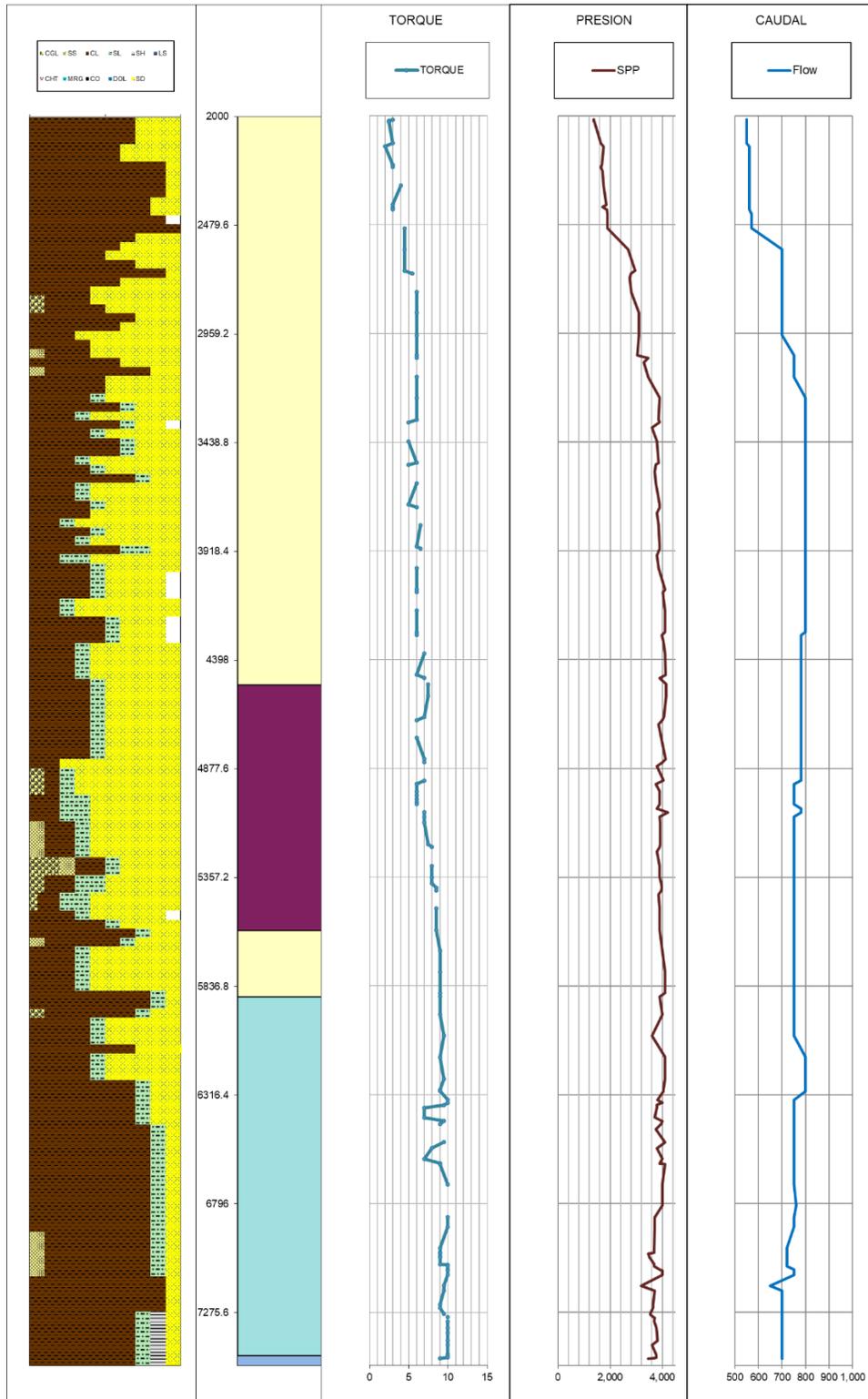
PARÁMETROS	
Max WOB (Klbf)	35
Min WOB (Klbf)	2
Promedio WOB (Klbf)	18.5
Max RPM Sup	70
Min RPM Sup	50
Promedia RPM Sup	60
Max RPM O/B	310
Min RPM O/B	50
Promedio RPM E/F	51.47763
Max GPM	800
Min GPM	550
Promedio GPM	732.3776
Max Torque (Klbf/ft)	10
Min Torque (Klbf/ft)	1.5
Promedio Torque (Klbf/ft)	5.75
Max SPP On (psi)	4200
Min SPP On (psi)	1380
Promedio SPP On (psi)	3577.25

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½”
Acordionero-9.

A continuación, se presentan las **Gráficas 9 y 10**, donde se muestran los principales parámetros dados durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas, y posteriormente se genera un análisis dichas gráficas, evaluando los sucesos ocurridos en función de los valores obtenidos y de la profundidad medida (MD) dada, y así mismo observando el comportamiento a través de cada una de las formaciones perforadas.

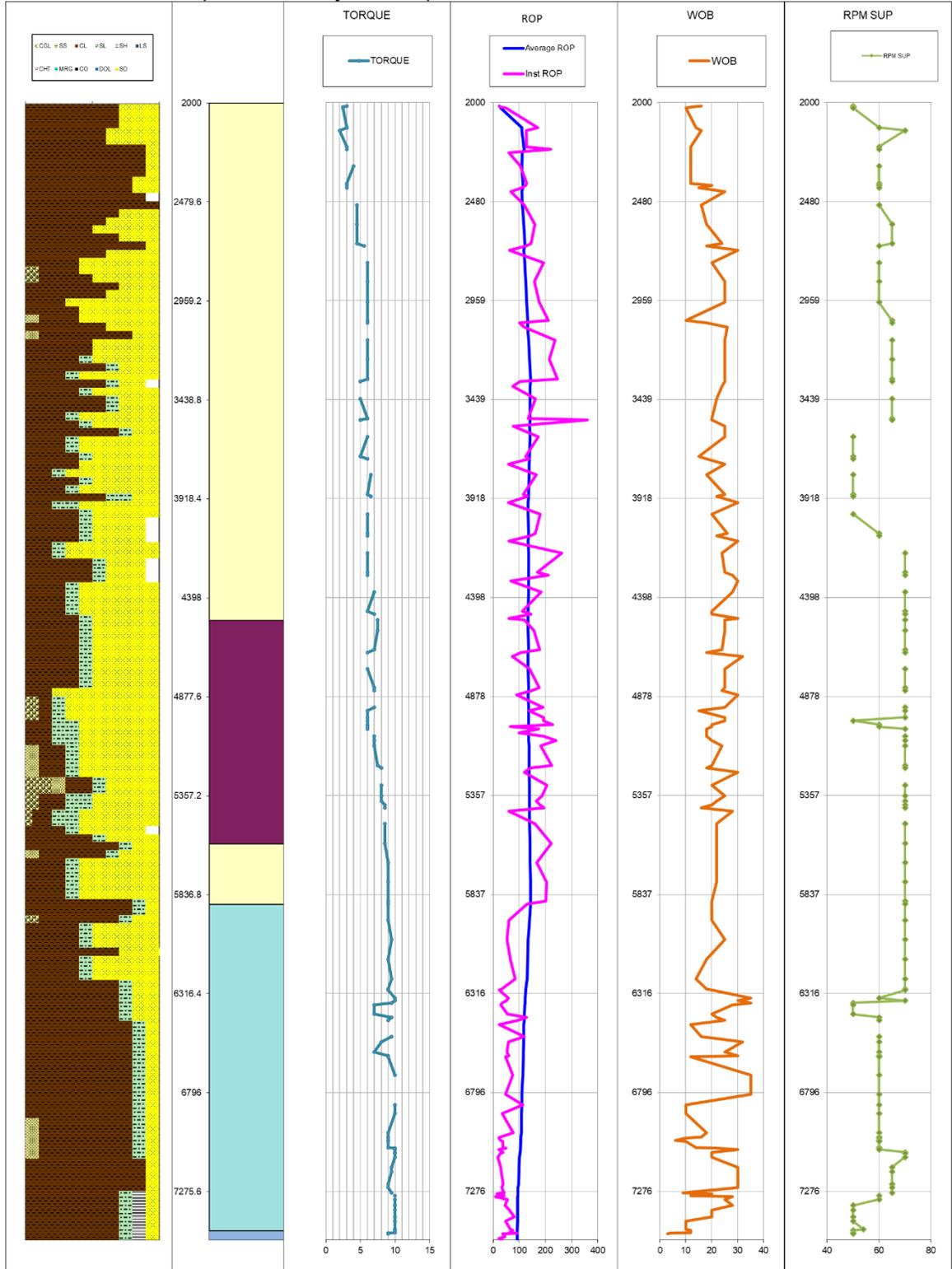
El análisis se hará puntualmente sobre los parámetros de peso sobre la broca (WOB), revoluciones por minuto (RPM) tanto en fondo como en superficie, caudal (gpm), torque (Klbf/ft) y presión interna de la tubería (psi).

Gráfica 9. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½” Acordionero-9.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-9.

Gráfica 10. Torque, ROP's y WOB para la sección 8 ½" Acordionero-9.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-9.

Se da inicio conectando la broca de cuerpo de matriz a el BHA número tres, se ubica el tope de cemento a 1845 ft y se realiza el drill out, el cual los parámetros de perforación fueron: Q: 550 gpm; RPM'S; 30; WOB: 4 -18 Klb, los pies perforados fueron 168 ft, con una duración de 1.15 horas y una ROP de 146.1 ft/hr.

Se inicia la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas a una profundidad de 2013 pies MD, en medio de la sección tangente del pozo, y aumentando de manera paulatina y controlada los parámetros de operación hasta alcanzar en los 2215 ft, 550 GPM, Torque 3 Klb/ft, WOB 12Klb, presión de 1750 psi y ROP de 130 ft/hr.

Se continúa perforando la sección tangente sin inconvenientes hasta 2500 ft, donde hay un aumento en la presión, que alcanza los 3000 psi debido al incremento en el caudal operado en 700 GPM, teniendo una ROP aproximada de 150 ft/hr. Como lo muestran las gráficas de torque y RPM, en esta sección se generan pequeños intervalos de deslizamiento, esto con el fin de mantener el ángulo deseado durante la construcción de la tangente, produciendo menores tasas de penetración para estos intervalos.

En 3340 ft se ve un aumento en los intervalos deslizados, adicionalmente el slide sheet empieza a mostrar una reducción en el ángulo de inclinación del pozo, por lo que se determina este punto como el SOD. A partir de este punto se da una intercalación en la operación de perforación entre el deslizamiento y la rotación, como resultado se ven constantes variaciones en las gráficas de RPM, torque, WOB y ROP instantánea.

En 4507 ft se halla el tope de la Formación Colorado y se continúa perforando con parámetros normales, realizando el trabajo direccional de la sección de caída, obteniendo una ROP promedio de 162 ft/hr para esta formación. En 5590 ft se halla el tope de la Formación Mugrosa, que presenta una reducción en el contenido de arcillas y arenas, y se perfora con un trabajo de rotación predominante, obteniendo una ROP promedio de 185 ft/hr. En 5434 se encuentra el EOD, como lo indican las gráficas y el slide sheet, por lo que se da por finalizada la sección de caída y se continúa la perforación de la sección vertical, rotando principalmente. Al encontrar el tope de La Discordancia a 5884 ft, se da una pérdida de presión y un aumento ligero en el caudal, lo que indica una pérdida de circulación, por el cambio de litología, afectando la limpieza del pozo y generando una disminución en la tasa de perforación.

Adicionalmente hay indicios de un colgamiento posterior a la sección de caída, lo cual reduce abruptamente la tasa de penetración, puesto que no pudo ser transmitido el WOB en su totalidad y de manera eficiente a pesar de estar rotando continuamente, por lo que en 6350 ft se decide aumentar el peso y reducir las revoluciones para tratar de contrarrestar los efectos de colgamiento, obteniendo tan solo una breve mejoría en la ROP (70 ft/hr).

Se continúa perforando en rotación a pesar del colgamiento generando altas fluctuaciones en el peso aplicado sobre la broca teniendo un pequeño intervalo de deslizamiento a los 7280 ft. En 7465 ft se halla el tope de la Formación Lisama-A y se continúa perforando con baja ROP (39 ft/hr) hasta alcanzar los 7514 ft de TD.

4. RESULTADOS DE LA IMPLANTACIÓN DE LA BROCA PDC CON CUERPO DE ACERO EN LA SECCIÓN DE 8 ½ PULGADAS EN LOS POZOS ACORDIONERO-11 Y ACORDIONERO-12

Este capítulo presenta las generalidades y parámetros usados en la implementación de la broca PDC con cuerpo de acero para la sección de 8 ½ pulgadas en los pozos Acordionero-11 y Acordionero-12, hablando acerca del fluido de perforación empleado, el ensamblaje de fondo, plan direccional, y configuración de hidráulica de la broca, así mismo, se realiza un análisis de las gráficas de los parámetros de operación presentes durante la perforación de la sección.

4.1 POZO ACORDIONERO-11

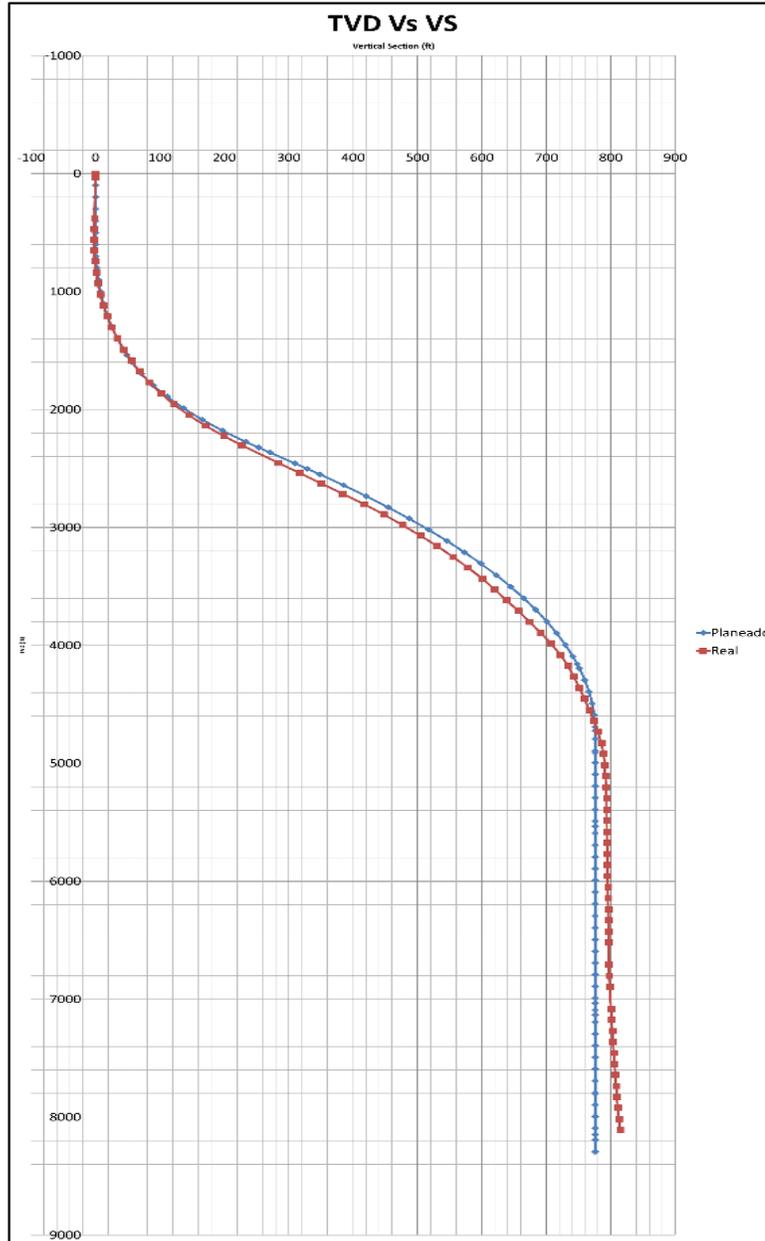
4.1.1 Información General del Pozo. El pozo Acordionero-11 se decide perforar como parte del plan de desarrollo planteado para el campo, cuyo objetivo es optimizar la producción del campo. Este pozo se definió basado en los resultados obtenidos con la perforación de los pozos del campo. Fue perforado con un taladro Tuscany 109 de 1000 HP, con una geometría de tipo “S” y empleando 3 ensamblajes de fondo diferentes, así como 3 brocas.

