

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BROCAS  
HÍBRIDAS PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL 12 ¼" EN  
UN CAMPO PETROLERO

JUAN PABLO TRIVIÑO ARCE

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BROCAS  
HÍBRIDAS PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL 12 ¼" EN  
UN CAMPO PETROLERO

JUAN PABLO TRIVIÑO ARCE

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

Director:  
LUIS DÍAZ  
Ingeniero Metalúrgico

Asesor:  
ALEX CUADRADO  
Ingeniero de petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Bogotá D.C., febrero de 2019

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Postgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de petróleos

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

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

## **Dedicatoria**

A mis padres y mi hermano por su apoyo incondicional.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a la organización BAKER HUGHES a GE COMPANY, por su aporte geológico, técnico y financiero en todas las etapas de desarrollo del proyecto.

A la FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA por ser mi alma máter.

A los ingenieros Sandro Mendoza y Fabián Becerra, por confiar en mí y brindarme la oportunidad de llevar a cabo el trabajo de grado.

Al ingeniero Luis Díaz, por su tiempo, experiencia, dedicación, paciencia, conocimientos compartidos, por su compromiso y colaboración en la dirección del trabajo de grado.

A los orientadores técnico, geológico y financiero por su disposición, consejos y tiempo dedicado para la culminación este proyecto.

Al Ing. Alex Cuadrado por su disposición, apoyo, experiencia y asesorías a lo largo de este proyecto.

## CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1.GENERALIDADES DEL CAMPO	26
1.1 LOCALIZACIÓN	26
1.2 MARCO GEOLÓGICO	28
1.2.1 Columna estratigráfica	28
1.2.2 Estratigrafía	28
1.2.3 Geología Estructural	33
1.2.4 Geología del petróleo	34
2. DESCRIPCIÓN DE LOS RESULTADOS OPERATIVOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL 12 ¼" CON BROCAS: TRICÓNICA Y PDC	37
2.1 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	37
2.1.1 Peso sobre la broca (WOB)	37
2.1.2 Velocidad Rotaria, Revoluciones por minuto (RPM)	37
2.1.3 Torque: (Klbf-ft).	37
2.1.4 Tasa de flujo o caudal (GPM):	38
2.1.5 Hidráulica de las brocas	38
2.2 BROCAS DE PERFORACIÓN	43
2.2.1 Tipos de brocas convencionales.	43
2.3. BROCAS HÍBRIDAS	56
2.4 ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA O MSE (MECHANICAL SPECIFIC ENERGY)	60
2.4.1 Energía específica o densidad de energía.	60
2.4.2 Dureza-UCS	62
2.5 COMPONENTES DE UN BHA	63
2.6 DESCRIPCIONES OPERATIVAS EN LOS POZOS A, B & C	65
2.6.1 Pozo A.	66
2.6.2 Pozo B	76
2.6.3 Pozo C	76
3.EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES Y DESGASTE PRESENTADO EN LA BROCA PDC	78
3.1 PROBLEMAS OPERACIONALES	78
3.1.1 Perdida de circulación	78
3.1.2 Problemas asociados a la litología	80

3.2 VARIABLES RESPONSABLES DE LAS CONDICIONES DE DESGASTE	80
3.2.1 Desgaste según la broca	81
3.3 SÍNTESIS PROBLEMAS OPERACIONALES	81
4. RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA BROCA HÍBRIDA EN LA SECCIÓN SUPERFICIAL DE LOS POZOS D & E	83
4.1 POZO D	83
4.1.1 Información general del Pozo	83
4.1.2 Información de la Sección 12 ¼"	83
4.1.3 Broca KM624	85
4.1.4 Reporte de Broca	86
4.1.5 Reporte Direccional	87
4.1.6 Presentación y Análisis de Parámetros Operacionales	88
4.2 POZO E	93
4.2.1 Información general del pozo	93
4.2.2. Información de la Sección superficial 12 ¼"	93
4.2.3 Broca	93
4.2.4 Análisis parámetros operacionales	94
5. COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS	98
5.1 COMPARACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS PERFORADOS CON BROCA PDC Y BROCA HÍBRIDA	98
5.1.1 Comparación de la ROP efectiva entre las brocas corridas en los pozos A, B, C, D y E	98
5.1.2 Comparación del torque en el pozo A vs pozos D y E.	99
5.1.3 Comparación del WOB en el pozo A vs pozos D y E.	100
5.2 COMPARACIÓN ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA DE LOS POZOS	101
5.3 COMPARACIÓN ROP'S Y TIEMPOS EN LA SECCIÓN SUPERFICIAL	102
6. ANÁLISIS FINANCIERO	105
6.1 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	106
6.1.1 Escenario 1 (broca tricónica y PDC)	106
6.1.2 escenario 2 (broca tricónica y Kymera)	108
6.1.3 Comparación de los escenarios	111
6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	112
6.2.1 Valor presente neto (VPN)	112
6.2.2. Tasa de interés de oportunidad (TIO)	113
6.2.3. Flujo de caja	113
6.3 CONCLUSIÓN FINANCIERA	115
7. CONCLUSIONES	116
8. RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFÍA	118



## LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia	27
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	29
Figura 3. Corte esquemático de la Cuenca de los Llanos Orientales	34
Figura 4. Clasificación brocas de perforación convencionales	44
Figura 5 Nomenclatura de brocas tricónicas	46
Figura 6. Broca PDC	51
Figura 7. Vista frontal broca PDC	51
Figura 8. Cono, nariz y hombro broca PDC	52
Figura 9. Tipos de perfiles	53
Figura 10. Tamaño de los cortadores de una broca PDC	53
Figura 11. Mecanismo de corte	54
Figura 12. Diseño de aletas	54
Figura 13. Mecanismo de corte broca	55
Figura 14. Vista frontal broca híbrida	57
Figura 15. Broca híbrida: 2 conos y 4 aletas	57
Figura 16. Rango de aplicación abrasividad vs resistencia a la	59
Figura 17. Clasificación dureza rocas según la UCS	62
Figura 18. Vista de la broca y vista de un cono post corrida	68
Figura 19. Vista de la broca PDC posterior a la corrida en el pozo A	71
Figura 20. Zonas potenciales donde puede incurrir las pérdidas de circulación	79
Figura 21. Problemas de hueco por pasar la presión de fractura	79
Figura 22. Broca KYMERA 624 post-corrida en el pozo D	87
Figura 23. Broca KYM BHA#2 post.corrida.	88

## LISTADO DE CUADROS

	pág
Cuadro 1. Clasificación IADC brocas tricónicas.	47
Cuadro 2. Sistema de graduación de desgaste de la IADC	48
Cuadro 3. Característica de desgaste	49
Cuadro 4. Ubicación del desgaste	49
Cuadro 5. Razón para terminar la corrida de la broca	50
Cuadro 6. Clasificación brocas de cortadores fijos.	56
Cuadro 7. Ejemplo de calificación de la broca híbrida	60
Cuadro 8. Componentes típicos de un BHA	63
Cuadro 9. Componentes BHA#1 con broca tricónica pozo A.	66
Cuadro 10. Hidráulica broca tricónica Pozo A	67
Cuadro 11. Calificación de salida broca tricónica pozo A.	67
Cuadro 12. Componentes BHA#2 con broca PDC	68
Cuadro 13. Características de la broca PDC TD605S.	70
Cuadro 14. Hidráulica broca PDC pozo A	70
Cuadro 15. Calificación de la broca PDC pozo A	71
Cuadro 16. Reporte direccional broca PDC pozo A	72
Cuadro 17. Survey pozo A.	72
Cuadro 18. Calificación de salida de la broca PDC en el pozo B.	76
Cuadro 19. Calificación de salida de la broca PDC en el pozo C.	77
Cuadro 20. Criterios para el estudio del desgaste	80
Cuadro 21. Síntesis de los problemas operacionales en la perforación de los pozos A, B y C	82
Cuadro 22. Propiedades del fluido de perforación del pozo D	83
Cuadro 23. Componentes del ensamblaje de fondo#1 del pozo D.	84
Cuadro 24. BHA#2 del pozo D.	85
Cuadro 25. Resumen survey	85
Cuadro 26. Características de la broca KM624	86
Cuadro 27. Hidráulica de la broca Pozo D	86
Cuadro 28. Calificación de la Broca, sección 12 1/4, Pozo D.	87
Cuadro 29. Data direccional del pozo D	88
Cuadro 30. Resumen pozo E.	93
Cuadro 31. Calificación de la Broca BHA#1, sección 12 ¼", Pozo E.	94
Cuadro 32. ROP's de los pozos A,B,D y E	102
Cuadro 33 ROP's de los pozos A,B,D y E	103
Cuadro 34. Costos por pie perforados sección superficial para la broca tricónica en el Pozo A.	107
Cuadro 35. Costos por pie perforados sección superficial para la broca PDC en el Pozo A	107

Cuadro 36. Costo por pie promedio escenario 1.	107
Cuadro 37. Costo campaña de perforación escenario 1.	108
Cuadro 38. Costos por pie perforados sección superficial para la broca tricónica en el Pozo D	109
Cuadro 39. Costos por pie perforados sección superficial para la broca kymera en el Pozo D	109
Cuadro 40. Costos por pie perforados sección superficial para la broca tricónica en el Pozo E	109
Cuadro 41. Costos por pie perforados sección superficial para la broca kymera en el Pozo E	109
Cuadro 42. Costo por pie promedio escenario 2.	110
Cuadro 43. Costo campaña de perforación escenario 2	110

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág
Gráfica 1. ROP's, WOB y Torque de la sección superficial Pozo A broca tricónica y PDC	74
Gráfica 2. Caudal, SPP y RPM de la sección superficial Pozo A broca tricónica y PDC	75
Gráfica 3. ROP's, WOB, torque y RPM sección superficial pozo D	91
Gráfica 4. ROP, caudal y SPP sección superficial pozo D	92
Gráfica 5. ROP's, caudal y SPP sección superficial pozo E	96
Gráfica 6. ROP's, WOB, Torque y RPM sección superficial pozo E	97
Gráfica 7. Curvas generada Comparación Offset sección 12 ¼" ROP efectiva vs footage	99
Gráfica 8. Torque por pozo	100
Gráfica 9. WOB por pozo sección superficial	101
Gráfica 10. ROP vs. MSE por pozo	102
Gráfica 11. Comparación ROP's de los pozos	103
Gráfica 12. Comparación tiempos de los pozos.	104
Gráfica 13. Comparación CPP de los pozos	111
Gráfica 14. Potencial de ahorro costo de perforación de los dos escenarios	111
Gráfica 15. Flujo de caja para el Escenario 1 (broca tricónica y PDC)	114
Gráfica 16. Flujo de caja para el Escenario 2 (broca tricónica y kymera)	115

## LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Pérdida de presión en la broca	39
Ecuación 2. Caballaje de fuerza hidráulica en la broca	39
Ecuación 3. Cálculo del HSI	40
Ecuación 4. Velocidad en las boquillas de la broca	40
Ecuación 5. Fuerza de impacto	41
Ecuación 6. Fuerza de impacto por pulgada cuadrada del área de la broca	41
Ecuación 7. TFA-Área total de flujo.	42
Ecuación 8. Porcentaje de la Pérdida de Presión en la broca	42
Ecuación 9. Caballaje Hidráulico total del Sistema Circulante	42
Ecuación 10. Energía específica	60
Ecuación 11. Energía Mecánica Específica	61
Ecuación 12. Eficiencia mecánica de perforación	61
Ecuación 13. % Eficiencia mecánica	62
Ecuación 14. Costo por pie.	106
Ecuación 15. Valor presente neto (VPN)	112
Ecuación 16. Tasa periódica a partir de la tasa anual.	113

## LISTA DE ANEXOS

	pág
Anexo A. Estado mecánico pozo A.	122
Anexo B. Curva planeada de tiempo de perforación vs Profundidad Pozo tipo A tiempo real vs tiempo planeado de pozo tipo.	123
Anexo C. Curva de tiempo vs profundidad pozo tipo del campo X.	124
Anexo D. Ficha técnica broca tricónica GX-C1V pozo A.	125
Anexo E. Ficha técnica broca PDC TD605S pozo A.	126
Anexo F. Ficha técnica broca KYMERA KM624 pozos D y E.	127

## ABREVIATURAS

**\$B** Costo de la broca

**\$R** Costo del equipo de perforación por hora

**$\Delta P_b$**  Caída de presión a través de la broca

**Ab** Área de la broca

**BHA** Ensamblaje de fondo (Bottom Hole Assembly)

**CCS** Resistencia a la compresión con confinamiento

**CPP** Costo por pie

**DSE** Energía específica de perforación (Drilling Specific Energy)

**EFFM** Eficiencia mecánica

**EOB** Final de la construcción de ángulo (End Of Buildup)

**Fm** Formación

**Ft** Feet (pies)

**Ft/h** Pies/Hora

**GPM** Galones por minuto

**h** Hora

**HSI** Caballaje hidráulico de la broca por pulgada cuadrada (Horse power Square Inches)

**HWDP** Tubería de perforación extra pesada (Heavy Weight Drill Pipe)

**IADC** Asociación internacional de contratistas de perforación (International Association of Drilling Contractors).

**ID** Diámetro interno (Inner Diameter)

**JSA** Área de flujo en la cara de la broca (Junk Slot Area)

**KOP** Profundidad de inicio de trabajo direccional (Kick off point)

**m** Metros

**MD** Profundidad medida (Measure depth)

**MSE** Energía mecánica específica (Mechanical Specific Energy)

**MWD** Midiendo mientras se perfora (Measuring While Drilling)

**NPT** Tiempos no productivos de perforación (Non Productive Times)

**OD** Diámetro externo (Outer Diameter)

**P** Presión

**pág** Página

**PDC** Diamante policristalino compacto (Policrystalline Dimond Compact)

**PDM** Motor de desplazamiento positivo (Positive displacement motor)

**PPG** Libras por galón (Pounds per gallon)

**PSI** Libras por pulgada cuadrada (Pounds per Square Inch)

**PV** Viscosidad plástica. (Plastic Viscosity)

**rev** Revolución(es)

**rev/gal** Revoluciones por galón

**ROP** Rata de penetración (Rate Of Penetration)

**RPM** Revoluciones por minuto (Revolution Per Minute)

**RSS** Sistema rotativo direccional (Rotary Steerable System)

**SE** Energía específica (Specific Energy)

**SPP** Pérdida de presión en el sistema. (Stand Pipe Pressure)

**T** Torque

**TD** Profundidad total (Total Depth)

**Td** Tiempo Perforando (Time Drilling)

**UCS** Resistencia a la compresión no confinada (Unconfined Compressive Strength)

**USD** Dólares norte americanos (United States Dollars)

**Vn** Velocidad en las boquillas de la broca

**VPN** Valor Presente Neto

**WOB** Peso sobre la broca (Weight On Bit)

**XO** Sustituto (Cross Over)

## GLOSARIO

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** punto geográfico donde se da la acumulación de sedimentos. Los ambientes de depositación suelen clasificarse en continentales, marinos o de transición.

**ARCILLA:** material sedimentario detrítico no cementado constituido generalmente de silicatos con partículas de tamaño inferior a 1/256 mm, provenientes de la alteración física y química de las rocas y minerales que contienen feldespato. Los principales tipos de Arcillas son el caolín, la bentonita y la montmorillonita. Dependiendo de su tamaño de grano se pueden clasificar en dos grupos. Arcillas limosas cuando el grano oscila entre 4 y 62 micras o Arcillas finas cuando un tercio de sus partículas son de diámetro menor a 4 micras. Se les considera carbonosas cuando son ricas en materia orgánica.

**ARCILLOLITA:** roca sedimentaria de origen detrítico, compacta y sin fisilidad cuyo tamaño de grano es inferior a 1/256 milímetros. Está compuesta por filosilicatos de aluminio hidratados, con presencia ocasional de hierro, magnesio y metales alcalinos.

**ARENA:** material sedimentario de origen detrítico, formado por granos cuyo diámetro oscila entre 0,0625 y 2 milímetros. Está compuesta principalmente por sílice en forma de cuarzo.

**BHA (Bottom Hole Assembly):** la porción inferior de la sarta de perforación, que consiste (desde el fondo hacia la superficie de un pozo vertical) en la broca, la reducción para la broca, un motor de lodo (en ciertos casos), los estabilizadores, la columna de perforación pesada, los dispositivos que operan por golpes ("tijeras o percutores") y los cruces para las diversas formas de roscas.

**BOQUILLA:** dirige el chorro del fluido de perforación que sale a través de las brocas. Es un orificio pequeño que logra que la velocidad del fluido aumente generando un chorro de alta velocidad. Los tamaños de las boquillas se miden generalmente en 1/32 pul.

**BROCA:** herramienta utilizada para triturar o cortar la roca. Todo lo que se encuentra en un equipo de perforación asiste directa o indirectamente a la broca para la trituración o el corte de la roca. La broca se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y debe cambiarse cuando se desgasta excesivamente y deja de perforar la roca.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria clástica, de tipo detrítico, compuesta principalmente por clastos redondeados en una matriz de arena, limo o material

cementante natural. Tiene un tamaño de grano aproximado entre 4 y 64 milímetros. Han sido clasificados de diversas maneras, según sus texturas o en la composición de sus cementos.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** representación gráfica de las formaciones que se pueden encontrar en el subsuelo en una zona determinada, tal como se han sedimentado desde las más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

**COLLAR DE PERFORACIÓN:** es un conjunto de tubos pesados de acero con espesor de pared gruesa, hace parte de la sarta de perforación y se ubica encima de la broca para aplicar peso sobre ella. El collar de perforación produce la carga axial requerida por la broca para mantenerse centralizada y hace más efectiva la penetración.

**CUENCA:** depresión de gran tamaño, cuyos terrenos están constituidos por capas de sedimentos orgánicos (vegetales y animales), depositados en épocas geológicamente pasadas.

**EMBOLADA:** evento en el cual la broca y sus aletas se llenan de arcilla impidiendo que ésta corte, se produce por la mala limpieza del pozo o una mala selección del fluido de perforación.

**ESTRATIGRAFÍA:** rama de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias, que permite conocer la naturaleza y disposición de las rocas estratificadas, también la correlación tanto de materiales como de los sucesos y la ordenación temporal correcta.

**FOOTAGE:** Son la cantidad de pies perforados, es el diferencial entre la profundidad final menos la profundidad inicial, generalmente en pies o metros.

**FORMACIÓN:** unidad litoestratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** rama de la geología que estudia los aspectos relacionados a la formación de yacimientos petrolíferos y la prospección de los mismos.

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

**LINER:** porción de tubería de revestimiento (casing) que no llega hasta la superficie, generalmente cubre la parte profunda productiva del pozo y cuelga del último tubo de la tubería de revestimiento.

**MARTILLO DE PERFORACIÓN (DRILLING JAR):** es un dispositivo mecánico, hidráulico o hidromecánico que se coloca en la sarta de perforación para entregar una fuerza de impacto a otro componente de fondo de pozo, especialmente cuando se ha quedado atascado ese componente. Hay dos tipos principales, los martillos hidráulicos y mecánicos.

**POZO:** agujero o hueco profundo que se hace en tierra a una profundidad determinada, especialmente para extraer agua o hidrocarburos procedente de yacimientos subterráneos.

**ROP EFECTIVA (ft/h):** ROP en tiempo real. Su cálculo se da dividiendo los pies perforados entre el tiempo efectivo total de la perforación.

**ROP TOTAL (ft/h):** ROP del tiempo de la perforación-considerando el tiempo de las conexiones. Su cálculo se da dividiendo los pies perforados entre el tiempo total o con conexiones.

**SURVEY:** Datos medidos mientras se realizan los trabajos de perforación, disponibles en tiempo real, estas medidas proporcionan información del ángulo de inclinación y dirección en cierto punto del hueco.

**TOP DRIVE:** sistema de rotación que puede estar conformado por un motor eléctrico o hidráulico, se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y la broca. Genera mayores beneficios para la operación de perforación que la junta Kelly.

**TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING):** tubería de gran diámetro que se pone en un pozo abierto y se cementa en su lugar. El diseñador debe tener en cuenta una gran variedad de fuerzas, tales como colapso, ráfaga y el fracaso a la tracción. La mayoría de las conexiones de los revestimientos se fabrican con roscas pin en cada extremo y de corta longitud acoplamiento. La tubería de revestimiento está diseñada para proteger las formaciones de agua dulce o aislar formaciones con diferentes gradientes de presión.

## RESUMEN

El presente trabajo, evalúa la implementación de la broca híbrida kymera comparada con la broca PDC en la perforación de 2 pozos verticales en la sección superficial de 12 ¼" ubicados en el bloque llanos, bajo un análisis contrastando eficiencia mecánica de perforación en la sección, bajo condiciones litológicas similares en la Formación Guayabo.

El presente proyecto tiene como objetivo general evaluar técnica y financieramente la implementación de brocas híbridas en la perforación de la sección 12 ¼" de 2 pozos verticales del Campo X. Sobre la primera se analizó la perforación en función de parámetros como: revoluciones por minuto RPM, peso sobre la broca WOB, torque, energía mecánica específica MSE, caudal, presión SPP y la litología de la unidad litoestratigráfica, los desempeños, desgaste de la broca y los tiempos de operación. La segunda parte fue hecha utilizando como indicador, la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

El proyecto se estructuró en seis (6) capítulos; iniciando con los aspectos asociados a las generalidades y geología del campo en la Cuenca de los Llanos Orientales. Posteriormente un marco teórico-conceptual enfocado en la perforación y tipos de brocas; consecuentemente con los aspectos inherentes a la implementación de las brocas usadas en los pozos y los parámetros operacionales e hidráulicos bajo los cuales se realizaron las corridas y su desempeño a través de la perforación de la Formación. Finalmente, se llevó a cabo un análisis financiero de la implementación de la broca kymera en los pozos D y E, con el fin de integrarlo a la información técnica y determinar la mejor opción en términos de costos y parámetros operacionales. Lo anterior, con el fin de observar el rendimiento de la herramienta y entender su desempeño, buscando la aplicabilidad en otras áreas cercanas de la Cuenca Llanos Orientales

**PALABRAS CLAVE:** Broca Tricónica, Broca Híbrida, Broca PDC, Cuenca Llanos Orientales, Perforación.

## INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos petroleros corresponde a una etapa fundamental en la producción de hidrocarburos, razón por la cual se requiere un continuo avance en las tecnologías aplicadas en dicho proceso. La industria busca constantemente, disminuir los tiempos totales de perforación y Tiempos No Productivos (NPT) con el apoyo de nuevas metodologías y herramientas.

Las herramientas de perforación tienen un constante avance con el fin de optimizar costos, lo cual se logra mediante: tiempos totales de perforación, parámetros como la energía aplicada o Energía Mecánica Específica (MSE), incremento de la rata de penetración (ROP), aumento del torque de corte y disminución de la tortuosidad del hueco. En este proyecto se lleva a cabo la evaluación de la implementación de una nueva tecnología de broca, la cual integra la estructura y funcionamiento de una broca de conos-tricónica y de una broca PDC, adicionalmente se busca mitigar los efectos adversos sobre el torque y energía mecánica específica aplicada en los procesos de perforación en el campo de estudio.

El presente trabajo se realiza con base en datos obtenidos en la perforación de los intervalos con brocas convencionales: tricónica y PDC posteriormente se implementó la broca híbrida, analizando tanto los parámetros de operación como las condiciones físicas de las brocas.

Por medio de este proyecto se implementa la tecnología de nueva generación de brocas híbridas en la perforación de la sección superficial 12 ¼" del Campo X en la Cuenca de los Llanos Orientales, con el fin de aumentar durabilidad o vida útil de la broca, minimizando el desgaste de cortadores y manteniendo una ROP alta durante toda la corrida. Sobre las ventajas de la broca híbrida se resalta: durabilidad, una ROP mayor a la broca PDC y una dinámica de perforación mejor.

Este proyecto tiene el fin de evaluar y comparar: desgaste de la herramienta de perforación, los tiempos y costos operativos de la broca híbrida de Baker Hughes Kymera <sup>TM</sup> con la broca PDC y la disminución y ahorro en el costo por pie de las campañas de perforación, lo anterior para el caso particular de la Formación Guayabo-sección superficial 12 ¼" del Campo de estudio de la Cuenca de los Llanos Orientales.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnica y financieramente la implementación de brocas híbridas para la perforación de la sección superficial 12 ¼" en un campo petrolero.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo de estudio.
2. Describir los resultados operativos durante la perforación de la sección 12 ¼" con la broca PDC en el Campo de estudio.
3. Evaluar los problemas operacionales y el desgaste presentado en la broca PDC previamente utilizada en la perforación de la sección 12 ¼" del campo.
4. Describir las brocas híbridas para implementarla en la perforación de la sección 12 ¼" en un pozo del campo de estudio.
5. Analizar los parámetros operacionales y el desgaste de la broca híbrida durante la perforación de la sección 12 ¼".
6. Comparar la implementación de la broca híbrida durante la perforación de la sección 12 ¼" con respecto a la previamente utilizada.
7. Evaluar la viabilidad financiera del uso de la Broca híbrida en la perforación de la sección 12 ¼" mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO<sup>1</sup>

Este capítulo explica la información geológica del Campo objeto de estudio ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales describiendo: localización, marco geológico, estratigrafía, geología del petróleo y geología estructural.

La historia geológica de esta cuenca comienza en el Paleozoico con una fase extensional (rifting) que permitió la acumulación de sedimentos siliciclásticos sobre un basamento cristalino precámbrico. Entre el Jurásico-Cretácico tardío la cuenca fue el brazo oriental de un gran sistema extensional cubierto por depósitos de plataforma marina. A partir del Maastrichtiano se convierte en una cuenca de antepaís. Del Mioceno al reciente se han acumulado grandes volúmenes de sedimentos molásicos.

Las rocas fuente presentan rangos desde inmaduras al este y aumentan su madurez hacia el occidente. Este acrecimiento está asociado al cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental. Los principales reservorios son las unidades siliciclásticas del Cretácico tardío y Paleoceno. Análisis de los componentes individuales de los sistemas de migración en la cuenca son complicados por el espesor de la sección y el desarrollo arenoso que se genera desde el Escudo de Guyana.

### 1.1 LOCALIZACIÓN

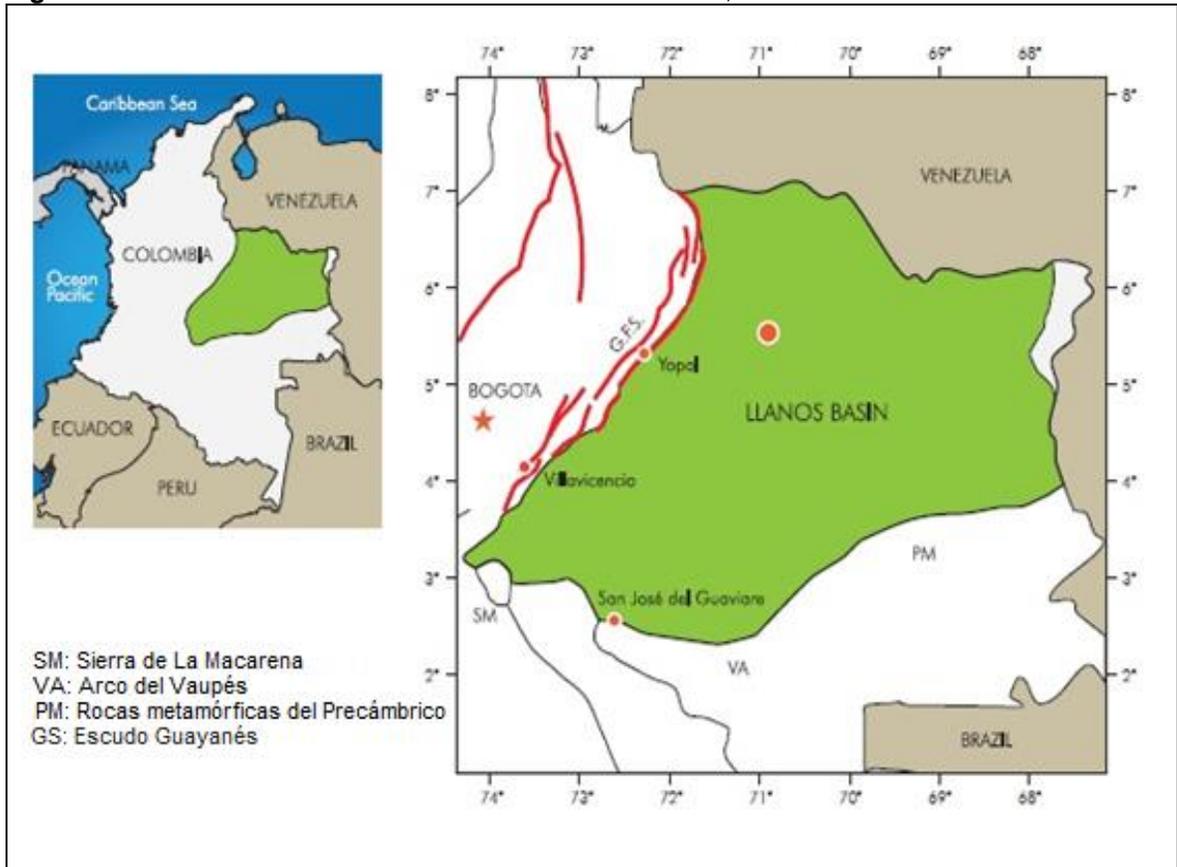
La Cuenca Llanos Orientales está localizada al este de Colombia. Sus límites geomorfológicos son la Cuenca de Barinas al Norte, La Serranía de La Macarena y el arco del Vaupés al sur, el sistema de fallas de Guaicáramo al oeste y el Escudo de Guyana al este.

La localización de la Cuenca de los Llanos Orientales se ilustra en la **Figura 1**.

---

<sup>1</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH, Open Round Colombia. 2010. Disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=5&dec=49#> [Citado el 1 de junio de 2018]

**Figura 1.** Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia



**Fuente.** IGLESIAS, María y TRUJILLO, Laura. Regional Study and Petroleum System modeling of the Eastern Llanos Basin. [diapositivas]. [Citado mayo 18 de 2018]. Disponible en: [emaze.com/@AWLIIZFQ/Regional-Study-and](https://emaze.com/@AWLIIZFQ/Regional-Study-and).

## 1.2 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se presenta la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo del Campo ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

**1.2.1 Columna estratigráfica.** La **Figura 2** muestra de forma general la columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales, exponiendo las edades geológicas que van desde el Mesozoico hasta el Cenozoico, caracterizando la litología presente en las diferentes formaciones y la roca generadora, almacén y sello.

**1.2.2 Estratigrafía.** En esta sección se muestra la secuencia litológica de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se observan las formaciones de interés de la más antigua a la más reciente, dando a conocer aspectos de edad, características litológicas, ambiente de depositación y relación de las rocas que la suprayacen e infrayacen.

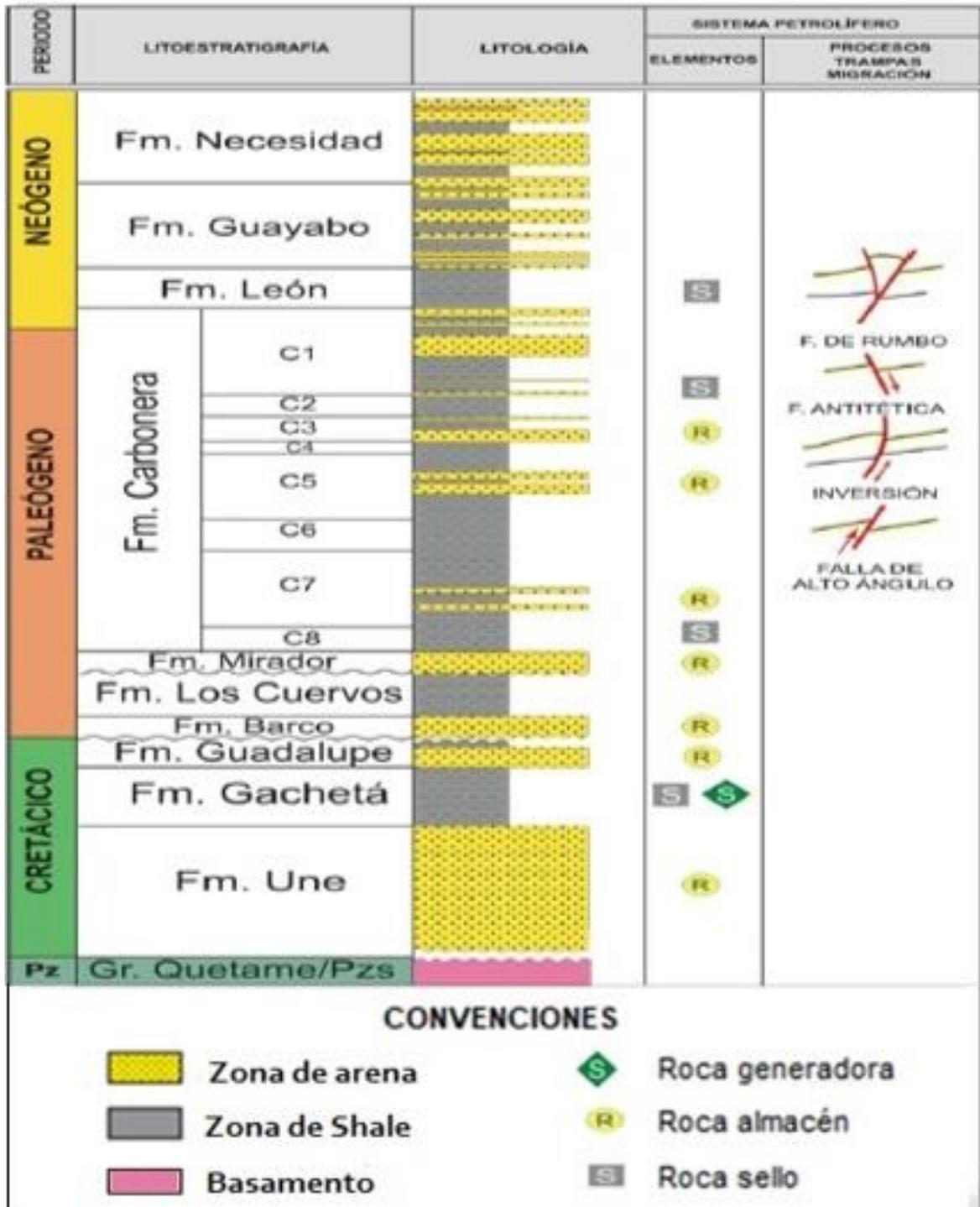
**1.2.2.1 Basamento.** Está constituido por granitos y dioritas de edad Precámbrica, probablemente Arcaica. Durante el Paleozoico, la orogénesis caledónica marca un periodo de desarrollo de un sistema de bloques fallados que producen basculamiento de la Cuenca hacia el occidente. Mares extensos y someros cubrieron mayoritariamente la región andina y generaron la acumulación de un enorme volumen de sedimentos.<sup>2</sup>

**1.2.2.2 Formación Ubaque.** Según la ANH (2012) esta Formación es equivalente estratigráficamente a la Formación Une; la edad corresponde al período Cretáceo inferior entre el Cenomaniano a Turoniano temprano, la litología consiste principalmente de areniscas cuarzosas de grano grueso con intercalaciones menores de lutitas y limolitas carbonosas, tiene un espesor en el área que oscila entre 50 y 350 pies, las condiciones del ambiente de depositación varían de continental a nerítico interno en una sedimentación de alta energía, la infrayace discordantemente un basamento ígneo metamórfico del periodo Jurásico y suprayace la Formación Gachetá concordantemente.

