

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS  
TECNOLOGÍAS PARA REDUCIR TIEMPOS DE VIAJES Y TIEMPOS DE  
CORRIDAS DE REVESTIMIENTOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS  
EN CAMPOS PETROLÍFEROS DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO**

**SERGIO ALBERTO LÓPEZ ANAYA  
IVÁN FERNANDO PALACIOS MENDOZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS  
TECNOLOGÍAS PARA REDUCIR TIEMPOS DE VIAJES Y TIEMPOS DE  
CORRIDAS DE REVESTIMIENTOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS  
EN CAMPOS PETROLÍFEROS DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO**

**SERGIO ALBERTO LÓPEZ ANAYA  
IVÁN FERNANDO PALACIOS MENDOZA**

**Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**WERNEY DE JESÚS MACHUCA BOADA  
Ingeniero de Petróleos**

**Codirectora**

**ZORAYA RAMÍREZ SEPÚLVEDA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Equión Energía Limitada por darnos la oportunidad de desarrollar este proyecto de grado, brindándonos la disposición y conocimiento de su excelente personal de trabajo.

A la codirectora, Zoraya Ramírez, por su inigualable apoyo durante todo el desarrollo de la tesis, compartiendo de su conocimiento y experiencia no sólo para la realización de la misma sino también para contribuir con enseñanzas a nuestra formación integral como profesionales.

A la Universidad Industrial de Santander, a todos los docentes que hicieron parte de este proceso de formación, a nuestros colegas durante estos últimos 5 años y a todos los que de forma directa o indirecta influyeron en esta etapa de nuestras vidas, compartiendo sus experiencias, vivencias y conductas ejemplares, que nos motivaron a ser mejores profesionales y personas en todos los aspectos.

Finalmente, a los más importantes: A Dios y a nuestras familias por su confianza y apoyo incondicional en cada momento, por hacernos creer en nosotros mismos y ser parte activa de este logro que estamos seguros es tan solo el inicio de los que esperamos alcanzar.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>23</b>
<b>1. OBJETIVOS</b>	<b>24</b>
<b>2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS</b>	<b>25</b>
<b>2.1 LOCALIZACIÓN</b>	<b>25</b>
<b>2.2 HISTORIA DE LOS CAMPOS</b>	<b>26</b>
2.2.1 Historia de los Campos Pauto y Volcanera.	26
2.2.2 Historia del Campo Floreña.	27
2.2.3 Historia del Campo Dele.	27
<b>2.3 MARCO GEOLÓGICO</b>	<b>27</b>
2.3.1 Estratigrafía.	28
2.3.2 Formaciones Geológicas.	30
2.3.2.1 Formación Gachetá.	30
2.3.2.2 Formación Guadalupe.	30
2.3.2.3 Formación Guaduas.	30
2.3.2.4 Formación Barco.	30
2.3.2.5 Formación Los Cuervos.	30
2.3.2.6 Formación Mirador.	31
2.3.2.7 Formación Carbonera.	31
2.3.2.8 Formación León.	31
2.3.2.9 Formación Guayabo.	31
2.3.3 Geología Estructural.	31
2.3.4 Geología del Petróleo.	34
2.3.4.1 Roca generadora.	35
2.3.4.2 Roca almacenadora.	35
2.3.4.3 Roca sello.	35
2.3.4.4 Trampa.	35
<b>2.4 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN</b>	<b>35</b>

<b>3. INESTABILIDAD DE POZOS</b>	<b>37</b>
<b>3.1 PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE POZOS</b>	<b>37</b>
<b>3.2 IMPACTO ECONÓMICO</b>	<b>38</b>
<b>3.3 CONSIDERACIONES FRENTE A LA INESTABILIDAD DE POZOS</b>	<b>38</b>
3.3.1 Anisotropía de las rocas.	38
3.3.2 Ángulo de ataque.	40
<b>3.4 PROBLEMAS AL VIAJAR</b>	<b>44</b>
3.4.1 Pegas de Tubería.	45
3.4.1.1 Pega Mecánica.	47
3.4.1.2 Pega Diferencial.	61
<b>4. ANTECEDENTES OPERACIONALES Y TIEMPOS NO PRODUCTIVOS</b>	<b>63</b>
<b>4.1 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE TIEMPOS NO PRODUCTIVOS</b>	<b>64</b>
<b>5. NUEVAS HERRAMIENTAS IMPLEMENTADAS</b>	<b>69</b>
<b>5.1 ENSANCHADORES O <i>UNDERREAMERS</i></b>	<b>69</b>
5.1.1 Ensanchamiento de hueco o <i>Underreaming</i> .	69
5.1.2 <i>Rhino Reamer</i> – Smith Services (Schlumberger).	70
5.1.2.1 Aplicaciones y Beneficios del <i>Rhino Reamer XS</i> .	70
5.1.2.2 Características del <i>Rhino Reamer XS</i> .	71
5.1.2.3 Corridas Históricas.	78
5.1.3 <i>Anderreamer</i> – NOV (National Oilwell Varco).	80
5.1.3.1 Aplicaciones y Beneficios del <i>Anderreamer</i> .	81
5.1.3.2 Características del <i>Anderreamer</i> .	82
5.1.3.3 Corridas Históricas.	86
<b>5.2 CENTRALIZADORES <i>PROTECH CRB (Casing Resin Blend)</i></b>	<b>87</b>
5.2.1 Marco conceptual de centralizadores.	87
5.2.2 Consideraciones de diseño.	88
5.2.3 Simulaciones.	90
5.2.4 Beneficios y características.	92
5.2.5 Análisis de riesgos y recomendaciones.	92