Este pozo se definió basado en los resultados obtenidos con la perforación de los pozos del campo. El pozo Acordionero-11 fue planeado para ser perforado como un pozo de desarrollo con los siguientes objetivos geológicos:

- Perforar un pozo de desarrollo para atravesar las unidades reservorio del campo, las cuales son las areniscas basales de la formación Lisama (Arena A y Arena B para este pozo) con el fin de comprobar el potencial de hidrocarburos y completar el pozo como productor en la formación objetivo.
- Aumentar la producción del Campo Acordionero.
- Validar el modelo estructural y estratigráfico de la secuencia Cretáceo Superior - Paleógeno.

4.1.1.1 Perfil Direccional. A continuación, se presenta en la **Gráfica 11** el perfil direccional del pozo, mostrando la trayectoria realizada en color rojo, en comparación con la trayectoria que se tenía planeada (azul), mostrando que se logró una aproximación bastante buena en la trayectoria frente a lo planeado.

Gráfica 11. TVD vs. VS Acordionero-11.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

4.1.2 Información de la Sección de 8 ½ Pulgadas. La sección –la cual es la tercera y última del pozo- se inició a perforar a la profundidad de 2400 pies en MD (profundidad medida, por sus siglas en inglés) con el tercer ensamblaje en fondo, empleando la tercera broca, la cual fue una PDC con cuerpo de acero de 8 ½ pulgadas. Se finalizó la perforación a una profundidad de 8345 pies MD, logrando un recorrido de 5945 pies en un tiempo efectivo de 63.1 horas, obteniendo una tasa de penetración efectiva de 94.22 pies sobre hora.

4.1.2.1 Fluido de Perforación. A continuación, en la **Tabla 25** se presentan las propiedades reológicas que corresponden al fluido de perforación empleado en la sección de 8 ½ pulgadas.

Tabla 25. Propiedades del fluido de perforación para Acordionero-11 en sección 8 ½”.

Base	Agua
Tipo	TERRAFORM
Peso del Lodo (ppg)	9.5 - 10.5
Viscosidad Plástica (cP)	21
Punto de Cedencia (lb/100ft²)	28
Geles (10s/10min/30min)	15 / 26 / 36.
% Sólidos	14,00%
% Arena	0,50%

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-11.

4.1.2.2 Ensamblaje de Fondo. A continuación, se presentan los elementos que componen el ensamblaje de fondo número tres que está diseñado para trabajo direccional y perforar la sección de 8 ½ pulgadas. (Ver **Tabla 26**).

Tabla 26. Componentes de ensamblaje de fondo número tres.

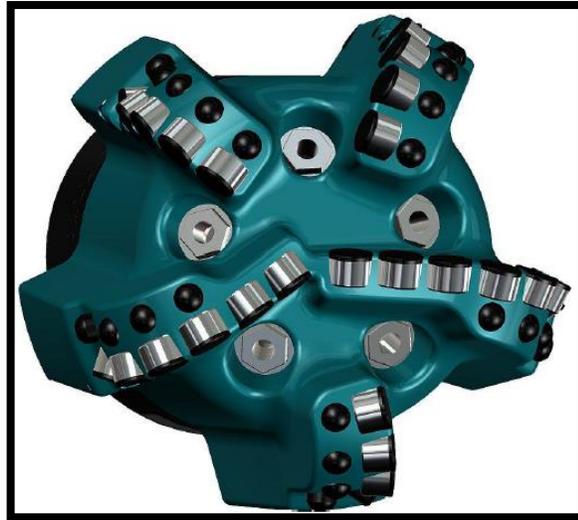
DETALLES BHA				
No	ITEM	DIÁMETRO		LONGITUD (ft)
		OD	ID	
1	BIT	8 1/2"	NA	1.28'
2	MOTOR QME 3443, STB 8 1/8"	6 3/4"	3"	30.20'
3	REAMER 8 3/8	6 5/8"	3 1/16"	6.67'
4	RES-GR	6 3/4"	3 1/16"	29.07'
5	AZD&TNP	6 3/4"	3 1/16"	28.10'
6	HELMWD	6 3/4"	3 1/16"	19.09'
7	NMDC	6 1/2"	3 1/4"	28.06'
8	DC	6 1/2"	3"	90.00'
9	HWDP	5"	3"	600.00'
10	DRILL JAR	6 1/2"	2 3/4"	31.61'
11	HWDP	5"	3"	150.00'
12	ACCELERATOR	6 1/2"	2 7/8"	31.93'
13	HWDP	5"	3"	90.00'

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-11.

4.1.3 Broca PDC Cuerpo de Acero para la Sección 8 ½ Pulgadas

4.1.3.1 Información Técnica de la Broca. La broca empleada en la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas para los pozos Acordionero-11 y Acordionero-12 es la U519S de Ulterra mostrada en la **Figura 32**.

Figura 32. Broca U519S.



Fuente: Ulterra. Ficha técnica broca U519S.

La broca cuenta con las siguientes características (**Ver Tabla 27**):

Tabla 27. Características de la broca U519S.

Número Total de Cortadores	37
Cortadores en la Cara	22
Tamaño del Cortador	19 mm
Número de Aletas	5
Longitud del Calibre	6.0 pulg.
JSA	18 pulg cuadradas
Conexión de la broca	4-1/2 API Regular
Máximo WOB	34,000 lbs
Rango de Caudal	300 – 700 GPM
Volumen de Cara	102.74 pulg. cúbicas

Fuente: Ulterra. Ficha técnica broca U519S.

Figura 33. Broca U519S.



Fuente: Ulterra. Ficha técnica broca U519S.

4.1.3.1 Hidráulica de la Broca. En cuanto a la hidráulica de la broca, se cuentan con 5 boquillas, cada una con un tamaño de 18/32 de pulgada. La **Tabla 28** presenta los valores de cada una de las variables de la hidráulica empleada en la broca PDC de 8 ½ pulgadas con cuerpo de acero empleada en el pozo Acordionero-11.

Tabla 28. Información de hidráulica de sección 8 ½” Acordionero-11.

Cantidad Boquillas:	5
Tamaño Boquillas:	18
TFA (in²):	1.243
Pérdida Presión Broca (psi):	288.42
HHP Broca (hp):	117.79
HIS Broca (hp/in²):	2.08
Velocidad Jet (fps):	181
Fuerza de Impacto (lbf):	688

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-11.

4.1.4 Resultados de Corrida 8 ½ Pulgadas en Acordionero-11

4.1.4.1 Reporte de Broca. Se presenta el estado de salida reportado de la broca de 8 ½ pulgadas con cuerpo de matriz al momento de finalizar la perforación en la sección, adicionalmente se incluyen los comentarios, observaciones realizadas en pozo, y las fotos correspondientes. (Ver **Tablas 29 y 30**).

Tabla 29. Reporte IADC de Broca, sección 8 ½, Acordionero-11.

INNER	OUTER	DULL	LOCATION	BEARING	GAUGE	OTHER	PULLED
0	1	BT	G	X	I	WT	TD

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

Tabla 30. Convenciones reporte de Broca.

1	1/16" Out of Gauge
WT	Worn Cutters
A	All Areas
I	In Gauge
BT	Broken Cutters
CP	Core Point

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

Se presenta el estado de salida reportado de la broca de 8 ½ pulgadas con cuerpo de acero al momento de finalizar la perforación en la sección, adicionalmente se incluyen los comentarios, observaciones realizadas en pozo, y las fotos correspondientes.

Dentro del reporte final de salida de la broca, se describió lo siguiente: “Como se puede observar la broca sufrió un desgaste en su estructura de corte externa, esto debido a las diferentes formaciones que se atravesaron y el trabajo direccional, otro punto que pudo afectar esta estructura de corte fue la de mucho galonaje al momento de realizar el drill out, en su parte del gauge no se vio afectada por lo que se dio la calificación anterior.”

A continuación, se presentan las imágenes donde se presenta el estado de salida de la broca, el cual muestra un daño en la estructura de corte en las aletas 1 y 2, siendo en esta última donde mayor daño se presenta sobre los cortadores. (Ver **Figuras 34 - 37**).

Figura 34. Vista Frontal con Gauge Ring Broca de 8 ½” con cuerpo de acero.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-11.

Figura 35. Vista Lateral con Gauge Ring de la Broca de 8 ½” con cuerpo de acero.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-11.

Figura 36. Aleta 1 de la Broca de 8 ½” con Cuerpo de Acero.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-11.

Figura 37. Aleta 2 de la Broca de 8 ½” con Cuerpo de Acero



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-11.

4.1.4.2 Reporte Direccional. A continuación, se muestran los porcentajes de rotación y deslizamiento en pies y horas. (Ver **Tablas 31 y 32**).

Tabla 31. Pies Deslizado.

Deslizado			
Pies Perforados:	224	ROP Deslizado (ft/hr):	41.33
Horas Efectivas:	5.42	% Deslizado:	3.7

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

Tabla 32. Pies Rotando.

Rotación			
Pies Perforados:	5721	ROP Rotando (ft/hr):	99.19
Horas Efectivas:	57.68	% Rotado:	96.3

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

4.1.5 Presentación y Análisis de Parámetros Operacionales. A continuación, se presenta el resumen y análisis de los parámetros operacionales que se manejaron durante en la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas, los datos presentados en tiempos de entrada y salida, distancia total, y ROP's. (Ver **Tablas 33 y 34**).

Tabla 33. Tiempos.

Tiempos			
Fecha Entrada:	13/Mayo/2017	Rango de Tiempo (hr):	81.5
Fecha Salida:	19/Mayo/2017	Tiempo Efectivo (hr):	63.1

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

Tabla 34. Distancia total y ROP.

Distancia total y ROP			
MD Entrada (ft):	2400	Pies Perforados:	5945
MD Salida (ft):	8345	ROP Efectiva (ft/hr):	94.22

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

A continuación, se presenta en la **Tabla 35** los rangos de operación de cada parámetro de perforación en función de cada una de las formaciones atravesadas durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas.

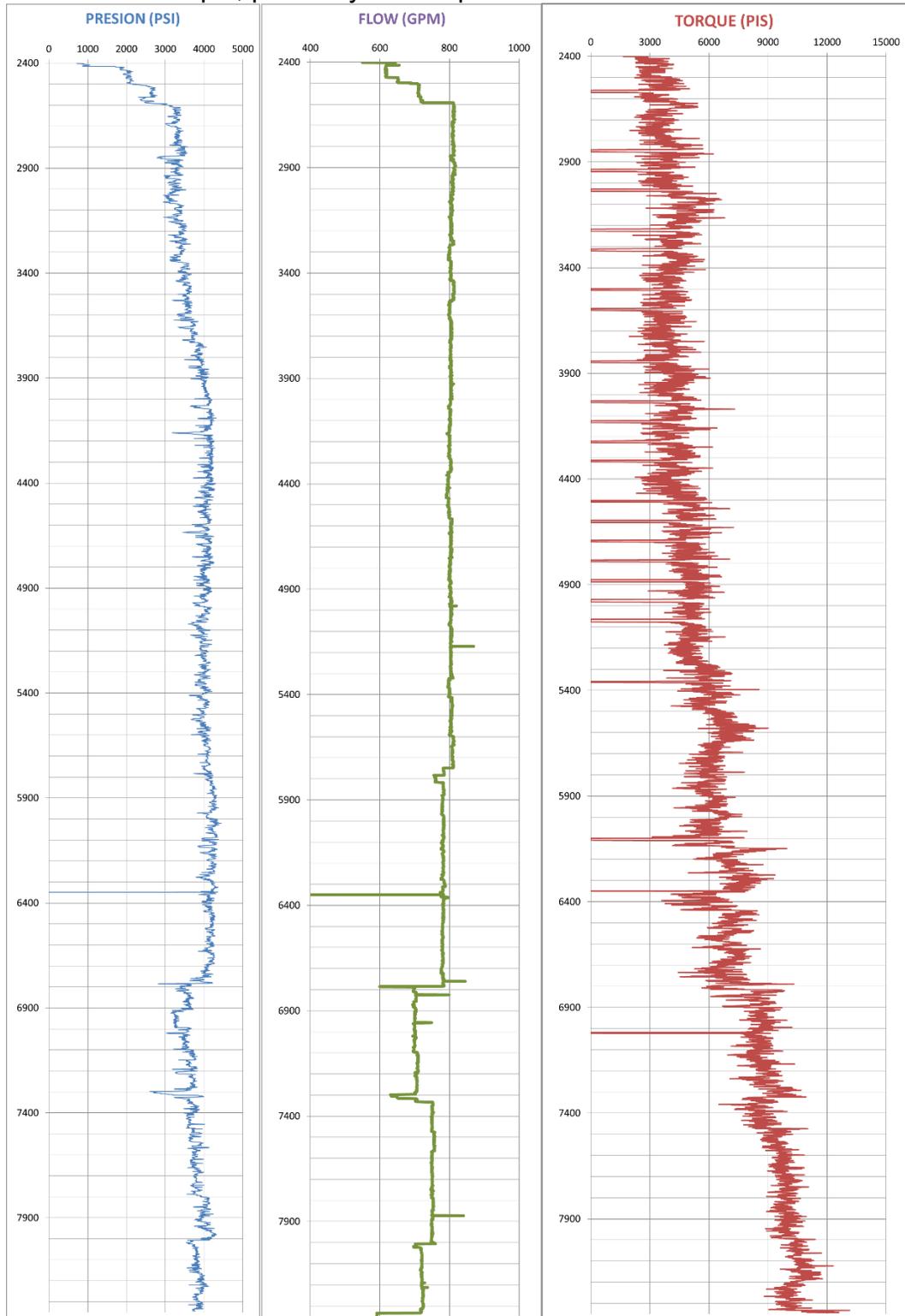
Tabla 35. Parámetros operacionales por formación.