---

<sup>2</sup> HENAO, M. Evolución geológica de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Universidad nacional de Colombia, p. 15-16.

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales



**Fuente.** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Open Round Colombia 2010. Cuenca de los Llanos Orientales, 2010, p.31; modificado por el autor.

**1.2.2.3 Formación Gachetá.** Según la ANH (2012) la edad corresponde al periodo Cretáceo Superior entre el Turoniano temprano-Coniaciano, mientras se originaba un proceso tectónico que generó la mayor subsidencia en la cuenca. Durante la sedimentación de la formación el avance del nivel del mar alcanzó su máximo nivel, controlando el aporte de clásticos gruesos, permitiendo la sedimentación de intervalos lutíticos ricos en materia orgánica; presenta cambios litológicos marcados debido a los procesos de sedimentación durante los eventos transgresivos y regresivos de este periodo<sup>3</sup>. El primer evento es el inicio del periodo transgresivo donde se realizó una sedimentación de alta energía, luego de una subsidencia brusca dada entre nerítico interno a medio, con disminución de aporte de clásticos gruesos, dando como resultado el depósito de areniscas de grano medio a grueso y un intervalo completamente lutítico, rico en materia orgánica, esta sección se conoce como sección basal. Posteriormente, durante el proceso transgresivo de la sección intermedia, se realizó la depositación de arenisca de grano fino con una sección saturada de hidrocarburos con intercalaciones de lutitas y sellos verticales efectivos, en la sección de máxima transgresión se depositaron lutitas y chert, dando una roca arcillosa con alta saturación de agua y bajo porcentaje de materia orgánica, luego se llevó a cabo el proceso de regresión donde incrementó el porcentaje de areniscas arcillosas de grano fino con intercalaciones de cuarzoarenitas blancas. Los diferentes ambientes de sedimentación generados en diferentes paleobatimetrías, incidieron en la composición del kerógeno, que pudo haberse desarrollado desde paleobatimetrías muy someras, con una mezcla de materia orgánica continental y marina, a condiciones de materia orgánica estrictamente marinas, cuando la sedimentación ocurrió en paleobatimetrías de mayores profundidades<sup>4</sup>

La Formación Gachetá tiene un espesor al Este de la cuenca de cero pies y al Occidente superiores a 600 pies<sup>5</sup>, la infrayace la Formación Une concordantemente y la suprayace la Formación Guadalupe concordantemente.

**1.2.2.4 Formación Guadalupe.** Según la ANH (2012) la edad corresponde al periodo Cretáceo Superior en la época del Campaniano, se caracteriza como cuarzoarenitas de grano fino a medio, en una secuencia de areniscas masivas con intercalaciones de arcillolitas y lutitas, algunas veces con pequeñas capas de carbón. El espesor puede ser de más de 600 pies al Oriente de la cuenca<sup>6</sup>, se realiza la depositación en un ambiente marino por canales estuarios, la infrayace la Formación Gachetá con un contacto concordante y la suprayace la Formación Barco con un contacto discordante.

---

<sup>3</sup> ANH, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre 2012, p. 48.

<sup>4</sup> Ibid., p. 115-124.

<sup>5</sup> Ibid., p. 119.

<sup>6</sup> ANH, Op., Cit., p. 47.

**1.2.2.5 Formación Barco.** Como afirma NOTESTEIN, HUBMAN & BOWLER (1944) la edad corresponde al periodo del Paleógeno de la época del Paleoceno Temprano, está compuesta de areniscas en gran parte grises, lutitas y arcillitas intercaladas de grano muy fino a medio, el espesor de la formación varía entre 490 a 912 pies<sup>7</sup>, la depositación se realizó en un ambiente regresivo continental con barreras de arenas<sup>8</sup>, la infrayace la Formación Guadalupe discordantemente y la suprayace la Formación Los Cuervos concordantemente. No obstante que hace parte de la Cuenca, en el Campo objeto de estudio no está presente.

**1.2.2.6 Formación Los Cuervos.** Según VAN DER HAMMEN (1958) la edad corresponde al periodo del Paleógeno inferior entre las épocas del Paleoceno superior a Eoceno inferior, la formación está conformada por shales de color gris oscuro, lo conforman lutitas intercaladas con lentes de areniscas de grano fino, el espesor de la formación puede variar de 800 a 1600<sup>9</sup>, en un ambiente regresivo con depositación continental, la infrayace concordantemente la Formación Barco y suprayace discordantemente la Formación Mirador. No obstante que hace parte de la Cuenca, en el Campo objeto de estudio no está presente.

**1.2.2.7 Formación Mirador.** VAN DER HAMMEN (1958) afirma que la edad corresponde al periodo del Paleógeno inferior en la época del Eoceno<sup>10</sup>, está conformado por areniscas masivas con diferente granulometría, generalmente grano decreciente, compuestas por cuarzo, feldespato, materia orgánica y glauconita<sup>11</sup>, la depositación se llevó a cabo en un ambiente fluvial deltaico, tiene un espesor que puede llegar a los 950 pies, la infrayace discordantemente la Formación Los Cuervos, la suprayace concordantemente la Formación Carbonera. No obstante que hace parte de la Cuenca, en el Campo objeto de estudio no está presente.

**1.2.2.8 Formación Carbonera.** La ANH (2009) asegura que, la edad corresponde al periodo Paleógeno entre las épocas del Oligoceno a Mioceno. La empresa Elf Aquitaine dividió esta formación en ocho unidades operacionales que van desde C1 hasta C8. Consiste en sucesiones de rocas arcillosas, areniscas y limolitas. La formación alcanza un espesor cercano a 6000 pies. Los niveles operacionales pares corresponden a eventos transgresivos (C2, C4, C6, C8) y los impares a eventos regresivos (C1, C3, C5, C7). Se puede encontrar, que varios niveles son productores de hidrocarburo y otros son importantes sellos regionales, la

---

<sup>7</sup> DE PORTA J., *Amérique Latine*, Vol 5, Decima parte, Paris, 1974, p. 81.

<sup>8</sup> SARMIENTO, Luis F. *Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin*. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 1. Diciembre 2011, p. 112.

<sup>9</sup> DE PORTA J., *Op.*, Cit., p. 333.

<sup>10</sup> DE PORTA J., *Op.*, Cit., p. 368.

<sup>11</sup> ANH, *Op.*, Cit., p. 49.

deposición se llevó a cabo en depósitos transgresivos y regresivos de corta duración que formaron ambientes deltaicos y canales de estuarios, la infrayace concordantemente la Formación Mirador y la suprayace concordantemente la Formación León<sup>12</sup>.

- **Unidad C8.** La deposición se generó en un periodo de transgresión del mar, presenta un espesor variable desde 50 pies en el sector oriental de la cuenca, hasta 400 pies en el borde de montaña, está compuesto por capas de rocas arcillosas, areniscas y limolitas.
- **Unidad C7.** Roca productora de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales, compuesta por areniscas de grano fino a medio conglomerático, separadas por niveles de arcillolitas, la deposición se realizó en la fase de regresión de ambiente somero deltaico continental, puede tener una espesor entre 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.
- **Unidad C6.** Se realizó la deposición en un evento transgresivo del mar, está compuesto por capas de lutitas y arcillolitas, el espesor en la zona central de la cuenca varía entre 100 a 150 pies y alcanza espesores de 600 pies al occidente.
- **Unidad C5.** Roca productora de hidrocarburo en la Cuenca de los Llanos Orientales está compuesta por, arenisca de grano medio ocasionalmente grueso poco consolidado, intercaladas con arcillolitas; el espesor varia de 50 pies a 350 pies, la deposición se realizó durante un evento regresivo del mar.
- **Unidad C4.** Está compuesta capas de areniscas, limolitas y lutitas, tiene espesores mayores a 700 pies en el piedemonte llanero y un espesor promedio entre 150 y 300 pies en la región central de la cuenca, la deposición se llevó a cabo en un evento de transgresión del mar.
- **Unidad C3.** Roca productora de hidrocarburo en la Cuenca de los Llanos Orientales, está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de color blanco a translucido arcillolitas y limolitas de color azul verdoso, tiene un espesor promedio de 150 pies y alcanza más de 700 pies hacia el Sureste de la cuenca, la deposición se realizó en un evento regresivo del mar.
- **Unidad C2.** Esta formación corresponde a uno de los sellos mejor desarrollados, después de la Formación León, está compuesto por lutitas grises y algunas limolitas, hacia el Norte y Noreste de la cuenca el porcentaje de arena aumenta, la deposición se da por un proceso de regresión probamente en un ambiente

---

<sup>12</sup> A NH, Op., Cit., p. 50.

deltaico. Tiene un espesor que varía hacia el Suroccidente alcanzando los 900 pies, mientras en la región central el espesor es de 100 pies.

– **Unidad C1.** Se encuentra sellada por lutitas de la Formación León, contiene cuerpos arenosos separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises, el espesor aumenta hacia el occidente de la cuenca y alcanza más de 2000 pies antes del piedemonte llanero. La depositación se da por la regresión del mar generando canales de estuarios.

**1.2.2.9 Formación León.** Según NOTESTEIN, HUBMAN & BOWLER (1944)<sup>13</sup> tiene una edad comprendida entre el Oligoceno superior y el Mioceno inferior. Incluyen predominantemente shales de color gris y gris verdoso, con delgadas capas de areniscas carbonáceas; en la parte superior e inferior los shales tienen a pasar a limos. Alcanza espesores máximos de 2500 pies. La formación se depositó en ambientes lacustres con predominio de aguas dulces. La Formación suprayace con un contacto discordante la Formación Carbonera e infrayace la Formación Guayabo con un contacto concordante.

**1.2.2.10 Formación Guayabo.** Representa la última sedimentación de la cuenca. Según VAN DER HAMMEN (1958) se ubica en la edad del periodo Neógeno entre las épocas del Mioceno medio a Plioceno. Está constituida por capas alternadas de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, hacia el tope presenta niveles carbonosos, el espesor en la parte central de la cuenca contiene una sección de 2.000 a 8.000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso<sup>14</sup>, la depositación es de tipo continental, en la base se encontraron fósiles que indican un ambiente fluvial, la infrayace concordantemente la Formación León.

La Formación Guayabo descansa en contacto normal con la Formación León. El límite es nítido cuando los niveles de arenas de la Formación Guayabo descansan sobre las shales de la Formación León-la parte superior de la formación no está determinada. Esta es la formación objeto de estudio, pues la sección superficial 12 ¼” en los cinco pozos corresponde exclusivamente esta unidad litoestratigráfica.

**1.2.3 Geología Estructural.** La Cuenca de Los Llanos Orientales se ha conformado por la unión de tres placas tectónicas, debido a esto, presenta distintas características estructurales en función de la influencia de cada una de ellas a través del tiempo geológico. La parte central de la cuenca, se caracteriza por un estilo de lineamientos estructurales subparalelos al borde del Piedemonte Llanero, y paralelos o subparalelos entre sí en toda la franja hasta un poco más al sureste del

---

<sup>13</sup> DE PORTA, Jaime. Léxico Internacional de Estratigrafía. París 1974. p. 323.

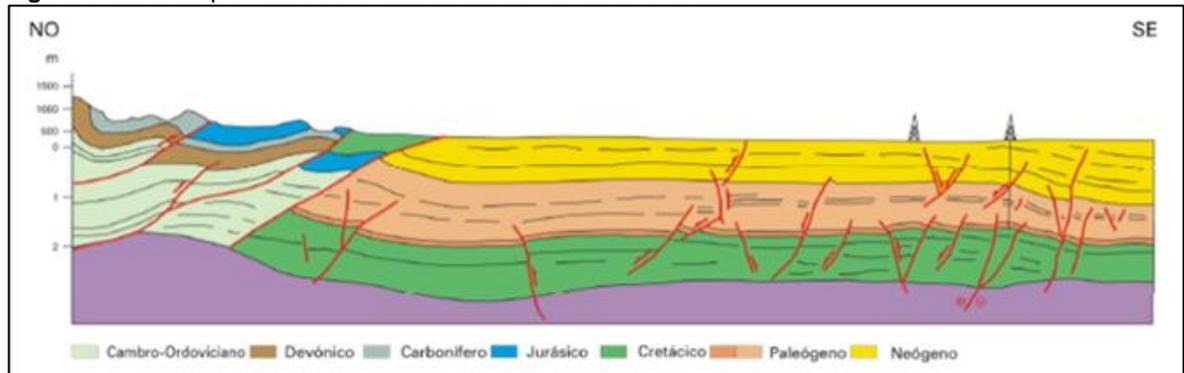
<sup>14</sup> ANH, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre 2012. 14 p

lineamiento del río Meta. Estos lineamientos corresponden a sistemas de fallas normales denominadas fallas antitéticas las cuales se caracterizan por ser de alto ángulo (mayor de 45°) y plano con buzamiento contrario a la pendiente estructural de la cuenca.

La ANH (2012) afirma que la mayoría de pozos tiene como play exploratorio el concepto de trampas de hidrocarburos asociadas a fallas antitéticas. Estos sistemas de fallas son los responsables de la mayoría de las acumulaciones de hidrocarburos en este sector de la cuenca, en las cuales el entrapamiento tiene ocurrencia a lo largo del borde del bloque alto de la falla, por lo cual los yacimientos son elongados, paralelos a las fallas. En algunos de ellos se formaron pliegues de arrastre muy sutiles en el proceso de deformación, los cuales favorecen la circunstancia de que las trampas sean un poco más amplias.

En la **Figura 3** se ilustra el corte esquemático de la Cuenca.

**Figura 3.** Corte esquemático de la Cuenca de los Llanos Orientales



**Fuente.** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Open Round Colombia 2010. Cuenca de los Llanos Orientales. p.33. [en línea]. [Citado el 5 junio de 2018]. Disponible en: [www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\)](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf)). Modificado por el autor.

**1.2.4 Geología del petróleo.** En la siguiente sección, se describe el sistema petrolífero con una descripción de las características geológicas relacionadas con la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos en la Cuenca.

**1.2.4.1 Roca generadora.** Según la ANH, la generación de hidrocarburos, para la Cuenca De Los Llanos Orientales, se realiza en las lutitas marino continentales presentes en la Formación Gachetá, en la edad del Cretáceo Superior, presentan un nivel de kerógeno tipo II y III con un TOC entre el uno y tres por ciento y un espesor que varía entre 164 pies y 328 pies. Según estudio realizado entre el

Fonade - ANH - UIS<sup>15</sup>, la generación de hidrocarburo se realiza en la Formación Gachetá con un TOC del dos por ciento, la Formación Barco con un TOC del dos por ciento y la Formación Une con un TOC menor al dos por ciento, la mayor madurez termal se encuentra hacia el Sureste de la cuenca, Igualmente se considera el nivel C8 de la Formación Carbonera como roca fuente secundaria, generadora de aceite y gas. Entre los intervalos con potencial generador sobresalen las Formación Gachetá (Turoniano temprano – Coniaciano), la Formación Une (Cenomaniano) y la Formación Los Cuervos, de edad Paleoceno Tardío. Entre estas rocas, sobresale la Formación Gachetá como la principal, secundariamente la Formación Los Cuervos, y en menor medida la Formación Une.

**1.2.4.2 Roca Reservorio.** La Cuenca de los Llanos Orientales, presenta almacenamiento de hidrocarburos, en diferentes formaciones, los principales reservorios son las areniscas continentales de la Formación Mirador, las Areniscas de la Formación Barco, Formación Carbonera (C3, C5, C7) y Formación Guadalupe. Las porosidades pueden variar de 10% a 30%.<sup>16</sup>

**1.2.4.3 Migración.** Se ha determinado que la migración se realizó por dos momentos, el primero comprendido entre el Eoceno tardío – Oligoceno (Orogenia Pre andina), el segundo momento situado en el Mioceno Medio el cual continua en la actualidad<sup>17</sup>.

**1.2.4.4 Roca Sello.** Se han determinado diferentes formaciones, que cumplen la función de roca sello, en la Cuenca de los Llanos Orientales, el sello regional lo realiza la Formación León, los niveles C2, C4, C6, C8 de la Formación Carbonera se consideran sellos locales y las lutitas cretácicas de la Formación Gacheta y Guadalupe actúan como sellos intraformacionales.<sup>18</sup>

**1.2.4.5 Trampas.** En la Cuenca de los Llanos Orientales, los cabalgamientos o pliegues, han generado el mayor número de trampas.

El principal play exploratorio en el Terciario y Cretácico de la Cuenca de los Llanos Orientales, es el de fallas normales antitéticas (levantadas hacia la cuenca). Las mejores trampas estructurales habrían sido formadas antes del Eoceno y fueron

---

<sup>15</sup> ANH. Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos pesados. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>. [Citado el 17 de Marzo de 2018].

<sup>16</sup> Ibid., p. 58.

<sup>17</sup> Ibid., p. 58.

<sup>18</sup> Ibid., Ronda 2010 Llanos Orientales. Colombia.

llenados por hidrocarburos con anterioridad al basculamiento regional de la cuenca que comenzó durante la depositación de la Formación León.

En la secuencia Paleozoica, trampas de tipo estructural formadas por compresión pre-mesozoica son un objetivo exploratorio válido bajo condiciones favorables de calidad de reservorio y de carga de hidrocarburos por sistemas petroleros del Paleozoico, del Jurásico o del mismo Cretácico dadas condiciones favorables de migración. Las trampas de tipo estratigráfico pueden relacionarse a los rasgos paleo geográficos y paleo geomorfológicos reconocidos para el Paleozoico en la Cuenca.<sup>19</sup>

---

<sup>19</sup> COLORADO RÍOS, Mónica. Evaluación técnico-financiera del rendimiento de los motores de imanes permanente con bombas electrosumergibles de alta eficiencia del campo a ubicado en la cuenca llanos orientales. Trabajo de grado. Ingeniero de Petróleos. Bogotá. D.C. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2016. p.39-40.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LOS RESULTADOS OPERATIVOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL 12 ¼" CON BROCAS: TRICÓNICA Y PDC

Este capítulo contiene toda la información teórica-conceptual pertinente a las generalidades de: perforación de pozos de hidrocarburos, brocas de perforación, hidráulica de las brocas, la descripción de las características generales de las brocas PDC, tricónicas e híbridas, su respectiva clasificación y calificación IADC y lo que respecta a la Energía mecánica específica (MSE). Además, de acuerdo con el objetivo planteado, Este capítulo lleva a cabo una descripción de la información de los resultados obtenidos durante la perforación de la sección superficial 12 ¼" con la broca tricónica y PDC en los pozos A, B y C del Campo X. Posteriormente se grafican los resultados en función de la profundidad, con el objetivo de realizar un análisis del desempeño de las brocas.

### 2.1 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN<sup>20</sup>

Los parámetros más relevantes durante la actividad de perforación de un pozo son los siguientes:

**2.1.1 Peso sobre la broca (WOB).** (Klbf). Hace referencia al peso total transmitido por la sarta de perforación a la broca. Debe tenerse en cuenta que a medida que el desgaste de la broca aumenta, mayor será el peso al cual se debe someter. El WOB se encarga de incrementar la ROP siempre y cuando se tenga a consideración las recomendaciones del fabricante.

**2.1.2 Velocidad Rotaria, Revoluciones por minuto (RPM):** Hace referencia al número de rotaciones ejecutadas por la broca en fondo. Las RPM están altamente relacionadas con la velocidad a la cual gira el ensamblaje de fondo (BHA) en el pozo, como efecto de la rotación aplicada en superficie y transmitida por el sistema rotario (top drive) a la sarta de perforación. La velocidad rotaria total es la suma de la RPM del top drive y la RPM del motor de fondo.

**2.1.3 Torque: (Klbf-ft).** Hace referencia a la resistencia a la rotación por parte del ensamblaje de fondo (BHA) ocasionada por la fricción con las paredes del pozo. En formaciones con alta alternancia litológica el torque varía debido a la interacción de la broca con las diferentes propiedades litológicas de las formaciones. En el caso de que la perforación se lleve a cabo con una broca tipo PDC torques superiores a los trabajados normalmente a lo largo de la perforación pueden indicar daño en la estructura de corte, en cambio, torques más bajos a los esperados podrían indicar

---

<sup>20</sup> LLANES, María. Evaluación de la eficiencia mecánica de broca híbrida en la perforación de la sección 8,5" en el piedemonte llanero. Trabajo de grado. Ingeniera de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2017. p. 45.

un efecto de embolamiento de la broca o estructura de corte atrapada. Adicionalmente el desgaste presentado en el frente de ataque de la broca influye en el torque.

- Arrastre: Corresponde a la resistencia axial que se opone al movimiento, causada por la interacción entre la tubería y la formación perforada, mientras se lleva a cabo el deslizamiento de la sarta de perforación. La presencia de este parámetro se ve reflejada en un incremento en el peso de la sarta, una vez esta es levantada de fondo. El arrastre se incrementa a medida que aumenta la profundidad o el alcance lateral, causando aumento del torque, dificultad en la transferencia del peso a la broca y en el control de orientación de la herramienta, lo cual a su vez se ve reflejado en problemas en el mantenimiento de la trayectoria, así como en la reducción en la velocidad de perforación.

Un incremento en el torque y en el arrastre puede ser indicador de problemas de estabilidad del pozo, puntos apretados a lo largo del mismo y limpieza deficiente del pozo.

**2.1.4 Tasa de flujo o caudal (GPM):** Hace referencia a la cantidad de fluido de perforación bombeado a fondo, debe tenerse en cuenta que un bajo galonaje puede traducirse en una limpieza de fondo poco efectiva y por consiguiente en un posible embolamiento de la broca en formaciones arcillosas y disminución en la rata de perforación; también sirve para lubricar y enfriar la broca y el BHA.

**2.1.5 Hidráulica de las brocas.** El término hidráulica se refiere a la operación donde un fluido se utiliza para transferir presión. Al transferir la presión, se puede calcular los diferentes diferenciales de presión y así mejorar las ratas de penetración.

Parte de la presión que es transferida a través de la perforación se gasta en la broca y el área que está por delante de ésta; la caída de presión tiene el objetivo de limpiar los cortes, evitando la aglomeración de estos en el cuerpo y la cara de la broca.

En general, la hidráulica de la broca cumple 4 funciones básicas:

- Separación de los recortes desprendidos.
- Limpieza de los conos y cortadores.
- Enfriamiento de la broca
- Transporte de los recortes hacia la superficie-para evitar la pulverización de los mismos.

**2.1.5.1 Caída de Presión (SPP).** Stand Pipe Pressure (psi). Hace referencia a la pérdida total de presión en el sistema ocasionada por el efecto de fricción del fluido.

Es la suma de la pérdida de fricción en el anular, caída de presión en la sarta de perforación, caída de presión en el ensamblaje de fondo y la caída de presión a través de la broca.

La selección del tamaño de las boquillas de la broca, permite estimar la presión así como la velocidad crítica para una limpieza adecuada del hueco.

**2.1.5.2 Pérdida de presión en la broca.** La pérdida de presión en la broca se define a partir de la **Ecuación 1**, permitiendo obtener la presión circulante que se consume en la broca.

**Ecuación 1.** Pérdida de presión en la broca

$$\Delta P_b = \frac{156.5 (Q^2)(MW)}{[(J_1)^2 + (J_2)^2 + (J_3)^2]^2}$$

**Fuente:** MISWACO. Reología e hidráulica. En: Manual de fluidos de perforación, segunda edición. EE. UU: MISWACO, año. p. 25.

Donde:

$\Delta P_b$ = Caída de presión a través de la broca (psi)

Q= Caudal de las bombas (gpm)

MW= Densidad del fluido de perforación (Lb/gal)

J= Diámetro de las boquillas de la broca (1/32 pulg)

**2.1.5.3 HHPb (Caballaje de Fuerza Hidráulica en la broca):** Calcula el total de caballos de fuerza hidráulica disponibles a lo largo de la cara de la broca. Los caballos de fuerza hidráulica son una medida del trabajo que se realiza al moverse el fluido. Se define a través de la **Ecuación 2**.

**Ecuación 2.** Caballaje de fuerza hidráulica en la broca

$$HHP_b = \frac{Q \times \Delta P_b}{1714}$$

**Fuente:** MISWACO. Reología e hidráulica. En: Manual de fluidos de perforación, segunda edición. EE. UU: MISWACO, año. p. 26..

Donde:

HHPb= Caballaje de fuerza hidráulica en la broca

Q= Caudal de las bombas (gpm)

$\Delta P_b$ = Caída de presión a través de la broca (psi)

**2.1.5.4 HSI** (*Caballaje Hidráulico por Pulgada Cuadrada del Área de la broca*): HSI, es la cantidad de potencia por unidad de área.

Caballaje por pulgada cuadrada del área de la broca. Se determina a través de la **Ecuación 3**, convierte el total de caballos de fuerza hidráulica disponibles en la broca por pulgada cuadrada en la cara de ésta. un intervalo general de HSI para la perforación optimizada es 2,5 a 5,0.

**Ecuación 3.** Cálculo del HSI

$$HHPb/in^2 = \frac{HHPb \times 1.27}{(\text{Diámetro de la broca})^2}$$

**Fuente:** MISWACO. Reología e hidráulica. En: Manual de fluidos de perforación, segunda edición. EE. UU: MISWACO, año. p. 26.

Donde:

HSI= Caballaje por pulgada cuadrada del área de la broca

HHPb= Caballaje de fuerza hidráulica en la broca

**2.1.5.5 Vn** (*Velocidad de las Boquillas de la Broca*): calcula la velocidad a la cual se mueve el fluido a través de las boquillas de la mecha a la tasa existente de flujo. Se define con la **Ecuación 4**.

**Ecuación 4.** Velocidad en las boquillas de la broca

$$Vn = \frac{417.2 \times Q}{(J_1)^2 + (J_2)^2 + (J_3)^2}$$

**Fuente:** MISWACO. Reología e hidráulica. En: Manual de fluidos de perforación segunda edición. EE. UU: MISWACO, año. p. 26.

Donde:

Vn= Velocidad en las boquillas de la broca (ft/seg)

Q= Caudal de las bombas (gpm)

J= Diámetro de las boquillas de la broca (1/32 pulg)

**2.1.5.6 Fuerza de impacto.** Proporciona la fuerza total en libras que ejerce el fluido de perforación sobre la cara de la formación por el caudal a través de las boquillas de la broca. Ver **Ecuación 5**.

**Ecuación 5.** Fuerza de impacto

$$I.F. = \frac{Vn(Q)(MW)}{1930}$$

**Fuente:** MISWACO. Reología e hidráulica. En: Manual de fluidos de perforación, segunda edición. EE. UU: MISWACO, año. p. 27.

Donde:

I.F.=Fuerza de impacto

Vn= Velocidad en las boquillas de la broca (ft/seg)

Q= Caudal de las bombas (gpm)

MW= Densidad del fluido de perforación (Lb/gal)

**2.1.5.7 Fuerza de impacto por pulgada cuadrada del área de la broca.** Convierte a través de la **Ecuación 6**, la fuerza total de impacto en la fuerza disponible por pulgada cuadrada del área de la cara de la broca.

**Ecuación 6.** Fuerza de impacto por pulgada cuadrada del área de la broca

$$I.F./in^2 = \frac{I.F. \times 1.27}{(\text{Diámetro de la broca})^2}$$

**Fuente:** MISWACO. Reología e hidráulica. En: Manual de fluidos de perforación, segunda edición. EE. UU: MISWACO, año. p. 27.

Donde:

I.F.=Fuerza de impacto.

**2.1.5.8 Área total de flujo (TFA).** Se determina a través de la **Ecuación 7**, calcula el área total de flujo del fluido de perforación a través de la broca, hacia la cara de la formación. Un alto TFA mejora la capacidad de limpieza de la broca, mientras que un TFA menor mejora el impacto hidráulico generado sobre la formación aumentando la ROP.

**Ecuación 7.** TFA-Área total de flujo.

$$TFA = \frac{(J1^2) + (J2^2) + \dots + (Jn)^2}{1303}$$

**Fuente:** MISWACO. Reología e hidráulica. En: Manual de fluidos de perforación, segunda edición. EE. UU: MISWACO, año. p. 28.

Donde:

TFA= Área total de flujo (pulg<sup>2</sup>)

J= Diámetro de las boquillas de la broca (1/32 pulg)

**2.1.5.9 %PSI<sub>b</sub>** (*Porcentaje de la Pérdida de Presión en la broca*): proporciona el porcentaje de la presión total superficial que se consume en la broca. Ver **Ecuación 8.**

**Ecuación 8.** Porcentaje de la Pérdida de Presión en la broca

$$\%PSI_b = \frac{\Delta P_b}{Presión\ Sup} \times 100$$

**Fuente:** MISWACO. Reología e hidráulica. En: Manual de fluidos de perforación, segunda edición. EE. UU: MISWACO, año. p. 29.

Donde:

$\Delta P_b$ = Caída de presión a través de la broca (psi)

Presión<sub>Sup</sub>= La presión en superficie(psi)

%PSI<sub>b</sub>= Pérdida de Presión en la broca (%)

**2.1.5.10 HHP del sistema** (*Caballaje Hidráulico total del Sistema Circulante*): Permite calcular el caballaje hidráulico total que se consume en todo el sistema circulante. Se utiliza como criterio de comparación de la eficiencia del programa hidráulico. Ver **Ecuación 9.**

**Ecuación 9.** Caballaje Hidráulico total del Sistema Circulante

$$HHP_{sistema} = \frac{Presión\ Sup * Q}{1714}$$

**Fuente:** MISWACO. Reología e hidráulica. En: Manual de fluidos de perforación segunda edición. EE. UU: MISWACO, año. p. 29.

Donde:

HHPsistema=Caballaje hidráulico total del sistema circulante

Q= Caudal de las bombas (GPM)

PresiónSup= La presión en superficie(psi)

**2.1.6 Tasa de penetración (ROP) ft/h.** Se encarga de medir la distancia perforada por unidad de tiempo generalmente en horas, indica si se debe o no seguir perforando con la misma broca, ya que cambiarla se haría porque no se está cumpliendo con el valor adecuado de perforación. Aunque la ROP es un efecto de los parámetros operacionales-está intrínsecamente ligada a estos.

## **2.2 BROCAS DE PERFORACIÓN**

Las brocas, también conocidas en otros países como barrenas, tricónos, mechas y trípodas, son la herramienta de corte localizada al final de la sarta de perforación que se encarga de vencer la dureza de las formaciones ya sea por acción de raspado (scraping) o trituración o cizallamiento, durante la perforación de un pozo petrolero.<sup>21</sup> Cabe resaltar, que todo el entorno que complementa al equipo de perforación, brinda asistencia de manera directa o indirecta a la broca para la realización de su objetivo.

Según Ramos, Las brocas son las herramientas que van enroscadas en el extremo inferior de la sarta de perforación, y están dotadas de elementos cortantes, que sirven para penetrar las formaciones en el subsuelo, estableciendo contacto entre la zona productora de hidrocarburos y la superficie. En la perforación rotatoria, el proceso de perforar un hoyo en la corteza terrestre requiere del uso de un elemento cortante que está constituido por la broca. La selección y condiciones de operación de la broca constituyen uno de los problemas más importantes que debe encarar el ingeniero de perforación, y para ello es menester conocer los fundamentos de diseño a fin de identificar las diferencias existentes entre las brocas disponibles en el mercado, así como también los avances más recientes en el área de diseño de brocas de perforación.<sup>22</sup>

**2.2.1 Tipos de brocas convencionales.** Para realizar una óptima selección de una broca es importante tener en cuenta factores como peso sobre la broca (WOB), el tipo de litología, abrasividad, temperatura de la formación, peso del lodo, tasa de penetración (ROP), deformación y esfuerzos de la broca, etc.