<b>6. CORRIDAS DE ENSANCHADORES Y CENTRALIZADORES</b>	<b>94</b>
<b>6.1 SECCIÓN DE HUECO DE 14 3/4"</b>	<b>94</b>
6.1.1 Pozo C8: Centralizadores <i>Protech CRB</i> .	95
6.1.1.1 Corrida de <i>Casing</i> de 11 3/4" con Centralizadores <i>Protech CRB</i> .	97
<b>6.2 SECCIÓN DE HUECO DE 10 5/8"</b>	<b>100</b>
6.2.1 Pozo C8: Ensanchadores y Centralizadores.	101
6.2.1.1 Corrida de un Ensanchador: Ejemplo <i>Rhino Reamer XS 10000</i> .	102
6.2.1.2 Corrida de <i>Liner</i> de 9 5/8" con Centralizadores <i>Protech CRB</i> .	112
6.2.2 Pozo H3: Ensanchador <i>Rhino Reamer</i> .	114
6.2.2.1 Corrida del <i>Rhino Reamer XS</i> .	115
<b>7. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS</b>	<b>119</b>
<b>7.1 METODOLOGÍA</b>	<b>119</b>
<b>7.2 VELOCIDADES DE VIAJE PROMEDIO EN HUECO ABIERTO</b>	<b>125</b>
7.2.1 Sección de hueco de 14 3/4".	125
7.2.2 Sección de hueco de 10 5/8".	126
7.2.2.1 Distribución de tiempos de viaje.	130
<b>7.3 RATAS DE PENETRACIÓN (ROP)</b>	<b>133</b>
7.3.1 Sección de hueco de 10 5/8" y 10 5/8" x 12".	133
<b>7.4 CASO POZO H3: ENSANCHAMIENTO EN HUECO YA PERFORADO</b>	<b>136</b>
7.4.1 Viajes <i>RIH &amp; POOH</i> antes y después de ensanchar.	137
7.4.2 Corrida de revestimiento de 9 5/8" en el Pozo H3.	140
<b>7.5 CORRIDAS DE REVESTIMIENTO</b>	<b>141</b>
7.5.1 Corrida del <i>Casing</i> de 11 3/4" en hueco abierto.	141
7.5.1.1 Comparación de corridas pie a pie.	146
7.5.1.2 Resultados de la cementación del <i>casing</i> de 11 3/4".	150
7.5.2 Corrida del <i>casing/liner</i> de 9 5/8" en hueco abierto.	151
7.5.2.1 Resultados de la cementación del <i>liner</i> de 9 5/8".	155
7.5.3 Estudio de tiempos planos o <i>Flat Times</i> .	158
<b>8. IMPACTO EN COSTOS</b>	<b>162</b>
<b>8.1 OPERACIÓN DE ENSANCHAMIENTO</b>	<b>162</b>
8.1.1 Tiempo viajando.	162

<b>8.1.2</b>	<b>Tiempo perforando.</b>	<b>163</b>
<b>8.1.3</b>	<b>Tiempo del viaje de acondicionamiento.</b>	<b>164</b>
<b>8.1.4</b>	<b>Total Ahorrado.</b>	<b>165</b>
<b>8.2</b>	<b>CENTRALIZADORES <i>PROTECH CRB</i></b>	<b>166</b>
<b>8.3</b>	<b><i>FLAT TIMES</i></b>	<b>167</b>
<b>9.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>169</b>
<b>10.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>171</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>172</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>175</b>