Acordionero-11						
FORMACIÓN	TOPE MD (ft)	RPM	WOB (Klbs)	TQ (KLb/FT)	FLOW GPM	SPP (psi)
REAL	2400	60	20-25.	6-8.	800	3350
COLORADO	4313	60	15-20	6-8.	800	3650
MUGROSA	5363	70	25-40	6-8.	800	3730
DISCORDANCIA	5649	70	15-20.	6-8.	780	4000
LISAMA ARCILLOSA	7333	70	15-20.	6-8.	780	4200
LISAMA A	7381	70	15-25.	6-9.	700	4000
LISAMA B	7795	70	15-20.	6-9.	700	4150
LISAMA C	7989	70	15-20.	6-9.	700	4150
LISAMA D INTERVAL	8161	70	15-20.	6-11.	700	4000
LISAMA D SAND	8313	70	15-20.	6-11.	600	3800

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

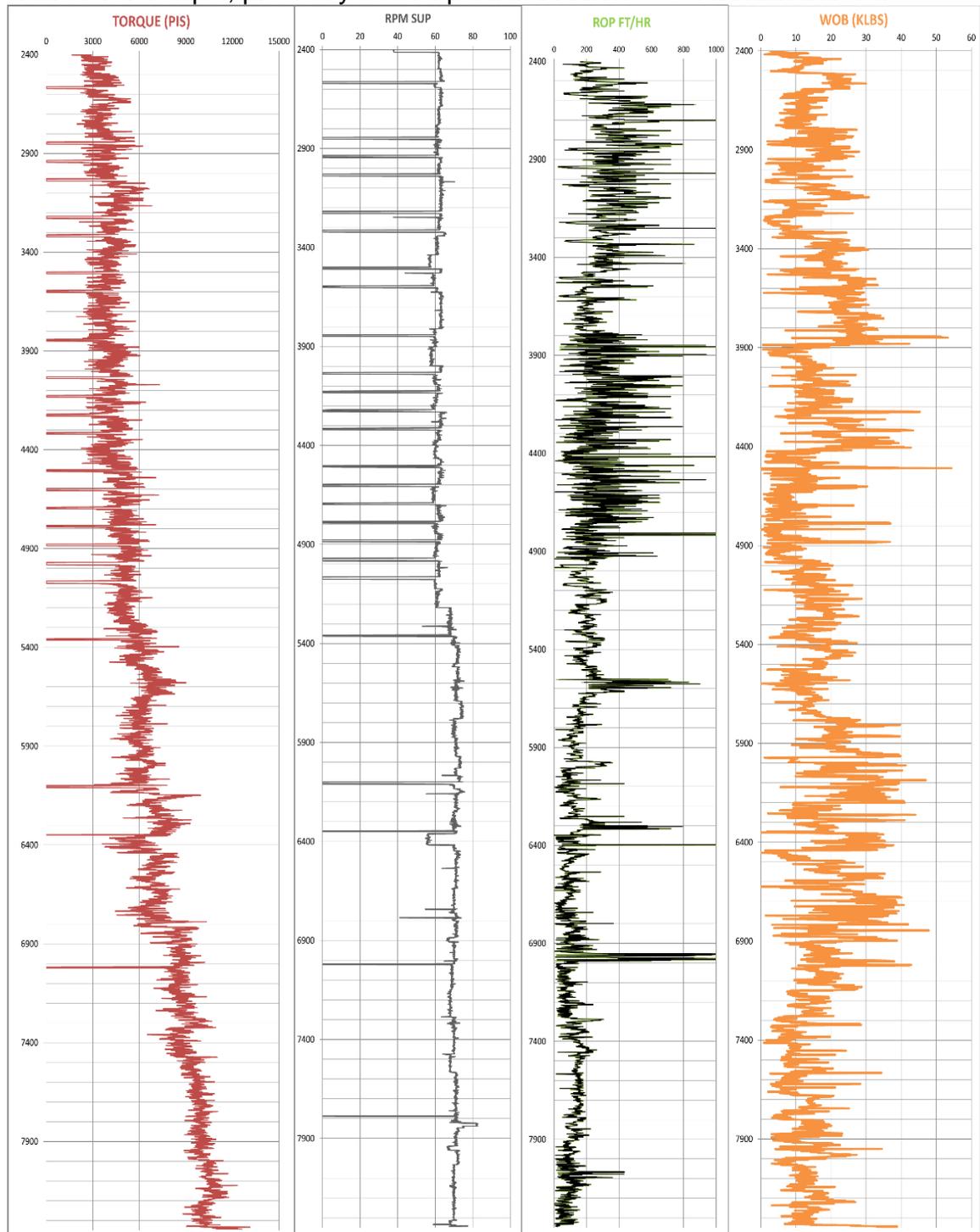
A continuación, se presentan las **gráficas 12 y 13**, donde se muestran los principales parámetros dados durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas, y posteriormente se genera un análisis dichas gráficas, evaluando los sucesos ocurridos en función de los valores obtenidos y de la profundidad medida (MD) dada, y así mismo observando el comportamiento a través de cada una de las formaciones perforadas. El análisis se hará puntualmente sobre los parámetros de peso sobre la broca (WOB), revoluciones por minuto (RPM) tanto en fondo como en superficie, caudal (gpm), torque (Klbf/ft) y presión interna de la tubería (psi).

Gráfica 12. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½" Acordionero-11.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

Gráfica 13. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½" Acordionero-11.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-11.

La sección de 8 ½ pulgadas inicia a 2400 pies MD en la sección tangente con una inclinación de 20.16° dentro del Grupo real, aumentando paulatinamente sus parámetros operacionales después de hacer el drill out, habiendo una variación en los 2560 pies, en donde se puede evidenciar la fuerte caída en la tasa de perforación instantánea, debido a que en este punto se desliza para poder mantener la inclinación actual lo más posible. Se continúa hasta alcanzar a 2600 pies los parámetros de 3041 psi de presión, 800 gpm de caudal, 60 rpm, y 20 Klbf de WOB. La sección continúa siendo perforada con rotación hasta 2840 pies, donde finaliza la tangente y se encuentra el SOD, donde se inicia nuevamente el trabajo direccional deslizando para declinar el pozo.

A partir del inicio de la sección de caída, las RPM se mantienen relativamente constantes entre 60 y 65 rpm, habiendo variaciones únicamente hasta cero cuando se está deslizando para la reducción del ángulo. Puesto que la perforación se lleva sin inconvenientes hasta este punto, los valores del torque son también relativamente constantes, únicamente presentando caídas en los cortos intervalos en los que se está deslizando en lugar de rotar. La presión se va incrementando a medida que se profundiza el pozo, alcanzando los 4000 psi a los 3800 pies.

La litología presente en el Grupo Real permitió la implementación un alto peso sobre la broca, que en promedio se manejó de 20 a 25 Klbf, y hasta más de 45 Klbf en algunos cortos intervalos puntuales (en los cuales también se presencié un altísimo incremento en las ROP's). Lo cual, junto con los cortos intervalos necesarios para deslizar, permitieron obtener tasas de perforación muy altas, las cuales en promedio fueron de 195.6 ft/h para esta formación.

En 4313 pies se alcanza el tope de la formación Colorado, donde no se presentan cambios importantes en los parámetros de operación, a excepción del WOB, el cual se aumenta instantáneamente hasta 43 Klbf al entrar a la formación, aunque así mismo vuelve a decaer de inmediato para operar con valores altos y medios-bajos de manera intermitente, siendo estos valores más altos los correspondientes a los cortos intervalos en los que se está deslizando. En los 5023 pies se da el EOD y finaliza la sección de caída y se da el inicio de la sección vertical del pozo, donde predomina mucho más el trabajo de rotación, habiendo pocos intervalos de deslizamiento con el fin de mantener el ángulo del pozo lo más cercano a los 0° y apegarse al plan.

Se llega al tope de la Formación Mugrosa a los 5363 pies donde se desliza brevemente para mantener en lo menor posible la inclinación del pozo como se puede ver expresado en las gráficas de RPM's y de Torque. Posteriormente se continúa rotando a través del resto de la formación, con variaciones menos abruptas en las ROP's instantáneas, aunque con buenos valores en promedio para la tasa de penetración efectiva (143 ft/hr para los 286 pies de la formación), logrando atravesar s Mugrosa en apenas 2 horas efectivas.

Al llegar a los 5649 pies se encuentra el tope de la Discordancia, la cual se encontraba compuesta principalmente por una arcilla sólida y dura, desarrollando altos valores de ROP's, sin embargo, luego se ve una caída en la tasa de penetración, adicionalmente hay un incremento en el torque y al momento de ejercer un mayor WOB (hasta 40 Klbf) no se obtiene respuesta en el diferencial, lo que indicó que se tenían problemas de colgamiento en la sarta, afectando el desempeño de la broca. Operacionalmente se decide levantar la sarta y se recomienda hacer repasar cada 2 o 3 paradas para mitigar los efectos del colgamiento y evitar una caída tan pronunciada en las ROP's. En 6349 se ve una caída abrupta hasta cero de las RPM y el torque, aunque en esta ocasión no mostraban un intervalo de deslizamiento, puesto que tanto la presión como el caudal y el WOB también cayeron por completo, esto debido a uno de los inconvenientes que se presentaron por daño en las bombas, teniendo que detener completamente la perforación en este punto. A partir de este punto se presenta repetidamente este inconveniente operacional en las bombas, aunque no necesariamente en todas ellas al mismo tiempo, teniendo estos eventos a las profundidades de 6755 ft, 6760 ft y 6783 ft, donde en esta última al momento de reanudar la operación se envía una píldora abrasiva para limpiar la sarta, lo cual reduce la presión interna de la tubería como se aprecia en la gráfica y además se observa que se obtiene una buena respuesta frente al colgamiento que se tenía, transmitiendo mejor el peso aplicado sobre la broca y presentando mejoría en las ROP's, por lo que se recomienda continuar con el envío de esta píldoras durante el resto de la perforación.

A 6992 pies el personal direccional ordenó controlar la presión diferencial en el motor a 250 psi puesto que no se tenía señal de la herramienta direccional, por lo que se sacrificó el desempeño de la herramienta durante este control, donde adicionalmente se tuvo que parar por nuevos daños en las bombas. Al reanudar en dicha profundidad se envía una nueva píldora abrasiva, lo que presenta una gran mejoría en el colgamiento y en las ROP's.

En 7297 pies se hace cambio del fluido de perforación viejo por uno fresco, donde se ve un aumento en la tasa de perforación, con picos intermitentes de hasta 250 ft/h. En 7324 pies se presenta un aumento en la presión de tubería, torque y una breve pérdida de circulación, esto debido a que se presentó un bache de mugre, el cual venía subiendo seguramente con el desplazamiento del fluido de perforación. En 7381 pies se halla el tope de Lisama-A, compuesta en un 70% por areniscas, donde la broca mostró un muy buen desempeño, logrando una ROP efectiva promedio de 133.5 ft/h para los 414 pies de esta formación. La cual se redujo considerablemente para Lisama-B (con tope a 7795 pies), la cual está constituía en un 70% por arcillas, en donde se obtuvo una tasa de penetración efectiva promedio de 77.6 ft/h.

Se alcanza el tope de Lisama-C a 7989 pies y se sigue perforando normalmente hasta los 8050 pies, donde por tratarse de la parte final del pozo, se decide continuar, pero controlando la presión diferencial del motor entre 250 psi y 300 psi,

como se puede apreciar en la gráfica del WOB, lo cual afecta el desempeño y reduce la tasa de penetración. A la profundidad de 8345 pies y dentro del intervalo de arenas de Lisama-D se completa la distancia total del pozo Acordionero-11 y se da por terminada su perforación.

4.2 POZO ACORDIONERO-12

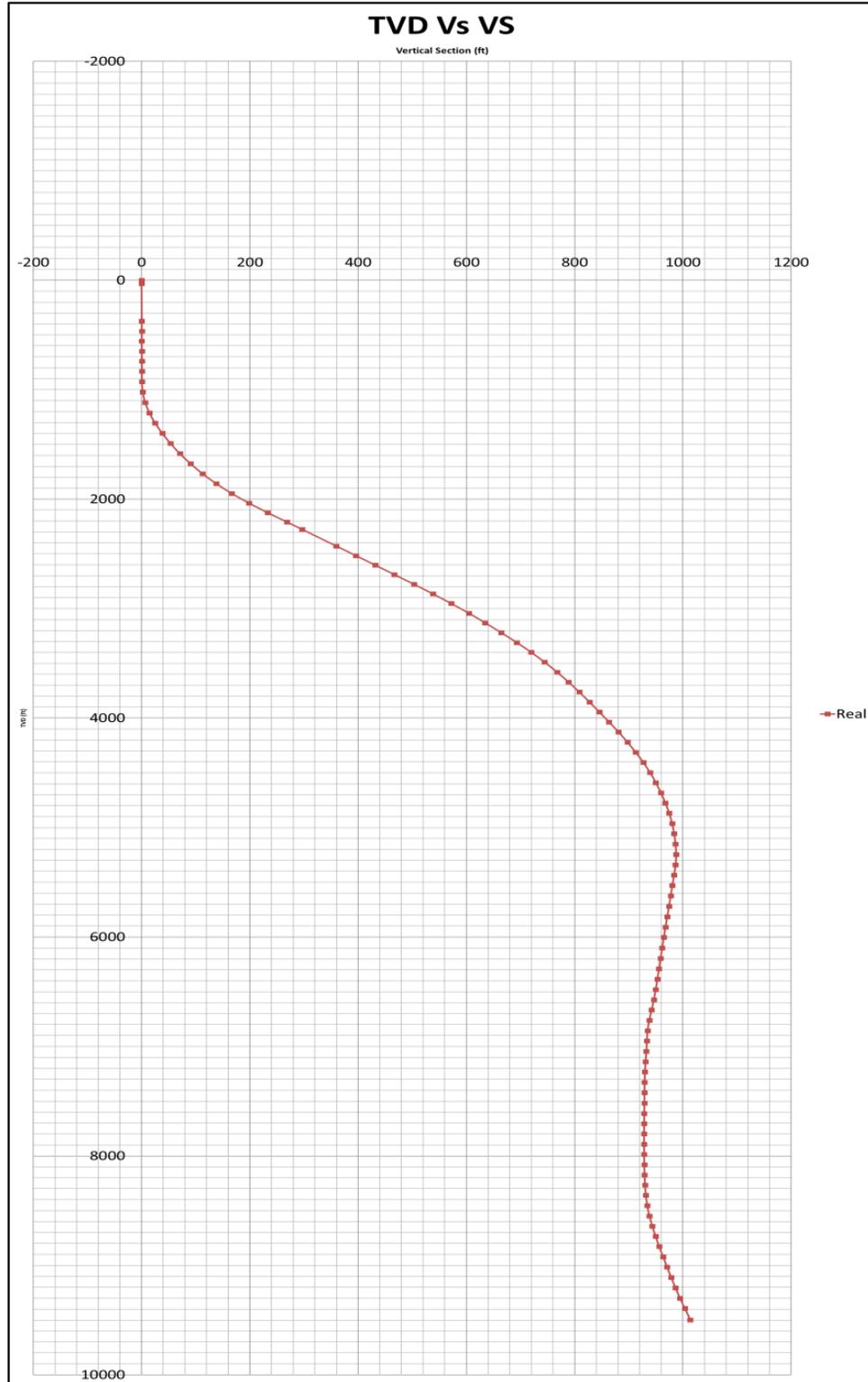
4.2.1 Información General del Pozo. El pozo Acordionero-12 se decide perforar como parte del plan de desarrollo planteado para el campo, cuyo objetivo es optimizar la producción del campo. Este pozo se definió basado en los resultados obtenidos con la perforación de los pozos del campo. Fue perforado con un taladro Tuscany 109 de 1000 HP, con una geometría de tipo “S” y empleando 3 ensamblajes de fondo diferentes, así como 3 brocas.