---

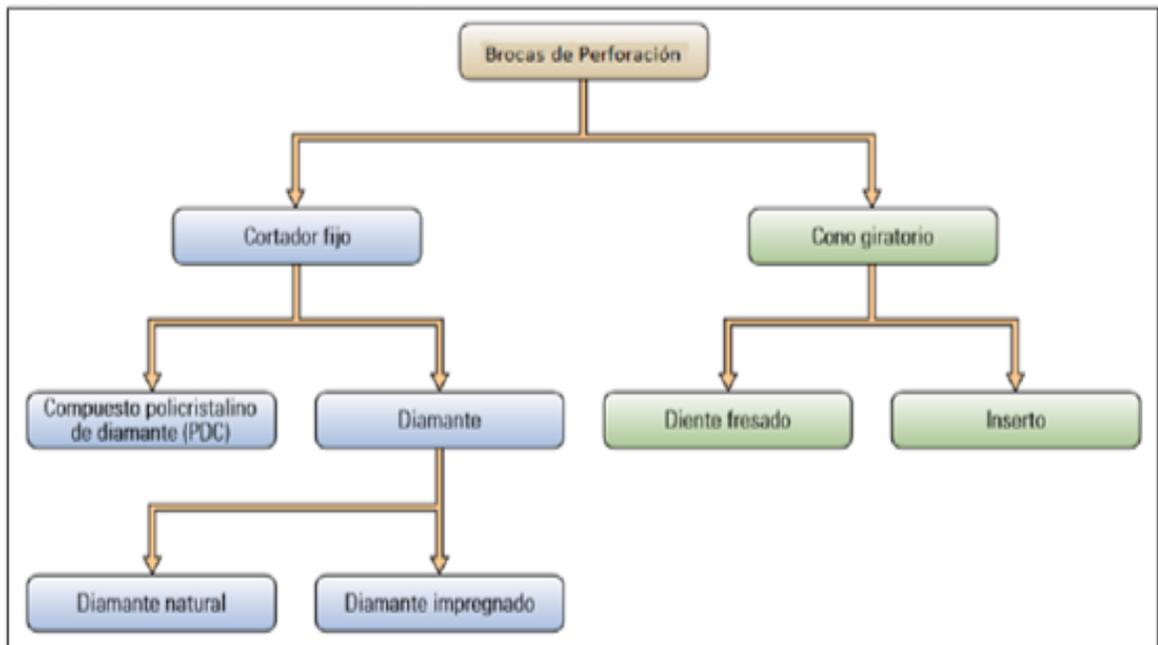
<sup>21</sup> RAMOS, Jorge. Estado del arte de brocas de perforación. p. 2. [en línea]. [citado el 8 de enero de 2018]. Disponible en: [www.repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf](http://www.repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf)

<sup>22</sup> Ibíd., p. 1.

Las brocas convencionales se dividen principalmente en dos tipos: cono/s giratorio/s y de cortadores (cuerpos) fijos. Esta clasificación se ilustra en la **Figura 4**.

El primer tipo de bocas lo componen las de cuerpo fijo o cortadores fijos que pueden ser para toma de muestras de rocas corazón-Coring, excéntricas PDC y de diamante; el segundo tipo, compuesto por uno o más conos giratorios, generalmente tricónicas, pero pueden también ser bicónicas o monocónicas.

**Figura 4.** Clasificación brocas de perforación convencionales



**Fuente:** SCHLUMBERGER. El diseño de las barrenas: de arriba hasta abajo. Citado por Chávez, D. y Nungo, L. (2018) Evaluación técnico-financiera de la implementación de brocas policristalinas con cuerpo de acero en la sección de 8 1/2 pulgadas en dos pozos del Campo Acordionero (Trabajo de grado). Fundación Universidad de América. Disponible en: [www.repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6808](http://www.repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6808)

**2.2.1.1 Brocas tricónicas.** Este tipo de brocas son las más utilizadas en la actualidad debido a la gran variedad de diseños que las caracterizan. Pueden ser compuestas por uno o varios conos soportados por un mismo cuerpo, estos están montados sobre unos cojinetes, y tienen contacto con el fluido de perforación para llevar a cabo la operación de limpieza y además ayudar a enfriar la broca. Los cojinetes a su vez están montados en pernos. Los conos portan los dientes los cuales se entierran en la formación y al momento de rotar en su propio eje trituran las rocas; los dientes pueden ser de acero fresado o inserto de carburo de tungsteno.

A continuación, se explica la composición básica de una broca tricónica, así como su clasificación y calificación IADC.

Componentes:

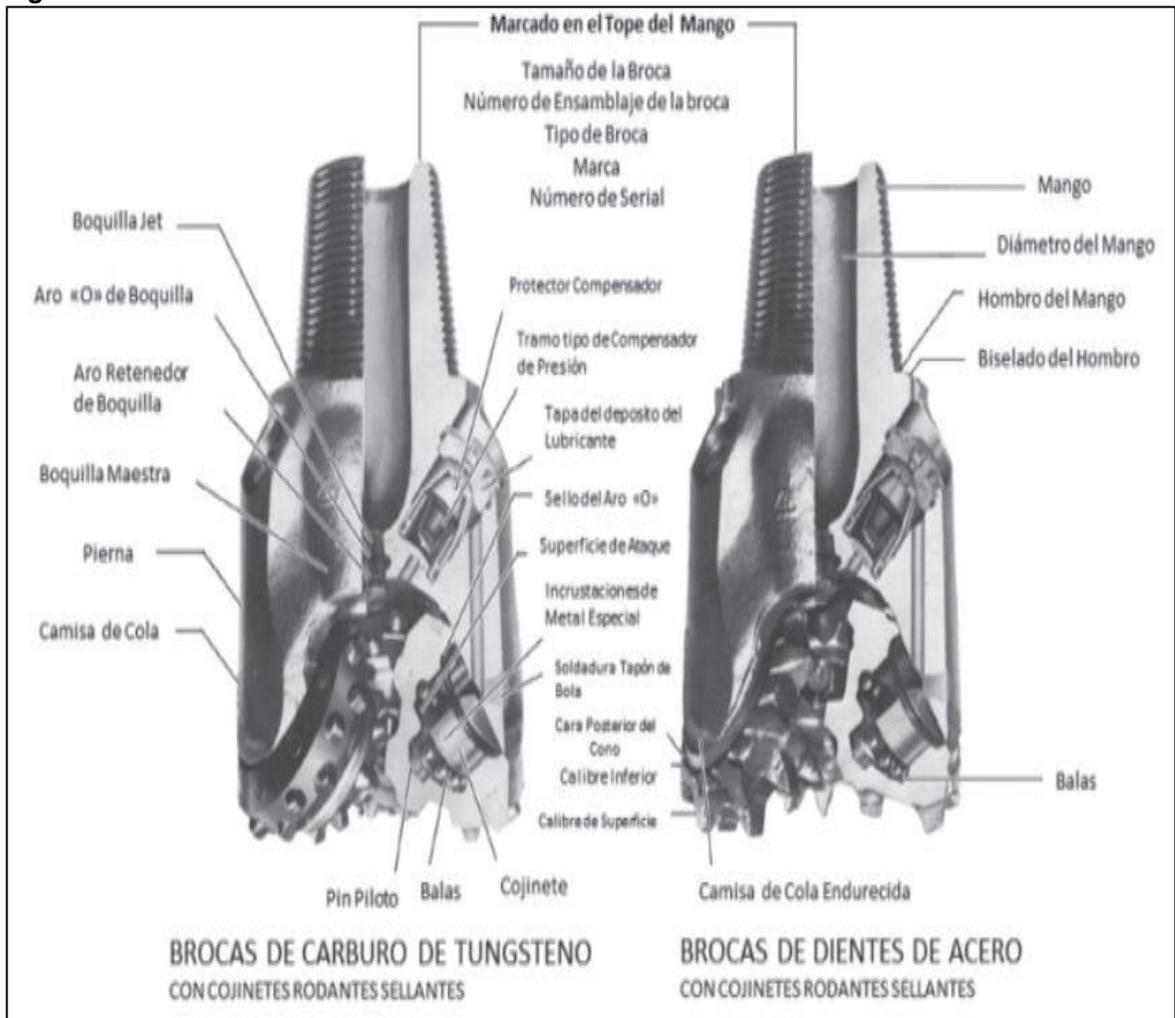
- **Conos:** Consisten en la estructura de corte de la broca. Estos se encuentran insertados en los conos. Pueden ser Insertos de Carburo de Tungsteno o Dientes de Acero.
- **Dientes de Acero:** Son efectivos en formaciones duras, blandas y medias. Las brocas de dientes de acero son las más económicas y consisten en piezas forjadas de aleación de acero con níquel, molibdeno y cromo. La forma y el tamaño de los dientes depende de la dureza de la formación, así pues entre más blanda sea la formación los dientes serán más largos y puntudos y entre mayor dureza de la formación, los dientes serán más cortos y redondeados.<sup>23</sup>
- **Insertos de Carburo de Tungsteno.** Los Insertos de Carburo de Tungsteno se introducen a presión en cavidades previamente hechas en el cono. Pueden ser usados en la perforación de formaciones blandas a muy duras. Son más resistentes que las brocas con dientes de acero.
- **Cojinetes.** Los cojinetes sostienen la estructura de corte y son los encargados de permitir el movimiento de estos, alrededor del cuerpo la broca.
- **Cuerpo de broca.** Su función principal es dirigir el fluido de perforación a través de la broca para lograr una eficiente limpieza de fondo y en general de todo el BHA. Contiene las boquillas por donde sale el fluido, así como también cumple la función de asegurar los conos. En la parte superior del cuerpo de la broca se encuentra una conexión roscada la cual une la broca con la sarta de perforación.

En la **figura 5** se compara las partes y nomenclatura de brocas tricónicas con cortadores de acero e insertos de tungsteno.

---

<sup>23</sup> GONZÁLEZ A, et.al. Diseño de programa de brocas requerido para perforar el Pozo direccional XD. Trabajo de grado. Ingeniero de Petróleos. Guayaquil. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 2010.

**Figura 5** Nomenclatura de brocas tricónicas



**Fuente:** SHELL INTERNATIONAL EXPLORATION AND PRODUCTION B.V. EP LEARNING AND DEVELOPMENT. well engineers notebook, 2da Ed., PAIS: SHELL, 2001. Citado por Ramos Jorge. (2011) Estado del arte de brocas de perforación. (Trabajo de investigación). Fundación Universidad de América. Disponible en: [www.repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf](http://www.repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf)

- **Clasificación IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) para Brocas Tricónicas** Se trata de un sistema de clasificación de tres dígitos, usado para la clasificación de las brocas tricónicas según su composición. El primer dígito hace referencia a la estructura de corte y la formación a perforar, el segundo dígito está relacionado con la dureza de la formación, en un rango de blanda a dura y el tercer dígito identifica el sistema de rodamiento y lubricación de la broca. En el **Cuadro 1** puede observarse de manera detallada dicha clasificación. Además de clasificar el tipo de broca

tricónica, el código IADC permite comparar los tipos de brocas ofrecidas por los diferentes fabricantes.<sup>24</sup>

**Cuadro 1.** Clasificación IADC brocas tricónicas.

SERIE		DUREZA		SISTEMA DE RODAMIENTO								
				1	2	3	4	5	6	7	8	
DIENTES DE ACERO	1	Dientes de Acero Blanda	1 2 3 4	SUAVE MEDIA SUAVE MEDIA DURA DURA	BALERO ESTANDAR	BALERO ESTANDAR ENFRIADO POR AIRE	BALERO ESTANDAR Y PROTECCIÓN AL CALIBRE	BALERO SELLADO	BALERO SELLADO Y PROTECCIÓN AL CALIBRE	CHUMACERA ESTANDAR SELLADA	CHUMACERA CON PLATY PROTECCIÓN AL CALIBRE	CARACTERÍSTICA ESPECIALES
	2	Dientes de Acero Media	1 2 3 4	SUAVE MEDIA SUAVE MEDIA DURA DURA								
	3	Dientes de Acero Dura	1 2 3 4	SUAVE MEDIA SUAVE MEDIA DURA DURA								
INSERTOS	4	Dientes de Insertos Muy Blanda	1 2 3 4	SUAVE MEDIA SUAVE MEDIA DURA DURA								
	5	Dientes de Insertos Blanda	1 2 3 4	SUAVE MEDIA SUAVE MEDIA DURA DURA								
	6	Dientes de Insertos Media	1 2 3 4	SUAVE MEDIA SUAVE MEDIA DURA DURA								
	7	Dientes de Insertos Dura	1 2 3 4	SUAVE MEDIA SUAVE MEDIA DURA DURA								
	8	Dientes de Insertos Muy Dura	1 2 3 4	SUAVE MEDIA SUAVE MEDIA DURA DURA								

**Fuente:** PEMEX E&P. Clasificación IADC para barrenas tricónicas.

- **Calificación IADC.**<sup>25</sup> Se basa en el grado de pérdida de material relacionado con el daño de la broca en general, una vez haya sido corrida. Dicha clasificación permite identificar los parámetros operativos que pueden ser alterados para mejorar la eficiencia en la perforación, así como para prolongar la vida útil de la broca. De la misma manera, permite la adecuada selección del plan de brocas. La IADC desarrolló un Cuadro con ocho casillas, las cuales incluyen características referentes al daño de la estructura de corte así como la razón por la cual la broca fue retirada de fondo. En el **Cuadro 2.** se observa un ejemplo de la forma de tabular dichos datos.

<sup>24</sup> Op. cit, p. 50.

<sup>25</sup> LLANES PARDO, María. Evaluación de la eficiencia mecánica de broca híbrida en la perforación de la sección 8,5" en el piedemonte llanero. Ingeniera de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2017. P. 45.

**Cuadro 2.** Sistema de graduación de desgaste de la IADC

IADC Dull Grading							
Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	Columna 8
Filas internas	Filas externas	Características de desgaste	Ubicación	Sellos/ojinetes	Calibre 1/16"	Otras Características	Razón de la salida
Inner Rows	Outer Rows	Dull Characteristics	Location	Bearing seals	Gauge	Other Characteristics	Reason Pulled
2	6	CT	3	X	I	NO	BHA

**Fuente:** Baker Hughes Manual de calificación. 2012.

- Columna 1 y 2. Indican el daño de los dientes en las filas internas o externas respectivamente, con un dígito entre cero y ocho, en donde cero es la condición sin uso, y ocho es desgaste completo.
- Columna 3. Corresponde a un código de dos letras según el tipo de desgaste. Dichos códigos pueden observarse en el **Cuadro 3**.

**Cuadro 3.** Característica de desgaste

CARACTERÍSTICA DE DESGASTE							
B C	Cono roto*	LT	Diente/cortad or perdido	CT	Diente/cortad or agrietados	SD	Daño del faldón
BT	Diente roto	O C	Desgaste excéntrico	E R	Erosión	SS	Autoafilamien to
B U	Broca embolada	PB	Pinched Bit	FC	Desgaste plano	TR	Tracking
C C	Cono agrietado*	P N	Boquilla tapada	LC	Diente/cortad or perdido*	W O	Broca lavada
C D	Cono arrastrado*	R G	Calibre redondeado	JD	Daño por chatarra	WT	Diente/cortad or gastado
CI	Interferenci a de conos	R R	Puede ser corrida nuevamente	H C	Agretiamiento térmico	CR	Cored
R O	Anillamient o	LN	Boquilla perdida	N O	No más característica s	*	Se debe escribir el número de cono en la columna

**Fuente:** Baker Hughes, manual IADC 2012.

Columna 4. Hace referencia a la ubicación del desgaste reportado en la columna 3 (Cuadro 4). Existe una letra específica para cada ubicación. Cuando se califica con la letra C el desgaste se ubica en el cono de la broca de cortadores fijos (PDC). Se denomina taper (T) al área entre nariz y espalda, y la zona espalda está entre taper y el calibre. Respecto a la broca tricónica el número de cono indica el área respectiva.

**Cuadro 4.** Ubicación del desgaste

UBICACIÓN DEL DESGASTE BROCAS			
Cortadores fijos (PDC)		Tricónicas	
N	Hilera de la Nariz	1	Cono 1 (nariz)
M	Hilera Media	2	Cono 2 (media)
G	Hilera del Calibre	3	Cono 3 (calibre)
A	Todas las áreas		

**Fuente:** NGUYEN, Tuan. Drill Bits Technology –Introduction of The New Kymera Hybrid Bit. Ingeniero de petróleos con especialización en perforación. Universidad de Stavanger. Facultad de Ciencia y tecnología. 2012.

Se debe tener en cuenta que el cono número uno, corresponde a aquel cuyo diente o inserto se encuentre más cercano al centro de la broca. A partir de este se enumera el cono dos y tres según el sentido de las manecillas del reloj.

- Columna 5. Indica la condición de los cojinetes de la broca. Para los cojinetes no sellados se usa una escala de cero a ocho siendo cero el cojinete nuevo y 8 completamente desgastado. Por su parte para los cojinetes sellados se usa la letra E cuando el sello es efectivo, F cuando el sello falla y N cuando no es apta su calificación. Cuando se califica una broca PDC debido a que esta no posee rodamientos, se marca esta casilla con una X.
- Columna 6. Hace referencia al calibre de la broca. Para indicar el calibre de la broca se usan dos letras, "I" para indicar que la broca se encuentra en calibre (Ingage) y "O" que hace referencia a reducción significativa del calibre de la broca (Outgage). Dicha disminución de calibre se expresa en términos de 1/16", de esta manera un calibre de 1 indica que la broca tiene 1/16" menos de diámetro, y un calibre de 2 indica que tiene 2/16" menos de diámetro.
- Columna 7. Se usa para reportar cualquier otra característica de desgaste y está relacionada con la **Cuadro 3**.
- Columna 8. Indica la razón por la cual se retira la broca. Los códigos según la razón se encuentran en el **Cuadro 5**.<sup>26</sup>

**Cuadro 5.** Razón para terminar la corrida de la broca

RAZÓN PARA TERMINAR LA CORRIDA DE LA BROCA			
BHA	Cambio de ensamblaje de fondo	DP	Perforar tapón
DMF	Falla de motor de fondo	HP	Problemas del hueco
DSF	Falla de la sarta de perforación	HR	Horas
DST	Prueba de la sarta de perforación	PP	Presión de la bomba
DTF	Falla de herramienta de fondo	PR	Rata de penetración
LOG	Corrida de registros	TD	Profundidad total/ Profundidad de casing
LIH	Pérdida en el hueco	TQ	Torque
RIG	Reparación de taladro	TW	Desconexión de la sarta
CM	Condición de lodo	WC	Condiciones climáticas
CP	Punto de core	HP	Problemas del hueco
DP	Perforar a tapón	WO	Lavado de la sarta de perforación
FM	Cambio de formación		

**Fuente.** Baker Hughes, 2012. Manual de calificación#34710.

<sup>26</sup> LLANES.Op.,Cit, p. 52-54.

**2.2.1.2 Brocas PDC.** Se diferencian de las brocas de conos giratorios principalmente porque son fabricadas con un cuerpo fijo-sin partes móviles, sus siglas significan “Diamantes Compactos Policristalinos”, sus cortadores son colocados a presión sobre el cuerpo de la broca, el número de estos y de aletas varían según el diseño, y formación-dureza en la cual la broca se vaya a utilizar. Son el tipo de broca más usado, ya que pueden perforar cualquier tipo de formación blanda, media y dura, sin ningún problema, además pueden ser reutilizadas, lo cual se traduce en una ventaja económica. Su mayor desventaja es el riesgo de atascamiento en formaciones poco consolidadas. Sus cortadores están fabricados en diamante debido a la alta dureza, resistencia y compresión de este material, además, gracias a su buena conductividad térmica deja fluir el calor generado por la fricción al momento de penetrar las formaciones, el diamante es el material más duro. Las brocas de diamantes policristalinos compactos (PDC) aparecieron en el mercado en los años 70. Su elemento cortante lo constituye un disco o capa de diamante policristalino sintético, adherido a un sustrato de carburo de tungsteno mediante un proceso de alta presión y temperatura. Las brocas PDC fueron diseñadas para obtener altas tasas de penetración en formaciones blandas, firmes y medianamente duras, no abrasivas. Las mismas no pueden usarse en formaciones duras y abrasivas por el hecho de que los cortadores PDC experimentan un excesivo desgaste mecánico, incrementado térmicamente por el calor generado por la fricción entre el cortador y la formación. (Ver **figura 6**).

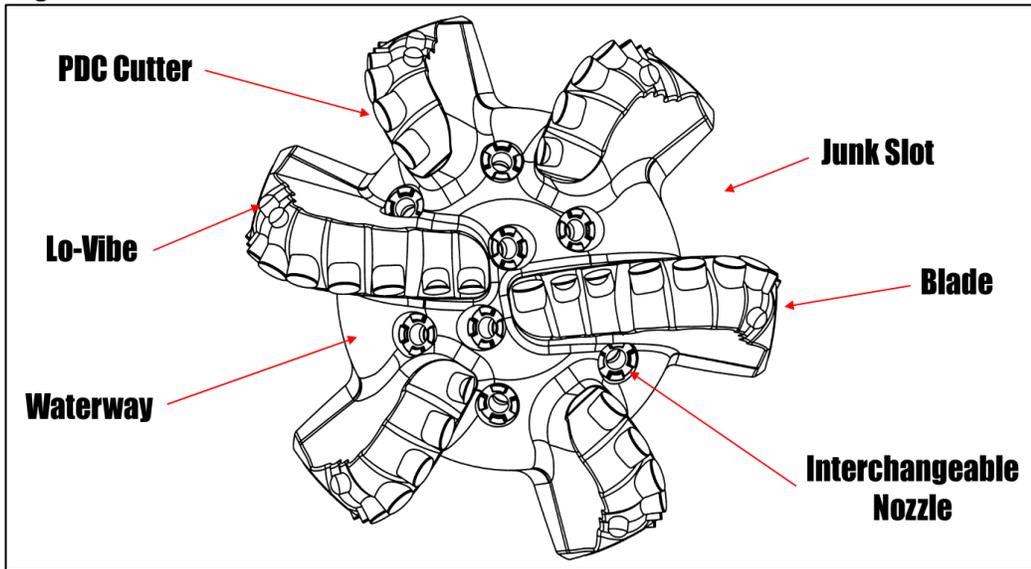
La vista frontal de la broca se ilustra en la **figura 7**.

**Figura 6.** Broca PDC.



**Fuente:** Tradekore brocas [en línea](recuperado el 22 de abril de 2018) en :tradekorea.com/product/detail/P250265/pdc-bits.html

**Figura 7.** Vista frontal broca PDC



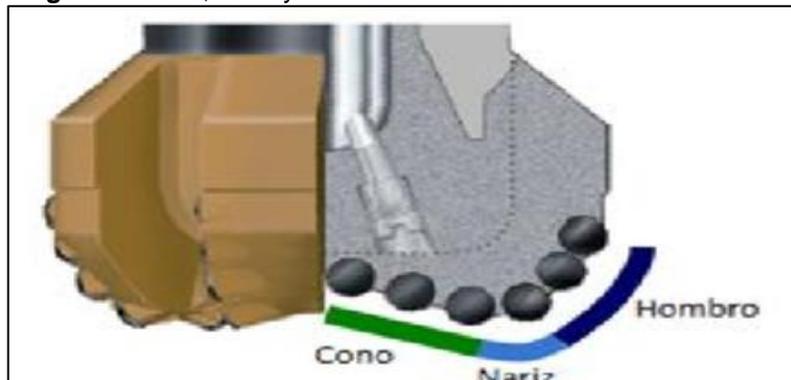
**Fuente:** MORA, Laydy. Presentación de brocas. [en línea]. Mensaje para Juan Triviño. 8 abril de 2017. [citado 10 agosto 2018]. Correo electrónico.

Características:

- Perfil de la Corona: Además del perfil de doble cono usado en las brocas de diamante, también se usan los perfiles de cono simple con diferentes ahusamientos y perfiles de fondo plano.

En la **Figura 8** se observa el perfil de una broca PDC con sus respectivas secciones; hombro, nariz y cono.

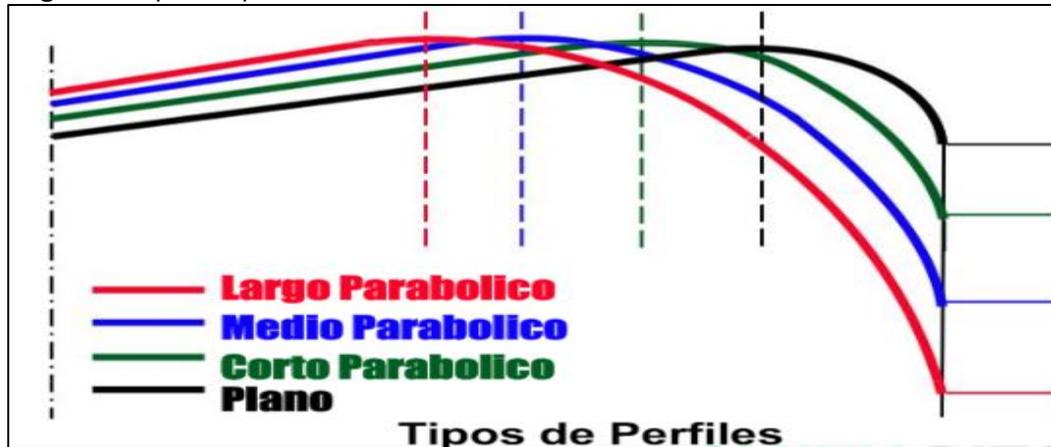
**Figura 8.** Cono, nariz y hombro broca PDC



**Fuente:** BAKER HUGHES INC. "Drilling Bits Foundation-PDC Bit. P 53. 2008. Modificado por el autor.

El perfil de una broca hace referencia a su estructura vista lateralmente. El principal objetivo del perfil de la broca es optimizar la estabilización de la misma y permitir que el daño de la estructura de corte sea uniforme. El perfil de la broca es un factor importante en la determinación de la cantidad de cortadores por aleta, mientras más alta sea la longitud del perfil habrá mayor cantidad de cortadores, por ende, menor daño, pero la broca será menos estable. (ver **Figura 9**).

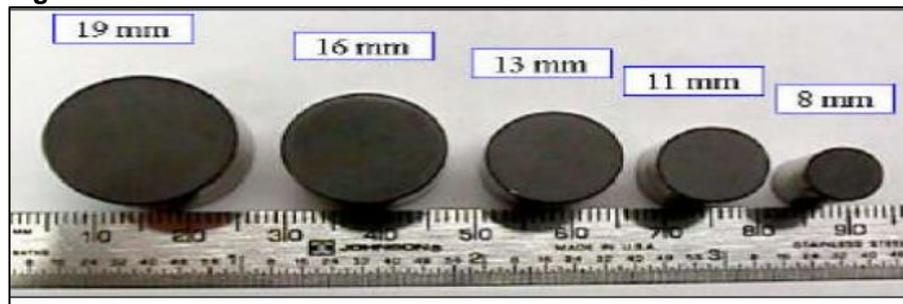
**Figura 9.** Tipos de perfiles



**Fuente:** RODRIGUEZ, Rogers. Smith Technologies, Drill bits seminar. [diapositivas]. [Citado mayo 27 de 2018]. Disponible en: <https://vdocuments.site/taller-de-brocas.html>

- Limpieza Hidráulica: Se realiza circulando fluidos a través de orificios en las brocas con cuerpo de acero y a través de canales en la matriz de carburos de tungsteno (W).
- Tipos de Cortadores: En las brocas PDC es importante considerar el tamaño, la forma, el número de cortadores usados y los ángulos de ataque del cortador, los cuales dependen de las características de la formación que se va a perforar. Se pueden encontrar 5 tamaños principalmente de cortadores, que son de 8mm, 11mm, 13mm, 16mm y 19mm. Como se muestra en la **Figura 10**.

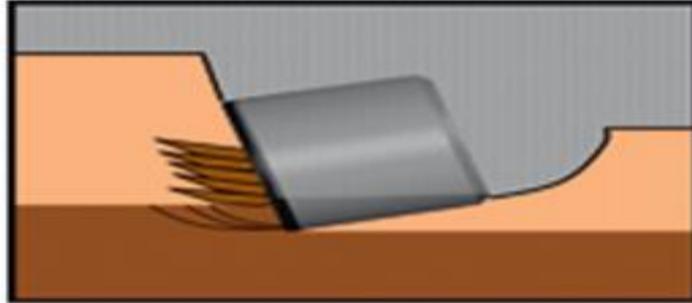
**Figura 10.** Tamaño de los cortadores de una broca PDC



**Fuente:** Drilling and measurements drill bit. Manual-Schlumberger

- **Mecanismo de Corte:** El mecanismo de corte que se produce con estas brocas es por cizallamiento (arrastre), que permite perforar la formación sin producir impacto en la misma. La ventaja que presenta es que se obtienen volúmenes de corte de apreciable magnitud, aumentado consecuentemente la tasa de penetración. Ver la **Figura 11**.<sup>27</sup>

**Figura 11.** Mecanismo de corte



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

- **Shank:** Contiene una conexión roscada, por medio de la cual se une la broca a la sarta de perforación. Está hecha de una aleación de acero y va roscada al cuerpo.
- **Blanck:** Corresponde al "esqueleto" del cuerpo de matriz de la broca. Está hecho de acero dúctil suave y se encuentra roscado por su parte inferior a la corona.
- Generalmente los diseños de aletas se clasifican en dos grupos: rectas y espiral (ver **Figura 12**)

**Figura 12.** Diseño de aletas

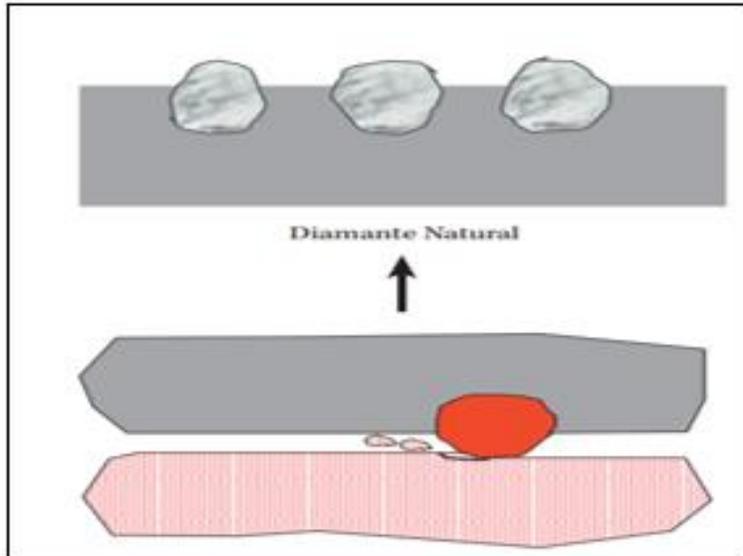


**Fuente:** Conferencia de brocas Smith. Delgado Diana, et.al.  
Disponible en: <en.calameo.com/read/000632042b89d98f88ccf>

<sup>27</sup> Ibíd., p.104.

**Estructura de corte** Está compuesta por cortadores, junk slots y aletas. Los cortadores rompen la formación y están unidos a las aletas, las cuales cumplen la función de dar soporte a los mismos, así como de formar una estructura que permita el flujo del fluido de perforación y la remoción de los cortes, (junk slots).<sup>28</sup> Se ilustra en la **Figura 13** el mecanismo de corte broca de diamante natural.

**Figura 13.** Mecanismo de corte broca



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

- **Clasificación para brocas de cortadores fijos** La IADC desarrolló un código con el fin de clasificar todos los tipos de brocas de cortadores fijos, según su composición y diseño. Se trata de un código de cuatro caracteres (una letra y tres números) que describen siete características básicas, el cual puede observarse en el **Cuadro 6**.

A diferencia de la clasificación IADC para brocas de conos, la presente clasificación no está relacionada con el tipo de formación a perforar.<sup>29</sup>

<sup>28</sup> Ibid. P. 45.

<sup>29</sup> Ibid. P. 48.

**Cuadro 6.** Clasificación brocas de cortadores fijos.

Primer Caracter		Segundo Caracter		Tercer Caracter		Cuarto Caracter		
Material del cuerpo		Densidad de cortador		Tamaño del cortador		Perfil		
Matriz (Diamante natural)	D	PDC	1.	PDC	1	>24 mm	1	Perfil plano
Matriz (PDC)	M		2		2	14-24 mm	2	Perfil corto parabólico
Acero (PDC)	S		3		3	8-14 mm	3	Perfil medio parabólico
Matriz (TSP)	T		4		4	<8	4	Perfil largo parabólico
		Diamante	6	Diamante	1	Diamante Natural		
			7		2	TSP		
			8		3	Diamante natural + TSP		
		Entre menor sea la cantidad mas ligera será la broca			4	Impregnada		

**Fuente:** Desarrollo de un sistema de clasificación de barrenas de cortador fijo de la IADC.SPE 23940. Modificado por el autor.

### 2.3. BROCAS HÍBRIDAS

Las brocas híbridas corresponden a una tecnología reciente, cuyo desarrollo comienza en 2006 en Estados Unidos y es corrida en Colombia en el año 2012, la cual consiste en la unión de distintos tipos de brocas convencionales con el fin de mejorar el desempeño en la perforación de pozos. En este caso, se estudia el comportamiento de una broca que integra el mecanismo de corte de una broca PDC y el mecanismo de corte de una broca tricónica, la estructura de la misma está representada en la **Figura 13**. Esta broca combina la perforación rápida y agresiva de la broca PDC y el bajo torque de la broca tricónica. La estructura de corte de la PDC es la responsable de remover roca del fondo, por su parte los conos únicamente cortan la sección ocupada por el hombro y la nariz de la broca, es decir la parte lateral del pozo. La broca de menor tamaño está compuesta por dos conos y dos aletas y es diseñada para la perforación de secciones de 8 ½ pulgadas, mientras que la de mayor tamaño está compuesta por tres conos y tres aletas y es diseñada para la perforación de secciones de 12 ¼ pulgadas (ver **Figura 14**). Pero también las múltiples combinaciones de número de aletas y número de conos son posibles independientemente al tamaño de la broca, por ejemplo, puede ser de 2 conos y 3 aletas o 2 conos y 4 aletas (ver **Figura 15**).