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Producción fiscalizada de gas por campo (millones de pies cúbicos por día calendario - MPCDC)	36
<b>Gráfica 2.</b> Velocidades de viaje RIH & POOH en hueco abierto de 14 ¾"	125
<b>Gráfica 3.</b> Velocidades de viaje RIH & POOH en hueco abierto de 10 5/8"	127
<b>Gráfica 4.</b> Velocidades RIH en 10 5/8" con perfiles direccionales	128
<b>Gráfica 5.</b> Velocidades POOH en 10 5/8" con perfiles direccionales	129
<b>Gráfica 6.</b> Distribución de tiempos viaje RIH sección de 10 5/8"	131
<b>Gráfica 7.</b> Distribución de tiempos POOH sección 10 5/8"	132
<b>Gráfica 8.</b> ROP efectiva de cada pozo en sección de 10 5/8"	134
<b>Gráfica 9.</b> ROP efectiva con ángulos de ataque y perfiles direccionales	136
<b>Gráfica 10.</b> Sección de hueco de 10 5/8" del Pozo H3	137
<b>Gráfica 11.</b> Resumen de los viajes <i>RIH</i> realizados en el Pozo H3	137
<b>Gráfica 12.</b> Resumen de los viajes RIH realizados en el Pozo H3	139
<b>Gráfica 13.</b> Resultados Corrida de liner 9 5/8" en Pozo H3 vs Pozo C8	141
<b>Gráfica 14.</b> Velocidades de corrida de casing de 11 ¾" incluyendo wiper trip	142
<b>Gráfica 15 .</b> Velocidades de corrida de casing de 11 ¾" en hueco abierto	144
<b>Gráfica 16.</b> Corridas de casing de 11 ¾" con perfiles direccionales	145
<b>Gráfica 17.</b> Corrida de casing de 11 ¾" pie a pie: Pozo C8 vs Pozo 8 (primera)	146
<b>Gráfica 18.</b> Corrida de casing de 11 ¾" pie a pie: Pozo C8 vs Pozo 8 (final)	147
<b>Gráfica 19.</b> Corrida de casing de 11 ¾" pie a pie: Pozo C8 vs Pozo 7	148
<b>Gráfica 20.</b> Corrida de casing de 11 ¾" pie a pie: Pozo C8 vs Pozo 9	149
<b>Gráfica 21.</b> Velocidades de corrida de casing de 9 5/8" incluyendo wiper trip	152
<b>Gráfica 22.</b> Velocidad de corrida de revestimiento de 9 5/8" en hueco abierto	153
<b>Gráfica 23.</b> Corridas de revestimiento de 9 5/8" con perfiles direccionales	154
<b>Gráfica 24.</b> Tiempos planos previos a la corrida de revestimiento de 9 5/8"	159
<b>Gráfica 25.</b> Tiempos planos previos a la corrida de revestimiento de 9 5/8" (en porcentaje)	160

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Clasificación de ángulos de ataque	42
<b>Tabla 2.</b> Clasificación de los relative bearing	42
<b>Tabla 3.</b> Información adicional de pegas diferenciales	62
<b>Tabla 4.</b> Tamaños disponibles del <i>Rhino Reamer XS</i>	71
<b>Tabla 5.</b> Especificaciones del <i>Rhino Reamer XS 10000</i>	74
<b>Tabla 6.</b> <i>HHSI</i> óptimos para operaciones de ensanchamiento	78
<b>Tabla 7.</b> Corridas destacadas del <i>Rhino Reamer XS</i> en otros campos	79
<b>Tabla 8.</b> Tamaños disponibles del <i>Anderreamer</i>	84
<b>Tabla 9.</b> Data obtenida de simulación para corrida de <i>casing</i> de 11 ¾"	91
<b>Tabla 10.</b> Data obtenida de simulación para corrida de <i>liner</i> de 9 5/8"	91
<b>Tabla 11.</b> Riesgos, consecuencias y recomendaciones al instalar centralizadores <i>Protech CRB</i>	93
<b>Tabla 12.</b> Intervalos perforados y ensanchados por cada ensanchador	109
<b>Tabla 13.</b> Ejemplo formato para velocidades de viaje: Datos Pozo 5, Sección de 14 ¾"	122
<b>Tabla 14.</b> Ejemplo formato para corridas de revestimientos: Datos Pozo 4	122
<b>Tabla 15.</b> Tabla de colores para representar las formaciones geológicas	124
<b>Tabla 16.</b> Inversión en centralizadores <i>protech CRB</i>	166

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Variación en la velocidad promedio con respecto al Pozo C8	127
<b>Ecuación 2.</b> Velocidad de corrida de revestimiento con tiempo de Wiper trip	142
<b>Ecuación 3.</b> Velocidad de corrida de revestimiento sin tiempo de Wiper trip	142