Este pozo se definió basado en los resultados obtenidos con la perforación de los pozos del campo. El pozo Acordionero-12 fue planeado para ser perforado como un pozo de desarrollo con los siguientes objetivos geológicos:

- Perforar un pozo de desarrollo para atravesar las unidades reservorio del campo, las cuales son las areniscas basales de la formación Lisama (Arena A, Arena B, Arena C y Arena D para este pozo) con el fin de comprobar el potencial de hidrocarburos y completar el pozo como productor en la formación objetivo.
- Aumentar la producción del Campo Acordionero.
- Validar el modelo estructural y estratigráfico de la secuencia Cretáceo Superior - Paleógeno.

4.2.2 Perfil Direccional. A continuación, en la **Gráfica 14** se presenta el perfil de la trayectoria realizada en la perforación del pozo, mostrando en su eje vertical la profundidad en TVD, y la distancia recorrida sobre la VS para el eje horizontal.

Gráfica 14. TVD vs. VS Acordionero-12.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

4.2.2. Información de la sección de 8 ½ pulgadas. La sección –la cual es la tercera y última del pozo- se inició a perforar a la profundidad de 2400 pies en MD (profundidad medida, por sus siglas en inglés) con el tercer ensamblaje en fondo, empleando la tercera broca, la cual fue una PDC con cuerpo de acero de 8 ½ pulgadas.

Se finalizó la perforación a una profundidad de 9652 pies, logrando un recorrido de 7263 pies en un tiempo efectivo de 82.8 horas, obteniendo una tasa de penetración efectiva de 87.72 ft/hr.

4.2.2.1 Fluido de Perforación. A continuación, en la **Tabla 36** se presentan las propiedades reológicas que corresponden al fluido de perforación empleado en la sección de 8 ½ pulgadas.

Tabla 36. Propiedades del fluido de perforación para Acordionero-12 en sección 8 ½”.

Base	Agua
Tipo	TERRAFORM
Peso del Lodo (ppg)	10.5 - 10.6
Viscosidad Plástica (cP)	18
Punto de Cedencia (lb/100ft²)	30
Geles (10s/10min/30min)	10 / 33 / 45.
% Sólidos	11,50%
% Arena	0,25%

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-12.

4.2.2.2 Ensamblaje de Fondo. A continuación, se presentan los elementos que componen el ensamblaje de fondo número tres que está diseñado para trabajo direccional y perforar la sección de 8 ½ pulgadas. (Ver **Tabla 37**).

Tabla 37. Componentes de ensamblaje de fondo número tres.

DETALLES BHA				
No	ITEM	DIAMETRO		LONGITUD (ft)
		OD	ID	
1	BIT	8 1/2"	NA	1,28'
2	MOTOR QME 3443, STB 8 1/8"	6 3/4"	3"	30,48'
3	VDR STB 3/8	6 5/8"	2 7/8"	6,72'
4	RES-GR	6 5/8"	3 1/16"	29,12'
5	HEL MWD	6 5/8"	3 1/16"	19,39'
6	NMDC	6 9/16"	3 1/4"	29,28'
7	DC	6 1/2"	2 13/16"	91,99'
8	HWDP	5"	3"	727,91'
9	DRILL JAR	6 1/2"	2 13/16"	32,50'
10	HWDP	5"	3"	151,70'
11	ACELERADOR	6 1/2"	3 1/2"	31,70'
12	HWDP	5"	3"	89,54'

Fuente: Reporte de perforación sección 8 1/2" Acordionero-12.

4.2.3. Broca PDC con cuerpo de acero para la sección de 8 1/2 pulgadas. Para esta sección se empleó una broca U519 de Ulterra con cuerpo de acero, de iguales características que la empleada en la perforación de la misma sección en el pozo Acordionero-11, aunque con una variación en la configuración de su hidráulica (boquillas).

4.2.3.1 Hidráulica de la Broca. En cuanto a la hidráulica de la broca, se cuentan con 4 boquillas, cada una con un tamaño de 18/32 de pulgada, y una boquilla de 20/32 de pulgada. La **tabla 38** presenta los valores de cada una de las variables de la hidráulica empleada en la broca PDC de 8 1/2 pulgadas con cuerpo de acero empleada en el pozo Acordionero-12.

Tabla 38. Información de hidráulica de sección 8 1/2" Acordionero-12.

Cantidad Boquillas:	5
Tamaño Boquillas:	18(4); 20(1)
TFA (in²):	1.301
Pérdida Presión Broca (psi):	304.96
HHP Broca (hp):	133.44
HIS Broca (hp/in²):	2.35
Velocidad Jet (fps):	185
Fuerza de Impacto (lbf):	762

Fuente: Reporte de perforación sección 8 1/2" Acordionero-12.

4.2.4. Resultados de la Corrida de la Sección de 8 ½ Pulgadas

4.2.4.1 Reporte de Broca. Se presenta el estado de salida reportado de la broca de 8 ½ pulgadas con cuerpo de matriz al momento de finalizar la perforación en la sección, adicionalmente se incluyen los comentarios, observaciones realizadas en pozo, y las fotos correspondientes. (Ver **Tablas 39 y 40**).

Tabla 39. Reporte IADC de Broca, sección 8 ½, Acordionero-12.

INNER	OUTER	DULL	LOCATION	BEARING	GAUGE	OTHER	PULLED
0	1	CT	G	X	I	WT	TD

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

Tabla 40. Convenciones reporte de Broca.

1	1/16" Out of Gauge
WT	Worn Cutters
A	All Areas
I	In Gauge
CT	Chipped cutter
CP	Core Point

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

Dentro del reporte final de salida de la broca, se describió lo siguiente: "Como se puede observar la broca sufrió un desgaste mínimo en su estructura de corte interna y externa esto debido a las diferentes formaciones que se atravesaron y el trabajo direccional, otro punto que pudo afectar esta estructura de corte fue la de mucho galonaje al momento de realizar el drill out, en su parte del gauge no se vio afectada por lo que se dio la calificación anterior."

A continuación, se presentan las imágenes donde se muestra el estado de la broca al momento de salir de la corrida, presentando un desgaste en su estructura de corte, el cual es mayor en uno de los cortadores de la aleta 2 (Ver **Figura 38 - 41**).

Figura 38. Vista Frontal con Gauge Ring de la Broca de 8 ½" con cuerpo de acero.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

Figura 39. Vista Lateral con Gauge Ring de la Broca de 8 ½" con cuerpo de acero.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

Figura 40. Aleta 1 de la Broca de 8 ½” con Cuerpo de Acero.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-12.

Figura 41. Aleta 2 de la Broca de 8 ½” con Cuerpo de Acero.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-12.

4.2.4.2 Reporte Direccional. A continuación, se muestran los porcentajes de rotación y deslizamiento en pies y horas. Se muestra la información de deslizamiento y rotación en horas, pies y ROP's de la sección 8 ½ pulgadas. (Ver **Tablas 41 y 42**).

Tabla 41. Pies Deslizando.

Deslizando			
Pies Perforados:	311	ROP Deslizando (ft/hr):	39.77
Tiempo Efectivo:	7.82	% Deslizado ft:	4.30

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

Tabla 42. Pies Rotando.

Rotación			
Pies Perforados:	6952	ROP Rotando (ft/hr):	92.72
Horas Efectivas:	74.98	% Rotado ft:	95.70

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

4.2.5 Presentación y Análisis de Parámetros Operacionales. En esta sección se muestra el resumen y análisis de los parámetros operacionales que se manejaron durante en la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas, Ver **Tablas 43 y 44** los datos presentados son tiempos de entrada y salida, distancia total, y ROP's.

Tabla 43. Tiempos.

Tiempo			
Fecha Entrada:	6/Septiembre/2017	Rango de tiempo (hr):	120.5
Fecha Salida:	16/Septiembre/2017	Tiempo efectivo (hr):	82.8

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

Tabla 44. Distancia total y ROP.

Distancia total y ROP			
MD Entrada (ft):	2389	Pies Perforados:	7263
MD Salida (ft):	9652	ROP Efectiva (ft/hr):	87.72

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

A continuación, se presenta en la **Tabla 45** los rangos de operación de cada parámetro de perforación en función de cada una de las formaciones atravesadas durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas.

Tabla 45. Parámetros operacionales por formación.

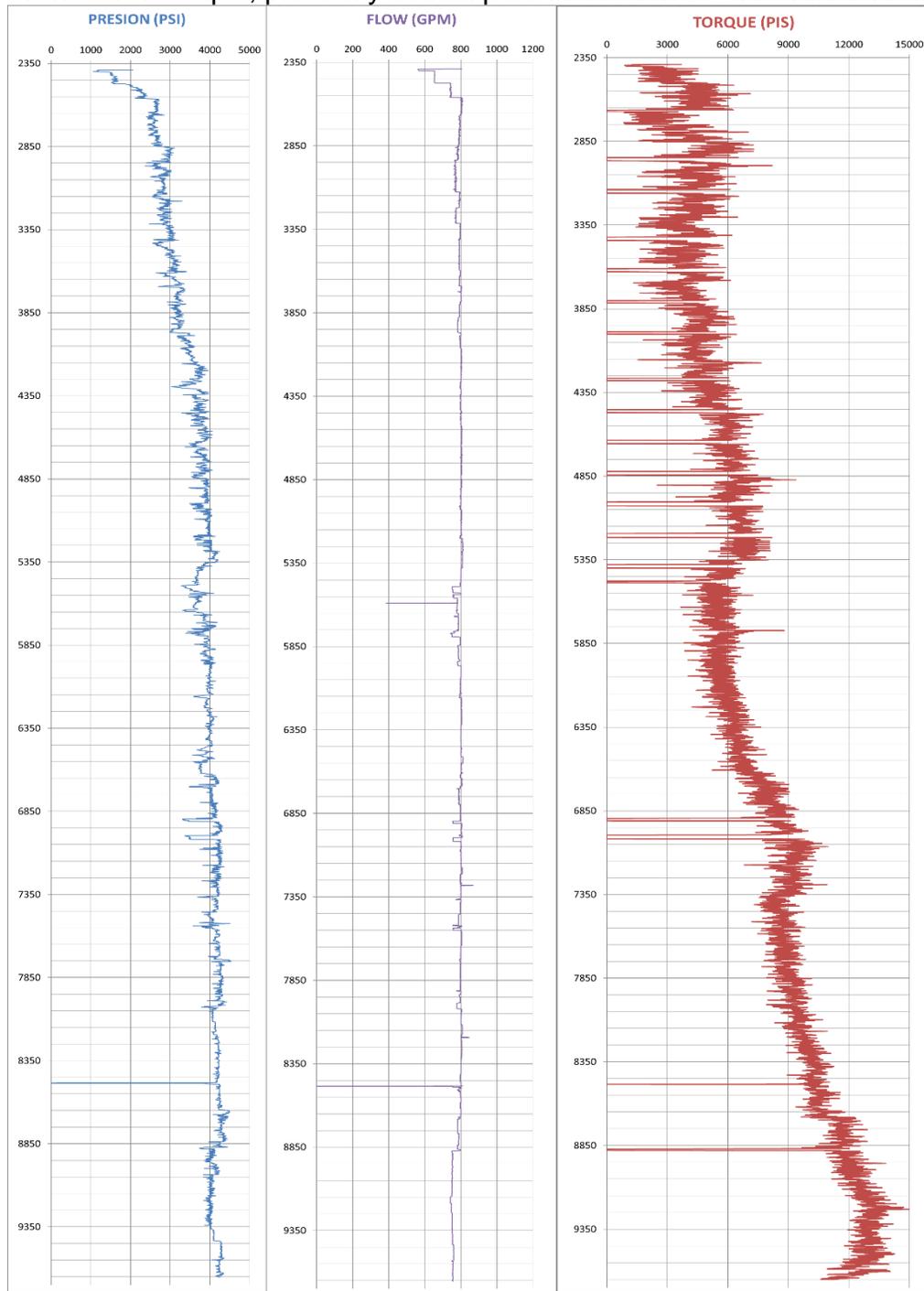
Acordionero-12						
FORMACIÓN	TOPE MD (ft)	RPM	WOB (Klbs)	TQ (KLb/FT)	FLOW GPM	SPP (psi)
REAL	2389	60	20-25.	6-8.	800	3350
COLORADO	4240	70	15-20	6-8.	800	3650
MUGROSA	5140	70	15-20	6-8.	800	3730
DISCORDANCIA	5497	70	15-20.	6-8.	780	4000
LISAMA ARCILLOSA	6355	70	10-15.	8-12.	780	4200
LISAMA A	6634	70	10-15.	8-12.	750	3950
LISAMA B	7115	70	15-20.	8-14.	750	4000

Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

A continuación, se presentan las **Gráficas 15 y 16**, donde se muestran los principales parámetros dados durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas, y posteriormente se genera un análisis dichas gráficas, evaluando los sucesos ocurridos en función de los valores obtenidos y de la profundidad medida (MD) dada, y así mismo observando el comportamiento a través de cada una de las formaciones perforadas.