**Figura 14.** Vista frontal broca híbrida



**Fuente:** BAKER HUGHES. Hybrid Drill Bit Technology [en línea] Disponible en <[bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drill-bit-systems/Kymera-hybrid-drill-bit-technology](http://bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drill-bit-systems/Kymera-hybrid-drill-bit-technology)>

**Figura 15.** Broca híbrida: 2 conos y 4 aletas



**Fuente:** Bue student chapter, (en línea) citado el 3 de agosto de 2018. Disponible en internet:< [co.pinterest.com/pin/514465957408186770](https://co.pinterest.com/pin/514465957408186770)>

Entre sus principales beneficios se encuentran<sup>30</sup>:

- Mejor control direccional.
- Disminución del torque total entre 3 y 4 veces, así como también de las fluctuaciones de este.
- Reducción de vibraciones (laterales, torsionales y axiales).
- Mayor durabilidad de la broca en formaciones difíciles, así como en zonas de transición litológica y un incremento de ROP en formaciones duras, usualmente perforadas por las brocas de conos giratorios, sin condicionar la estabilidad.
- Minimiza el número de viajes, perforando más de una sección en una sola corrida.

Tal como lo indica BAKER HUGHES GE el sistema de perforación híbrido está diseñado para resolver retos relacionados con limitada velocidad de penetración (ROP), formaciones intercaladas en las cuales las fluctuaciones de torque pueden generar fallas prematuras y aplicaciones con motor y/o direccionales.<sup>31</sup> El sistema de perforación híbrido está diseñado para resolver retos relacionados con limitada velocidad de penetración (ROP), formaciones intercaladas en las cuales las fluctuaciones de torque pueden causar fallas prematuras y aplicaciones con motor y/o direccionales.

La **Figura 16** representa el rango de aplicación de las formaciones que la broca híbrida está en capacidad de perforar, de esta manera se observa que puede ser usada eficientemente en formaciones cuyo porcentaje de cuarzo esté alrededor de un 50% y cuyo esfuerzo de roca alrededor de 20 KPSI.<sup>32</sup>

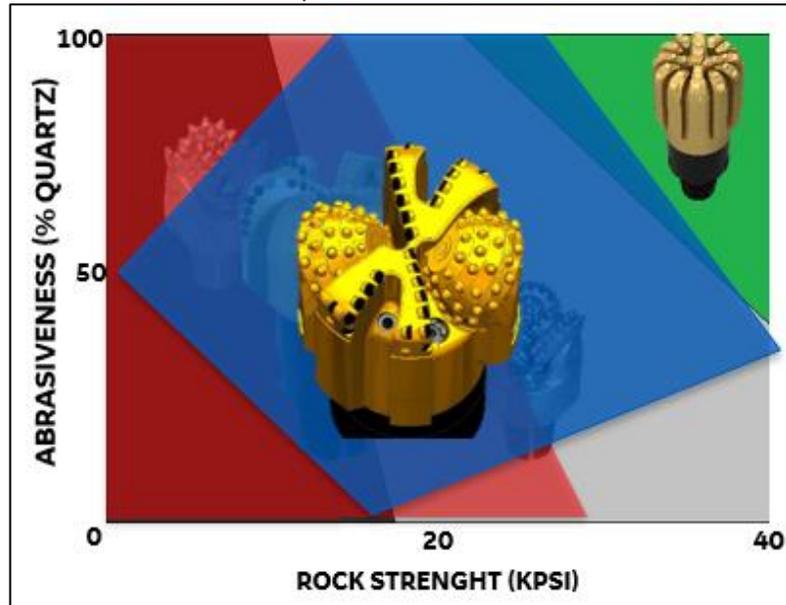
---

<sup>30</sup> Ibid., p. 55.

<sup>31</sup> NGUYEN, Don Tuan. Drill Bits Technology—Introduction of The New Kymera Hybrid Drill Bit. Stavanger, 2012. Tesis de maestría (Ingeniero de petróleo con especialización en perforación). Universidad de Stavanger. Facultad de ciencias y tecnología. Departamento de ingeniería de petróleo.

<sup>32</sup> LLANES Op Cit. p. 55-56.

**Figura 16.** Rango de aplicación abrasividad vs resistencia a la compresibilidad de la roca



Fuente: Baker Hughes Inc. student guide. 2011.

**2.3.6.1 Calificación de brocas híbridas.** El sistema de clasificación es similar al de la broca PDC y la broca tricónica de manera independiente, teniendo en cuenta la numeración de los conos y las aletas. Se hace una evaluación del desgaste tanto de la estructura de corte PDC y la estructura de corte tricónica, siguiendo los pasos enunciados a continuación.

- En la casilla de característica de desgaste se debe colocar la característica de mayor relevancia entre PDC y tricónica.
- En ubicación se debe colocar el lugar en donde se ubicó la característica del numeral anterior.
- En efectividad de los sellos, colocar el estado del sello de los conos.
- El calibre se califica normalmente.
- En la segunda característica de desgaste se califica la estructura de corte que no se calificó en la primera.
- En razón de retiro de broca, se califica normalmente.<sup>33</sup>

Con la evaluación de desgaste se busca determinar los posibles cambios y mejoras que se puedan hacer a la estructura de corte y/o diseño, a fin de tener una broca más eficiente y durable.

<sup>33</sup> Ibid., p. 57.

- Ejemplo de calificación broca híbrida. En el **Cuadro 7** se muestra un ejemplo de las calificaciones de salida: PDC y tricónica.

**Cuadro 7.** Ejemplo de calificación de la broca híbrida

	Calificación broca híbrida (PDC)							
	I	O	DC	L	B	G	OC	RP
Salida	0	2	WT	N	X	I	BT	TD
	Calificación broca híbrida (tricónica)							
	I	O	DC	L	B	G	OC	RP
Salida	1	1	WT	N	F	I	NO	TD

Fuente: Elaboración propia

## 2.4 ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA O MSE (MECHANICAL SPECIFIC ENERGY)

La MSE es una medida importante de la eficiencia de la perforación. Se define como la energía requerida para remover una unidad de volumen de roca. Para lograr una eficiencia de perforación óptima, el objetivo es minimizar la MSE y maximizar la rata de penetración (ROP).

**2.4.1 Energía específica o densidad de energía.** Es un parámetro que caracteriza la eficiencia de la perforación y ayuda a cuantificar la energía consumida para remover una unidad volumétrica de roca en una unidad de tiempo (ver **Ecuación 10**).

**Ecuación 10.** Energía específica

$$SE = \text{Input Energy} / \text{Output ROP}$$

Fuente: MOHAN, Kshitij et.al. "Tracking Drilling Efficiency Using Hydro-Mechanical Specific Energy". SPE 119421

Para controlar la MSE, los perforadores pueden controlar los parámetros de la perforación tales como el peso sobre la broca (WOB), el esfuerzo de torsión (torque), la ROP y las revoluciones por minuto (rpm) de la broca de perforación.<sup>34</sup>

Usando la definición básica de energía específica, Teale derivó la **Ecuación 11**, para el cálculo de la MSE considerando el trabajo torsional y axial realizado por la

<sup>34</sup>Teale R: "The Concept of Specific Energy in Rock Drilling," International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts 2, no. 1 (1965): p 59–71.

broca para la remoción de una unidad de volumen de roca. Además, Dupriest y Koederitz le añadieron un factor de eficiencia promedio considerando que el máximo rendimiento es el 35% aproximadamente.

**Ecuación 11.** Energía Mecánica Específica

$$MSE = 0.35 * \left( \frac{WOB}{Ab} + \frac{120 * \pi * N * T}{ROP * Ab} \right)$$

**Fuente:** PESSIER, R.C., Fear M.J. "Quantifying Common Drilling Problems With Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction". 1992. SPE 24584.

Donde:

SE: Energía específica.

MSE: Energía mecánica específica, psi.

WOB= Peso sobre la broca, lbf.

Ab= Área de la broca, in<sup>2</sup>.

N= Velocidad de rotación, rpm.

T= Torque, lbf.ft.

ROP= Rata de penetración, ft/h.

0.35=Factor de eficiencia

El análisis de la eficiencia mecánica se desarrolla con base en la energía mecánica específica mínima y actual (Ver **Ecuación 12**).

**Ecuación 12.** Eficiencia mecánica de perforación

$$\text{Eficiencia mecánica de perforación} = \frac{\text{MSE mínima}}{\text{MSE actual}} * 100$$

**Fuente:** Teale R." The Concept of Specific Energy in Rock Drilling," International journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts 2, no. 1 (1965).

La Energía Mecánica Específica Mínima se alcanza cuando la Energía Mecánica Específica se aproxima a la resistencia compresiva de la roca sin confinamiento (UCS).

Sin embargo, para aplicación de campo la ecuación no puede ser aplicada de esa manera, pues la roca perforada se encuentra bajo un esfuerzo compresivo.

De esta manera, Pessier propuso la **Ecuación 13** en donde se tiene en cuenta la resistencia de la roca bajo confinamiento. Donde CCS generalmente es menor a la MSE.

**Ecuación 13.** % Eficiencia mecánica

$$\%EFFM = \frac{CCS}{MSE} * 100$$

**Fuente:** R.C PESSIER. Quantifying Common Drilling Problems With Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction. 1992

Donde:

EEFM: Eficiencia mecánica (%)

CCS: Resistencia a la compresión de la roca bajo confinamiento (psi)

MSE: Energía Mecánica Específica (psi)

**2.4.2 Dureza-UCS.** Hay formaciones geológicas poco compactas, medianamente compactadas y muy compactas, a su vez estas también se clasifican según su dureza-UCS (resistencia a la compresión no confinada).

En la **Figura 17** se clasifica la dureza de la formación en función de su respectiva UCS.

**Figura 17.** Clasificación dureza rocas según la UCS

Dureza	UCS (psi)	Ejemplos
Ultra-suave	<1000	Arcilla, Gumbo
Muy suave	1000 – 4000	Arenas no consolidadas, Creta, Sal, Arcilla arcillita
Suave	4000 – 8000	Carbón mineral, limolita, esquisto, arenas,
Media	8000 – 17000	areniscas, pizarra, lutita, dolomía
Dura	17000 – 27000	Cuarcita, basalto, gabro, lutita, dolomía.
Muy dura	>27000	Mármol, granito, gneis

**Fuente:** S. Jardine, D. Malone, M. Sheppard "PUTTING A DAMPER ON DRILLING'S BAD VIBRATION" v.6 I.1 oilfield Review Schlumberger (1994)

Existen diferentes tipos de métodos de selección de brocas, la utilización del método de selección de brocas por Energía Específica y el de UCS son los que se utilizan con mayor frecuencia. El método de UCS calcula la fuerza compresiva de la roca, por lo que se deberán elegir diferentes características de la barrena dependiendo de qué tan grande sea esta. El cálculo de la UCS es importante para decidir las características de las brocas, ya que esta es utilizada en la mayoría de los métodos. En la eficiencia mecánica del método de Energía Específica puede ser calculada con el Esfuerzo No Confinado, siendo estos directamente proporcionales, por lo que

será mayor mientras aumente la fuerza compresiva de la formación. Este método no propone directamente todas las características que deberá tener la broca.<sup>35</sup>

## 2.5 COMPONENTES DE UN BHA

La parte inferior de la sarta de perforación (drill string), contiene la broca y los demás componentes involucrados en la perforación, los mas comunes son en orden ascendente con respecto a la broca (ver **Cuadro 8**): crossover para la broca (permite unir la broca con el componente que se encuentre por encima de ella) y que posea propiedad de fabricación diferentes), a veces motores de lodo (PDM que usa como fluido de potencia hidráulica al lodo de modo que logre aportar energía al movimiento rotativo de la broca), los estabilizadores (generalmente 2 o 3, cerca de la broca), los drill collars (proporcionan la mayor parte del WOB), el martillo (prevenir pegas), la tubería pesada HWDP (soporta la totalidad del peso de los componentes, debido a su alta resistencia a la tensión) y demás crossovers (subconjunto corto utilizado para permitir la conexión de dos componentes con diferentes tipos o tamaños de roscas). El BHA debe proporcionar la fuerza para que la broca fracture la roca (peso sobre la broca), sobreviva en un ambiente mecánico hostil y proporcione al perforador el control direccional del pozo. A menudo, el arreglo incluye un motor de lodo, el equipo de medición y de perforación direccional, las herramientas de adquisición de mediciones durante la perforación, las herramientas de adquisición de registros durante la perforación y otros dispositivos especiales.

**Cuadro 8.** Componentes típicos de un BHA

	Componente	Descripción
	Heavy Weight Drill Pipe HWDP	Tubería de producción de paredes mas gruesas. se diferencia de las demás por que las cajas de conexión suelen ser más largas que los que posee la tubería normal, tiende a ser más fuerte y resistente a la tensión que la tubería convencional .

<sup>35</sup> DE LA TORRE GONZÁLEZ, Pablo. Selección de barrenas por correlación. Trabajo de grado pregrado: Universidad nacional Autónoma de México. SF. p. 39.

Cuadro 8. (Continuación)

	<b>Componente</b>	<b>Descripción</b>
	<p>DRILL COLLAR (DC)</p>	<p>Proporciona el WOB. Herramientas tubulares de paredes gruesas y obtenidas a partir de barras solidas de acero. La gravedad actúa a lo largo de su masa para proporcionar la fuerza a la broca de modo que pueda fracturar la roca. Da rigidez para conservar la dirección del pozo y permitir que los pozos verticales sean realizados más fácilmente gracias al efecto de péndulo que crean. Puede alojar herramientas MWD y LWD.</p>
	<p>Martillos de perforación (Drilling jar o jar)</p>	<p>Dispositivo mecánico que genera fuerza de impacto en el caso de presentarse pega de tuberías</p>
	<p>Estabilizador (stabilizer)</p>	<p>Equipo utilizado para estabilizar el BHA a modo de evitar desviaciones, vibraciones y garantiza la calidad del hueco.</p>
	<p>Cross-Over</p>	<p>Son secciones de tubería pequeñas, que permiten cambiar el diámetro de los drillcollar y el tipo de rosca para su unión.</p>

Cuadro 8. (Continuación)

	Componente	Descripción
	Motor de fondo	Motor de desplazamiento positivo (o turbina de desplazamiento positivo) que a través del lodo permite el funcionar de la broca de perforación. Permiten alterar la dirección en la que la perforación se llevara a cabo, para lograrlo, se bombea lodo desde superficie para producir fuerza rotante en el fondo evitando así que la tubería tenga que rotarse desde la superficie. La dirección del pozo se torna hacia donde se haya orientado el substituto angulado.
	Broca Drill bit	Herramienta que cizalla y tritura la roca.

**Fuente:** ACUÑA , María, CUAO, Joao, Metodología para el desgaste de las brocas de perforación debido a la interacción broca-roca. 2014. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bucaramanga. UIS. Facultad de ingenierías físico-químicas. p. 26-27.

## 2.6 DESCRIPCIONES OPERATIVAS EN LOS POZOS A, B & C

Se perforaron los pozos A, B y C en el Campo objeto de estudio, sobre la perforación de la sección superficial 12 ¼" del pozo A se dispone la mayoría de información por lo cual el análisis posterior versa básicamente sobre este pozo.

## 2.6.1 Pozo A.

**2.6.1.1 Información general de la perforación con broca tricónica.** Se planeó el pozo A tipo "J" hasta una TD de 11800ft. El estado mecánico de un pozo tipo A se ilustra en el **ANEXO A**.

Se comenzó la perforación del pozo, con una broca tricónica de dientes de acero en estado nueva desde 50 a 598 pies MD, con un lodo base agua (WBM) de peso constante de 8.6ppg, con un caudal entre 193-481 GPM, se usó herramienta rotaria, tiempos con conexiones 10 horas, con una ROP total con conexiones de 57,68ft/h.

ROP efectiva o de rotación 87 ft/h, tiempo 6,3 horas.

Al terminar la sección superficial, se baja una tubería de revestimiento (casing) de 9 5/8"; el Punto de desvío KOP (kick off point) es @5001ft, el End Of Build (EOB) es @ 6144ft, La TD profundidad total es 11725ft allí al ser la fase de producción se utiliza un liner de 7". Cementación de revestimiento y corrida de los registros eléctricos. La curva planeada de tiempo de perforación vs Profundidad de un pozo tipo A se ilustra en el **ANEXO B** y la curva planeada de tiempo de perforación vs Profundidad de un pozo tipo del Campo se ilustra en el **ANEXO C**.

**2.6.1.2 Ensamblaje de fondo BHA #1.** El BHA#1 utilizado en la perforación de la sección superficial 12 ¼" con la broca tricónica, se muestra en el **Cuadro 9**.

**Cuadro 9.** Componentes BHA#1 con broca tricónica pozo A.

ITEM	TIPO	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud acumulada(ft)
1	12 1/4" Bit TRC GX-C1V [BHI]	12.25		1.09	1.09
2	7 7/8" Bit Sub	7.875	2.50	2.58	3.67
3	8 1/4" DC	8.25	2.75	93.06	96.73
4	8 1/4" x 7" X/O	8.25	2.50	3.20	99.93
5	6 3/4" DC	6.75	2.75	92.08	192.01
6	5 1/2" HWDP	6.75	3.25	187.36	379.37
7	Jar	6.75	2.75	31.43	410.8
8	5 1/2" HWDP	6.75	3.25	187.20	598

**Fuente:** Baker Hughes, BHA#1 broca tricónica 12 ¼ en el pozo A. Bogotá. Modificado por el autor.

**2.6.1.3 Broca sección superficial 12 ¼".** Se usó la broca tricónica de diente fresado GX-C1V propiedad de Baker Hughes a GE Company (ver ficha técnica en el **ANEXO D**). En el **Cuadro 10** se muestra la hidráulica de la broca.

**Cuadro 10.** Hidráulica broca tricónica Pozo A

<b>Cantidad de Boquillas:</b>	4 (1 central)
<b>Tamaño Boquillas (in):</b>	20/32 y 18/32
<b>TFA (in<sup>2</sup>):</b>	1.169
<b>Pérdida Presión Broca (psi):</b>	63.59
<b>Porcentaje de Pérdida Presión Broca(%):</b>	18.43
<b>HHP Broca (hp):</b>	12.93
<b>HSI Broca (hp/in<sup>2</sup>):</b>	0.11
<b>Velocidad Jet (fps):</b>	95.74
<b>Fuerza de Impacto (lbf):</b>	141.04

Fuente: Baker Hughes. Desempeño broca TRC 12 ¼" en el pozo A.

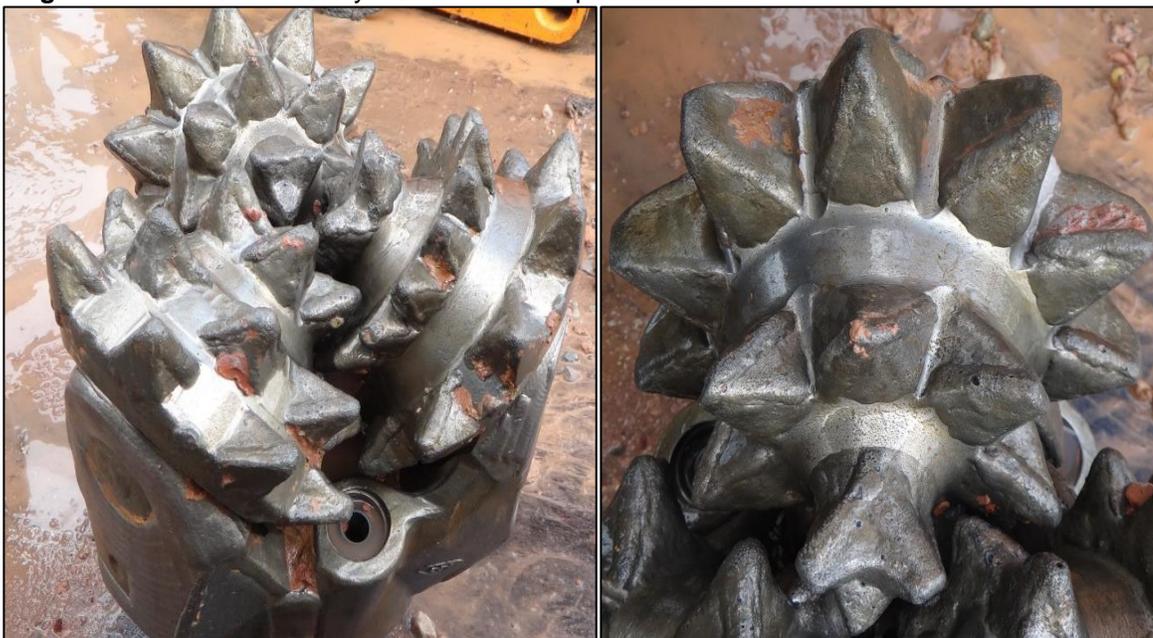
**2.6.1.4 Calificación broca tricónica pozo A.** Ingresó en condiciones de nuevo, por cual no tiene una calificación de entrada, la calificación IADC de salida se ilustra en el **Cuadro 11**. Esta calificación recibida se logró según el estado de la broca posterior a la corrida, en la **Figura 18** se evidencia el desgaste presentado.

**Cuadro 11.** Calificación de salida broca tricónica pozo A.

	Dull Grade							
	I	O	DC	L	B	G	OC	RP
Salida	0	1	WT	A	E	I	NO	BHA

Fuente: Baker Hughes, Desempeño de la broca tricónica sección 12 ¼ en el pozo A. Bogotá. Modificado por el autor.

**Figura 18.** Vista de la broca y vista de un cono post corrida.



**Fuente:** Baker Hughes, Desempeño de la broca tricónica 12 ¼ en el pozo A. Bogotá.  
Modificado por el autor.

#### 2.6.1.5 Información de la perforación con broca PDC sección superficial 12 ¼".

Se cambia el BHA para cambiar de broca tricónica a PDC, esta broca ingresó en condiciones nuevas, el BHA#2 se muestra en la **Cuadro 12**, se perforó desde 598 a 1505ft MD.

Tiempo efectivo acumulativo de la perforación de 4,8 horas y tiempo con conexiones 9 horas. La ROP efectiva es de 189,0 ft/h, ROP total 106,78ft/h.

**2.6.1.6 BHA #2.** El BHA#2 corrido con la broca PDC se ilustra en el **Cuadro 12**. Consta de 19 elementos y tiene una longitud total de 1506,608ft, este sistema consta de un motor de fondo.

**Cuadro 12.** Componentes BHA#2 con broca PDC

ITEM	TIPO	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud acumulada(ft)
1	12 1/4" TD605S PDC Bit	12.25"	-	1.20 '	1.20 '
2	8 1/4" A800M7840XP Motor	8.250"	6.250"	25.86 '	27.06 '
3	Float Sub	8.000"	3.000"	3.85 '	30.91 '
4	Pony Monel	6.625"	2.813"	11.67 '	42.58 '

Cuadro 12. (Continuación)

ITEM	TIPO	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud acumulada(ft)
5	Stabilizer 12 1/8"	8.250"	2.813"	7.05 '	49.63 '
6	Lower Saver Sub	8.125"	3.250"	1.25 '	50.88 '
7	ARC-8 MWD	8.250"	2.810"	17.92 '	68.80 '
8	Lower Saver Sub	8.125"	3.250"	1.53 '	70.33 '
9	Telescope 825 NF	8.250"	5.109"	25.12 '	95.45 '
10	Upper Saver Sub	8.000"	3.000"	1.30 '	96.75 '
11	NMDC	8.125"	2.813"	29.96 '	126.71 '
12	(4) 8 1/4" DC	8.250"	2.813"	124.16 '	250.87 '
13	X/O	7.875"	2.813"	3.20 '	254.07 '
14	(3) 6 3/4" Spiral DC	6.750"	2.875"	92.08 '	346.15 '
15	6 x 5 1/2" Spiral HWDW	5.500"	3.250"	187.36 '	533.51 '
16	6 1/2" Hydra Jar	6.500"	2.750"	31.43 '	564.94 '
17	(9) 5 1/2" Spiral HWDP	5.500"	3.250"	281.17 '	846.11 '
18	X/O	6.750"	2.250"	1.01 '	847.12 '
19	(21) 5 1/2 " 21.90# DP S-135	5.428"	4.778"	659.49 '	1506.61 '

**Fuente:** Baker Hughes, Desempeño de la broca PDC BHA#2 sección 12 ¼ en el pozo A. Bogotá. Modificado por el autor.

**2.6.1.7 Broca sección superficial 12 ¼".** Se usó la broca PDC TD605S, propiedad de Baker Hughes a GE compan, de clasificación IADC M223. (Ver ficha técnica **ANEXO E**). La broca cuenta con las siguientes características ilustradas en el **Cuadro 13**.

**Cuadro 13.** Características de la broca PDC TD605S.

<b>Número de aletas</b>	5
<b>Tamaño del Cortador</b>	3/4in (19,1mm)
<b>Cantidad de cortadores en la cara</b>	33
<b>Cantidad de cortadores total</b>	36
<b>Conexión de la broca</b>	6-5/8 Regular Pin
<b>Máximo WOB</b>	39000 lb
<b>Número de boquillas</b>	4SP, 2CSP
<b>Fixed TFA</b>	0
<b>bit breaker</b>	F
<b>Rango de Caudal</b>	550–1200 GPM
<b>Conexión de la broca</b>	4-1/2 API Regular
<b>Longitud del Calibre</b>	5,5in (139,7 mm)
<b>JSA</b>	35,489 pulgadas cuadradas
<b>Gauge</b>	63,5mm

Fuente: Baker hughes. Ficha técnica broca PDC TD605S. Bogotá.

- Hidráulica. Se usaron 2 boquillas ciegas las cuales no se consideran que tengan un tamaño que afecte en la hidráulica de la broca, La data de la hidráulica se muestra a continuación en el **Cuadro 14**.

**Cuadro 14.** Hidráulica broca PDC pozo A

<b>Cantidad de Boquillas:</b>	5
<b>Tamaño Boquillas (in):</b>	12/32
<b>TFA (in<sup>2</sup>):</b>	0.552
<b>Pérdida Presión Broca (psi):</b>	768.55
<b>Porcentaje de Pérdida Presión Broca(%):</b>	49.14
<b>HHP Broca (hp):</b>	256.76
<b>HSI Broca (hp/in<sup>2</sup>):</b>	2.18
<b>Velocidad Jet (fps):</b>	332.85
<b>Fuerza de Impacto (lbf):</b>	805.36

Fuente: Hidráulica broca PDC 12 ¼" en pozo A. Bogotá D.C.

**2.6.1.8 Calificación broca PDC pozo A.** La calificación IADC de la broca PDC se muestra en el **Cuadro 15**. Ingresó en condiciones de nuevo, por cual no tiene una

calificación de entrada. Esta calificación recibida se logró según el estado de la broca posterior a la corrida, en la **Figura 19** se evidencia el desgaste.

**Cuadro 15.** Calificación de la broca PDC pozo A

	Dull Grade							
	I	O	DC	L	B	G	OC	RP
Salida	0	1	WT	A	X	I	NO	TD

**Fuente:** Baker Hughes, Desempeño de la broca PDC sección 12 ¼ en el pozo A. Bogotá.

**Figura 19.** Vista de la broca PDC posterior a la corrida en el pozo A.



**Fuente:** Baker Hughes, Desempeño de la broca PDC sección 12 ¼ en el pozo A. Bogotá. Modificado por el autor.

**2.6.1.9 Data direccional.** En el **Cuadro 16** se muestran los datos de rotación y deslizamiento.

**Cuadro 16.** Reporte direccional broca PDC pozo A

Rotación		Deslizamiento	
Footage rotación (ft):	842	Footage deslizamiento (ft):	65
Tiempo rotación (hrs):	4,22	Tiempo deslizamiento (hrs):	0,58
ROP rotación (ft/hrs):	199,6	ROP deslizamiento (ft/hrs):	112,06
% Rotado (ft):	92,8	% deslizado (ft):	7,2

**Fuente:** Baker Hughes. Reporte direccional broca PDC sección superficial 12 ¼" pozo A.

- Survey: El survey resumen del pozo A se muestra en el **Cuadro 17**.

**Cuadro 17.** Survey pozo A.

Survey Resumen	
Inclinación entrada:	0,18
Inclinación salida:	0,3
Azimuth entrada:	93,05
Azimuth salida:	190

**Fuente:** Baker Hughes, Desempeño de la Broca PDC sección 12 ¼ en el pozo A.

**2.6.1.10 Parámetros operacionales.** A continuación, se presentan las **gráficas 1** y **2**, donde se muestran los principales parámetros operacionales durante la perforación de la sección superficial 12 ¼" del pozo A. (la línea negra horizontal representa el cambio de broca).

En la **gráfica 1** se ilustra el WOB, la ROP y el torque. En el principio el WOB se mantuvo entre 5-22klbf, con el BHA#1 broca tricónica el WOB estuvo en promedio en 8klbf con una litología muy suave-100% arenisca desde 50ft hasta los 260ft MD, pues allí hay ciertos niveles de conglomerados 20% como efecto-cae significativamente el torque de 4 a 2klb.ft y disminuye considerablemente la ROP hasta la profundidad de 380ft, pues allí se reduce a 10% la proporción de los conglomerados y el WOB se reduce a 5klbf, el torque también disminuye generando a su vez un aumento abrupto de ROP instantánea (pico) 593,2ft/h. Pero a su vez 20 ft después cae abruptamente a 34,54ft/h con un ligero aumento del WOB pasando de 6klbf a 10,5klbf y el torque se mantiene constante. Posteriormente aumenta la ROP a valores entre 90ft/h y 200ft/h y el WOB pasa de 10,5klbf a 11klbf mientras que disminuye de 2klb.ft a 1,5klb.ft el torque. Finalmente, la corrida termina en 598ft MD el WOB se mantiene entre 9-12klbf y el torque entre 2-3klb.ft, la ROP instantánea oscila entre 90-129ft/h.

En 598ft MD cambian de BHA y de broca, allí ingresa la broca PDC y el motor de fondo, con una ROP de 229,3ft/h hasta 625ft MD la litología cambia pues no hay presencia de los conglomerados, aparecen niveles de arcilla 10%, torque 4klb.ft y el WOB oscila entre 12klbf y 10klbf. Hasta 938ft se perfora con una ROP controlada entre 250-288ft/h con un aumento ligero del torque pasando de 4klb.ft hasta 10klb.ft y del WOB oscila entre 10klbf y 18klbf. Después se mantienen con tendencia constante los parámetros hasta 1227ft. Allí se deja de rotar, es decir, no tiene velocidad rotaria el sistema Top drive, por lo que se desliza hasta 1248ft, allí los 3 parámetros disminuyen. Posteriormente se rota hasta 1340ft con un ROP media promedio de 225ft/h, un torque de 4,9klb.ft y un WOB entre 10-11klbf. En 1340ft se decide volver a deslizar hasta 1353ft-allí cae ligeramente el torque y el WOB aumenta de 11klbf a 13klbf. Después se rotan 20 ft donde cae de nuevo el WOB a 11klf.

Entre 1373' y 1387ft se vuelve a deslizar, la ROP no varía, el WOB oscila entre 11klbf y 4klbf, el torque disminuye se mantiene controlada con tendencia a disminuir. Entre 1387ft y 1443ft se rota-la ROP disminuye de 230ft/h a 200ft/h el WOB aumenta de 5klbf a 11,5klbf y el torque no varía significativamente.

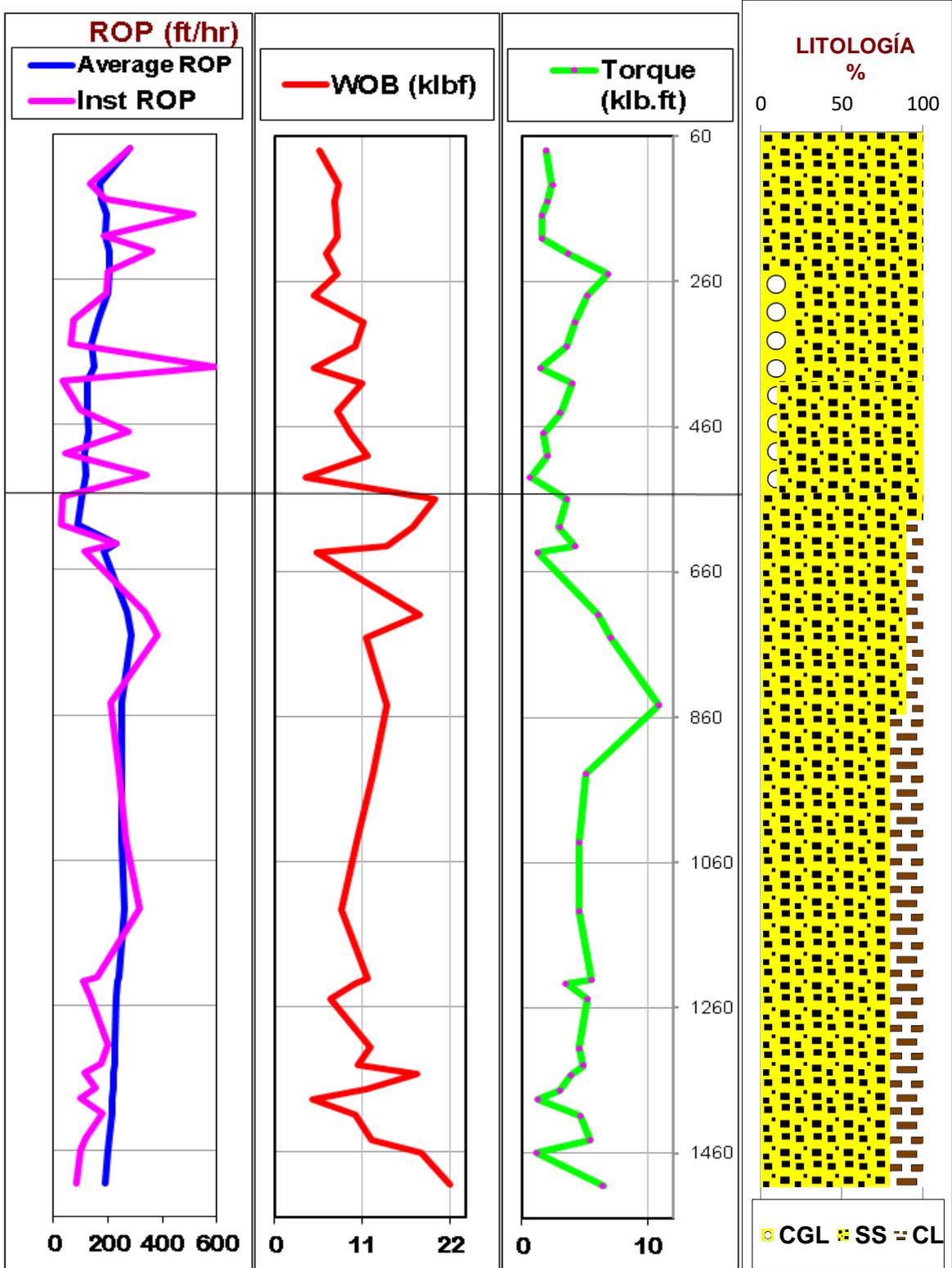
Se desliza por última vez en entre 1443ft y 1460ft donde aumenta significativamente el WOB y cae el torque de 5klb.ft a 2klb.ft. Finalmente se rotan 45ft hasta la TD de la sección superficial 1505ft con una disminución del 17% de la ROP el WOB pasa de 18,3 a 19,1klbf y el torque aumenta de 2klb.ft a 7,5klb.ft.