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación de las Licencias en la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se encuentran los Campos de estudio para este trabajo de grado	25
<b>Figura 2.</b> Campos en la región del Piedemonte Llanero	26
<b>Figura 3.</b> Columna estratigráfica generalizada de los Campos presentes en la Licencia Piedemonte	29
<b>Figura 4.</b> Las tres zonas (en general) de deformación presentes en la región del Piedemonte Llanero	32
<b>Figura 5.</b> Esquema de la sección estructural en la región norte del Piedemonte Llanero	33
<b>Figura 6.</b> Campos a lo largo del tren estructural en el Piedemonte Llanero	34
<b>Figura 7.</b> Diagrama de ángulo de ataque que describe la orientación de un pozo respecto a la capa	40
<b>Figura 8.</b> Buzamiento en un relieve de plegamiento	41
<b>Figura 9.</b> Diagrama Up-dip y Down-dip	41
<b>Figura 10.</b> Clasificación de los mecanismos de pega de tubería	46
<b>Figura 11.</b> Recortes depositados (según Amoco TRUE)	48
<b>Figura 12.</b> Formación reactiva (según Shell UK)	51
<b>Figura 13.</b> Formaciones presurizadas	51
<b>Figura 14.</b> Formaciones fracturadas y falladas (según Shell UK)	52
<b>Figura 15.</b> Formación no consolidada (según Amoco TRUE)	54
<b>Figura 16.</b> Bloques de cemento (según Shell UK)	55
<b>Figura 17.</b> Cemento blando (según Shell UK)	56
<b>Figura 18.</b> Conjunto rígido (según Amoco TRUE)	58
<b>Figura 19.</b> Asentamiento ojo de llave (según Amoco TRUE)	58
<b>Figura 20.</b> Pozo por debajo del calibre (según Amoco TRUE)	59
<b>Figura 21.</b> Formación móvil	60
<b>Figura 22.</b> Micro patas de perro y escalonamientos	60
<b>Figura 23.</b> Mecanismo de pega por presión diferencial	61
<b>Figura 24.</b> Categorías de <i>NPT</i> en Pozos del Piedemonte Llanero Colombiano	64
<b>Figura 25.</b> <i>NPT</i> por problemas en fondo de hueco	65
<b>Figura 26.</b> <i>NPT</i> por eventos de pega de tubería	66
<b>Figura 27.</b> Partes del <i>Rhino Reamer XS</i>	73
<b>Figura 28.</b> Activación del <i>Rhino Reamer</i>	75
<b>Figura 29.</b> (Continuación)	76

<b>Figura 30.</b> Partes del <i>Anderreamer</i>	81
<b>Figura 31.</b> Bloques y estructura de corte doble espiral impregnada	82
<b>Figura 32.</b> Estabilizador en el cuerpo del <i>Anderreamer</i>	83
<b>Figura 33.</b> Cono de leva con retención tipo “Cola de milano”	84
<b>Figura 34.</b> Especificaciones Técnicas del <i>Anderreamer</i>	85
<b>Figura 35.</b> Tipos de centralizadores	87
<b>Figura 36.</b> Pieza tratada con arena abrasiva o <i>sandblasting</i>	88
<b>Figura 37.</b> Diseños de aleta (gris) y configuraciones de instalación (rojo)	89
<b>Figura 38.</b> Formaciones Geológicas de la Sección de 14 3/4” del Pozo C8	95
<b>Figura 39.</b> Centralizadores Protech CRB instalados en el Pozo C8	96
<b>Figura 40.</b> Esquema ejemplo de la ubicación de los centralizadores <i>Protech CRB</i> para la corrida de <i>casing</i> de 11 3/4”	98
<b>Figura 41.</b> Formaciones geológicas de la sección de 10 5/8” del Pozo C8	101
<b>Figura 42.</b> BHA con <i>Rhino Reamer XS 10000</i> en el Pozo C8	103
<b>Figura 43.</b> Ventana de Parámetros C7	105
<b>Figura 44.</b> Ventana de Parámetros C8	105
<b>Figura 45.</b> Activación del <i>Rhino Reamer XS 10000</i> en el Pozo C8	107
<b>Figura 46.</b> Prueba de hombro <i>Rhino Reamer XS 10000</i> en el Pozo C8	108
<b>Figura 47.</b> Fotos <i>Rhino Reamer XS</i> saliendo del pozo	110
<b>Figura 48.</b> Salida de otros componentes del BHA con el <i>Rhino Reamer XS</i>	111
<b>Figura 49.</b> Esquema ejemplo de la ubicación de los centralizadores <i>Protech CRB</i> para la corrida de <i>liner</i> de 9 5/8”	113
<b>Figura 50.</b> Formaciones geológicas de la sección de 10 5/8” del Pozo H3	114
<b>Figura 51.</b> BHA con <i>Rhino Reamer</i> en el Pozo H3	116
<b>Figura 52.</b> Registro CBL del <i>casing</i> de 11 3/4” del Pozo C8	150
<b>Figura 53.</b> Registro CBL del <i>liner</i> de 9 5/8” del Pozo C8	156
<b>Figura 54.</b> (Continuación)	157
<b>Figura 55.</b> Cálculos para determinar el ahorro viajando <i>POOH</i>	163
<b>Figura 56.</b> Cálculos para determinar el ahorro viajando <i>RIH</i>	163
<b>Figura 57.</b> Cálculos para determinar el impacto por ROP	164
<b>Figura 58.</b> Cálculos para determinar el ahorro del <i>wiper trip</i>	164
<b>Figura 59.</b> Cálculos para determinar el ahorro total que representó la operación de ensanchamiento	165
<b>Figura 60.</b> Impacto en el tiempo de corrida de <i>liner</i> de 9 5/8” del Pozo C8 con centralizadores <i>CRB</i> comparado con la corrida de H3 sin centralizadores	166
<b>Figura 61.</b> Cálculos para determinar la reducción de los tiempos planos	167
<b>Figura 62.</b> Cálculos para determinar el dinero ahorrado por tiempos planos	168
<b>Figura 63.</b> Impacto en costos de los tiempos planos del Pozo C8 en la sección de 10 5/8	168