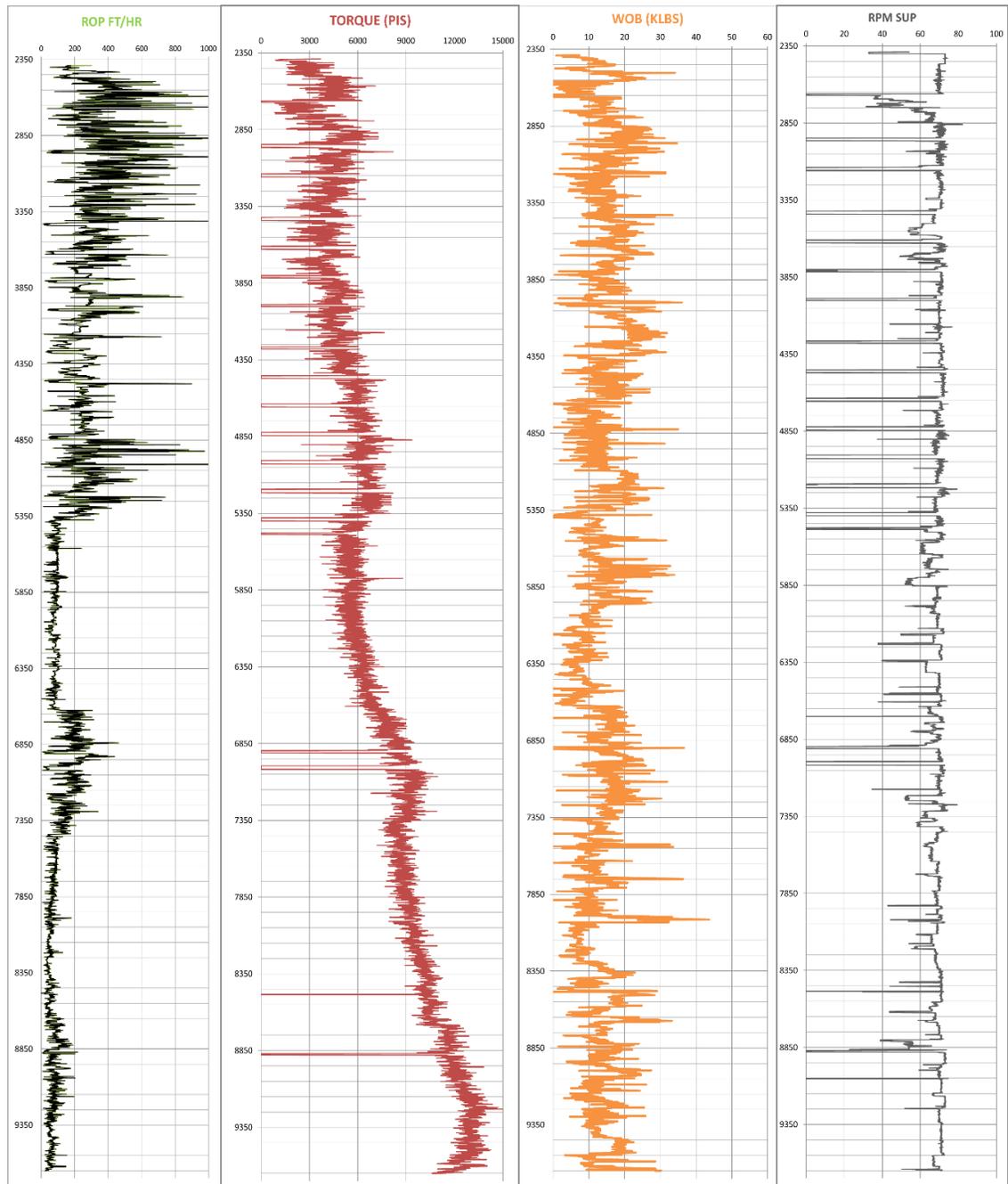
El análisis se hará puntualmente sobre los parámetros de peso sobre la broca (WOB), revoluciones por minuto (RPM) tanto en fondo como en superficie, caudal (gpm), torque (Klbf/ft) y presión interna de la tubería (psi).

Gráfica 15. Torque, presión y caudal para la sección 8 ½ Acordionero-12.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½" Acordionero-12.

Gráfica 16. Torque, ROP, WOB, RPM para la sección 8 ½” Acordionero-12.



Fuente: Reporte de perforación sección 8 ½” Acordionero-12.

Se realiza el drill out con parámetros 550 GPM, 1230 psi, 30 RPM, torque 2-4 Klb/ft y un WOB de 10-15 Klb durante una hora. La sección de 8 ½ pulgadas se inicia a 2389 ft MD al inicio de la sección tangente con una inclinación de 22.5°. Se inicia rotando y se van aumentando los parámetros de operación paulatinamente hasta los 2550 ft, donde la presión alcanza los 2700 psi, con un caudal de 800 GPM, y alcanzando para este punto unas ROP instantáneas entre 600 y 800 ft/hr. La perforación continúa en rotación hasta los 2662 ft, donde en las gráficas se evidencia el primer trabajo direccional deslizando, donde las RPM en superficie y el torque llegan hasta cero, esto con el fin de corregir la trayectoria y mantener el ángulo deseado en la tangente. Se continúa la perforación rotando hasta 2946 ft, donde se aprecia nuevamente una caída en las RPM y torque, lo cual indica el inicio del nuevo trabajo direccional y se define como el SOD. A partir de este punto y con el fin de reducir la inclinación del pozo durante la sección de caída, empieza a haber una serie de intercalaciones entre la rotación y el deslizamiento correspondientes al trabajo direccional. Para este punto, ha habido un incremento del WOB, que opera entre 20-30 Klb, obteniendo aún altas tasas de penetración durante los intervalos rotados (500-700 ft/hr).

Se continúa perforando sin inconvenientes de esta manera la sección de caída hasta 4240 ft, donde se encuentra el tope de la Formación Colorado y se ve un cambio en la litología, presentando un incremento del 20% en el contenido de arcillas. En este punto se presenta un aumento en la presión, que llega hasta 3300 psi, así como una reducción en las ROP instantáneas rotando (alrededor de 170 ft/hr), esto debido por un aumento en el torque, causado por el cambio en la litología, lo cual lleva a que se tome la decisión de aumentar el WOB para contrarrestar la caída de la ROP. Dicho comportamiento se repite nuevamente al llegar al tope de la Formación Mugrosa a 5140 ft, generando mayor torque y un aumento en el WOB aplicado, aunque esta vez obteniendo una respuesta ligeramente mejor en la ROP. Se sostiene una tasa de penetración aproximada de 220 ft/hr hasta los 5350 ft, donde se aprecia una caída pronunciada, esto debido a que en la operación se decide controlar la ROP en 100-120 ft/hr por solicitud del personal geológico para obtener mejores datos en el registro de esta zona. Se continúa la alternación entre la rotación y el deslizamiento hasta los 5500 ft, donde se da el EOD del pozo, como los muestran las gráficas de RPM, torque, y los datos del Survey.

En 5590 ft, el caudal que se venía comportando de manera constante (800 GPM), presenta una caída abrupta hasta los 385 GPM, esto debido a una falla en las bombas, donde se realiza el cambio de las mismas. Se continúa rotando de manera constante y con ROP controlada (100-120 ft/hr), atravesando la totalidad de La Discordancia y de la Formación Lisama Arcillosa, hasta alcanzar el tope de Lisama-A a los 6634 ft, donde se tiene en la litología un 70% de arena. A partir de este punto, se aumenta nuevamente el WOB y las RPM, obteniendo un aumento en la ROP, y para 6887 ft pudiendo emplear la presión diferencial óptima de 600 psi y generando tasas de penetración instantánea de 250-400 ft/hr.

Se continúa perforando con parámetros normales, excepto por un aumento sostenido en el torque hasta los 6887 ft, donde se observa un colgamiento de la sarta de 40 Klbf, lo que genera una gran caída de las ROP para este punto. En 6999 ft se vuelve a presentar un alto colgamiento de la sarta, afectando nuevamente las ROP, por lo que se estolea el motor durante varias ocasiones en la deslizada, para luego ver una recuperación en la ROP y alcanzar el tope de la Formación Lisama-B en 7115 ft.

A los 8484 ft se ve una caída total en el caudal, presión, torque, RPM y WOB, causadas por una falla en el generador, causando una pérdida de energía y deteniendo la operación momentáneamente. Al solucionar el problema y reanudar con parámetros operacionales normales, se continúa perforando con una baja ROP en promedio (55.8 ft/hr). En 8506 ft se reanuda el trabajo direccional con el fin de aumentar el ángulo de inclinación final del pozo de acuerdo al plan, siguiendo de esta manera hasta los 9652 ft (TD) con una inclinación final de 9°, dando por finalizada la perforación del pozo Acordionero-12.

5. ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO EN ROP'S Y TIEMPOS TOTALES DE PERFORACIÓN DE LA BROCA POLICRISTALINAS DE CUERPO DE ACERO VS LA BROCA DE CUERPO DE MATRIZ EN LA SECCIÓN 8 ½ PULGADAS EN EL CAMPO ACORDIONERO

Este capítulo presenta los resultados de la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas de los cuatro pozos en estudio del Campo Acordionero, los cuales son: Acordionero-8 y Acordionero-9, que fueron perforados con broca PDC de cuerpo de matriz, y los pozos Acordionero-11 y Acordionero-12, los cuales fueron perforados con la broca PDC de cuerpo de acero. Se tienen en cuenta los parámetros operacionales de cada pozo y en función del tope de cada formación para hacer una comparación entre estos. Adicionalmente, se realiza un análisis y comparación de los resultados de los tiempos efectivos de perforación para la sección y las ROP's efectivas.

5.1 COMPARACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES POR TOPE DE FORMACIÓN

A continuación, se presentan las **Tablas 46 a 51**, en donde se presentan de manera individual cada parámetro de perforación de los cuatro pozos. Con estas tablas se realiza la posterior comparación entre el desempeño presentado por los pozos respecto a los parámetros en cada uno de los topes de las formaciones atravesadas.

Tabla 46. ROP por Formación.

ROP al tope de la Formación (ft/hr)								
	Formación							
	Real	Col.	Mugr.	Discord.	Lisama -A	Lisama -B	Lisama -C	Lisama -D
Ac.-8	266	271.43	78.75	169.41	280.3	-	-	-
Ac.-9	127.94	153.92	166.27	60.94	62.5	-	-	-
Ac.-11	220	130	51	174	118	180	88	23
Ac.-12	316	132	244	93	135	167	-	-

Se evidencia un menor desempeño en ROP al inicio del Grupo Real por parte de la broca con cuerpo de matriz del pozo Acordionero-9, sin embargo, también fue aquella con un menor WOB (12 Klb) aplicado para esta zona. Por otro lado, se destaca el rendimiento de la broca con cuerpo de acero para esta misma zona en el pozo Acordionero-11, que a pesar de haber sido operada con un WOB bajo (14.6 Klb), presentó la mayor tasa de penetración efectiva para el inicio de esta formación (316 ft/hr), lo cual resulta bastante determinante en el desempeño global de la perforación de la sección, puesto que el Grupo Real corresponde a una de las dos formaciones de mayor longitud presentes en los cuatro pozos.

Gráfica 17. ROP por Pozo y Formación.

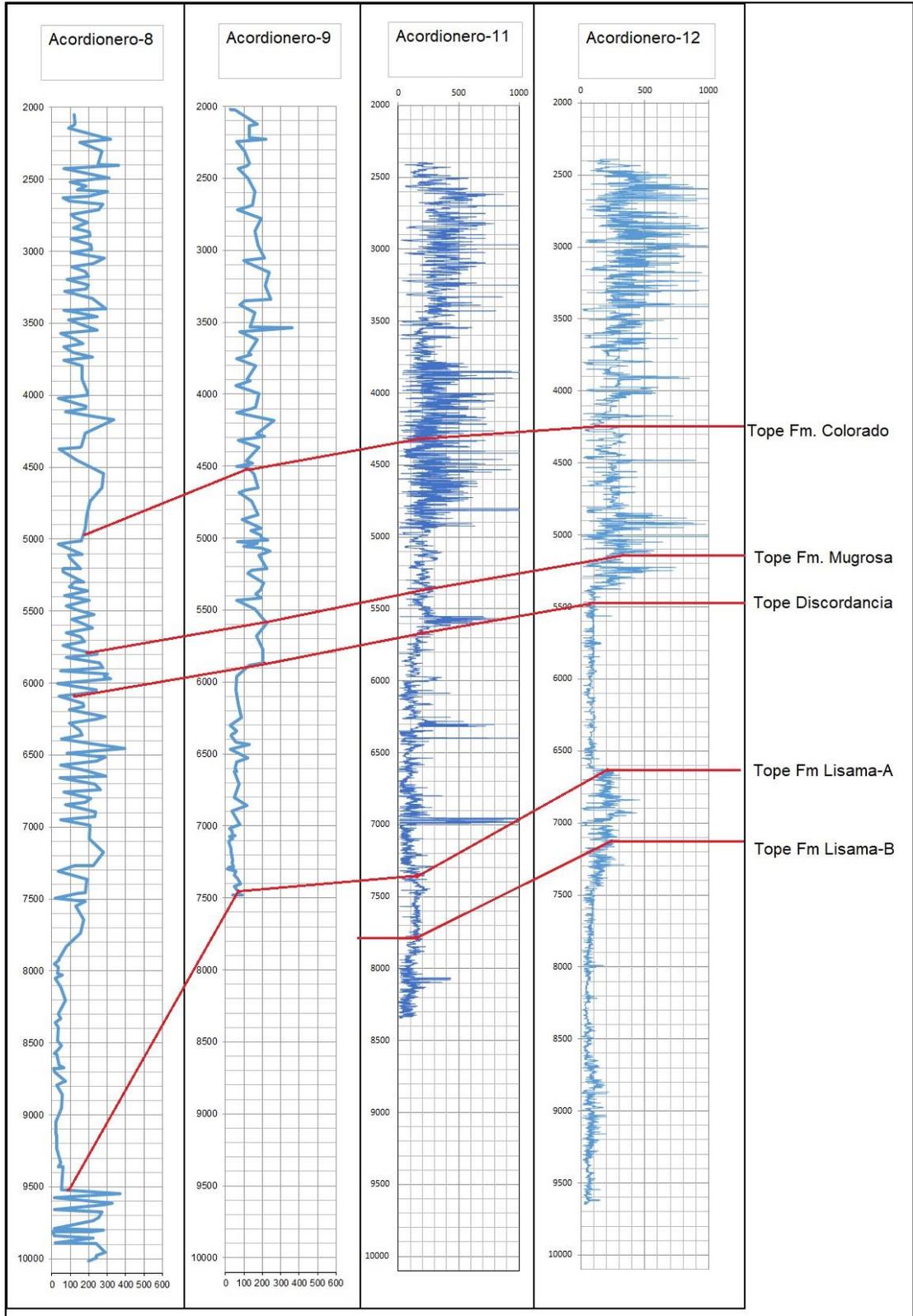


Tabla 47. WOB por Formación.

WOB al tope de la Formación (Klbf)								
	Formación							
	Real	Col.	Mugr.	Discord.	Lisama -A	Lisama -B	Lisama -C	Lisama -D
Ac.-8	20	20	20	8	25	-	-	-
Ac.-9	12	25	22	20	12	-	-	-
Ac.-11	15	24.5	13	11.8	10	6.3	14.1	10.6
Ac.-12	14.6	24.8	21.8	9	12	27	-	-

En la Formación Colorado, ambas brocas con cuerpo de matriz obtuvieron mejores resultados frente a las de cuerpo de acero, operando bajo valores muy similares en todos los parámetros operacionales, excepto en el torque, el cual fue más alto en ambos pozos en comparación con el presentado en el Acordionero-11 y Acordionero-12.

Al entrar en la Formación Mugrosa sobresale el bajo rendimiento que está presentando la broca del Acordionero-11 (51 ft/hr), aunque como se ve por su torque alto y bajo WOB, esto se debe a que ya había presencia de colgamiento en esta zona, afectando la efectiva transferencia del peso hacia la broca y por ende, reduciendo la ROP efectiva para este punto.

Gráfica 18. WOB por Pozo y Formación.