En la **Gráfica 2** se ilustran los parámetros de caudal, SPP y RPM. Allí la tendencia de las 3 curvas es muy similar. Con el BHA#1 broca Tricónica, El caudal fluctúa entre 193-481GPM, la SPP varía entre 84-345psi y la RPM del top drive oscila entre 35 y 89RPM. La tendencia de los 3 parámetros es de aumentar a medida que se perfora, la única anomalía sucedida es con respecto al caudal entre 222-250ft, allí pasa de 310GPM a 260GPM debido a una deficiente limpieza de fondo-lo que significa una disminución de la ROP. Al finalizar la corrida del BHA#1 en 598ft, se tuvo un caudal de 481GPM, SPP 345psi y RPM top drive de 89.

Después al cambiar al BHA#2 con broca PDC se decide aumentar los 3 parámetros significativamente entre 598 y 625ft, entre 625 y 1221ft se decide mantener constante los 3 parámetros, Q 600GPM, SPP 1190-1500psi y RPM total (top drive y motor de fondo) de 144-151.

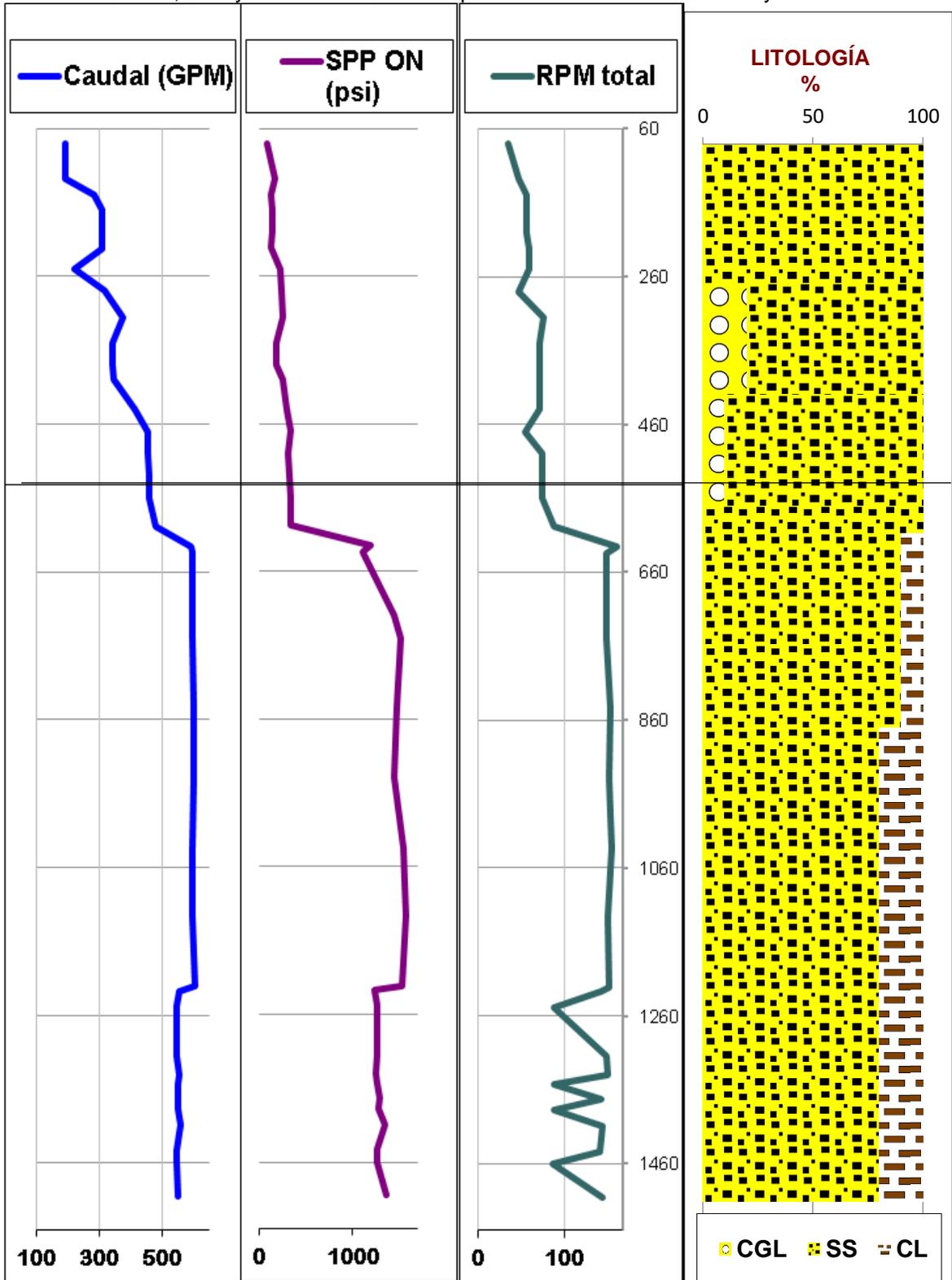
La anomalía más relevante es que en los intervalos deslizados al caer la RPM total los caudales y el SPP también disminuyeron en proporcionalmente.

Gráfica 1. ROP's, WOB y Torque de la sección superficial Pozo A broca tricónica y PDC



Fuente: Elaboración propia

**Gráfica 2.** Caudal, SPP y RPM de la sección superficial Pozo A broca tricónica y PDC



Fuente: Elaboración propia

**2.6.2 Pozo B.** Se perforó, con broca tricónica desde 40 a 432ft MD.

Posteriormente se cambia el BHA, para cambiar de broca tricónica a PDC, se perforó desde 432 a 1500ft MD. La ROP efectiva es de 159,4ft/h, tiempo efectivo de 6,7 horas. ROP total=66,8ft/h.

En los 1068ft perforados con broca PDC se usó motor de fondo y en resumen durante la corrida se obtuvo en promedio:

- WOB=24klbf
  - RPM=132
  - Q=280-600GPM
  - Torque= 3,91klbs-ft
  - Lodo base agua (WBM) de peso 9.7ppg,
- Se pasó de una inclinación inicial de cero grados a 10,7°.

**2.6.2.1 Calificación broca PDC pozo B.** La calificación IADC de la broca PDC del pozo B se muestra en el **Cuadro 18**. Ingresó en condiciones de nuevo, por cual no tiene una calificación de entrada.

**Cuadro 18.** Calificación de salida de la broca PDC en el pozo B.

	Dull Grade							
	I	O	DC	L	B	G	OC	RP
Salida	2	1	CT	A	X	I	BT	TD

**Fuente:** Baker Hughes, Desempeño de la broca PDC 12 ¼ en el pozo B. Bogotá.

### 2.6.3 Pozo C

Se perforó con broca tricónica desde 10ft a 256 ft MD, con un lodo base agua WBM, de peso constante de 8.8ppg,

Posteriormente se cambia el BHA, para cambiar de broca tricónica a PDC, se perforó desde 256 a 1507 ft MD, con MW=8.9ppg. La ROP efectiva fue de 169,1ft/h, tiempo efectivo de 7,4 horas.

En los 1507ft perforados se usó motor de fondo y en resumen durante la corrida se obtuvo en promedio:

- WOB=35klbf
- RPM=132
- Q=325-580GPM
- Torque= 4,11klbs-ft

**2.6.3.1 Calificación broca PDC pozo C.** La calificación IADC de la broca PDC del pozo C se muestra en el **Cuadro 19**. Ingresó en condiciones de nuevo, por cual no tiene una calificación de entrada.

**Cuadro 19.** Calificación de salida de la broca PDC en el pozo C.

	Dull Grade							
	I	O	DC	L	B	G	OC	RP
Salida	2	1	CT	A	X	I	BT	TD

**Fuente:** Baker Hughes, Desempeño de la broca PDC 12 ¼ en el pozo C. Bogotá.

- En los pozos B y C hubo un desgaste prematuro significativo en la estructura de corte de la broca PDC, asociado a la litología de la Formación atravesada-arena/arenisca con intercalaciones de conglomerados y arcilla. Un cierto desgaste de la broca conlleva a una ineficiencia en la perforación a futuro pues esto se traduce en una reducción de la ROP.

### 3. EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES Y DESGASTE PRESENTADO EN LA BROCA PDC

En este capítulo se evalúan los diferentes problemas operacionales y el desgaste presentado en la broca PDC durante la perforación de los pozos A, B y C.

#### 3.1 PROBLEMAS OPERACIONALES

Durante las actividades de perforación de pozos de hidrocarburos es común encontrar problemas asociados a dificultades técnicas. En el nivel operacional, se busca mitigar y controlar todos los inconvenientes que ocurren durante la perforación de los pozos ya que conociendo estos problemas y estando preparados es más sencillo poder abordar una solución cuando estos ocurren durante el proceso de perforación. Los beneficios que se pueden tener están asociados a: menor desgaste o daño de herramientas, ahorros en dineros por mantenimiento y reducción en los tiempos de perforación.

**3.1.1 Perdida de circulación.** Este fenómeno se considera un problema operacional en las actividades de perforación, se entiende como la pérdida del fluido de perforación- lodo hacia la formación, esta solo se da bajo ciertas condiciones permitiendo la invasión de fluido, que puede ser parcial o total, en función del volumen de lodo perdido hacia la formación.

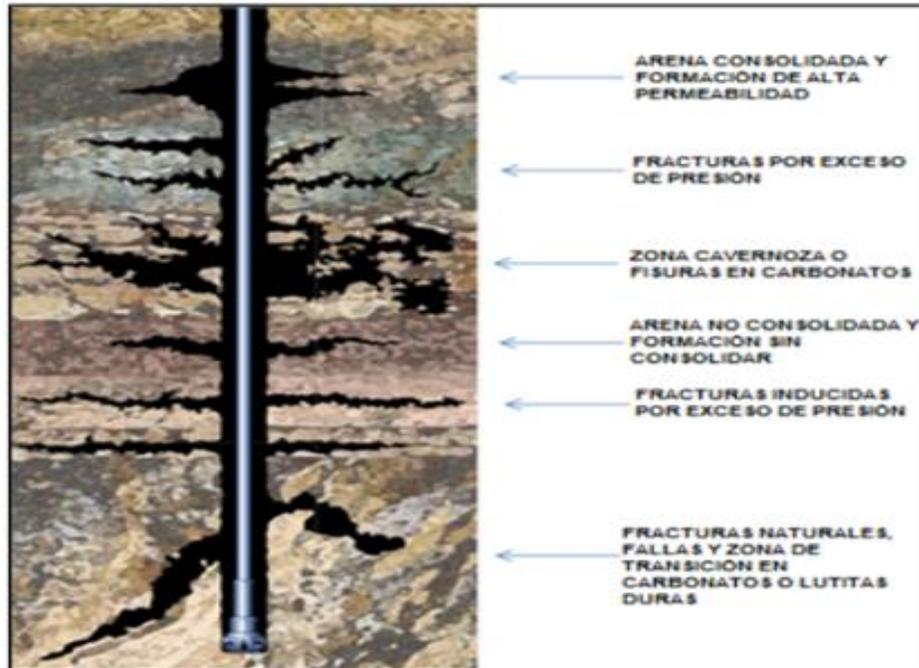
Algunas de las causas de la perdida de circulación (ver **Figura 20 y 21**) son:

- Permeabilidad y porosidad altas.
- Formaciones naturalmente fracturadas.
- Formaciones no consolidadas.
- Formaciones altamente porosas.
- Formaciones cavernosas.
- Fallas no sellantes.
- Fracturas inducidas por: Excesiva ROP, pesos de lodo excesivos que están por encima del gradiente de fractura de la formación y viscosidad del fluido excesiva.

Efectos:

- Atascamiento o pega de la tubería.
- Disminución de la presión hidrostática.
- Daño a la formación.
- Arremetidas.
- Reventones subterráneos.
- Aumento de los costos y tiempos operacionales de la perforación.

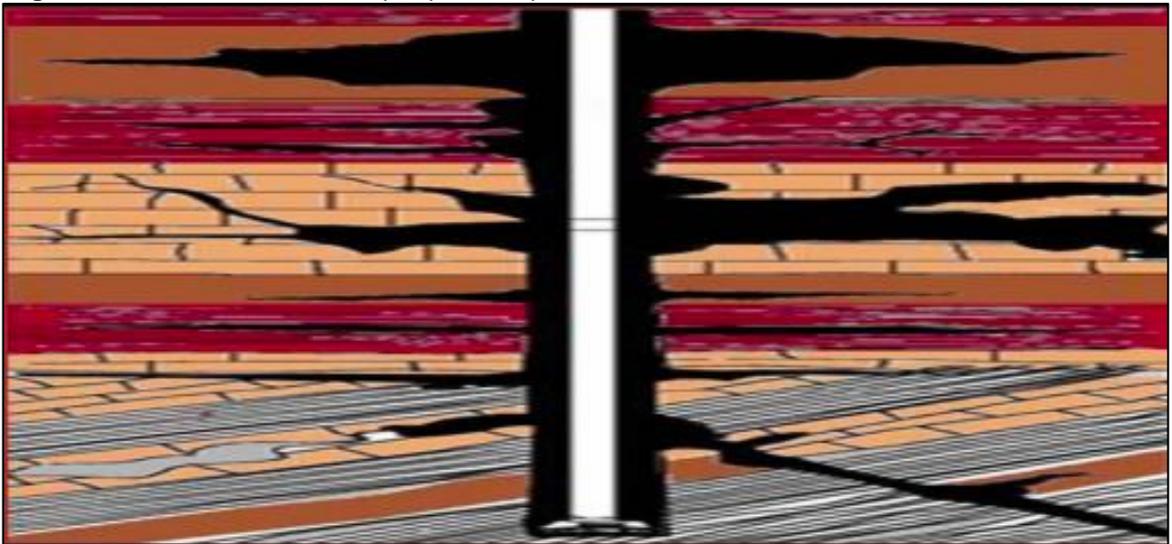
**Figura 20.** Zonas potenciales donde puede incurrir las pérdidas de circulación



**Fuente:** UNAM, Conceptos generales del control de pozos, capítulo 1. p.12.

- En la perforación del pozo A se presentó una pérdida de circulación moderada. Esta pérdida se asocia a fracturas inducidas por un exceso de presión al pasar el gradiente de fractura y por la Formación Guayabo per se, al ser de poca consolidación.

**Figura 21.** Problemas de hueco por pasar la presión de fractura.



**Fuente:** TORRES, Daviel. Problemas específicos de perforación relacionados al lodo utilizado. [diapositivas]. [Citado julio 18 de 2018]. Disponible en: [slideplayer.es/slide/1128546](http://slideplayer.es/slide/1128546).

**3.1.2 Problemas asociados a la litología.** La presencia de conglomerados puede generar un desgaste en la estructura de corte de las brocas PDC. En la perforación de los tres pozos del campo de estudio con este tipo de broca se observó un desgaste prematuro en los cortadores, debido a que se atraviesan niveles conglomerados (rocas semiduras/duras), por lo cual se condiciona la ROP en el resto de la corrida de la sección superficial. Esto se evidencia en los desempeños obtenidos de las brocas y sus respectivas calificaciones de los pozos A, B y C.

La litología atravesada de la Formación Guayabo durante la perforación es principalmente arena/arenisca y arcilla, con presencia ocasional de conglomerados, al ser la formación muy suave-suave (UCS:3 a 8 Kpsi).

La broca tricónica usada en el BHA # 1 de los pozos perforados, no presenta mayor desgaste, contrario a lo visto en la broca PDC, la cual presenta algunos cortadores rotos, y/o astillados, principalmente en los pozos B y C.

### 3.2 VARIABLES RESPONSABLES DE LAS CONDICIONES DE DESGASTE

Se exponen a continuación (ver **Cuadro 20**) los criterios generales que permiten inferir las diferentes manifestaciones de desgaste, y que además son de valiosa importancia para los fabricantes de brocas, en la búsqueda de avances y mejoras en el diseño de las brocas. Por ejemplo, las vibraciones axiales, torsionales y laterales afectan significativamente el desempeño de toda sarta de perforación, al igual que los fenómenos vibratorios bit bounce, stick slip, torbellino de la broca, choques laterales, bit chatter, resonancia torsional, resonancia paramétrica, torbellino del BHA y mixta.

**Cuadro 20.** Criterios para el estudio del desgaste

PARÁMETROS	
ENTORNO	TIEMPO
Litologías atravesadas	Duración de la perforación
BHA	Observaciones y discusión de eventos
Diámetro	
Profundidad perforada (footage)	
Hidráulica (propiedades lodo)	
Parámetros de perforación vs Profundidad	

**Fuente:** ACUÑA M.F, CUAO J.I., Metodología para el desgaste de las brocas de perforación debido a la interacción broca-roca. 2014. Ingeniería de petróleos. UIS. Modificado por el autor.

**3.2.1 Desgaste según la broca.** El diseño y/o los materiales de las brocas influyen en el comportamiento y desempeño de la broca. Generalmente el desgaste se asocia a la interacción entre broca-roca.

**3.2.1.1 Broca PDC.** Son muy eficientes con altas ratas de perforación en condiciones normales; pero cuando entran en formaciones más duras (UCS>8100psi), por ejemplo, conglomerados, basalto e incluso granito, las estructuras de corte se ven afectadas, por lo cual disminuye la ROP. Esto se presenta cuando la broca PDC entra en estas formaciones, el WOB tiende a aumentar para que la ROP no se vea comprometida o reducida, este aumento del WOB puede provocar en el BHA algún tipo de fenómeno vibratorio, el cual puede ser muy perjudicial en la broca.

**3.2.1.2 Brocas tricónicas.** están mayormente afectadas por las vibraciones de la sarta, tipo axiales, las cuales provocan el fenómeno del salto de la broca, aunque estas también pueden presentar los mismos fenómenos que las brocas PDC, causando los mismos efectos. Por otro lado están los efectos térmicos, que son el resultado de los esfuerzos internos causados por la expansión diferencial de los materiales de la broca.

### **3.3 SÍNTESIS PROBLEMAS OPERACIONALES**

En el **Cuadro 21** se sintetizan los posibles problemas operacionales en la perforación de la sección superficial 12 ¼”.

**Cuadro 21.** Síntesis de los problemas operacionales en la perforación de los pozos A, B y C

Problema	Observación
Pérdida de circulación	Se presentó en la sección superficial 12 ¼” de forma moderada en la perforación del pozo A, las causas se asocian a fracturas inducidas (práctica operacional) por un exceso de presión y por la litología de la Formación Guayabo per se, al ser de poca consolidación.
Litología	Las intercalaciones litológicas y variaciones de dureza pueden desgastar la broca, en la perforación de la sección superficial del pozo A no hubo presencia de conglomerados-por lo que la calificación IADC de salida de la broca no reflejó un desgaste significativo en los cortadores, en cambio, en los pozos B y C si hubo un desgaste prematuro en los cortadores-las filas internas y externas, asociado a la litología de la Formación atravesada-arenisca con intercalaciones de conglomerados y arcilla en un espesor promedio de 75ft.

Fuente: Elaboración propia

#### 4. RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA BROCA HÍBRIDA EN LA SECCIÓN SUPERFICIAL DE LOS POZOS D & E

En este capítulo se presentan los resultados, generalidades y parámetros de la implementación de la broca híbrida. Para la perforación de la sección superficial 12 ¼” de los pozos D y E en el Campo X se usó la broca kymera™ FSR. Además, se hace un análisis de las gráficas de los parámetros de operación durante la perforación de la sección.

##### 4.1 POZO D

**4.1.1 Información general del Pozo.** Se implementó la broca kymera™ FSR, este pozo hace parte del plan de desarrollo planteado para el Campo, con el fin de seguir delimitando los yacimientos. Sobre la perforación de la sección superficial 12 ¼”, fue perforada con un taladro de tipo mediano, usando el sistema de rotación top drive, para la perforación de la sección se usaron 2 ensamblajes de fondo diferentes, el peso del lodo promedio fue 8,6ppg; motor de fondo con configuración de lóbulos 6/7 etapas 4. Se propuso perforar toda la sección con el mismo BHA, sin embargo, fue necesario cambiar el BHA pasando de un sistema rotario a uno con PDM.

**4.1.2 Información de la Sección 12 ¼”.** La sección superficial 12 ¼” se perforó con el BHA#1 desde 64-248ft MD, después se decidió cambiar al BHA#2 con motor de fondo desde 248-1956ft MD, pies perforados 1892, tiempo efectivo 9,902horas ROP efectiva 191ft/h.

**4.1.2.1 Fluido de Perforación.** A continuación, en el **Cuadro 22** se presentan las propiedades reológicas que corresponden al fluido de perforación empleado en la sección superficial del pozo D.

**Cuadro 22.** Propiedades del fluido de perforación del pozo D

<b>Compañía:</b>	HALLIBURTON
<b>Tipo:</b>	Base agua-WBM
<b>Nombre:</b>	AQUAGEL XTEND II
<b>MW (ppg):</b>	8.8-9
<b>PV In (cP):</b>	8
<b>YP In (lb/100ft<sup>2</sup>):</b>	12

Cuadro 22. (Continuación)

<b>Compañía:</b>	HALLIBURTON
<b>PV Ou (cP) t:</b>	9
<b>YP Out (lb/100ft<sup>2</sup>):</b>	16
<b>Geles In (10s/10min/30min):</b>	5/6/8
<b>Geles Out (10s/10min/30min):</b>	7/10/13

**Fuente:** Baker Hughes. Reporte de perforación sección 12 ¼" pozo D.

**4.1.2.2 Ensamblaje de Fondo.** A continuación, en los **Cuadros 23** y **24**, se presentan los elementos que componen el ensamblaje de fondo#1 y #2 del pozo D. Cuando un BHA no tiene motor de fondo el número de componentes es mayor que cuando si lo hay, para una perforación direccional y con deslizamiento como en este caso.

**Cuadro 23.** Componentes del ensamblaje de fondo#1 del pozo D.

ITEM	TIPO	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud acumulada(ft)
1	KYMERA	12,25	2,75	1,41	1,41
2	Bit sub	8,25	3	3,39	4,8
3	CROSS OVER	6,438	3	2,6	7,4
4	(1) Drill Collar 8"	6,75	2,813	30,35	37,75
5	(1) Drill Collar 8"	6,75	2,813	30,1	67,85
6	(1)Heavy Weight Drill pipe 5"	5	3	30,16	98,01

**Fuente:** Baker hughes, BHA#1 del pozo D.

**Cuadro 24.** BHA#2 del pozo D.

ITEM	TIPO	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud acumulada(ft)
1	KYMERA	12,25	3	1,41	1,41
2	Motor Sperry Drill lobe 6/7-4stg+estabilizador	8	5,25	30,28	31,69
3	8" HOC 1200 System	8,15	3,25	32,55	64,24
4	X-Over sub	6,88	3	2,38	66,62
5	(3) Drill Collar 6½"	6,5	2,813	89,72	156,34
6	(21) 5"X3" SWDP#53.6-NC50	5	3	638,69	795,03
7	6 ½" martillo de perforación	6,5	2,5	32	827,03
8	(9) 5"x3" SWDP#53.6-NC50	5	3	272,86	1099,89
9	(1) Drill pipe	5	3	31,41	1131,3

**Fuente:** Baker hughes, BHA,#2 pozo D. Modificado por el autor.

- Suvey: El resumen del survey del pozo D se muestra en el **Cuadro 25**.

**Cuadro 25.** Resumen survey

Resumen survey	
<b>Inc in:</b>	0.29
<b>Inc out:</b>	9
<b>Az in:</b>	177
<b>Az Out:</b>	304

**Fuente:** Fuente Baker hughes. Bogotá

**4.1.3 Broca KM624.** Esta broca Kymera propiedad de Baker Hughes GE se utilizó en la perforación de los pozos D y E.

**4.1.3.1 Información Técnica de la Broca.** La broca empleada en la perforación de la sección de 12 ¼" para los pozos D y E es del grupo de Kymera™ FSR propiedad de Baker Hughes GE. La broca cuenta con las siguientes características ilustradas en el **Cuadro 26** (Ver **ANEXO F**):

**Cuadro 26.** Características de la broca KM624

<b>Tamaño del Cortador</b>	3/4in (19,1mm)
<b>Número de aletas</b>	4
<b>Número de conos</b>	2
<b>Cantidad de cortadores en la cara</b>	19
<b>Cantidad de cortadores total</b>	27
<b>Estructura de corte</b>	cónica/cónica/carburo
<b>Conexión de la broca</b>	6-5/8 Regular pin
<b>Máximo WOB</b>	61000 lb
<b>Número de boquillas</b>	4SP, 2CSP
<b>Fixed TFA</b>	0
<b>bit breaker</b>	F
<b>Rango de Caudal</b>	550–1200 GPM
<b>Calibre</b>	5,5in (139,7 mm)

Fuente: Baker hughes. Ficha técnica broca KYM624. Bogotá.

**4.1.3.2 Hidráulica de la Broca.** En cuanto a la hidráulica de la broca, se cuentan con 6 boquillas: 4 tipo SP y 2 tipo CSP cada una con un tamaño de 12/32 pulgadas. El **Cuadro 27** presenta los valores de cada una de las variables de la hidráulica empleadas en la broca kymera de 12 ¼" usada en la perforación de la sección superficial del pozo D.

**Cuadro 27.** Hidráulica de la broca Pozo D

<b>Cantidad de Boquillas:</b>	6
<b>Tamaño Boquillas (in):</b>	12/32
<b>TFA (in<sup>2</sup>):</b>	0.663
<b>Pérdida Presión Broca (psi):</b>	561.68
<b>Porcentaje de Pérdida Presión Broca (%):</b>	27.94
<b>HHP Broca (hp):</b>	188.17
<b>HSI Broca (hp/in<sup>2</sup>):</b>	1.6
<b>Velocidad Jet (fps):</b>	278.15
<b>Fuerza de Impacto (lbf):</b>	706.3

Fuente: Baker Hughes. Resultados de la corrida 12 ¼" en pozo D

**4.1.4 Reporte de Broca.** Según la teoría una broca híbrida se debe calificar 2 veces, la parte PDC y triconica de forma independiente, sin embargo, por cuestiones de la

empresa, estas dos calificaciones se unifican en solo una general-siendo predominante la parte PDC de la broca. Se presenta la calificación del estado de entrada y salida reportado de la broca kymera en la perforación de la sección superficial ver **Cuadro 28**, adicionalmente en la **Figura 22** se evidencian las fotografías de la broca post-corrída, en general se evidencia un desgaste muy mínimo de salida en las filas internas de la broca tras la corrida de la corrida en la perforación de la sección.

**Cuadro 28.** Calificación de la Broca, sección 12 1/4, Pozo D.

	Dull Grade							
	I	O	DC	L	B	G	OC	RP
<b>Entrada</b>	1	0	BT	C	X	I	NO	TD
<b>Salida</b>	1	0	BT	C	X	I	NO	BHA

**Fuente:** Baker Hughes. Resultados de la corrida 12 1/4" en pozo D.

**Figura 22.** Broca KYMERA 624 post-corrída en el pozo D.



**Fuente:** Baker Hughes. Resultados de la corrida 12 1/4" en el pozo D

**4.1.5 Reporte Direccional.** Con el BHA#1 se rotaron 184ft en un tiempo de 0,77 horas con una ROP efectiva de 142,01ft/h y no hubo necesidad de deslizar. En cambio, con el BHA#2 si fue necesario deslizar:324ft (17,1%) y se rotaron 1568ft (82,9%), en el **Cuadro 29** se ilustra la data direccional del motor de fondo.

**Cuadro 29.** Data direccional del pozo D

Company:	HALLIBURTON SPERRY
Motor Name:	Motor Drill Lobe 6/7 4.0
Motor Size:	8in
Lobes-Stgs:	6/7 - 4.0
Bend:	1.5°
Coef(rev/gl):	0.18
Stab.Mtr.Size:	11.875 in
Drive Type:	Motor de desplazamiento positivo
Max Motor Torque:	7784 lbf-ft
Max Motor Diff Press:	565 psi

**Fuente:** Baker Hughes. Desempeño broca KM624 sección 12 ¼" pozo D.

**4.1.6 Presentación y Análisis de Parámetros Operacionales.** A continuación, se presenta el análisis de los parámetros operacionales que se manejaron durante la perforación de la sección superficial 12 ¼".

La **Figura 23** evidencia la broca KM624 post corrida con el BHA#2.

**Figura 23.** Broca KYM BHA#2 post.corrida.



**Fuente:** Baker Hughes. Broca kymera BHA#2 del pozo D.

En la **Gráfica 3** se ilustra las ROP'S, el torque, WOB y RPM total pozo D. Se empezó perforando con el BHA#1 con la broca KM624 del pozo D la sección superficial de 12 ¼", la cual inicia a 64ft MD hasta 248ft MD, en un tiempo acumulado de 0,71horas. Todo fue rotación y no hubo deslizamiento.

Allí la ROP aumentó de 40-141ft/h, el WOB estuvo entre 2-5klbf, la velocidad rotaria del top drive entre 60-80 y el torque fue constante entre 1 y 1.1klb-ft, litología totalmente compuesta por arenisca.

En general fue una perforación exitosa sin contratiempos ni novedades presentadas.

El BHA#2 del pozo D ingresó en 248ft MD hasta finalizar la sección en 1956ft MD, Se usó motor de fondo PDM. La ROP instantánea y promedio además de los otros parámetros aumentaron paulatinamente a medida que se perforaba en una litología predominante por arenisca con ciertos niveles de conglomerados y arcilla. Hasta 519ft MD la litología fue predominantemente de arenisca con ciertos niveles de conglomerado 20%, desde el cambio de BHA el aumento de la ROP es muy significativo-pasó de 300ft/h pasando a una ROP de hasta 480ft/h. El WOB aumentó de valores de 3 a 8klbf, la RPM aumentó significativamente pasando a RPM total entre 146-160 considerando la velocidad rotaria del motor, el torque aumentó de 1 a 3klb.ft.

Entre 519ft y 621ft se encuentran todavía niveles de conglomerado 20%, es decir, al aumentar la fuerza compresiva de la formación, se aumenta el WOB requerido y se reduce considerablemente la ROP, el torque se mantiene en 3klb.ft, la RPM total aumenta ligeramente de 160 a 178, el WOB osciló en un valor promedio de 8 klbf. Posteriormente cuando se decidió deslizar en la dirección orientada, por ausencia de los conglomerados @673ft MD cayó notablemente la ROP-debido a que el top drive no estaba en modo de rotación, el WOB aumentó de 8 a 11klbf la velocidad rotaria disminuyó considerablemente de 178 a 108 considerando solamente la velocidad rotaria del motor, el torque desaparece. Entre 700 y 742ft se rotó, aumentó la ROP, el WOB y la RPM total, la litología estuvo compuesta totalmente de arenisca.