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
<b>ANEXO A.</b> Pegas de tubería por empaquetamiento/puenteo	176
<b>ANEXO B.</b> Pegas de tubería por geometría del hueco	180
<b>ANEXO C.</b> Comparación de algunos ensanchadores en el mercado	186
<b>ANEXO D.</b> Estado mecánico del Pozo C8	187
<b>ANEXO E.</b> Estado mecánico del Pozo H3	188

## GLOSARIO

**ARRASTRE:** se define como la diferencia entre el peso libre rotante de la tubería y la fuerza requerida para moverla hacia superficie o fondo de pozo. Es una medida de la resistencia al movimiento ascendente o descendente que siempre va a operar en dirección contraria al movimiento de la sarta.

**BUZAMIENTO:** inclinación de las capas con respecto a la horizontal, medido perpendicular a su dirección.

**CENTRALIZADORES:** accesorio para centralizar una sarta y evitar que esta se soporte en el lado bajo del pozo. Existen diferentes tipos y suelen ser utilizados en operaciones, como corridas de revestimientos, para separar la tubería de las paredes del pozo y evitar que la primera se apoye en su totalidad contra la segunda.

**CLEARANCE:** es la distancia libre entre un diámetro interno y uno externo.

**DRILLOUT:** remover o limpiar con la broca el cemento residual que normalmente queda en la parte inferior de la tubería de revestimiento, después de que ésta se ha cementado.

**ENSANCHAR:** es una operación que consiste en ampliar el diámetro original de la broca con la que se está haciendo el hueco a uno mayor con ayuda de herramientas especiales. Puede ser realizada como operación remedial o preventiva.

**FLAT TIMES:** un tiempo plano (por su traducción al español) es aquel en el que no se obtiene progreso en la profundidad del pozo para alcanzar la profundidad final del mismo.

**FOOTAGE:** cantidad de pies acumulados perforados en la totalidad de un pozo o en un intervalo de este.

**PESCADO:** objeto que accidentalmente cae en el pozo durante las operaciones de perforación o terminación y el cual debe recuperarse (“pescar” si es posible) o evitarse para poder continuar con la operación.

**RIMAR:** es la práctica de bombear y rotar la sarta de perforación ya sea entrando o sacando la misma. Cuando es entrando se le conoce en inglés como *reaming* y cuando es sacando, *backreaming*.

**ROP:** tasa de penetración por sus siglas en inglés (*rate of penetration*). Es la velocidad con que se perfora la formación y se avanza en el pozo. Sus unidades comúnmente son pies por hora.

**SIDETRACK:** es una desviación que se le hace a la trayectoria original de un pozo; puede ser intencional (para desviar una sección inservible o explorar) o puede ser consecuencia de pescados, basura en el hueco o colapso del pozo.

**TORQUE:** en perforación, el torque hace referencia a la fuerza requerida para rotar la sarta y debe superar la fricción rotacional entre la tubería y las paredes del pozo y la broca. La torsión se mide en unidades de longitud por fuerza.

**VIAJE:** consiste en llevar la sarta de perforación desde superficie a fondo y viceversa, con el fin de efectuar una operación, como por ejemplo cambiar la broca.

**WIPER TRIP:** es un viaje que se puede realizar durante la perforación o antes de correr revestimiento. Durante la perforación, se realiza comúnmente cuando una zona en particular es problemática o si la limpieza del hueco no es eficiente. Antes de correr revestimiento se realiza como un viaje de acondicionamiento.

## ABREVIATURAS

”	Pulgadas.
°	Grados.
,	Pies.
#	Número.
<b>BHA</b>	Ensamblaje de fondo. <i>Bottom Hole Assembly.</i>
<b>BP</b>	British Petroleum Company.
<b>CRB</b>	<i>Casing</i> Resine Blade.
<b>DLS</b>	Dog leg severity.
<b>ECD</b>	Densidad equivalente de circulación.
<b>ft</b>	Pies, por sus siglas en inglés.
<b>ft/hr</b>	Pies por hora.
<b>Gpc</b>	Giga pies cúbicos.
<b>GPM</b>	Galones por minuto.
<b>Hrs</b>	Horas.
<b>ILT</b>	Tiempo invisible perdido. <i>Invisible lost time.</i>
<b>MD</b>	Profundidad medida. <i>Measured depth.</i>
<b>MWD</b>	Medición durante la perforación. <i>Measurement while Drilling.</i>
<b>NPT</b>	Tiempo no productivo. <i>Non productive time.</i>
<b>POOH</b>	Viaje sacando tubería del pozo. <i>Pull out of hole.</i>
<b>ppg</b>	Libras por galón.
<b>TD</b>	Profundidad Total. <i>Total Depth.</i>
<b>TVD</b>	Profundidad vertical verdadera. <i>True vertical depth.</i>
<b>RIH</b>	Viaje bajando al pozo con tubería. <i>Run in hole.</i>
<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto.
<b>RSS</b>	<i>Rotary Steerable System.</i>