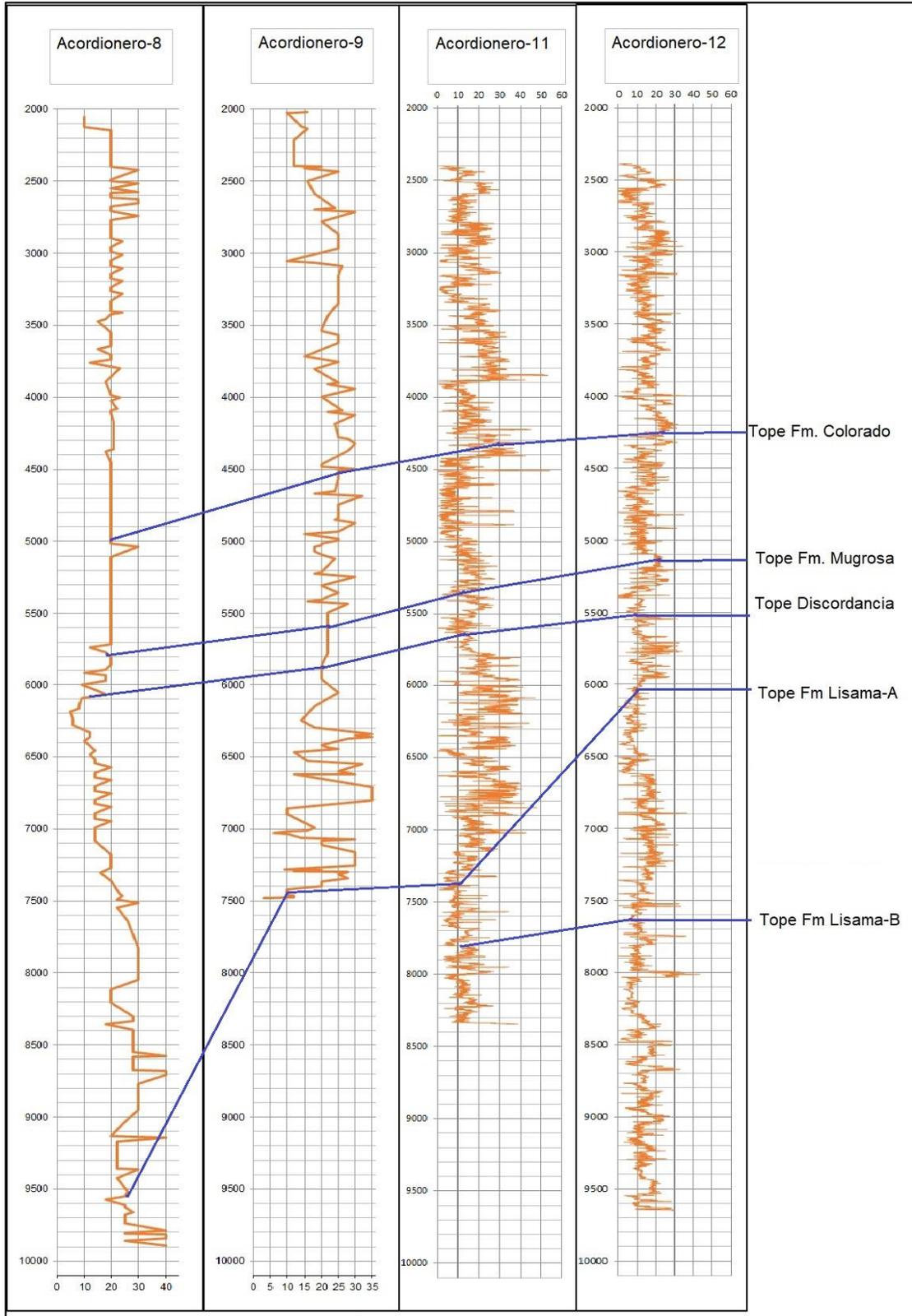


Tabla 48. RPM por Formación.

Revoluciones en superficie al tope de la Formación (RPM)								
	Formación							
	Real	Col.	Mugr.	Discord.	Lisama -A	Lisama -B	Lisama -C	Lisama -D
Ac.-8	60	60	0	60	60	-	-	-
Ac.-9	60	70	70	70	50	-	-	-
Ac.-11	63	62	68	71	70	72	73	69
Ac.-12	51	70	70	71	70	70	-	-

En cuanto al tope de La Discordancia, la broca de acero en el pozo Acordionero-11 es la que nuevamente presenta un mejor desempeño frente a las demás, obteniendo 174 ft/hr para este punto, esto se puede deber a estar operando con un caudal más alto que en los otros pozos, lo que podría ayudar en la limpieza del hueco, lo cual es consistente con el torque presentado (6.4 Klbf/ft), el cual es más bajo que el presente para el mismo punto de los dos pozos perforados con la broca de matriz.

Gráfica 19. RPM por Pozo y Formación.

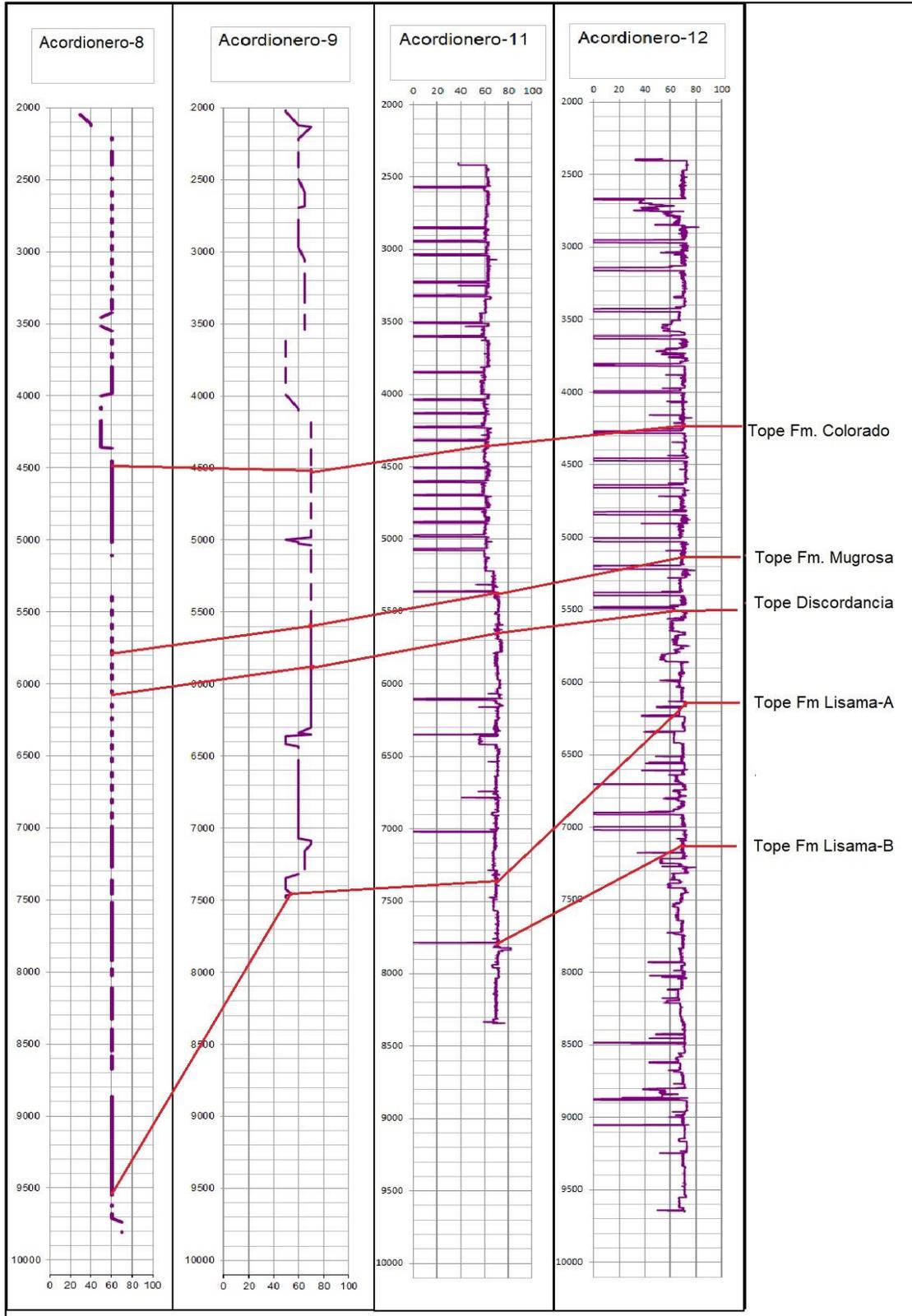


Tabla 49. SPP por Formación.

Presión de tubería al tope de la Formación (psi)								
	Formación							
	Real	Col.	Mugr.	Discord.	Lisama -A	Lisama -B	Lisama -C	Lisama -D
Ac.-8	2650	3600	3800	3700	4100	-	-	-
Ac.-9	1680	4150	4000	4000	3760	-	-	-
Ac.-11	3100	4170	4038	4030	3760	4006	4200	3880
Ac.-12	2592	3786	3970	3392	4418	4190	-	-

Al llegar al tope de Lisama-A resalta la muy alta ROP (280.3 ft/hr) que se tuvo en el pozo Acordionero-8, sin embargo, esto se debe a que se aplicó un excesivo peso sobre la broca (25 Klbf), de hasta más del doble que en los otros tres pozos para este punto, el cual ya entra a ser la zona de interés. Esto es consistente con el alto esfuerzo presentado en el torque para este pozo (15 Klbf/ft), el cual también sobrepasó por amplio margen al presentado en los otros pozos para el mismo punto. Esto se pudo deber principalmente por la búsqueda de aumentar la tasa de penetración y tratar de compensar los tiempos efectivos de perforación que se vieron fuertemente afectados en gran parte de la formación anterior, especialmente por problemas de colgamiento, sin embargo, perforar bajo estos parámetros de operación puede comprometer la calidad del hueco y generar mayor daño en la formación, lo cual debería ser algo que se busque evitar, especialmente al llegar a la formación objetivo como en este caso.

Gráfica 20. SPP por Pozo y Formación.

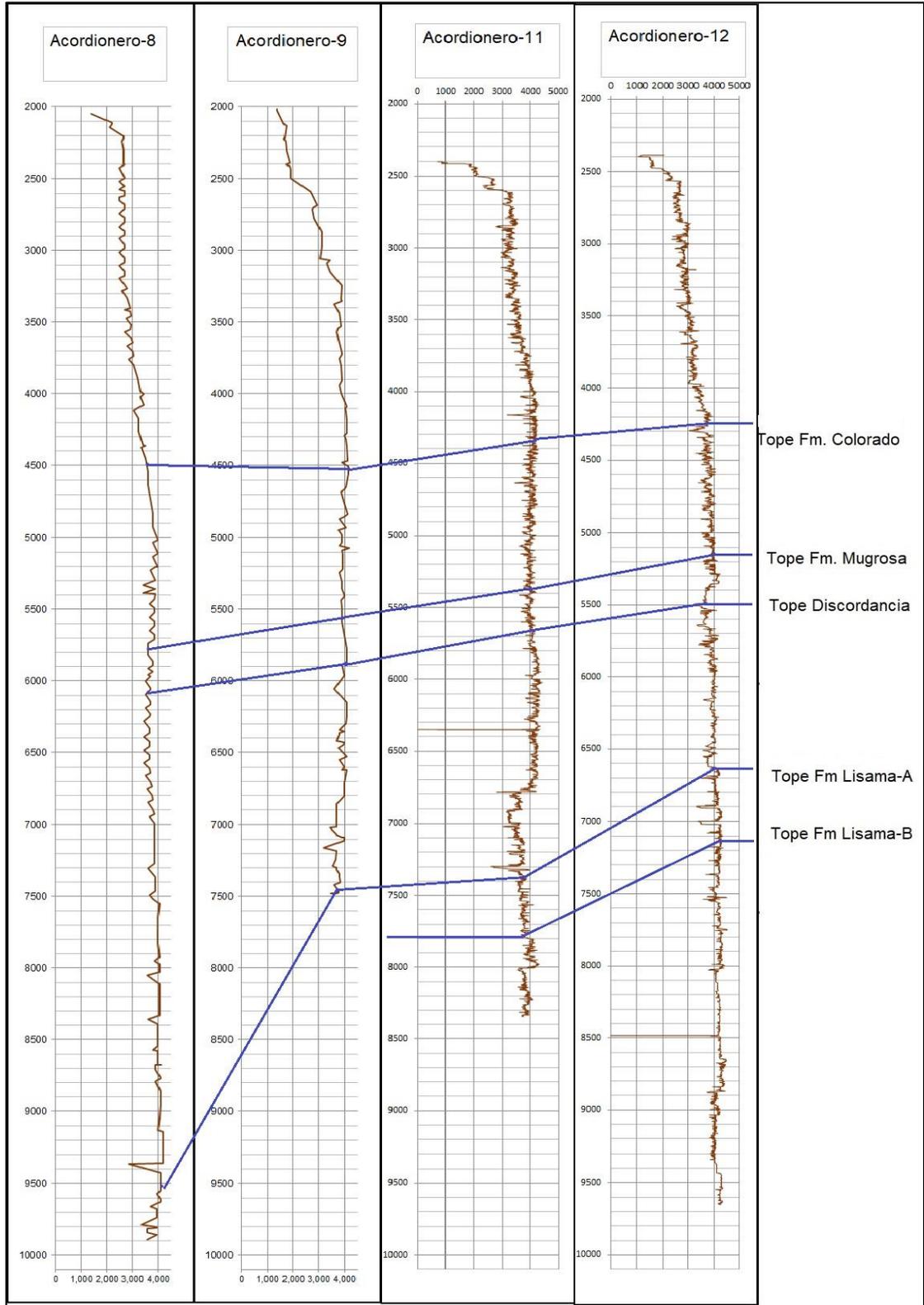


Tabla 50. GPM por Formación.