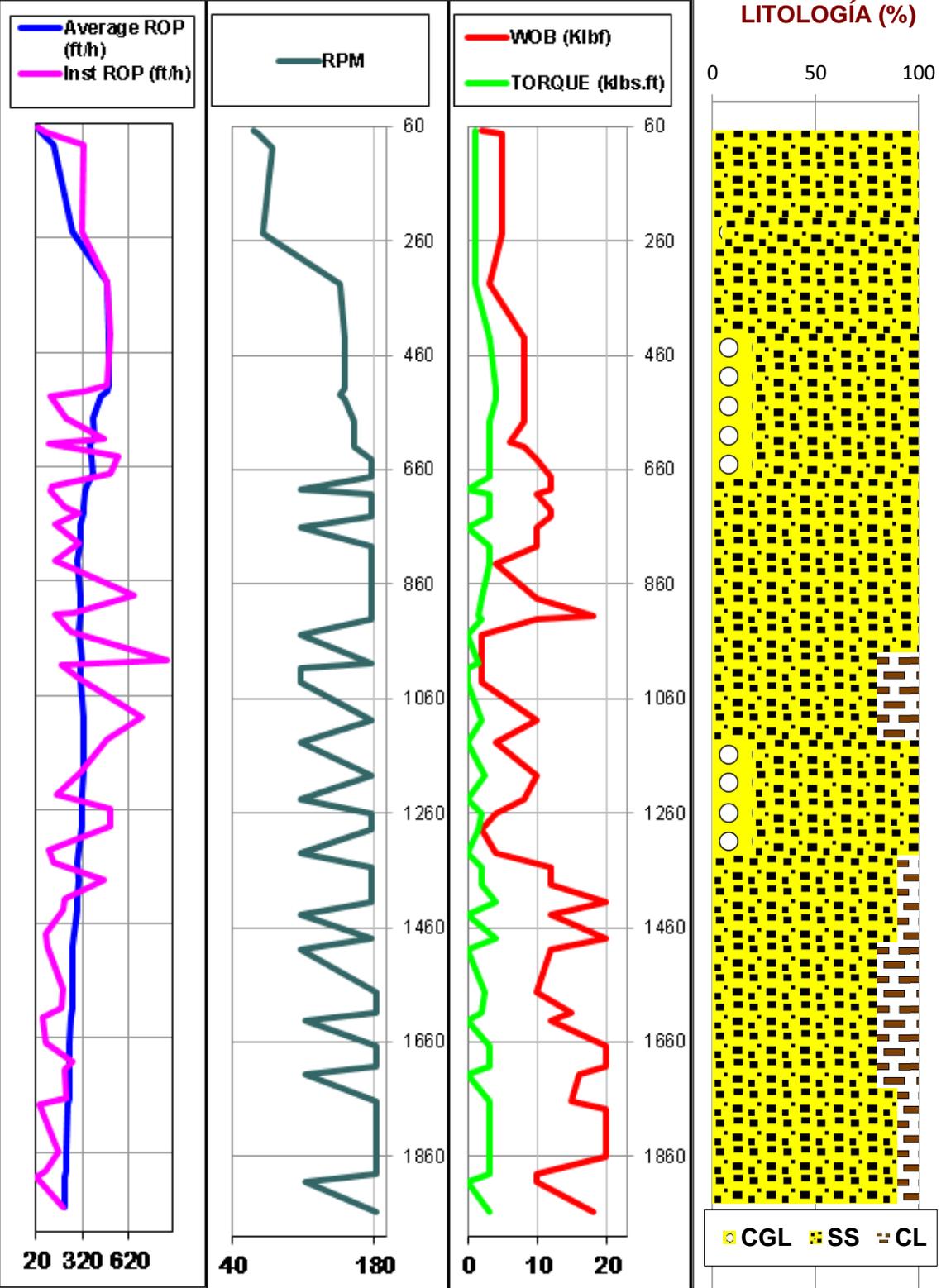
Entre 742 y 762ft se deslizó (torque cae a cero), el WOB se redujo de 7klbf a 1,5klbf En 1000ft hubo varias fluctuaciones de la ROP debido a que disminuyó el WOB y se reduce la ROP alrededor de un 20% pasando a valores cercanos a los 300ft/h, también ocurrió esto porque @742ft MD se deslizó y en 950ft MD se encuentra un 10-20% de arcilla.

Entre 1000 y 1956ft se atraviesa una litología con presencia de arcilla (10-20%), en este intervalo la ROP instantánea y promedio osciló entre 300ft/h y 40ft/h la Velocidad rotario aumenta significativamente oscilando entre 111 y 181, el WOB aumentó de 2klbf a 15klbf; En general los parámetros ilustrados en esta gráfica son

considerados normales en función de la actividad, es decir, las variaciones se asocian a los cambios litológicos y al orientar la dirección al buscar deslizar y también rotar. La tendencia de la velocidad rotaria fue de aumentar a medida que se perforaba, el toque se mantuvo casi constante en la rotación y el WOB fluctuó entre 4-20klbf.

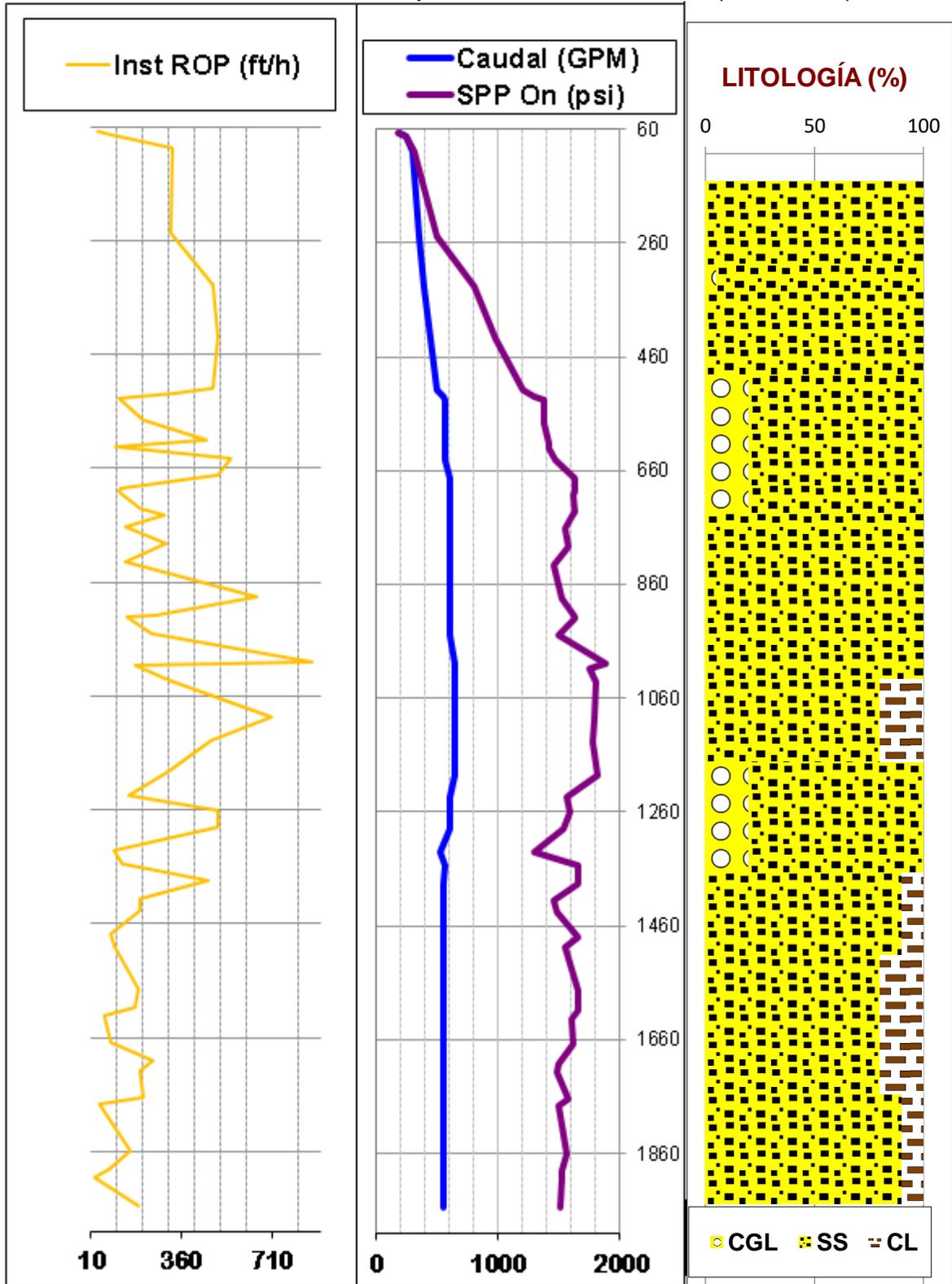
En la **Gráfica 4** se observa que el caudal y la presión en la tubería aumentaron a medida que se perforaba, con ciertas excepciones, asociadas a la capacidad de limpieza de fondo, la hidráulica y el lodo de perforación. En el intervalo 1195ft a 1354 ft hubo una ineficiencia en la limpieza de fondo por lo que se redujo considerablemente la presión, pasando de 1780psi a 1300 psi. El caudal se mantuvo entre 600 y 550 GPM al finalizar la corrida 1260ft hasta 1956ft.

Gráfica 3. ROP's, WOB, torque y RPM sección superficial pozo D



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 4. ROP, caudal y SPP sección superficial pozo D



Fuente: Elaboración propia

## 4.2 POZO E

**4.2.1 Información general del pozo.** El pozo E se decide perforar debido a la buena capacidad de perforar en el pozo D-exitosos resultados obtenidos previamente con la implementación de la broca kymera en la perforación del pozo D. Se implementó la misma broca híbrida usada en el pozo D, en la perforación de la sección superficial 12 ¼”.

Fue perforado con un taladro de tipo mediano, se usó el sistema de rotación top drive, en la perforación de la sección superficial 12 ¼” se utilizó un solo BHA en toda la corrida. El peso del lodo promedio estuvo entre 8,6-8,9ppg. El motor de fondo tiene un bend housing-ángulo de desviación configurado a 1,5° y el factor de configuración del motor es de 0.17 rev/gal.

La litología atravesada en la perforación de la sección superficial no estaba compuesta de conglomerados como en el pozo D, solo se atravesó arenisca con presencia ocasional de arcilla. La perforación de la sección se logró con el mismo BHA, es decir, se ahorró un viaje a diferencia del pozo D.

**4.2.2. Información de la Sección superficial 12 ¼”.** La sección superficial 12 ¼” se perforó con el mismo BHA desde 98-1492ft MD (ver **Cuadro 30**).

**Cuadro 30.** Resumen pozo E.

Pies perforados (ft)	1394
Tiempo con conexión (hr)	10,61
ROP total (ft/hr)	131,39
Tiempo efectivo (hr)	3,99
ROP efectiva (ft/hr)	349,67

**Fuente:** Baker hughes, Resumen pozo E.

**4.2.3 Broca.** Se utilizó la Kymera 624, previamente usada en la perforación de la sección superficial 12 ¼” del pozo D.

**4.2.3.1. Información Técnica de la Broca.** La broca empleada en la perforación de la sección de 12 ¼” para este pozo es la misma usada en la perforación del pozo D, la broca KM624 del grupo de Kymera™ FSR propiedad de Baker Hughes GE. La broca cuenta con las características previamente nombradas en el **Cuadro 26** y el **ANEXO E**.

**4.2.3.2. Reporte de Broca.** En la calificación de la broca usada en la perforación de la sección superficial del pozo E al igual que en el pozo D, por cuestiones de la

empresa, estas dos calificaciones se unifican en solo una general siendo predominante la parte PDC de la broca. Se presenta en el **Cuadro 31** la calificación del estado de entrada y salida reportado de la broca kymera en la perforación de la sección superficial en general se evidencia un desgaste muy mínimo de salida en las filas internas de la broca tras la corrida en la perforación de la sección (se obtuvo la misma calificación que en la perforación de la sección superficial del pozo D).

**Cuadro 31.** Calificación de la Broca BHA#1, sección 12 ¼”, Pozo E.

	Dull Grade							
	I	O	DC	L	B	G	OC	RP
<b>Entrada</b>	1	0	BT	C	X	I	NO	BHA
<b>Salida</b>	1	0	BT	C	X	I	WT	TD

**Fuente:** Baker Hughes. Resultados de Corrida 12 ¼” en el pozo E.

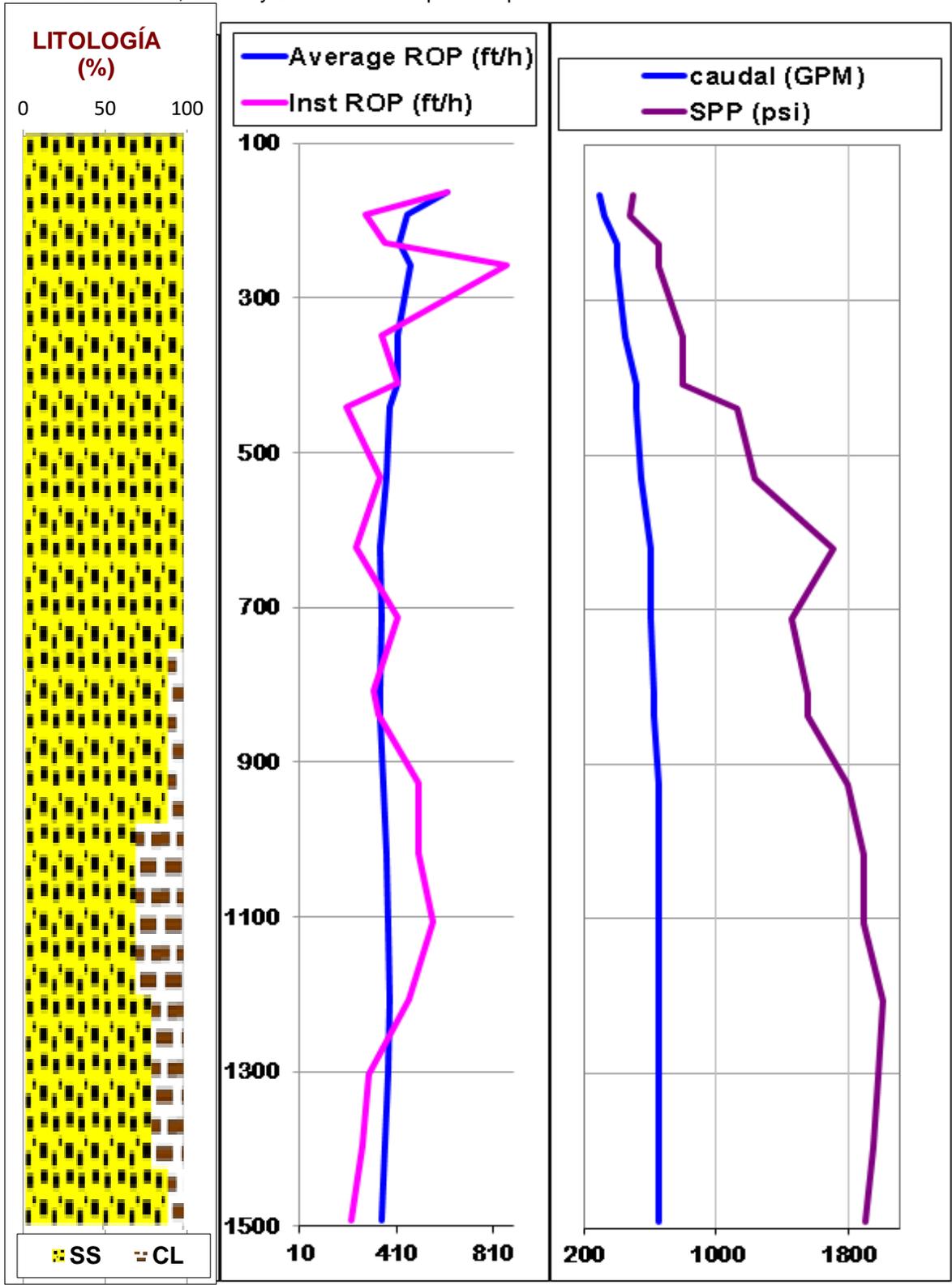
Esta calificación refleja que no hubo un desgaste considerable en la broca durante toda la corrida pues se puede afirmar que las condiciones de desgaste de entrada son las mismas que las de salida.

**4.2.4 Análisis parámetros operacionales.** En la **gráfica 5** y **6** se evidencia que la litología entre 98 y 622ft MD es 100% de arenisca, pero desde 622 hasta finalizar la perforación a 1492ft se encuentran niveles arcillosos de 10-20% (no hay presencia de conglomerados). El torque se mantuvo casi constante entre 1-3.5 klbf-ft este nunca cayó a cero ya que no se deslizó direccionalmente; en 257ft MD aumentó significativamente la ROP instantánea (pico) debido a que todos los parámetros eran adecuados con la broca y la suave litología de la Formación, compuesta totalmente de arenisca. Posteriormente a los 257ft MD cayó la ROP y aumentó la velocidad rotaria hasta los 400ft, los demás parámetros no tuvieron cambios importantes, entre 400 y 600ft la presión aumentó debido al fluido de perforación y un cierto aumento del caudal, para la limpieza del hueco y de la broca, lo que generó un ligero aumento de la ROP y esto se traduce en un enfriamiento de la broca. En 800ft hubo cambio litológico por presencia de arcilla, pero esto no afectó de manera considerable ningún parámetro operacional. Posteriormente entre 1000 y 1200ft MD aumentó de 10 a 20% la cantidad de arcilla, se mantuvo el WOB entre 18 y 20klbf y se redujo ligeramente la velocidad rotaria, para no condicionar o desgastar la broca, además de mantener constante el torque y una ROP alta de 401ft/h.

Los parámetros en el final de la corrida se mantuvieron en lo adecuado sin fluctuaciones anormales, por lo cual se considera una perforación sin contratiempos y con un desgaste muy mínimo. El torque en general no varió a pesar de que la ROP instantánea si lo hizo en toda la corrida-fluctuando entre 200-570 ft/h.

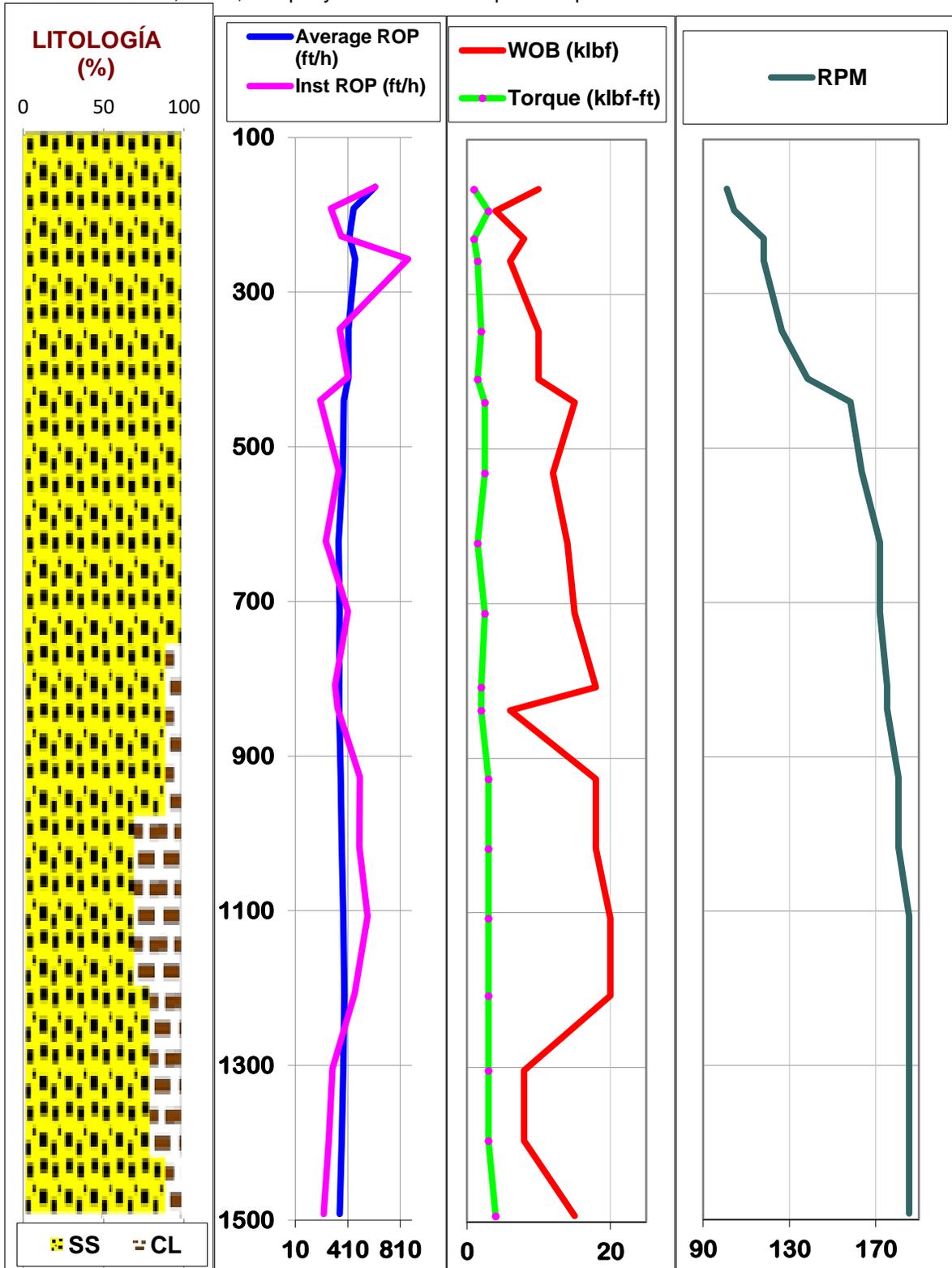
En general, se obtuvo que la broca kymera presenta mejores resultados en pies perforados, tiempos efectivos y ROP efectiva frente a la broca PDC.

Gráfica 5. ROP's, caudal y SPP sección superficial pozo E



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 6. ROP's, WOB, Torque y RPM sección superficial pozo E



Fuente: Elaboración propia

## **5. COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS TRÁS LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS**

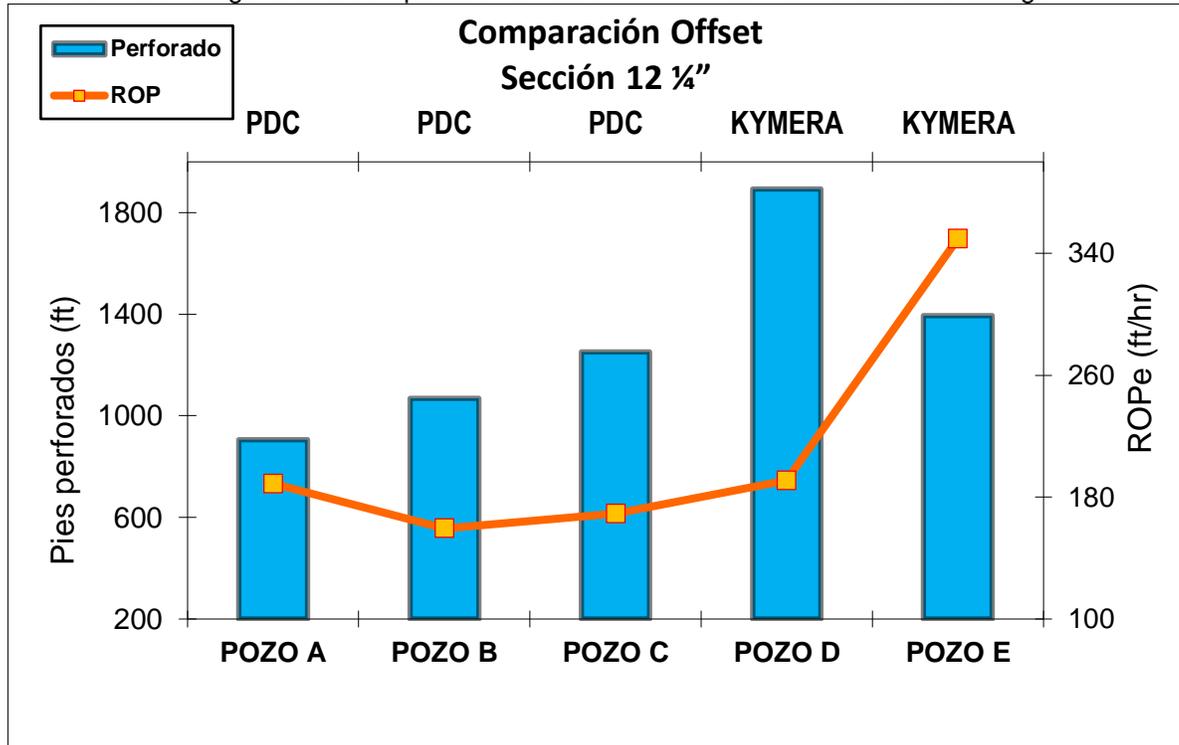
Este capítulo da cumplimiento al objetivo específico sexto. Se realiza el análisis de la información obtenidas en los **Capítulo 2, 3 y 4** para la comparación de la broca PDC vs la kymera se toman los datos de los pozos A, B y C vs los pozos D y E.

### **5.1 COMPARACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS PERFORADOS CON BROCA PDC Y BROCA HÍBRIDA**

Se hace una comparación de WOB, MSE ROP, pies perforados y torque entre la broca PDC (pozo A pozo B y pozo C) vs la implementación con la broca Kymera (pozo D y pozo E)

**5.1.1 Comparación de la ROP efectiva entre las brocas corridas en los pozos A, B, C, D y E.** En la **Gráfica 7** se ilustra la ROP efectiva comparada con los pies perforados (footage) en los 5 pozos del Campo. En los pozos perforados con PDC se observan ROP's entre 159-180 ft/h y tras la implementación de la broca kymera mejoró la eficiencia respecto a pies perforados y ROP efectiva respectivamente, en el pozo D se perforaron 1892ft con una ROP de 191ft/h similar a la de los tres primeros pozos y en cambio en la perforación de la sección del pozo E esta aumentó significativamente a 349,6ft/h, aproximadamente el doble la ROP con respecto a los otros pozos, esto debido en gran medida a que la litología no contiene conglomerados, solo arenisca con algunos ocasionales niveles arcillosos. Esta gráfica se puede considerar la más diciente para la empresa operadora, puesto que se evidencia el ahorro de tiempos tras la implementación de la broca Kymera-en función de los pies perforados de cada pozo del Campo.

**Gráfica 7.** Curvas generada Comparación Offset sección 12 ¼” ROP efectiva vs footage

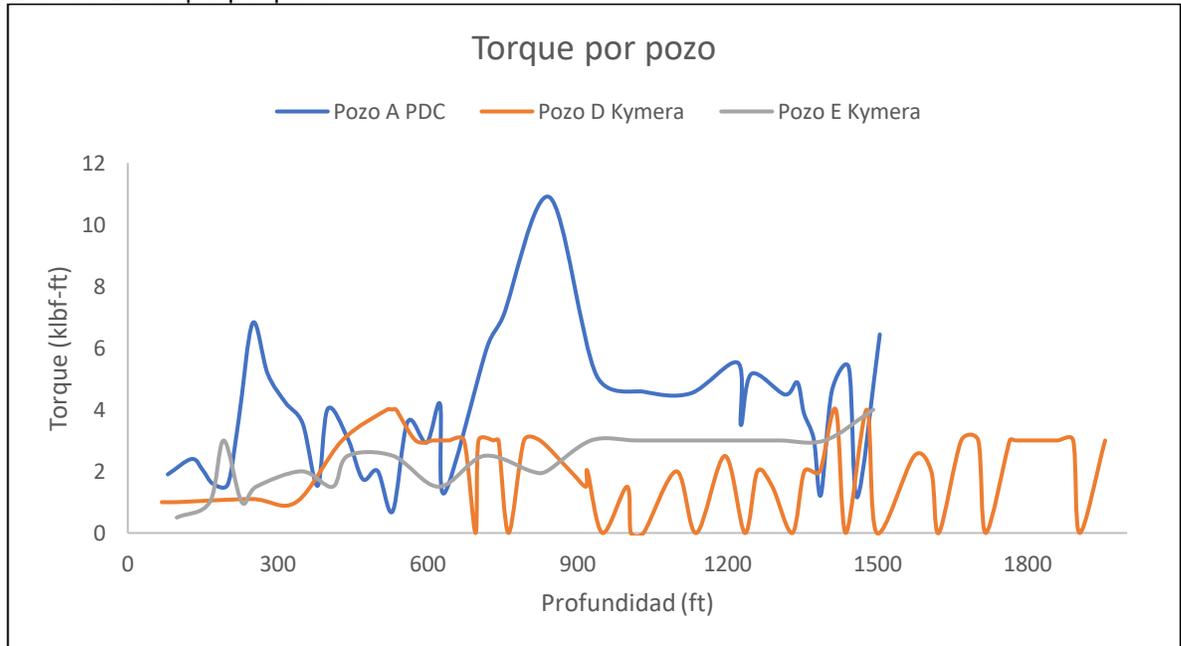


**Fuente:** Elaboración propia

**5.1.2 Comparación del torque en el pozo A vs pozos D y E.** El efecto de la litología de la Formación, los parámetros y practicas operacionales se refleja en el comportamiento del torque.

En la **Gráfica 8** se evidencia la profundidad vs el torque, en teoría el torque tiene la tendencia de aumentar cuando aumenta la profundidad debido a que el arrastre aumenta, esto se asocia a que más tubería genera más fricción con la formación; en general se manejó un torque alto y variable en el pozo A (0.5-11klbf-ft) con respecto a los otros pozos, además en 844ft se evidencia un aumento abrupto y anormal de torque principalmente se asocia a un diferencial de presión SPP y a la fricción entre la broca y la roca por la litología-lo que a su vez genera una cierta reducción de la ROP. En los pozos D y E el torque fue bajo <4,1klbf-ft entre los parámetros recomendados y se mantuvo una ROP poco variable.

**Gráfica 8.** Torque por pozo.



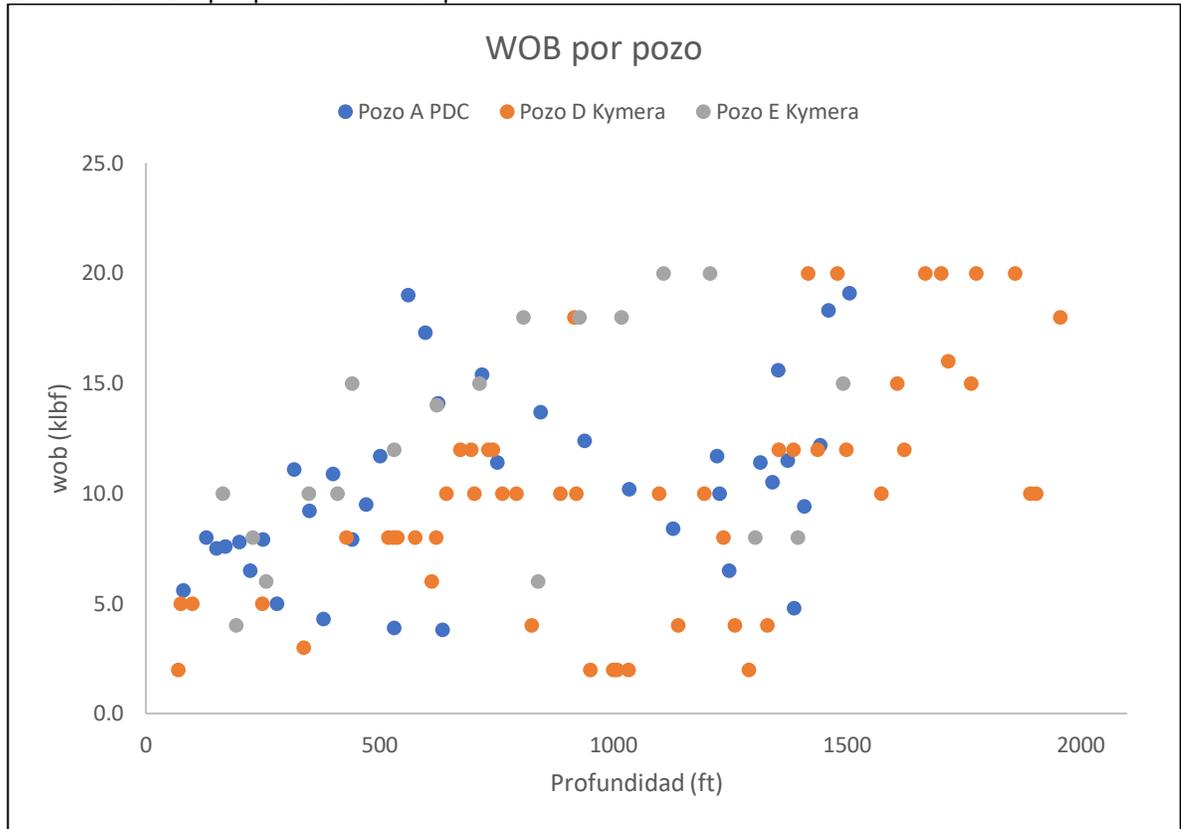
**Fuente:** Elaboración propia

### 5.1.3 Comparación del WOB en el pozo A vs pozos D y E. Las herramientas de mayores dimensiones de los BHA's ocasionan fenómenos de arrastre leves.

En la formación Guayabo aparte de arenisca hubo cierta presencia de conglomerados y de arcilla, lo que significó un cambio en el WOB, pues al aumentar la fuerza compresiva de la formación, generalmente aumentará el WOB y disminuye la ROP.

En la **Gráfica 9** no se observa ninguna tendencia determinística evidente en el comportamiento del WOB de los tres pozos; las variaciones en los 3 pozos fueron similares con respecto a la profundidad, es decir, la desviación estándar del WOB en los pozos es baja, la frecuencia oscila entre 5-19klbf. El WOB promedio requerido por la broca Kymera es mayor con respecto a la PDC en los pozos D y E esto se refleja primordialmente cuando la profundidad es mayor de 1000ft, es importante tener en cuenta previamente a la hora de diseñar el BHA estas implicaciones a fin de no exceder el peso por debajo del martillo y que el punto neutro o de equilibrio sea el adecuado; el fenómeno de pandeo o buckling no se evidenció en el WOB aplicado a la sarta de los pozos, sin embargo, este fenómeno si se presentó en la sección de producción 8 <sup>3</sup>/<sub>4</sub>".