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA REDUCIR TIEMPOS DE VIAJES Y TIEMPOS DE CORRIDAS DE REVESTIMIENTOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPOS PETROLÍFEROS DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO.\*

**AUTORES:** Sergio Alberto López Anaya, Iván Fernando Palacios Mendoza.\*\*

**PALABRAS CLAVE:** tiempos, viajes, corridas de revestimientos, ensanchadores, centralizadores *Protech CRB*.

### DESCRIPCIÓN:

Realizar una evaluación de los resultados de un proyecto, es de vital importancia para establecer el éxito alcanzado en la parte operativa y en términos de rentabilidad, permitiendo determinar la viabilidad de su aplicación en futuros proyectos.

En ese sentido, se propuso como objetivo de este trabajo de grado evaluar técnicamente dos nuevas tecnologías (ensanchadores y centralizadores *Protech CRB*) implementadas por la compañía Equión Energía Limitada para reducir tiempos de viajes y tiempos de corridas de revestimientos durante la perforación de pozos en el Piedemonte Llanero Colombiano.

Para lograr lo anterior, se reunió y limpió la información necesaria de los reportes diarios de perforación de ocho pozos de correlación (*offset*) seleccionados y se comparó con la de los dos pozos donde se implementaron las tecnologías. Datos de tiempos y velocidades de viajes y corridas de revestimientos, tasas de penetración (ROP) y tiempos planos (*flat times*) fueron analizados y posteriormente cuantificados, para determinar el impacto operacional y económico de los ensanchamientos de hueco y las corridas con centralizadores *Protech CRB*.

En los resultados obtenidos, se observan los beneficios alcanzados con la implementación de las nuevas tecnologías y su rentabilidad. Se destaca su aporte a las buenas condiciones del pozo, que reducen riesgos comunes de presentar tiempos no productivos (*NPT*) durante las actividades de perforación, relacionados con eventos de pega de tubería, pérdida de integridad del revestimiento y trabajos remediales de cementación, y los costos adicionales que pueden generar.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Werney de Jesús Machuca Boada. Codirectora: Zoraya Ramírez Sepúlveda.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL EVALUATION OF NEW TECHNOLOGIES IMPLEMENTED TO REDUCE TRIP AND CASING/LINER RUN TIMES DURING THE DRILLING OF WELLS AT COLOMBIAN PIEDEMONTE LLANERO OILFIELDS.\*

**AUTHORS:** Sergio Alberto López Anaya, Iván Fernando Palacios Mendoza.\*\*

**KEYWORDS:** times, pipe trips, casing/liner run, underreamers, *Protech CRB* centralizers.

### DESCRIPTION:

Evaluating a project results is highly relevant to establish the economic and operational success achieved, allowing to determine the feasibility of its application in future works.

Therefore, the aim of this thesis project is the technical evaluation of two new technologies (hole enlargers and *Protech CRB* centralizers) implemented by the company *Equion Energia Limitada* to reduce pipe tripping and casing/liner running times during the drilling of wells at Colombian Piedemonte Llanero oilfields.

In order to accomplish this goal, information contained in daily drilling reports from eight different offset wells was gathered and compared to the one from the two wells where technologies were applied. Data of time summaries, pipe tripping and casing/liner run velocities, as well as rates of penetration (ROP) and flat times were analyzed and therefore quantified to determine the operational and economic impact of hole enlargements and *Protech CRB* centralizers performance.

Finally, this project results clearly show the advantages reached with the implementation of the new technologies and its profit. It is important to highlight their contribution to improve hole conditions, which reduce common risks that could lead to have non-productive times (NPT) during drilling operations. For example: stuck pipe events, casing integrity failure and remedial cementing jobs, along with the additional costs they may generate.

---

\* Bachelor thesis.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Werney de Jesús Machuca Boada. Codirectora: Zoraya Ramírez Sepúlveda.