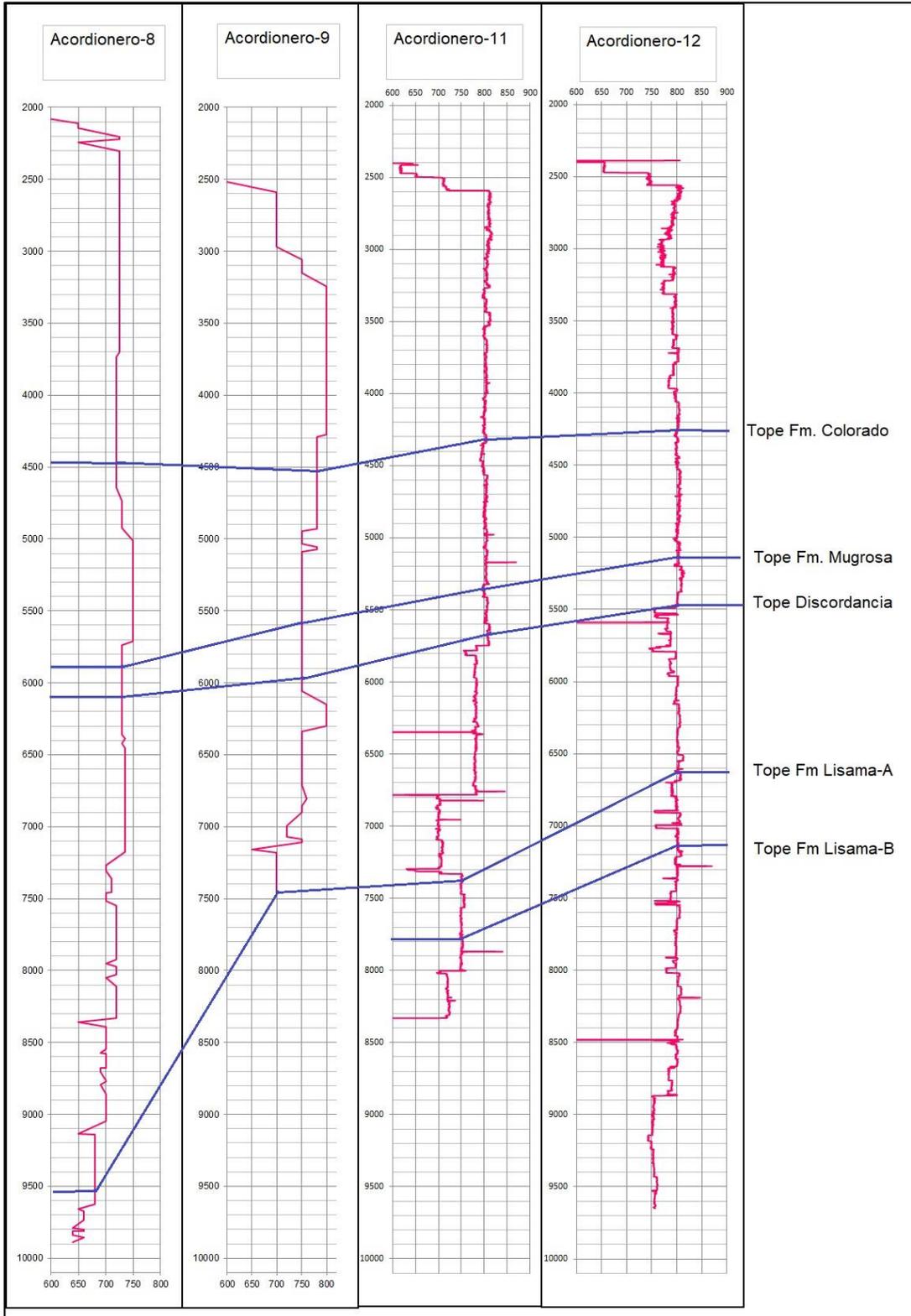
Caudal al tope de la Formación (GPM)								
	Formación							
	Real	Col.	Mugr.	Discord.	Lisama-A	Lisama-B	Lisama-C	Lisama-D
Ac.-8	725	720	730	730	680	-	-	-
Ac.-9	560	780	750	750	700	-	-	-
Ac.-11	814	806	808	810	750	753	752	724
Ac.-12	800	802	800	755	797	800		

Los pozos perforados con la broca PDC con cuerpo de matriz llegan únicamente hasta Lisama-A, razón por la que no se registran datos de estos para los intervalos B, C y D, y de igual manera, el Acordionero-12 logra su distancia total estando dentro de Lisama-B. El pozo Acordionero-11 es el único de los cuatro en estudio que alcanza los topes de los cuatro intervalos de esta sección, razón por la que no se puede realizar una comparación de los parámetros operacionales para estos entre todos los pozos.

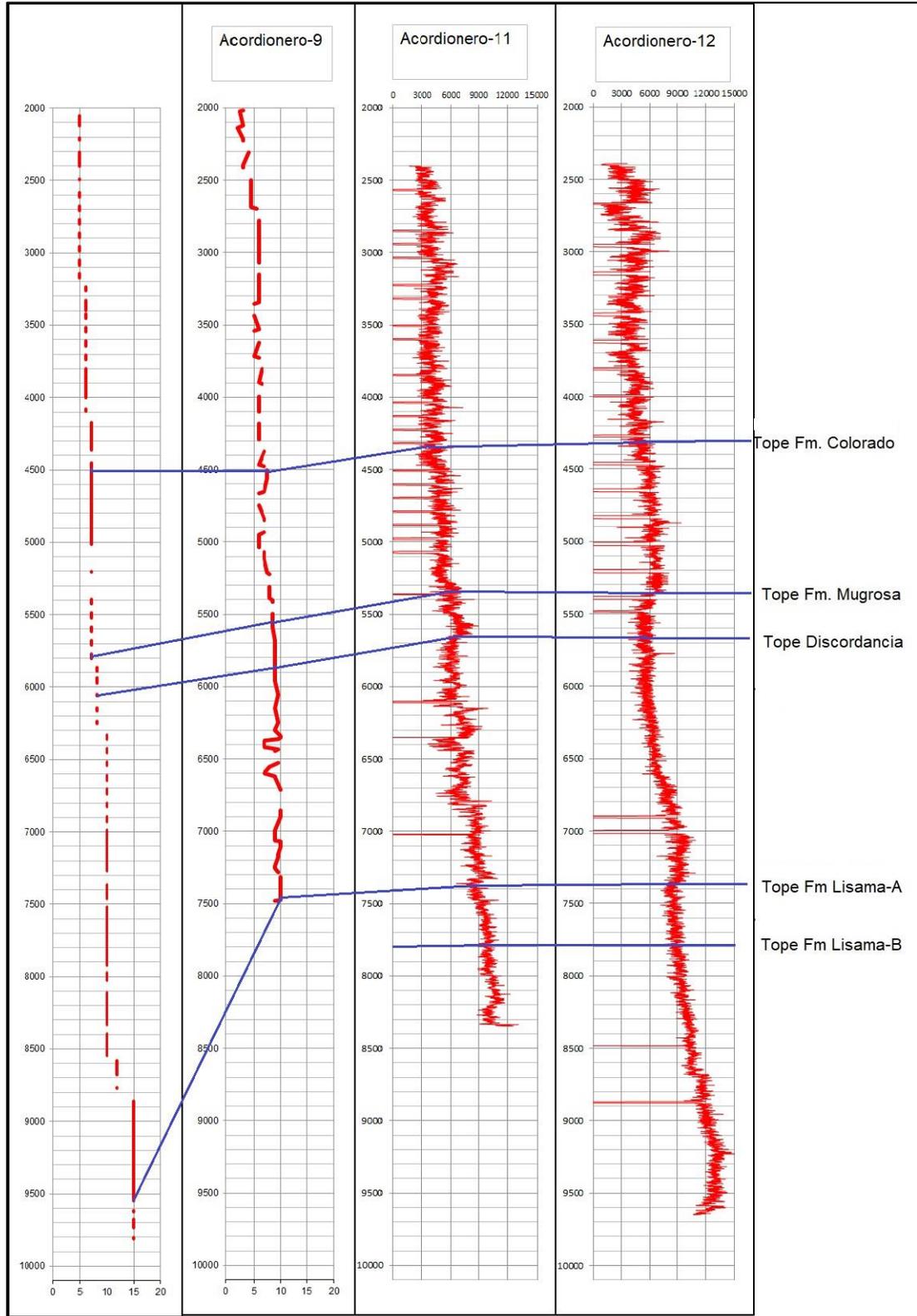
Tabla 51. Torque por Formación.

Torque al tope de la Formación (Klbf/ft)								
	Formación							
	Real	Col.	Mugr.	Discord.	Lisama-A	Lisama-B	Lisama-C	Lisama-D
Ac.-8	5	7	0	8	15	-	-	-
Ac.-9	3	7.5	9	9	10	-	-	-
Ac.-11	3.1	3.5	5.7	6.4	8	10	10.3	10.1
Ac.-12	2.5	4.5	6.7	5.4	7.4	9.2	-	-

Gráfica 21. Caudal por Pozo y Formación.



Gráfica 22. Torque por Pozo y Formación.



5.2 ANÁLISIS EN ROP'S Y TIEMPOS EFECTIVOS

Se presentan los resultados consolidados de los tiempos efectivos y las tasas de penetración de los cuatro pozos, con los cuales se realiza un posterior análisis entre estos a partir de una comparación que busca ser lo más representativa posible, contrastando los pozos que cuentan con mayores similitudes en sus longitudes y características entre sí.

Tabla 52. Análisis ROP's y tiempos de las corridas en la sección de 8 ½ pulgadas en pozos Acordionero 8, 9, 11, 12.

	PARÁMETRO	BROCAS PDC CAMPO ACORDIONERO			
		MATRIZ		ACERO	
	POZO	ACOR 8	ACOR 9	ACOR 11	ACOR 12
ROP	FOOTAGE (ft)	7975	5501	5945	7263
	ROP EFECTIVA (ft/hr)	73.86	91.39	94.22	87.72
TIEMPOS	TIEMPO TOTAL (hr)	164.4	78.18	81.5	120.5
	TIEMPO EFECTIVOS (hr)	107.97	60.19	63.1	82.8
DIRECCIONAL	ROP DESLIZANDO (ft/hr)	34.54	57.5	41.33	39.77
	ROP ROTANDO (ft/hr)	98.13	95.61	99.19	92.72
	% ROTADO	82.16	93.04	96.3	95.7
	% DESLIZADO	17.84	6.96	3.7	4.3

Se realizaron dos análisis ya que por la diferencia en pies perforados y profundidades no es posible realizar una comparación directa entre los cuatro pozos. Teniendo en cuenta lo anterior, se realiza el análisis número 1 entre Acordionero-8 y Acordionero-12 por su gran parecido en pies perforados, que tiene un aproximado de 7500 pies perforados (Ver **Tabla 53**) El análisis numero 2 tiene como objetivo comparar los pozos Acordionero-9 y Acordionero-11, ya que tienen un aproximado de pies perforados de 5700 (Ver **Tabla 54**).

Tabla 53. Análisis 1 entre Acordionero-8 y Acordionero-12.

ANÁLISIS 1			
	BROCAS PDC CAMPO ACORDIONERO		
	CUERPO	MATRIZ	ACERO
	POZO	ACOR 8	ACOR 12
ROP	FOOTAGE (ft)	7975	7263
	ROP EFECTIVA (ft/hr)	74	87.72
TIEMPOS	TIEMPO TOTAL (hr)	164.4	120.5
	TIEMPO EFECTIVOS (hr)	107.4	82.8
DIRECCIONAL	ROP DESLIZANDO (ft/hr)	34.54	39.77
	ROP ROTANDO (ft/hr)	98.13	92.72
	% ROTADO	82.16	95.7
	% DESLIZADO	17.84	4.3

Tabla 54. Análisis 2 entre Acordionero-9 y Acordionero-11.

ANÁLISIS 2			
	BROCAS PDC CAMPO ACORDIONERO		
	CUERPO	MATRIZ	ACERO
	FOOTAGE (ft)	ACOR 9	ACOR 11
ROP	ROP EFECTIVA (ft/hr)	5501	5945
	TIEMPO TOTAL (hr)	91	94.22
TIEMPOS	TIEMPO EFECTIVOS (hr)	78.18	81.5
	ROP DESLIZANDO (ft/hr)	60.19	63.1
DIRECCIONAL	ROP ROTANDO (ft/hr)	57.5	41.33
	% ROTADO	95.61	99.19
	% DESLIZADO	93.04	96.3
	FOOTAGE (ft)	6.96	3.7

Se hace un análisis a partir de la implementación equivalente de los resultados en el pozo Acordionero-8 y Acordionero-12 para un pozo tipo, en su sección de 8 ½ pulgadas, el cual va a contar para ambos resultados (con broca con cuerpo de matriz y con la broca con cuerpo de acero) con una distancia de 7500 pies. (Ver **Tabla 55**).

Tabla 55. Valores de pozo tipo 1.

Pozo 1	
MD ENTRADA	2000
MD SALIDA	9500
FOOTAGE	7500

Los resultados en tiempos totales efectivos se obtuvieron tomando los pies perforados del pozo 1 y dividiéndolo en la ROP efectiva, después se halló el porcentaje de tiempos no efectivos para cada broca y este valor se le agrego al valor de tiempo efectivo que nos arrojó cada broca en estudio, para así poder determinar el tiempo total en operación por broca y poder identificar que broca puede perforar con menos tiempo el mismo tramo de perforación para cada caso.

A continuación, se presentan los resultados del análisis 1 entre Acordionero-8 y Acordionero-9, en la **Tabla 56** se presentan los resultados de la broca con cuerpo de matriz y en la **Tabla 57** se presentan los resultados de la broca con cuerpo de Acero.

Tabla 56. Valores de rendimiento broca Matriz.

HORAS EFECTIVAS MATRIZ	102	
% TIEMPOS NO EFECTIVOS	34,672%	
HORAS TOTALES	136.7446	
DIAS	5.698	5 días y 17 horas

Tabla 57. Valores de rendimiento broca Acero.

HORAS EFECTIVAS ACERO	85	
% TIEMPOS NO EFECTIVOS	31,286%	
HORAS TOTALES	112.249	
DIAS	4.677	4 días y 16 horas

Para la representación, la sección al ser perforada con la broca PDC con cuerpo de matriz se tomaría un tiempo de 101.54 horas efectivas, manejando un rendimiento en la tasa de penetración efectiva de 76.863 pies sobre hora, mientras que para el uso de la broca PDC con cuerpo de acero en la sección mencionada de este pozo representativo lograría realizarlo en 85.5 horas efectivas con una ROP de 87.72 pies sobre hora.

Comparando más detenidamente se puede observar que para los intervalos deslizados se maneja una ROP de 34.54 ft/h para la broca con cuerpo de matriz, mientras que la de cuerpo de acero presenta una tasa de perforación de 39.77 ft/h, lo cual muestra un ligero desempeño superior de la broca con cuerpo de acero. Para los intervalos rotados, la primera broca maneja una ROP de 98.13 ft/h, mientras que

su contraparte de cuerpo de acero presenta una ROP de 92.72 ft/h, lo cual supone un mejor desempeño de la broca de cuerpo de matriz en este aspecto.

Sin embargo, el aspecto que más influencia tiene sobre el desempeño final de la broca en cuanto a la tasa de perforación es el porcentaje de la distancia total de la sección que tuvo que ser perforado deslizando. Para poder obtener los mismos resultados en cuanto a la respuesta direccional y la tasa de construcción de ángulo, las brocas requirieron de una distancia de deslizamiento diferente entre ellas. La broca con cuerpo de matriz tuvo que deslizar durante 1338 pies, es decir el 17.84% de la distancia total, mientras que la broca con cuerpo de acero tan solo necesitó hacerlo durante 323 pies, lo que representa apenas el 4.3% de la distancia total de la sección. Al ser mucho más baja la tasa de penetración mientras se desliza para ambas brocas, es esencial tratar de conseguir la respuesta direccional esperada en la menor distancia deslizada para tener menores intervalos de tiempo con bajas ROP's, es por ello que el rendimiento global de la broca con cuerpo de acero es muy superior a la broca con cuerpo de matriz, la buena respuesta direccional en menores intervalos de deslizamiento le permitió rotar durante más tiempo y obtener tasas de penetración más altas durante una mayor parte de la perforación de la sección.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

La presente crisis del petróleo a nivel mundial ha generado la necesidad de la búsqueda de una mejor eficiencia técnica en los procesos de perforación, donde se tiene como objetivo general la reducción de los tiempos totales de perforación generando una reducción en los costos totales operacionales.