**Gráfica 9.** WOB por pozo sección superficial.

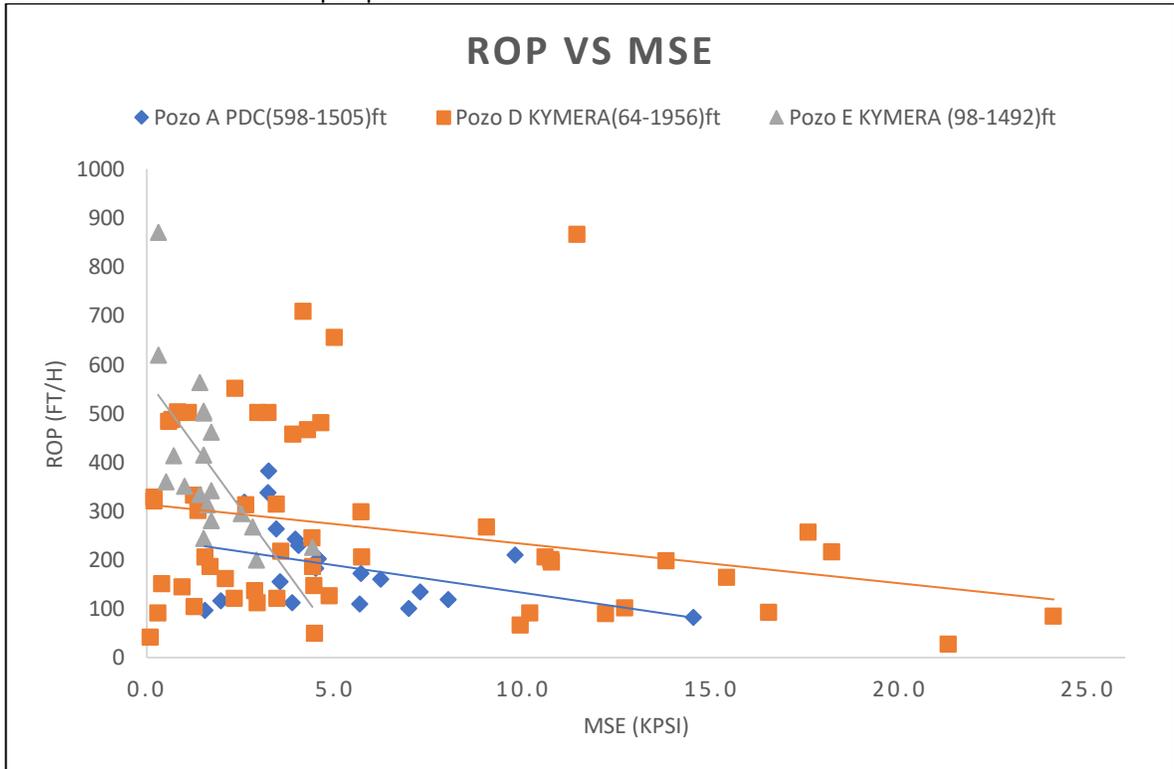


Fuente: Elaboración propia

## 5.2 COMPARACIÓN ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA DE LOS POZOS

En la **Gráfica 10**, el mejor desempeño- eficiencia de perforación en términos de MSE, se logró con la broca Kymera 624 pozo E, pues la pendiente de la curva gris indica que con una baja MSE se logró una ROP alta lo que significa la mejor eficiencia mecánica en comparación a los pozos A y D, la razón principal es la compresibilidad de la Formación y el desgaste en las brocas no es un factor significativamente a considerar.

**Gráfica 10.** ROP vs. MSE por pozo



**Fuente:** Elaboración propia

### 5.3 COMPARACIÓN ROP'S Y TIEMPOS EN LA SECCIÓN SUPERFICIAL

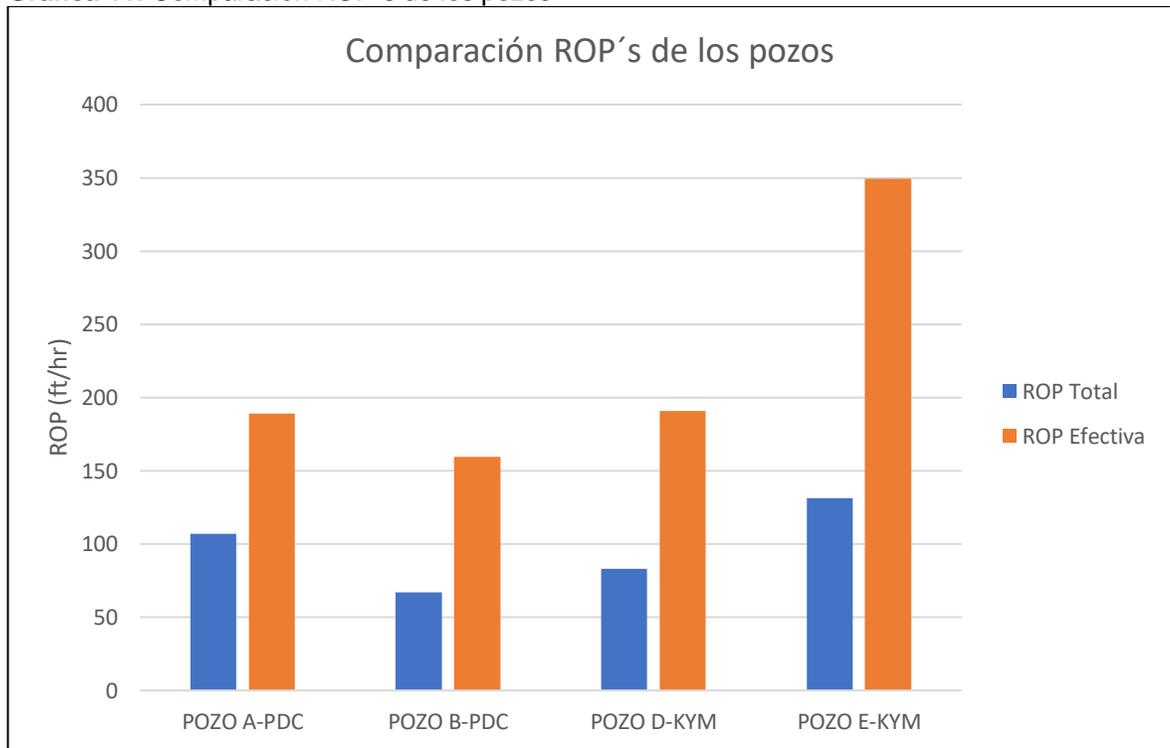
En la **Gráfica 11** se ilustra el rendimiento de cada pozo A, B, D y E respecto a la ROP efectiva y total, el pozo E evidencia claramente que fue el mejor en términos de ROP, aunque el pozo D también tuvo una ROP buena pues considerando que perforó un espesor de 1892ft. (ver **Cuadro 32**).

**Cuadro 32.** ROP's de los pozos A,B,D y E

ROP –pozo/broca	POZO A- PDC	POZO B- PDC	POZO D- KYM	POZO E- KYM
ROP total (ft/hr)	106.78	66.8	83	131.39
ROP efectiva (ft/hr)	188.9	159.4	191	349.37

**Fuente:** Elaboración propia

**Gráfica 11.** Comparación ROP's de los pozos



**Fuente:** Elaboración propia

En la **Gráfica 12** se muestra el rendimiento de cada pozo A, B, D y E respecto al tiempo efectiva y total (con conexiones). Es importante aclarar que en la perforación de la sección superficial del pozo D los pies perforados fueron de 1892, es decir, se perforaron más de 390ft en promedio que con respecto a los otros pozos, por ende, los tiempos del pozo D son mayores.

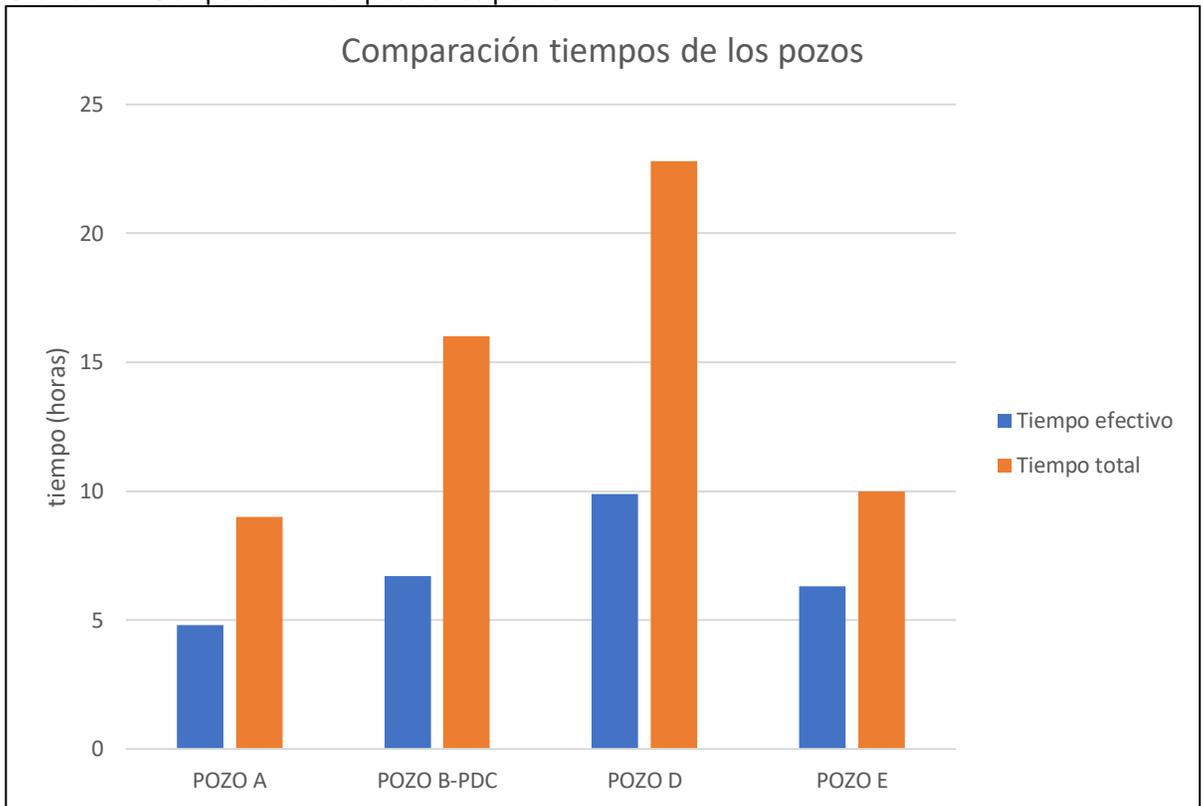
En general, se obtuvo que la broca kymera presenta mejores resultados en pies perforados, tiempos efectivos (ver **Cuadro 33**) y ROP efectiva frente a la broca PDC.

**Cuadro 33** ROP's de los pozos A,B,D y E

Tiempos–pozo/broca	POZO A-PDC	POZO B-PDC	POZO D-KYM	POZO E-KYM
Tiempo efectivo (hr)	4.8	6.7	9.9	6.3
Tiempo total (hr)	9	16	22.8	10

**Fuente:** Elaboración propia

**Gráfica 12.** Comparación tiempos de los pozos.



**Fuente:** Elaboración propia

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

Este proyecto centró el estudio en cinco pozos del Campo X, en la perforación de la sección superficial 12 ¼”, se comparó el desempeño de la broca PDC frente al de la broca híbrida kymera en la Formación Guayabo, la cual está compuesta principalmente por arena/arenisca con presencia ocasional de arcilla y conglomerados, asimismo se evalúa la eficiencia mecánica de cada broca, con base en los parámetros de uso obtenidos posteriormente a su implementación, así como de la MSE consumida en cada caso.

Las operaciones de perforación se ven limitadas por la relación tiempo costo. La compañía de servicios petroleros Baker Hughes GE, implementó una nueva tecnología de broca híbrida que integra el mecanismo de corte de una broca tricónica y una PDC, brindando mayor estabilidad y mejor eficiencia en formaciones con cierta intercalación litológica.

Este análisis financiero se basa en el indicador Valor Presente Neto (VPN) de los costos de operación y uso de cada una de las brocas en los diferentes intervalos de estudio teniendo en cuenta tres elementos: el costo de la broca en cuestión, los pies perforados y el tiempo de operación. Adicionalmente se tuvo en cuenta el tiempo efectivo (durante el cual la broca perforó) y el tiempo de viaje (desplazamiento de la broca). El indicador principal para efectuar una comparación entre los costos para cada caso de estudio es el costo por pie (CPP) requerido para la perforación.

Para evaluar la viabilidad financiera del uso de la broca híbrida como alternativa se deben tener en cuenta los siguientes aspectos: La unidad monetaria de valor constante a usar es el dólar americano USD, la metodología a implementar es la del (VPN) y en cuanto a la Tasa de Interés Oportuno (TIO) se maneja un valor en la empresa actualmente, de 14% efectivo anual, es decir, 1,1% efectiva mensual y por último el horizonte de proyección de este análisis financiero es de un año la campaña de perforación, se perforarán 12 pozos en un año, es decir, un pozo cada mes.

Este análisis financiero plantea dos escenarios: el primero se basa en la perforación del pozo A con la broca tricónica y la broca PDC; en el segundo, dónde se perforan los pozos D y E con la implementación de la broca Kymera también se consideran los mismos resultados previos con la broca tricónica.

## 6.1 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX u Operating Expenditures se define como los costos operativos que están dados por compras: género o servicios usados en la operación diaria de una compañía.

En esta investigación se presentan los costos de operación para cada escenario de estudio. Para esto, se calcula previamente elementos como: el costo por pie para cada broca de estudio, el cual incluye el costo de alquiler de la broca, el costo del taladro (rig), el tiempo de viaje, el tiempo efectivo y los pies perforados (footage), tal como se muestra en la **Ecuación 14**. Para el cálculo del tiempo de viaje, se asume que la velocidad de perforación en hueco revestido (cased hole) es de 1000ft/h y en hueco abierto (open hole) de 600ft/h, el costo del servicio del taladro-rig es de \$60.000 USD/día, es decir, \$2.500 USD/hora. La Ecuación, se utiliza para determinar el costo por pie perforado.

**Ecuación 14.** Costo por pie.

$$CPP = (\$B + \$R (Td + Tt)) / Ft$$

**Fuente:** BAKER HUGHES GE Company. Ecuación de costo por pie.

Donde:

CPP= Costo por pie (USD)

\$B= Costo de alquiler de la broca (USD)

\$R= Costo del taladro por hora (USD/hr)

Td= Tiempo de perforación (hr)

Tt= Tiempo del viaje (hr)

Ft= Pies perforados (pies)

**6.1.1 Escenario 1 (broca tricónica y PDC).** Se considera la broca tricónica GT Steelthooth y la broca PDC Talon TD 605S las cuales se utilizaron para perforar la sección superficial 12¼" del pozo A exclusivamente, puesto que de los pozos B y C no se cuenta con toda la información necesaria para el análisis. En este pozo anteriormente mencionado la broca llegó a la profundidad deseada sin presentar ningún contratiempo ≈1505ft.

**6.1.1.1 Pozo A.** La operación de perforación en el pozo A, fue llevada a cabo con completa normalidad. Primero broca tricónica desde 50 a 598ft y con la PDC desde

598 a 1505ft. En los **Cuadros 34 y 35** se observa el Costo por pie de la sección superficial del pozo A con ambas brocas. En el **Cuadro 35** se evidencia que el tiempo de perforación de la sección superficial del pozo A no fue de 8,5 horas sino de 9 horas-esto considerando 30 minutos de tiempo adicional diferente a un NPT.

**Cuadro 34.** Costos por pie perforados sección superficial para la broca tricónica en el Pozo A.

Costo broca \$B (\$US)	Costo Perf. \$R (\$US/hr)	Tiempo de perforación $T_d$ (hr)	Tiempo del viaje $T_t$ (hr)	Pies perforados FD (pies)	Costo por pie CPP (\$US)
5.000	2.500	10	6,3	548	83,49

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro 35.** Costos por pie perforados sección superficial para la broca PDC en el Pozo A

Costo broca \$B (\$US)	Costo Perf. \$R (\$US/hr)	Tiempo de perforación $T_d$ (hr)	Tiempo del viaje $T_t$ (hr)	Pies perforados FD (pies)	Costo por pie CPP (\$US)
25.000	2.500	9	4,8	907	65,6

Fuente: Elaboración propia

**6.1.1.2 Costo por pie promedio ponderado para el escenario 1 (broca tricónica y PDC).** Se calculó el costo por pie promedio ponderado del escenario, sin embargo, para este cálculo como se mencionó anteriormente solo se tuvo en cuenta el pozo A. (Ver **Cuadro 36**).

**Cuadro 36.** Costo por pie promedio escenario 1.

CPP (US\$)	Pies totales perforados (ft)	Costo por pie promedio del escenario 1 (US\$)
83,49	548	72,34
65,6	907	

Fuente: Elaboración propia

**6.1.1.3 Costo de la campaña de perforación proyectada para el escenario 1 (broca tricónica y PDC).** A continuación, se realiza una proyección de costos de una campaña de perforación de un año con periodos mensuales utilizando brocas tricónica y PDC (ver **Cuadro 37**).

**Cuadro 37.** Costo campaña de perforación escenario 1.

<b>Periodo (mes)</b>	<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Número de pozos</b>	<b>CPP (USD/pie)</b>	<b>Costo de perforación por pozo (USD)</b>
1	1.505	1	72,34	108.871,7
2	1.505	1	72,34	108.871,7
3	1.505	1	72,34	108.871,7
4	1.505	1	72,34	108.871,7
5	1.505	1	72,34	108.871,7
6	1.505	1	72,34	108.871,7
7	1.505	1	72,34	108.871,7
8	1.505	1	72,34	108.871,7
9	1.505	1	72,34	108.871,7
10	1.505	1	72,34	108.871,7
11	1.505	1	72,34	108.871,7
12	1.505	1	72,34	108.871,7

**Fuente:** Elaboración propia

**6.1.2 escenario 2 (broca tricónica y Kymera).** Se considera la broca Tricónica GT Steelthooth y la broca Kymera FSR KM624. La broca tricónica no se usó en la implementación, pero se considera la usada previamente en el escenario 1. En la implementación de los pozos D y E se usó la misma broca, sin presentar ningún contratiempo. Estas brocas se implementaron para perforar la sección superficial 12¼" del pozo D y E.

En los **Cuadros 38 a 41** se observa el costo por pie para la sección superficial en los Pozos D y E respectivamente.

**6.1.2.1 Pozo D.** La operación de perforación en el pozo D, fue llevada a cabo con completa normalidad. Pero es importante aclarar que @248ft hubo cambio de BHA.

**Cuadro 38.** Costos por pie perforados sección superficial para la broca tricónica en el Pozo D

Costo broca \$B (\$US)	Costo Perf. \$R (\$US/hr)	Tiempo de perforación T <sub>d</sub> (hr)	Tiempo del viaje T <sub>t</sub> (hr)	Pies perforados FD (pies)	Costo por pie CPP (\$US)
5.000	2.500	10	6,3	548	83,49

**Fuente:** Elaboración propia

**Cuadro 39.** Costos por pie perforados sección superficial para la broca kymera en el Pozo D

Costo broca \$B (\$US)	Costo Perf. \$R (\$US/hr)	Tiempo de perforación T <sub>d</sub> (hr)	Tiempo del viaje T <sub>t</sub> (hr)	Pies perforados FD (pies)	Costo por pie CPP (\$US)
30.000	2.500	22,8	9,9	1892	59,06

**Fuente:** Elaboración propia

**6.1.2.2. Pozo E.** La operación de perforación en el pozo E, fue llevada a cabo con completa normalidad. En la **Cuadro 38 y 39**, se pueden observar los costos por pie del pozo.

**Cuadro 40.** Costos por pie perforados sección superficial para la broca tricónica en el Pozo E

Costo broca \$B (\$US)	Costo Perf. \$R (\$US/hr)	Tiempo de perforación T <sub>d</sub> (hr)	Tiempo del viaje T <sub>t</sub> (hr)	Pies perforados FD (pies)	Costo por pie CPP (\$US)
5.000	2.500	10	6,3	548	83,49

**Fuente:** Elaboración propia

**Cuadro 41.** Costos por pie perforados sección superficial para la broca kymera en el Pozo E

Costo broca \$B (\$US)	Costo Perf. \$R (\$US/hr)	Tiempo de perforación T <sub>d</sub> (hr)	Tiempo del viaje T <sub>t</sub> (hr)	Pies perforados FD (pies)	Costo por pie CPP (\$US)
30.000	2.500	10,61	3,99	1394	47,7

**Fuente:** Elaboración propia

**6.1.2.3 Costo por pie promedio ponderado para el escenario 2 (broca Tricónica y PDC).** Se calculó el costo por pie promedio ponderado del escenario 2, sin embargo, para este cálculo se consideraron los pozos D y E. (Ver **Cuadro 42**).

**Cuadro 42.** Costo por pie promedio escenario 2.

POZO	CPP (US\$)	Pies totales perforados (pies)	Costo por pozo promedio (US\$)	Costo por pie promedio del escenario 2 (US\$)
D	83,49	548	64,55	61,17
	59,06	1892		
E	83,49	548	57,8	
	47,7	1394		

Fuente: Elaboración propia

**6.1.2.4 Costo de la campaña de perforación proyectada para el escenario 2 (broca Tricónica y Kymera).** A continuación, se realiza una proyección de costos de una campaña de perforación de un año con periodos mensuales con el uso de las brocas Tricónica y Kymera. (Ver Cuadro 43).

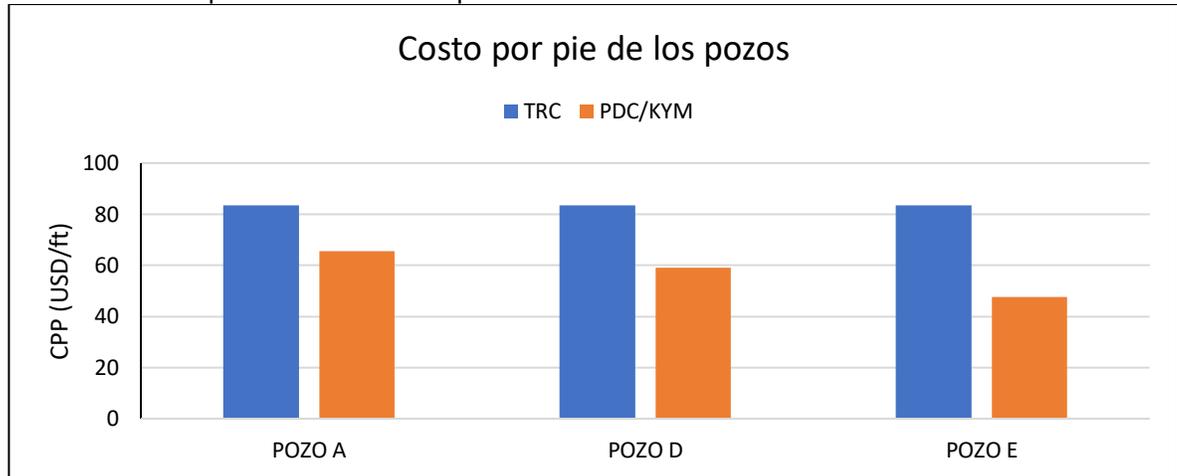
**Cuadro 43.** Costo campaña de perforación escenario 2

Periodo (mes)	Profundidad (ft)	Número de pozos	CPP (USD/ft)	Costo de perforación por pozo (USD)
1	1.505	1	61,17	92.060,85
2	1.505	1	61,17	92.060,85
3	1.505	1	61,17	92.060,85
4	1.505	1	61,17	92.060,85
5	1.505	1	61,17	92.060,85
6	1.505	1	61,17	92.060,85
7	1.505	1	61,17	92.060,85
8	1.505	1	61,17	92.060,85
9	1.505	1	61,17	92.060,85
10	1.505	1	61,17	92.060,85
11	1.505	1	61,17	92.060,85
12	1.505	1	61,17	92.060,85

Fuente: Elaboración propia

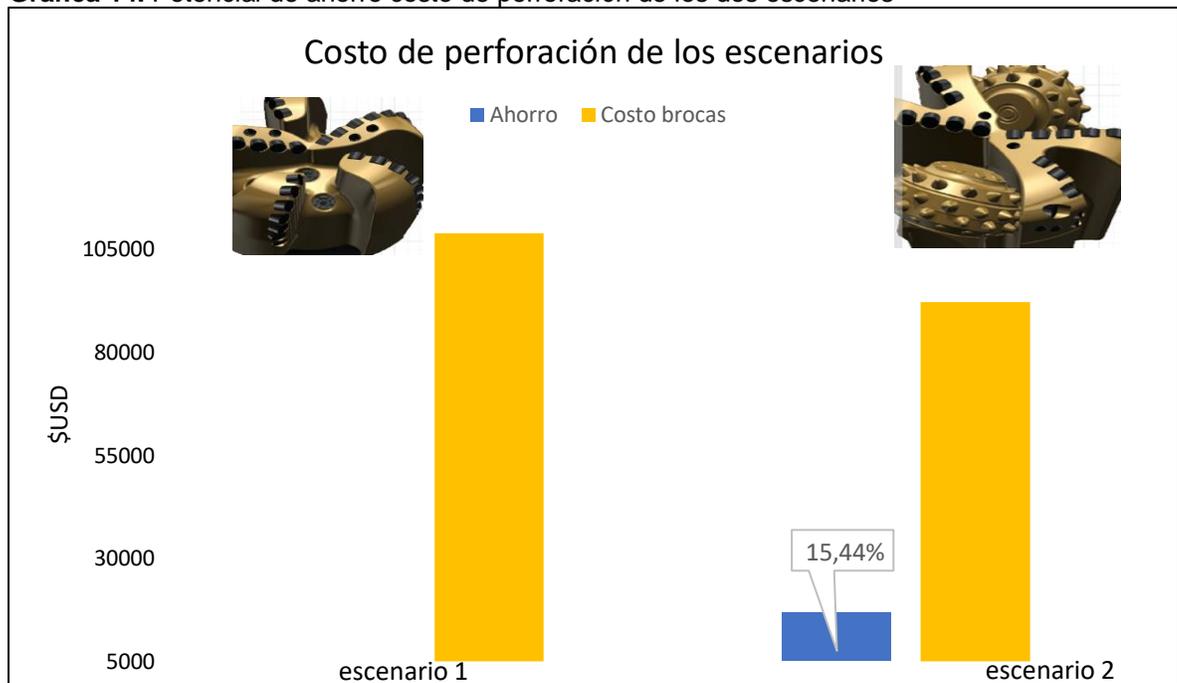
**6.1.3 Comparación de los escenarios.** En la **Gráfica 13** se compara el costo por pie CPP de los pozos, en el escenario uno y en el escenario dos. El ahorro tras la implementación de la broca Kymera en los pozos D y E con respecto a la PDC es evidente. En la **Gráfica 14** se muestra el potencial de ahorro costo de perforación de los dos escenarios, allí se evidencia que el escenario dos genera un 15,44% de ahorro-mejora con respecto al promedio de costos del escenario uno.

**Gráfica 13.** Comparación CPP de los pozos



**Fuente:** Elaboración propia

**Gráfica 14.** Potencial de ahorro costo de perforación de los dos escenarios



**Fuente:** Elaboración propia

## 6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

Esta evaluación financiera no considera el flujo de ningún ingreso, pues los estos son generados en etapas futuras a la campaña de perforación que no abarca este proyecto, es decir, los ingresos se reflejarán en la producción de hidrocarburos conociendo el volumen producido y el precio de referencia respectivo. Por ende, solo se consideran flujos de efectivo de egresos, comparando el escenario uno versus el escenario dos (lo previo PDC vs. lo nuevo kymera).

Debido a la intercalación litológica (arenisca, conglomerados y arcilla) de la Formación Guayabo en los pozos del Campo objeto de estudio y el desgaste prematuro presentado en la broca PDC las operaciones de perforación se ven limitadas por los tiempos de operación, es por esto que la compañía de servicios Baker Hughes, implementó una nueva tecnología de broca híbrida, la cual integra el mecanismo de corte de una broca tricónica y el mecanismo de corte de una broca PDC, brindando mayor estabilidad y mejor eficiencia en formaciones con alta intercalación litológica.

Este proyecto se centró en el estudio de 5 pozos del Campo, en la sección 12 1/4", se comparó el desempeño de la broca PDC frente al desempeño de La broca híbrida-Kymera en la Formación.

**6.2.1 Valor presente neto (VPN).** Es el recurso apto para evaluar financieramente un proyecto de inversión debido a que tiene en cuenta los egresos e ingresos futuros y tiene en cuenta el cambio del valor del dinero con respecto al tiempo y una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) la expresión matemática del VPN se ilustra en la **Ecuación 15**.

**Ecuación 15.** Valor presente neto (VPN)

$$VNP(i) = Fo + \sum_{n=1}^n \frac{F}{(1+i)^n}$$

**Fuente:** BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente Neto. Bogotá, D.C. Colombia, 2000, p.197.

Donde:

VPN: Valor Presente Neto.

F: flujo de efectivo neto del periodo t.

Fo: inversión inicial.

*i* : tasa de Interés de oportunidad.

n: número de periodos de vida del proyecto.

De acuerdo al valor presente neto VPN obtenido se puede deducir que:

- Si  $VPN > 0$  EL PROYECTO es ATRACTIVO, se espera que produzca más ingresos que lo que podría ser adquirido mediante la obtención de la tasa de descuento, lo que significa que la empresa debe seguir adelante con el proyecto.
- Si  $VPN = 0$  EL PROYECTO no genera pérdida o ganancia.
- Si  $VPN < 0$  EL PROYECTO no es viable, se espera que el proyecto pierda dinero. Los proyectos con un valor actual neto negativo deben ser evitados.

**6.2.2. Tasa de interés de oportunidad (TIO).** “La tasa de interés de oportunidad es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”, para realizar la evaluación financiera se utilizó una tasa interna de oportunidad del 14% efectivo anual.

**6.2.3. Flujo de caja.** El flujo de caja llamado también flujo de efectivo es el cálculo del volumen de ingresos y de egresos, que ocurren en una empresa durante un determinado periodo de tiempo.

El flujo de caja tuvo periodos mensuales, por tal razón es necesario convertir la TIO del 14% E.A. a su respectivo valor mensual. Para realizar este cambio de tasa se utiliza la **Ecuación 16**.

**Ecuación 16.** Tasa periódica a partir de la tasa anual.

$$Tasa\ mensual(\%) = \left( \left( 1 + \frac{tasa\ anual(\%)}{100} \right)^{\frac{1}{12}} - 1 \right) * 100$$

**Fuente:** Sotelo, Luis. Finanzas en un 2x3. Disponible en : [www.<www.finanzasluisfabian.blogspot.com/2014/09/conversion-de-tasas-nominal-y-efectiva.html>](http://www.<www.finanzasluisfabian.blogspot.com/2014/09/conversion-de-tasas-nominal-y-efectiva.html>)  
Consultado el 26 de mayo de 2018.

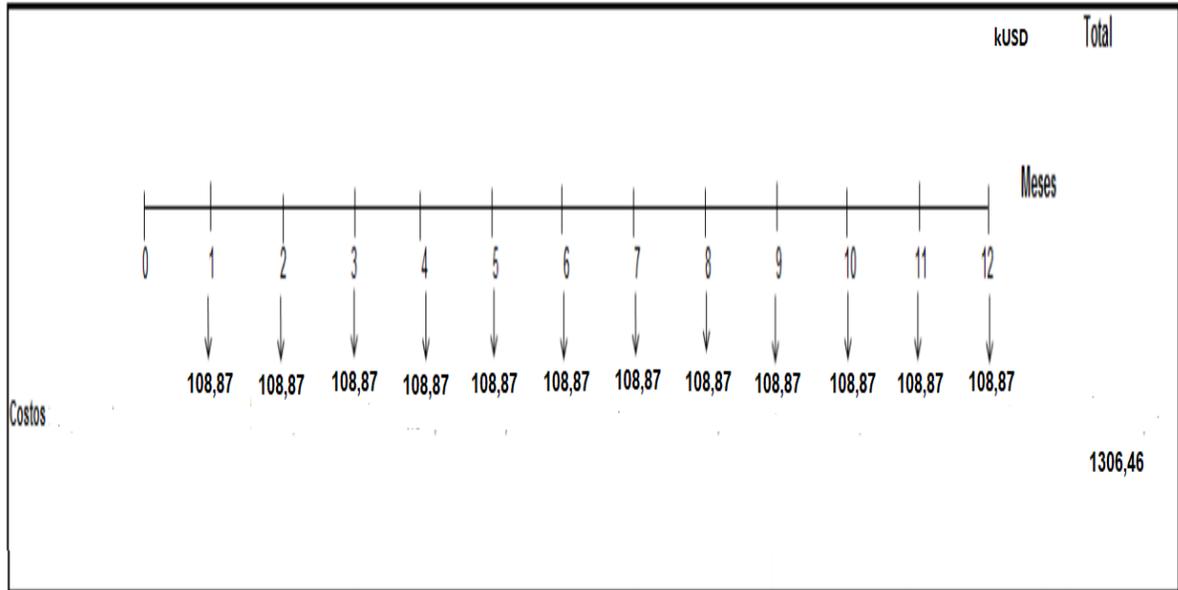
Solución de la Ecuación, para la tasa mensual.

$$Tasa\ mensual(\%) = \left( \left( 1 + \frac{14}{100} \right)^{\frac{1}{12}} - 1 \right) * 100 = 1,1\%$$

Obteniendo una TIO mensual del 1,1% se procede a realizar los dos flujos de efectivo para los diferentes escenarios de broca PDC y kymera corridos en el Campo X por la compañía Baker Hughes.

**6.2.3.1 Escenario 1 (broca tricónica y PDC).** En la **Gráfica 15**, se ilustran el flujo de caja efectivo en el caso que el proyecto perforo la sección de la sección 12¼” de un pozo tipo del Campo.