## INTRODUCCIÓN

Previo a la evaluación técnica de la implementación de nuevas tecnologías en la perforación de pozos petrolíferos, existe una etapa preliminar, que corresponde al análisis de pozos de correlación, en la cual se estudian pozos análogos respecto a pozos de interés para determinar los problemas operacionales que se presentaron durante la perforación, las soluciones ejecutadas y los resultados obtenidos. Este proceso es vital en la elaboración de todo proyecto para generar resultados y curvas de aprendizaje valiosas, en especial, en zonas como el Piedemonte Llanero Colombiano, considerada una de las más difíciles de perforar a nivel mundial, primordialmente por los altos tiempos de viajes y complejidad geológica.

Siendo consecuentes con lo anterior, se presenta este trabajo de grado con el fin de evaluar la implementación de algunas tecnologías seleccionadas que, por sus potenciales beneficios, pueden aportar a la reducción de las principales causas de los altos tiempos de viaje, corridas de revestimientos intermedios y tiempos no productivos que han venido ocurriendo en los pozos operados por la compañía Equión Energía Limitada.

De esta manera se busca contribuir al mejoramiento continuo de las operaciones tratando de optimizar la perforación y el completamiento de pozos, mitigando los problemas identificados, como eventos de pega de tubería y problemas del hueco relacionados con la inestabilidad de las formaciones.

## **1. OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnicamente la implementación de nuevas tecnologías para reducir tiempos de viajes y corridas de revestimientos atribuidos a problemas operacionales previamente identificados durante la perforación de pozos petrolíferos en el Piedemonte Llanero Colombiano y su viabilidad en futuros proyectos.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar las causas principales que afectan los tiempos de viajes durante la perforación de pozos en el Piedemonte Llanero Colombiano.
- Describir los aspectos técnicos, explicando el funcionamiento y la finalidad de las nuevas tecnologías que van a ser objeto de estudio en el presente proyecto de grado.
- Evaluar el rendimiento de las nuevas tecnologías implementadas en campos del Piedemonte Llanero Colombiano con el propósito de reducir los tiempos de actividades operacionales como viajes sacando y entrando tubería y corridas de revestimientos intermedios.
- Determinar la viabilidad de la implementación de nuevas tecnologías, definiendo si es recomendable su aplicación en la perforación de futuros pozos en el Piedemonte Llanero Colombiano operados por Equión Energía Limitada.

## 2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS

En este capítulo se presentan las características generales como localización, historia y marco geológico de los Campos de la zona del Piedemonte Llanero Colombiano, operados por la compañía Equión Energía Limitada en los cuales se busca optimizar las operaciones de perforación de pozos con la implementación de nuevas tecnologías.

### 2.1 LOCALIZACIÓN

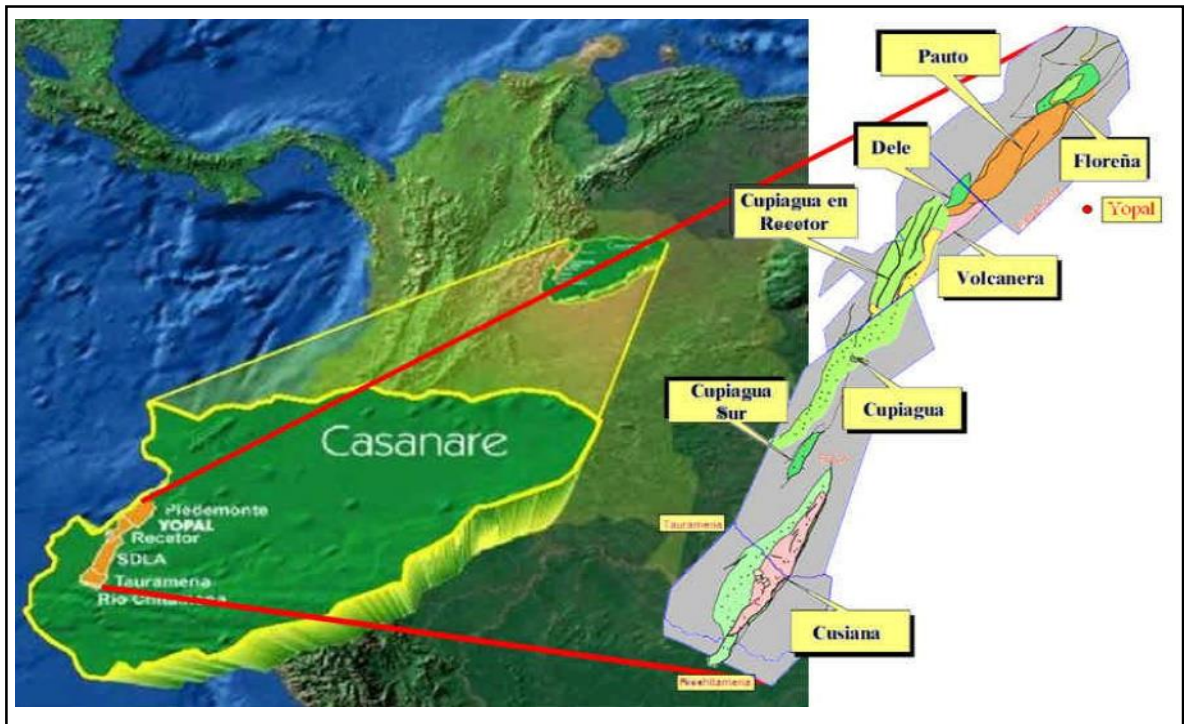
En la cuenca de los Llanos Orientales, en la región del Piedemonte Llanero, se encuentran ubicados Campos como Pauto, Floreña, Dele y Volcanera, entre otros. Esta corresponde a una cuenca asimétrica, localizada al este de la cordillera de los Andes y limita con Venezuela, al norte, con la cuenca del Putumayo, hacia el sur, con el sistema de fallas de Guaicáramo, al oeste, y con el sistema de fallas de Yopal-Borde Llanero, al este (VIRGILIO Y NARANJO, et. al, 2004).