Bajo esta problemática se plantea la comparación de dos tipos de brocas la broca de cuerpo de matriz que ha sido usada en la perforación de la gran mayoría de los pozos del Campo Acordionero y la broca de cuerpo de Acero, la cual fue recientemente implementada en el campo para dar solución a pérdidas de tiempos en la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas.

Esta comparación se realizará teniendo en cuenta las ROP's efectivas de cada broca y realizando un análisis de la perforación de estas en un pozo tipo que cuenta con las características necesarias para simular el entorno donde fueron implementadas las brocas en estudio.

El presente capítulo tiene como objetivo evaluar la viabilidad financiera de perforar la sección de 8 ½ pulgadas del Campo Acordionero con las brocas de cuerpo de acero teniendo como parámetro de comparación las brocas de matriz.

Para realizar la comparación financiera de este proyecto se tiene en cuenta como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD), una Tasa Interna de Oportunidad (TIO) del 11.1% efectivo anual, que es comúnmente utilizada para los proyectos de inversión desarrollados por la empresa Ecopetrol S.A, el período de evaluación es de 6 días y el indicador financiero usado es el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

En el presente análisis para determinar los costos de inversión (CAPEX). Se tienen en cuenta los desembolsos asociados a inversión de capital, los cuales para este caso son cero ya que la operadora que quiere adquirir los servicios de la broca no tiene que comprar la broca ya que la broca es propiedad de la empresa prestadora de servicios y lo que se realiza es un pago por la renta de la broca ya sea por pies a perforar, corrida, o tiempo de utilización.

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación corresponden a los desembolsos asociados con la ejecución de un proyecto, tales como lo son: el mantenimiento de equipos, costos de combustibles, remediación de trabajos, alquiler de equipos, energía y otros costos de funcionamiento indispensables para la operación del proyecto.

En la **Tabla 58** se muestran los costos operacionales por día de perforación.

Tabla 58. Costos operacionales por día de perforación.

Operación	USD/DIA
Movilización DTM	889
Renta taladro / personal	5,582
Inspección del taladro	77
Catering y acomodación	353
Servicios equipo direccional	1,117
Equipos de fondo renta	436
Fluido de perforación	2,197
Registros eléctricos wireline	692
Equipo de pesca	11
LWD	822
Equipo de MUD logging	537
Control de solidos	2,069
Transporte en avión	112
Servicios de seguridad	670
Camiones	572
Vehículos	344
Comunicaciones	62
Seguros	396
Supervisión de campo	560
Broca	687
Servicios complementarios	689
Costos de personal	1,056
Inspección de tubería	270
Total	20,199

Las **Tablas 59 y 60** muestran los valores de las ROP's y los tiempos utilizados por cada una de las brocas para la perforación del pozo tipo 1.

Tabla 59. Valores de rendimiento broca Matriz.

HORAS EFECTIVAS MATRIZ	102	
% TIEMPOS NO EFECTIVOS	34,672%	
HORAS TOTALES	136.7446	
DIAS	5.698	5 días y 17 horas

Tabla 60. Valores de rendimiento broca Acero.

HORAS EFECTIVAS ACERO	85	
% TIEMPOS NO EFECTIVOS	31,286%	
HORAS TOTALES	112.249	
DIAS	4.677	4 días y 16 horas

A continuación, se muestra en la **Tabla 61** los costos operacionales asociados a la broca de cuerpo de Matriz en la perforación del pozo tipo 1.

Tabla 61. Costos de operación (OPEX) broca cuerpo de Matriz.

Periodo (día)	Costo operación por día
0	20.199
1	20.199
2	20.199
3	20.199
4	20.199
5	20.199
6	20.199

A continuación, se muestra en la **Tabla 62** los costos operacionales asociados a la broca de cuerpo de Acero en la perforación del pozo tipo 1.

Tabla 62. Costos de operación (OPEX) broca cuerpo de Acero.

Periodo (día)	Costo operación por día
0	20.199
1	20.199
2	20.199
3	20.199
4	20.199
5	20.199

6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera de este proyecto se realiza teniendo en cuenta el Valor Presente Neto (VPN) y con este valor se puede realizar el cálculo de (CAUE), con una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11.1% efectivo anual y se hace para un solo pozo.

A continuación, se muestra la ecuación y la conversión de la tasa de interés efectivo anual a nominal diaria.

Ecuación 1. Conversión tasa de interés.

$$i = \left[(i + 1)^{\left(\frac{1}{365}\right)} \right] - 1$$

Fuente: Baca, G. Ingeniería Económica, pág. 19.

6.3.1 Flujo de Caja. Para determinar el valor presente neto (VPN) es necesario determinar los flujos de caja, los cuales son los flujos de las entradas y salidas de caja o efectivo, en un periodo dado, en este caso para un periodo de 5 y 6 días respectivamente.

Para evaluar los ingresos se tiene en cuenta el tiempo de ganancia de la broca de cuerpo de acero con respecto a la de matriz y ese ingreso se divide en el número de periodos que utilizo la broca de cuerpo de acero para la perforación de la sección y así poder dar un valor adecuado para cada periodo de tiempo en el flujo de caja de la broca de cuerpo de acero.

A continuación, se muestran los flujos de caja para los dos tipos de broca, (**Ver Tablas 63 y 64**).

Tabla 63. Flujo de caja para la broca de cuerpo de Matriz.

Periodo (días)	Opex (USD)	Capex (USD)	Ingresos (USD)	Flujo de caja (USD)	Flujo de caja acumulado (USD)
1	20204.8259	0	0	-20204.8259	-20204.8259
2	20210.6535	0	0	-20210.6535	-40415.4795
3	20216.4828	0	0	-20216.4828	-60631.9623
4	20222.3138	0	0	-20222.3138	-80854.2761
5	20228.1464	0	0	-20228.1464	-101082.423
6	20233.9808	0	0	-20233.9808	-121316.403

Tabla 64. Flujo de caja para la broca de cuerpo de Acero.

Periodo (días)	Opex (USD)	Capex (USD)	ingresos (USD)	Flujo de caja (USD)	Flujo de caja acumulado (USD)
1	20204.8259	0	4040.96519	-16163.8607	-16163.8607
2	20210.6535	0	4042.13071	-16168.5228	-32332.3836
3	20216.4828	0	4043.29657	-16173.1863	-48505.5698
4	20222.3138	0	4044.46276	-16177.851	-64683.4209
5	20228.1464	0	4045.62929	-16182.5172	-80865.938

6.3.2 Valor presente neto (VPN). “Es el equivalente en valores actuales de todos los ingresos y egresos presentes y futuros que constituyen el proyecto”²⁹.

El VPN se determina por medio de la **Ecuación 2**, ilustrada a continuación.

Ecuación 2. Valor presente neto.

$$VPN = \sum \frac{F}{(1+i)^n}$$

Fuente: Osisanya, Samuel O. “Economic Analysis of Horizontal Wells”; p. 3.

²⁹ VILLAREAL. Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión.1988. p.67.

Donde:

VPN: Valor presente neto.

F: Corresponde al valor de flujo de caja neto.

i: Tasa de interés.

n: Número de periodo.

A continuación, se muestra el VPN para los dos tipos de broca (ver **Tabla 65**).

Tabla 65. Resultados Económicos Indicador económico VPN.

BROCA CUERPO DE MATRIZ (USD)	- 121,194.00
BROCA CUERPO DE ACERO (USD)	- 80,796.00

6.3.3 Costo Anual Unificado Equivalente (CAUE). ³⁰Consiste en reducir todos los ingresos y todos los egresos en una serie uniforme equivalente de pagos, de esta forma los costos durante un periodo de tiempo se comparan con los costos durante el mismo periodo de tiempo de la otra alternativa.

Ecuación 3. Costo anual unificado equivalente.

$$CAUE = VPN * \frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1}$$

Fuente: Baca, G. Ingeniería Económica, pág. 19.

Donde:

VPN: Valor presente neto.

i: Tasa de interés.

n: Número de periodo.

6.3.4 Evaluación con el indicador CAUE. Después de calcular los flujos de efectivo para cada período de tiempo se procede a calcular el CAUE para cada broca con la ayuda de la ecuación antes escrita, de esta forma se evalúa financieramente el proyecto para el pozo tipo 1 con cada una de las brocas

Los resultados se muestran a continuación en la **Tabla 66**.

Tabla 66. Resultados Indicador económico CAUE.

BROCA CUERPO DE MATRIZ (USD)	-20219.3956
BROCA CUERPO DE ACERO (USD)	-16173.1849

6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

De acuerdo con los resultados obtenidos de las corridas de los pozos, y del análisis realizado entre el desempeño de la broca PDC con cuerpo de matriz y la broca con cuerpo de acero, se obtuvo que para un intervalo idéntico de 7500 pies perforados correspondientes a la sección de 8 ½ pulgadas de un pozo tipo del Campo Acordionero, se obtuvo una tasa de penetración más alta con las brocas de cuerpo de acero, lo que genera una reducción de los tiempos efectivos, y por ende, en los tiempos totales.

Según los resultados obtenidos, la implementación de la broca PDC con cuerpo de acero reduce los tiempos efectivos en 25 horas, pasando de cinco días y 17 horas con la broca de cuerpo de matriz, a 4 días y 16 horas. Adicionalmente se parte de un costo de operación por día para la compañía operadora de 20199 USD, que empleando la tasa interna de oportunidad (TIO), se realiza un flujo de caja con este. Puesto que se trata de una operación que únicamente genera costos, más no ingresos reales, se tiene un flujo de caja negativo. El objetivo de la implementación de esta broca es poder reducir los tiempos de operación, y con ellos, los costos en los que se incurre al desarrollar la operación. Finalmente, bajo el uso del CAUE como un elemento de evaluación para unidades de tiempo equivalentes, se obtiene que el uso de la broca PDC con cuerpo de matriz genera un flujo de caja de -20219.4 USD, mientras que el uso de la broca PDC con cuerpo de acero dio un resultado de -16173.18 USD. Es decir, que la implementación de la broca con cuerpo de acero genera un ahorro de alrededor de 4042 USD al día, demostrando que genera un mejor desempeño en la parte técnica, pero que a su vez genera un mayor beneficio financiero para la ejecución de las labores de la compañía operadora.

7. CONCLUSIONES

- A excepción de la resistencia a la abrasión, la broca PDC con cuerpo de acero presenta múltiples ventajas sobre su contraparte con cuerpo de matriz, tales como mayor versatilidad en el manejo de las variables de diseño, como lo son mayor control en el perfil deseado de la broca, aletas menos con menor grosor y mayor versatilidad de configuración, así como una mayor área de flujo, las cuales permiten un desempeño general superior, así como mayor facilidad y rentabilidad en el proceso de manufactura.
- El uso de un BHA con dos o más estabilizadores produce demasiada rigidez y arrastre, lo cual puede generar colgamientos en esta sección, evitando que se transmita apropiadamente el WOB y haya una deficiencia en el desempeño de la ROP.
- Al aplicar los resultados de las corridas de la sección de 8 ½ pulgadas de los pozos Acordionero-8 y Acordionero-12 -que son más representativos entre sí- a un pozo tipo con 7500 pies MD para esta sección, se obtuvo que la broca PDC con cuerpo de acero presenta mejores resultados en tiempos efectivos (4 días y 16 horas) y ROP (87.72 ft/hr) frente a la implementación de la broca PDC con broca de matriz (ROP: 74 ft/hr y 5 días con 17 horas de tiempos efectivos).
- Se observó un rendimiento más alto en ROP de la broca PDC con cuerpo de acero frente a la broca con cuerpo de matriz, especialmente en el Grupo Real, donde hubo un aumento del 28.91% en el Acordionero-12 (196.9 ft/hr) frente al Acordionero-8 (152.74 ft/hr), y un desempeño 46.58% superior del Acordionero-11 (195.6 ft/hr) frente al Acordionero-9 (133.44 ft/hr).
- Por medio del indicador CAUE, se determinó que los proyectos de perforación para la sección de 8 ½ pulgadas en los pozos del Campo Acordionero presentan una ventaja financiera cuando se emplean brocas PDC con cuerpo de acero frente al uso de brocas PDC con cuerpo de matriz. Para el estudio del pozo tipo se obtiene que hay un ahorro de 25 horas en los tiempos efectivos de la perforación de la sección, lo que se ve reflejado en una reducción de costos de alrededor de 4042 USD por cada día de operaciones, lo cual representa cerca de un 20% de ahorro.

8. RECOMENDACIONES

- Continuar la perforación de nuevos pozos en el Campo Acordionero con el fin de continuar su desarrollo y mejorar constantemente la producción del campo, y la de la nación.
- Emplear en nuevos pozos dentro de este campo, un BHA con una broca PDC con cuerpo de acero debido a que produce mayores ROP's y menores tiempos efectivos de perforación, aumentando el desempeño de la operación y reduciendo los costos de esta.
- Para nuevos pozos tipo "S" en el campo, no utilizar BHA's con más de un estabilizador en la sección de 8 ½ pulgadas, con el fin de evitar un exceso de rigidez y generación de arrastre que puedan generar colgamientos después de la sección de caída del pozo. Por este mismo motivo, se recomienda reevaluar el DLS en la planeación de los pozos, buscando que este sea menor.
- Evaluar la viabilidad de explorar la capacidad productiva de la Formación Lisama en otros campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena a través de nuevos proyectos de perforación.
- Implementar píldoras abrasivas durante la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas dentro del Campo Acordionero, especialmente después del EOD, puesto que mostró resultados positivos en contrarrestar los efectos de los colgamientos y con esto mejorando la ROP.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. 2009.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Estadísticas de Producción. [en línea] [12 de marzo de 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. ANLA. Resolución 0916 de Julio de 2015. 2015.

GALINDRES BASAVE, Cesar Cuauhtémoc; GARCÍA RODRÍGUEZ, José Uriel y NAVARRETE ÁLVAREZ, Guillermo. Perforación direccional aplicada a la región sur. 2010.

INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA INGEOMINAS. Cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100.000 de la plancha 119 – Barrancabermeja. 2007.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentaciones y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008.

RAMOS, Jorge. Estado del arte de brocas de perforación. Fundación Universidad de América. 2011.

SARMIENTO, Gustavo; PUENTES, Javier; SIERRA, Camilo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. Departamento de Geociencias de la Universidad Nacional de Colombia. 2015.

SCHLUMBERGER. El diseño de las barrenas: Desde arriba hasta abajo. 2011.

ULTERRA. Ficha Técnica Broca U519S.

ULTERRA. Oil and Drilling. 2015.

ULTERRA. Product Portfolio. 2014.

ULTERRA. Ulterra Drilling Handbook. 2015.