**Gráfica 15.** Flujo de caja para el Escenario 1 (broca tricónica y PDC)



**Fuente:** Elaboración propia

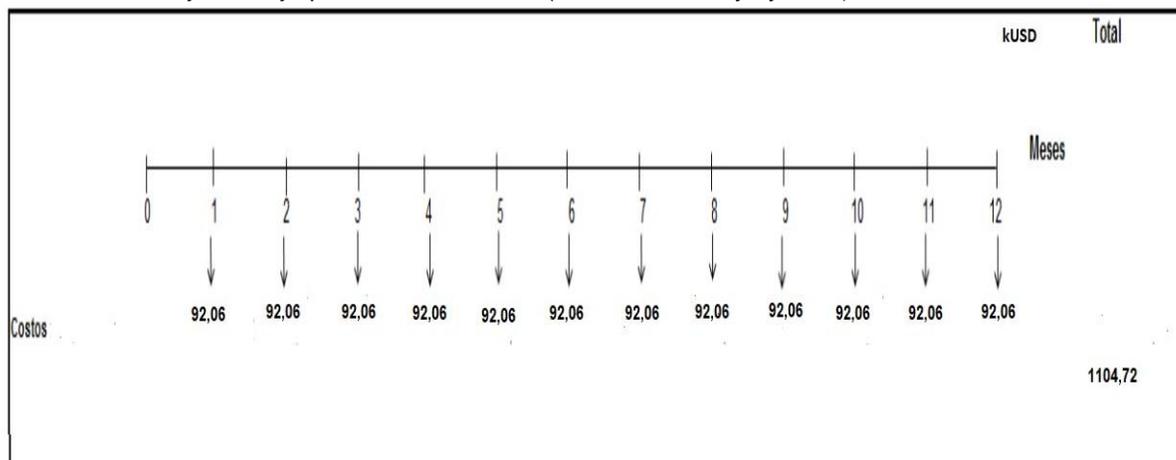
Con los flujos de caja de la gráfica 15 se calcula el VPN para el escenario 1, con la ecuación 15 a la TIO mensual.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,011) &= \frac{-108.871,7}{(1 + 0,011)} - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^2} - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^3} - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^4} \\
 &\quad - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^5} - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^6} - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^7} \\
 &\quad - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^8} - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^9} - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^{10}} - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^{11}} - \frac{108.871,7}{(1 + 0,011)^{12}} \\
 &\quad VPN(0,011) = -\$1.217.652,58 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

**Fuente:** Elaboración propia

**6.2.3.2 Escenario 2 (broca tricónica y kymera).** En la **Gráfica 16**, se ilustran el flujo de caja efectivo en el caso que el proyecto perforo la sección de la sección 12¼” de un pozo tipo del Campo.

**Gráfica 16.** Flujo de caja para el Escenario 2 (broca tricónica y kymera)



**Fuente:** Elaboración propia

Con los flujos de caja de la gráfica 16, se calcula el VPN para el escenario 2, con la ecuación 15 a la TIO mensual.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,011) = & \frac{-92.060,85}{(1 + 0,011)} - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^2} - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^3} - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^4} \\
 & - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^5} - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^6} - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^7} \\
 & - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^8} - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^9} - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^{10}} - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^{11}} - \frac{92.060,85}{(1 + 0,011)^{12}} \\
 \\ 
 & VPN(0,011) = -\$1.029.635,17 USD
 \end{aligned}$$

**Fuente:** Elaboración propia

**6.2.3.3 Diferencial en los escenarios.** El ahorro es el diferencial entre los escenarios planteados, es decir:

$$\text{AHORRO} = \$ -\$1.029.635,17 USD - (-\$1.217.652,58 USD) = \$188.017,4 USD$$

### 6.3 CONCLUSIÓN FINANCIERA

La viabilidad financiera para la campaña de perforación de pozos mensuales que realiza la compañía operadora, es atractiva. Para la próxima campaña es mejor perforar los pozos con broca híbrida, porque frente a la broca PDC tiene un ahorro en costos a dólares de hoy del 15,44% (\$188.017,4 USD), originado por la disminución de los tiempos de viaje, disminuyendo los tiempos totales de operación.

## 7. CONCLUSIONES

- El problema más relevante en la perforación de la sección superficial 12 1/4" se presentó en la perforación de los pozos B y C asociado a un desgaste prematuro en los cortadores, esto causado por la litología atravesada con presencia de conglomerados en la Formación Guayabo.
- Tras la implementación de la broca kymera en la perforación de la sección superficial 12 1/4" del pozo D, se logró una ROP de 191ft/h similar a la obtenida previamente con broca PDC y a su vez el desgaste fue considerablemente menor.
- Tras la implementación de la broca kymera en la perforación de la sección superficial 12 1/4" del pozo E, se logró una ROP efectiva muy alta mayor a 340ft/h debido a la UCS de la litología atravesada roca suave y muy suave con tamaño de grano menor a 2 milímetros, principalmente arenisca con ciertos niveles arcillosos 10-20% y ausencia total de los conglomerados.
- Se obtuvo que la broca kymera tuvo un mejor desempeño-mejores resultados en términos de desgaste, pies perforados, tiempos y ROP frente a la broca PDC.
- El efecto de la litología de la Formación, los parámetros y prácticas operacionales en la actividad de perforación se refleja en el desempeño de la broca, la eficiencia mecánica y en el comportamiento de la ROP y el torque.
- La viabilidad financiera para la campaña de perforación de pozos mensuales que realiza la compañía operadora, es atractiva. Para la próxima campaña es mejor perforar los pozos con broca híbrida, porque frente a la broca PDC tiene un ahorro en costos a dólares de hoy del 15,44% (\$188.017,4 USD), originado por la disminución de los tiempos de viaje, disminuyendo los tiempos totales de operación.

## 8. RECOMENDACIONES

- Implementar el uso de la broca híbrida Kymera, para perforar toda la Formación Guayabo aparte de la sección superficial 12 ¼" de los pozos, llegando al menos a 5000ft MD (el KOP) de los pozos del Campo objeto de estudio.
- Implementar el uso de la broca Kymera 624, para perforar un pozo tipo hasta la profundidad total que está representada por la sección de producción 8 ¾" para otros pozos del Campo objeto de estudio de la Cuenca Llanos Orientales.
- Realizar pruebas drill off test con las brocas para conocer los parámetros de perforación más convenientes operacionalmente.

## BIBLIOGRAFÍA

- ACUÑA, Fanny y CUAO, Jacobo, Metodología para el desgaste de las brocas de perforación debido a la interacción broca-roca. Universidad Industrial de Santander, 2014. 182 p.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Colombian Sedimentary Basins, Colombia 2007, 92 p.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Open Round Colombia 2010. Cuenca de los Llanos Orientales. [en línea]. [Citado el 5 junio de 2018]. Disponible en: [www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\)](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf)). 65 p.
- BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente Neto. Bogotá, D.C. Colombia, 2000, 408 p.
- BAKER HUGHES, IADC desgaste PDC. Hughes Christisen Manual, USA. 2010, 28 p.
- BAKER HUGHES. Student Guide. Kymera Tech. 2011.
- BAKER HUGHES INC. Drilling Bits Foundation-PDC Bit. 2008.
- BAKER HUGHES DESEMPEÑOS DE LAS BROCAS pozos A, B, C, D y E.
- COLORADO, Monica. Evaluación técnico-financiera del rendimiento de los motores de imanes permanente con bombas electrosumergibles de alta eficiencia del campo a ubicado en la cuenca llanos orientales. Fundación Universidad de América. 2016. 201 p.
- DELGADO Diana, et.al. Conferencia de brocas Smith. Disponible en: [en.calameo.com/read/000632042b89d98f88ccf](http://en.calameo.com/read/000632042b89d98f88ccf)
- DE LA TORRE, Pablo. Selección de barrenas por correlación. Trabajo de grado pregrado. Ingeniero de petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. SF.
- DE PORTA, Jaime. Léxico Internacional de Estratigrafía. París 1974.
- FINANZAS EN UN 2X3. Sotelo, Luis. Disponible en: [www.finanzasluisfabian.blogspot.com/2014/09/conversion-de-tasas-nominal-y-efectiva.html](http://www.finanzasluisfabian.blogspot.com/2014/09/conversion-de-tasas-nominal-y-efectiva.html) Consultado el 26 de mayo de 2018.
- FLOREZ, Karen y JIMÉNEZ, Ingrid. Evaluación del desempeño de las brocas PDC en la perforación direccional de pozos del campo Chichimene. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. 2011. 190 p.
- GONZÁLEZ A, JARA M, RAMIREZ L. Diseño de programa de brocas requerido para perforar el Pozo direccional XD. Trabajo de grado. Ingeniería de Petróleos.

Guayaquil. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 2010.

Gordon O. Seminario de brocas de perforación. Nivel Básico (2011). PDVSA.

HENAO, M. Evolución geológica de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Universidad nacional de Colombia, 17 4p.

IGLESIAS, Maria y TRUJILLO, Laura. Regional Study and Petroleum System modeling of the Eastern Llanos Basin. [diapositivas]. [Citado mayo 18 de 2018]. Disponible en: [emaze.com/@AWLIIZFQ/Regional-Study-and](http://emaze.com/@AWLIIZFQ/Regional-Study-and).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008. 110 p.

LLANES, María. Evaluación de la eficiencia mecánica de broca híbrida en la perforación de la sección 8,5” en el piedemonte llanero. Trabajo de grado. Ingeniera de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2017.116 p.

MISWACO. Manual de fluidos de perforación, capítulo 5 Reología e hidráulica.

MOHAN, Kshitij et.al. "Tracking Drilling Efficiency Using Hydro-Mechanical Specific Energy". SPE 119421.

MORA, Laydy. Presentación de brocas. [en línea]. Mensaje para Juan Triviño. 8 abril de 2017. [citado 10 agosto 2018]. Correo electrónico.

MORENO, G. BALLESTEROS, J. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2011.

NGUYEN, Don Tuan. Drill Bits Technology – Introduction of The New Kymera Hybrid Drill Bit. Stavanger, 2012. Tesis de maestría (Ingeniero de petróleo con especialización en perforación). Universidad de Stavanger. Facultad de ciencias y tecnología. Departamento de ingeniería de petróleo. 68 p.

PESSIER, Rudolf. y DAMSCHEN Michael. Brocas híbridas ofrecen distintivas ventajas en seleccionadas aplicaciones de conos giratorios y broca PDC. Baker Hughes, SPE-128741-PA. 2011.

PVDSA. Barrenas e hidráulica de perforación. PDF – manual, 2003.

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

RAMOS, J.. Estados del arte brocas de Perforación. Grupo de Investigación: Perforación pregrado Ingeniería de Petróleos: Universidad de América. 2011.

Rodriguez R. Smith Technologies. Drill bits seminar, 2012.

SHELL INTERNATIONAL EXPLORATION AND PRODUCTION B.V. EP LEARNING AND DEVELOPMENT. well engineers notebook, 2da Ed., PAIS: SHELL, 2001. Citado por Ramos Jorge. (2011) Estado del arte de brocas de perforación. (Trabajo de investigación). Fundación Universidad de América. Disponible en:

[www.repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf](http://www.repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf)

SCHLUMBERGER. El diseño de las barrenas: de arriba hasta abajo. Volumen 23 N°2, Houston Texas, 2001.

SCHLUMBERGER. El diseño de las barrenas: de arriba hasta abajo. Citado por Chávez, D. y Ñungo, L. (2018) Evaluación técnico-financiera de la implementación de brocas policristalinas con cuerpo de acero en la sección de 8 1/2 pulgadas en dos pozos del Campo Acordionero (Trabajo de grado). Fundación Universidad de América. Disponible en:

[www.repository.uamerica.edu.co//handle/20.500.11839/6808](http://www.repository.uamerica.edu.co//handle/20.500.11839/6808)

IADC Sistema de clasificación y evaluación de desgaste de las brocas de la asociación internacional de contratistas de perforación. 2008. 55p.

S. Jardine, et. al. "PUTTING A DAMPER ON DRILLING'S BAD VIBRATION" v.6 I.1 oilfield Review Schlumberger (1994).

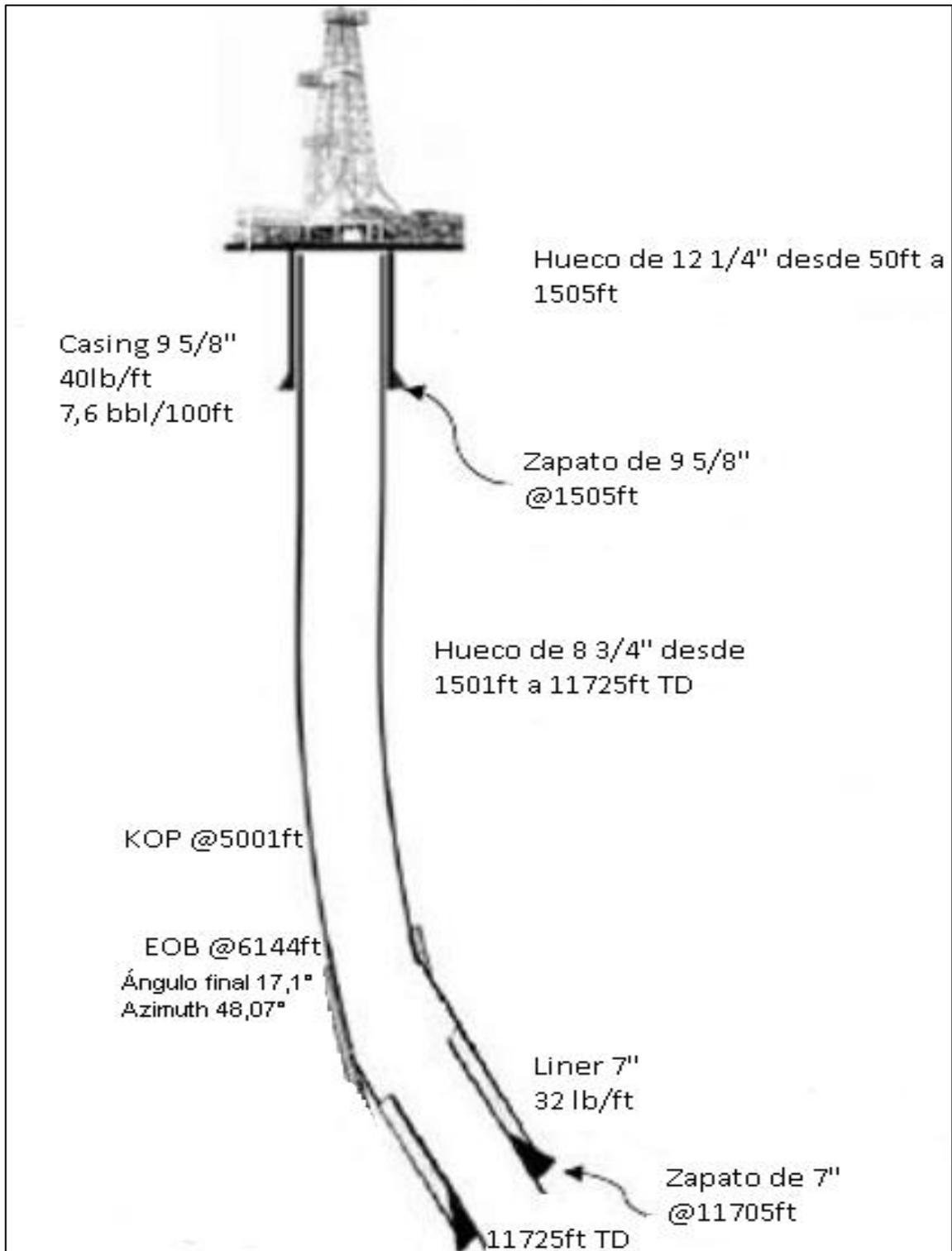
TEALE, R. The Concept of Specific Energy in Rock Drilling, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts 2, no. 1 (1965) 123 p.

TRADEKORE brocas [en línea](citado 22 de abril de 2018) Disponible en :[tradekorea.com/product/detail/P250265/pdc-bits.html](http://tradekorea.com/product/detail/P250265/pdc-bits.html)

UNAM, Conceptos generales del control de pozos, capítulo 1. 17 p.

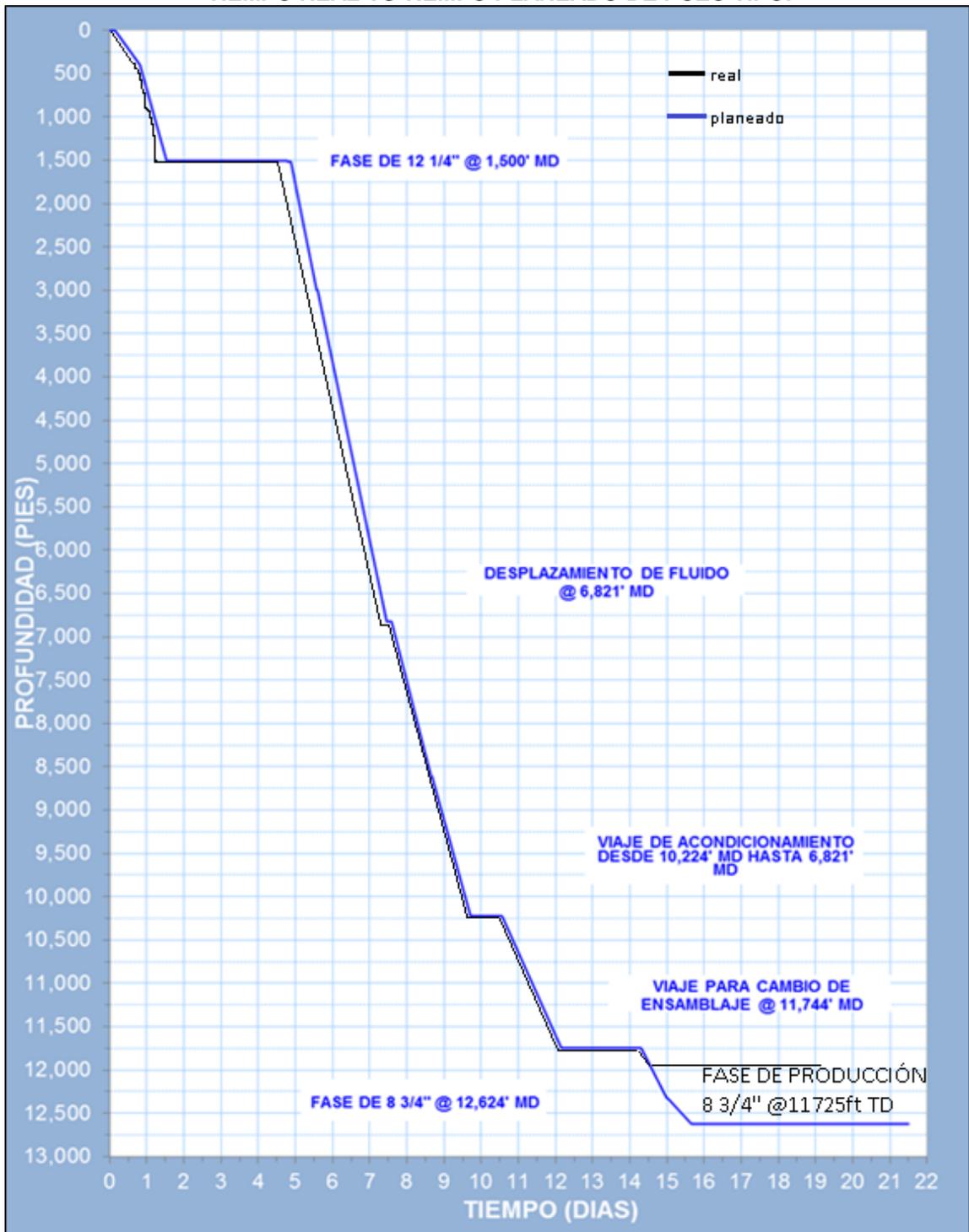
## **ANEXOS**

ANEXO A.  
ESTADO MECÁNICO POZO A.



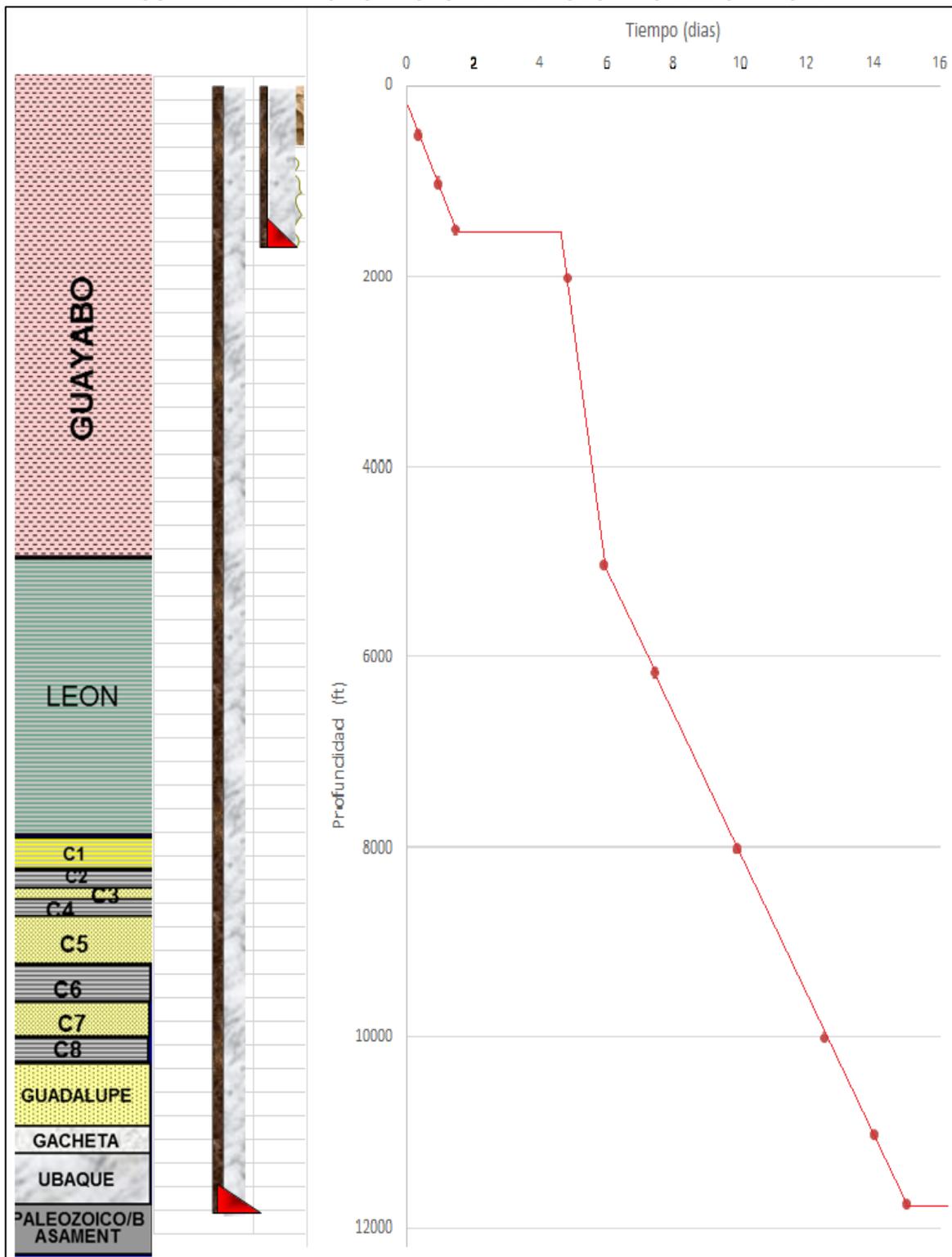
**Fuente:** Baker Hughes estado mecánico pozo tipo A Campo X Cuenca llanos orientales. Modificado por el autor.

**ANEXO B.  
CURVA PLANEADA DE TIEMPO DE PERFORACIÓN VS PROFUNDIDAD POZO TIPO A  
TIEMPO REAL VS TIEMPO PLANEADO DE POZO TIPO.**



**Fuente:** Baker Hughes plan pozo tipo A Campo X Cuenca llanos orientales. Modificado por el autor.

**ANEXO C.  
CURVA DE TIEMPO VS PROFUNDIDAD POZO TIPO DEL CAMPO X.**



Fuente: Baker Hughes pozo tipo Campo X Cuenca llanos orientales. Modificado por el autor.

**ANEXO D.  
FICHA TÉCNICA BROCA TRICÓNICA GX-C1V POZO A.**

## Hughes Christensen GT Steeltooth Bits



PRODUCT OVERVIEW

### 12.25 in. (311.1 mm) GX-C1V IADC 117

**Maximum Penetration** Aggressive drilling action because of very large cone offset and deep intermesh tooth design with good ventilation.

**GX ST Technology** This ST Technology improves the drilling efficiency of the cutting structure with trimmer pads that remove uncut rock ribs at the corner of the hole, relieved cone steel, aggressive tooth pitches and active shear cutting gauge compacts.

**High RPM Drilling** Durable steel tooth bit designed for high rotary speeds in very soft formations with low compressive strength.

**Updrill Protection** Provides additional protection to the compensator and assists the drilling operation when backreaming is required.

**Shirtil and Leg Hardfacing** STL™ hardfacing is the industry's leading technology to strengthen legs and shirtils.



#### Bit Specifications

Features	XL,JF,STL,U,J,CJ	Bearing / Seal Package	Journal / Shrouded O-ring
Inner Row	N/A	Nozzle Type	Standard
Heel Row	N/A	Center Jet Nozzle	FK or VF
Gauge Trimmers	N/A	Connection	6-5/8 REG API
Gauge Row	N/A	Makeup Torque	28.0 - 32.0 kft-lb (38.0 - 43.4 kNm)
Tooth Hardfacing	Endura	Approx. Shipping Weight	235 lbs (106.6 kg)
OD Hardfacing	STL		

#### Operating Recommendations\*

**Rotation Speed:** For Rotary and Motor Applications. **Max. Weight On Bit:** 20 - 50 klb (9 - 22 tn or kdaN)

\* The ranges of bit weight, RPM and max gpm shown is representative of typical operating parameters, but will not necessarily yield optimum bit life or lowest drilling cost. It is not recommended that the upper limits of both weight and RPM be run simultaneously. Contact your local Baker Hughes representative for recommendations in your area.

\*\* Recommend solids content of fluid to be approximately 3% or less.

Disclaimer of Liability: This information is provided for general information purposes only and is believed to be accurate as of the date hereof; however, Baker Hughes Incorporated and its affiliates do not make any warranties or representations of any kind regarding the information and disclaim all express and implied warranties or representations to the fullest extent permissible by law, including those of merchantability, fitness for a particular purpose or use, title, non-infringement, accuracy, correctness or completeness of the information provided herein. All information is furnished "as is" and without any license to distribute. The user agrees to assume all liabilities related to the use of or reliance on such information. BAKER HUGHES INCORPORATED AND ITS AFFILIATES SHALL NOT BE LIABLE FOR ANY DIRECT, INDIRECT, SPECIAL, PUNITIVE, EXEMPLARY OR CONSEQUENTIAL DAMAGES FROM ANY CAUSE WHATSOEVER INCLUDING BUT NOT LIMITED TO ITS NEGLIGENCE.

**Fuente:** Baker Hughes. Ficha técnica broca TRC GX-C1V sección superficial 12 ¼" pozo A.

**ANEXO E.  
FICHA TÉCNICA BROCA PDC TD605S POZO A**

## Hughes Christensen Talon™ PDC Bits

PRODUCT OVERVIEW

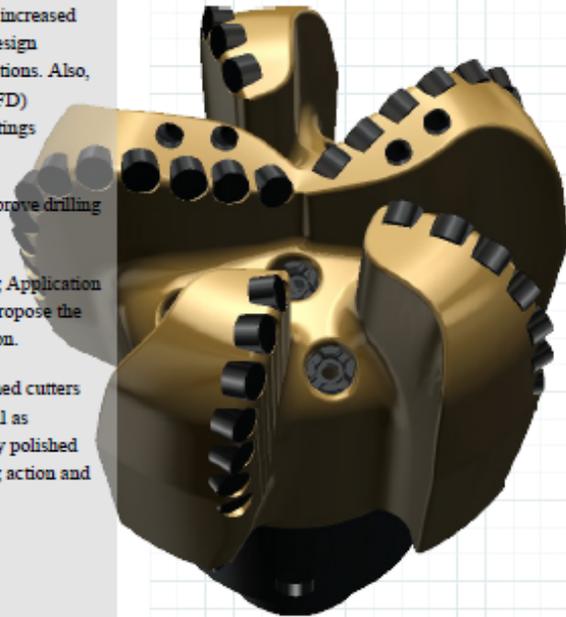
### 12.25 in. (311.1 mm) TD605S

**Optimized Hydraulic Efficiency** Complete junk slot mapping, increased blade standoff and diverging junk slots are just some of the design elements that provide hydraulic efficiency in low-HSI applications. Also, the use of newly advanced Computational Fluid Dynamic (CFD) techniques ensure flow field in each junk slot, maximizing cuttings evacuation.

**Talon™ Optimized Blade Profile** Optimized blade profiles improve drilling dynamics and efficiency, promoting a smooth cutting action.

**DART Approved** The well balanced and experienced Drilling Application Review Team (DART) carefully analyze the application to propose the right solution for your needs. The Network Behind the Solution.

**StaySharp™ Polished Cutter Technology** StaySharp™ polished cutters are tailored to improve abrasion and impact resistance as well as diamond degradation mitigation. In addition, the industry's only polished cutters eliminate buildup on the cutter face, enhancing cutting action and cuttings removal increasing performance.



#### Bit Specifications

IADC	M223	Junk Slot Area	35.489 sq.in (228.97 sq.cm)
Number of Blades	5	Bit Breaker	F
Cutter Quantity (Face, Backup) (33, 3)		Connection	6-5/8 Reg Pin
Primary Cutter Size	0.75 in (19.1 mm)	Makeup Torque	7 1/2" Bit Sub 37.1 - 40.8kft-lb (50.3 - 55.4kNm) 7 3/4" and larger Bit Sub 42.7 - 46.9kft-lb (57.9 - 63.6kNm)
Number of Nozzles	7 SP	Features	G1, M, PT1, SL, U4
Fixed TFA	0 sq.in (0 sq.mm)	Ref. Part Number	S11216
Gauge / Makeup Length	2.5 in (63.5 mm) / 14.93 in (379.2 mm)		

#### Operating Recommendations\*

**Hydraulic flow rate:** 550-1200 gpm (2100-4550 lpm). **Rotation Speed:** For Rotary and Motor Applications. **Max. Weight On Bit:** 39 kilb (17 tn or kdaN)

\* The ranges of bit weight, RPM and max gpm shown is representative of typical operating parameters, but will not necessarily yield optimum bit life or lowest drilling cost. It is not recommended that the upper limits of both weight and RPM be run simultaneously. Contact your local Baker Hughes representative for recommendations in your area.

\*\* Recommend solids content of fluid to be approximately 3% or less.

Disclaimer of Liability: This information is provided for general information purposes only and is believed to be accurate as of the date hereof; however, Baker Hughes Incorporated and its affiliates do not make any warranties or representations of any kind regarding the information and disclaim all express and implied warranties or representations to the fullest extent permissible by law, including those of merchantability, fitness for a particular purpose or use, title, non-infringement, accuracy, correctness or completeness of the information provided herein. All information is furnished "as is" and without any license to distribute. The user agrees to assume all liabilities related to the use of or reliance on such information. BAKER HUGHES INCORPORATED AND ITS AFFILIATES SHALL NOT BE LIABLE FOR ANY DIRECT, INDIRECT, SPECIAL, PUNITIVE, EXEMPLARY OR CONSEQUENTIAL DAMAGES FROM ANY CAUSE WHATSOEVER INCLUDING BUT NOT LIMITED TO ITS NEGLIGENCE.



**Fuente:** Baker Hughes. Ficha técnica broca PDC TD605S sección superficial 12 ¼" pozo A.

**ANEXO F.  
FICHA TÉCNICA BROCA KYMERA KM624 POZOS D Y E**

PRODUCT OVERVIEW

## Hughes Christensen Kymera™ FSR Hybrid Bits

### 12.25 in. (311.1 mm) KM624

**Best of Both Worlds** Designed to take advantage of the best attributes of both, Kymera combines roller cone and fixed cutter elements.

**Better toolface control** Superior directional bit for motor or rotary applications with better toolface control and steerability than a PDC.

**Improved torque control** Kymera bits offer unrivaled torque management in the toughest formations; even in transition zones torque is controlled with smooth and fast drilling.

**Higher overall ROP** Maintains PDC-equivalent ROP in soft formations while increasing ROP in harder formations typically drilled by roller cone bits.

**High efficiency in Carbonates** Improved cutting structure optimizes drilling in carbonates for high efficiency.



#### Bit Specifications

Number of Blades, Cones	4, 2	Gauge / Makeup Length	5.5 in (139.7 mm) / 16.785 in (426.3 mm)	
Primary Cutter Size	0.75 in (19.1 mm)	Bit Breaker	F	
Cutter Quantity (Total, Face)	(27, 19)	Connection	6-5/8 Reg Pin	
Cutting Structure (Inner, Heel, Gauge)	Conic/Conic/Carbide	Makeup Torque	7 1/2" Bit Sub	37.1 - 40.8kft-lb (50.3 - 55.4kNm)
Number of Nozzles	4 SP, 2 CSP		7 3/4" and larger Bit Sub	42.7 - 46.9kft-lb (57.9 - 63.6kNm)
Fixed TFA	0 sq in (0 sq mm)	Approx. Shipping Weight	291 lbs (132 kg)	
Bearing / Seal Package	Journal w/Insert / Single Energizer MFS	Ref. Part Number	S11565	

#### Operating Recommendations\*

**Hydraulic flow rate:** 550-1200 gpm (2100-4550 lpm). **Rotation Speed:** For Rotary and Motor Applications. **Max. Weight On Bit:** 61 klb (26 tn or kdaN)

\* The ranges of bit weight, RPM and max gpm shown is representative of typical operating parameters, but will not necessarily yield optimum bit life or lowest drilling cost. It is not recommended that the upper limits of both weight and RPM be run simultaneously. Contact your local Baker Hughes representative for recommendations in your area.

\*\* Recommend solids content of fluid to be approximately 3% or less.

Disclaimer of Liability: This information is provided for general information purposes only and is believed to be accurate as of the date hereof; however, Baker Hughes Incorporated and its affiliates do not make any warranties or representations of any kind regarding the information and disclaims all express and implied warranties or representations to the fullest extent permissible by law, including those of merchantability, fitness for a particular purpose or use, title, non-infringement, accuracy, correctness or completeness of the information provided herein. All information is furnished "as is" and without any license to distribute. The user agrees to assume all liabilities related to the use of or reliance on such information. BAKER



Fuente: Baker Hughes. Ficha técnica broca Kymera KM624 sección superficial 12 1/4" pozos D y E.