**Figura 1.** Ubicación de las Licencias en la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se encuentran los Campos de estudio para este trabajo de grado



**Fuente:** ALZATE, Juan Carlos. [Archivo WORD]. Equión Energía Ltda., Bogotá, Colombia, observación inédita. p. 12.

**Figura 2.** Campos en la región del Piedemonte Llanero



**Fuente:** CARDENAS, M. Declaración del Medio Ambiente. BP Colombia. Bogotá, 2008. Pág. 8. Tomado de: QUINTERO, Gina y VERGARA, Jorge. Determinación del impacto de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas de análisis de declinación de producción en la estimación de volúmenes recuperables del campo Cusiana en la Cuenca de los Llanos Orientales. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. 2012. p. 28.

## 2.2 HISTORIA DE LOS CAMPOS

Es importante conocer la historia de los Campos Pauto, Floreña, Dele y Volcanera, de los cuales se seleccionaron como parte de este trabajado de grado algunos pozos de correlación (offset) para su estudio, análisis y comparación con aquellos donde se implementaron nuevas tecnologías durante su perforación.

**2.2.1 Historia de los Campos Pauto y Volcanera.** El Campo Pauto está ubicado al norte de los Campos de Cusiana y Cupiagua. La estructura Pauto está contenida en la Licencia Recetor y Piedemonte y su historia está relacionada con la de otro Campo en el Piedemonte Llanero, el Campo Volcanera.

Al perforar el Pozo Volcanera A1 se llegó a una profundidad de 19.103 ft, 8.000 ft más profundo de lo planeado. Hecho que marcó el inicio de la exploración a altas

profundidades y asociada sobre todo, a la complejidad de perforar en una zona tectónicamente activa como la región del Piedemonte Llanero.

En el intento de comprobar la extensión hacia el norte del Campo Volcanera, se perforó el Pozo Pauto Sur B1, el cual fue terminado en julio de 1995. Aunque las profundidades fueron superiores a las previstas, los resultados de las perforaciones fueron positivos con el descubrimiento de una estructura a 15.000 ft de profundidad, con hidrocarburos en las formaciones Mirador y Barco, presiones diferentes a las registradas en el Pozo Volcanera 1, con continuidad del mismo gas y condensado comercial. Se habían encontrado dos yacimientos Pauto y Volcanera, pero ninguno relacionado con la Falla de Cusiana.

**2.2.2 Historia del Campo Floreña.** El Campo Floreña fue descubierto en febrero de 1995 con la perforación del Pozo Floreña A1. Se encuentra ubicado al noreste del Campo Pauto, en una zona compleja de plegamientos y debajo de anticlinales y cuya estructura opera bajo la Licencia Piedemonte. En 1998, se comprobó la comercialidad de los hidrocarburos presentes en la Formación Barco y Guadalupe, con reservas estimadas (para ese mismo año) en 127 millones de barriles de condensado y aceite y 316 giga pies cúbicos.

**2.2.3 Historia del Campo Dele.** Está marcada por la perforación del Pozo Dele B1 entre abril de 1995 y julio de 1996. Aunque el objetivo de este pozo era determinar la extensión del Campo Floreña hacia el sur, lo que en realidad encontró, a una distancia mucho más profunda de la esperada (14.600 ft), fue una Formación Mirador. El pozo se siguió perforando, sin demarcar el nuevo campo descubierto, hasta la probable prolongación de la escama perteneciente al Campo Pauto.

## **2.3 MARCO GEOLÓGICO**

En Colombia, los Andes forman tres rasgos distintivos y uno de ellos es la Cordillera Oriental, donde se encuentra la región del Piedemonte Llanero. Estos rasgos para su formación pasaron por múltiples fases de tectonismo superpuestos

debido a la deformación terciaria sufrida por la cordillera de los Andes y que dio como resultado, los relieves hoy conocidos. A continuación, se describe la estratigrafía del Piedemonte Llanero, las formaciones que lo conforman, la geología del petróleo y el historial de producción.

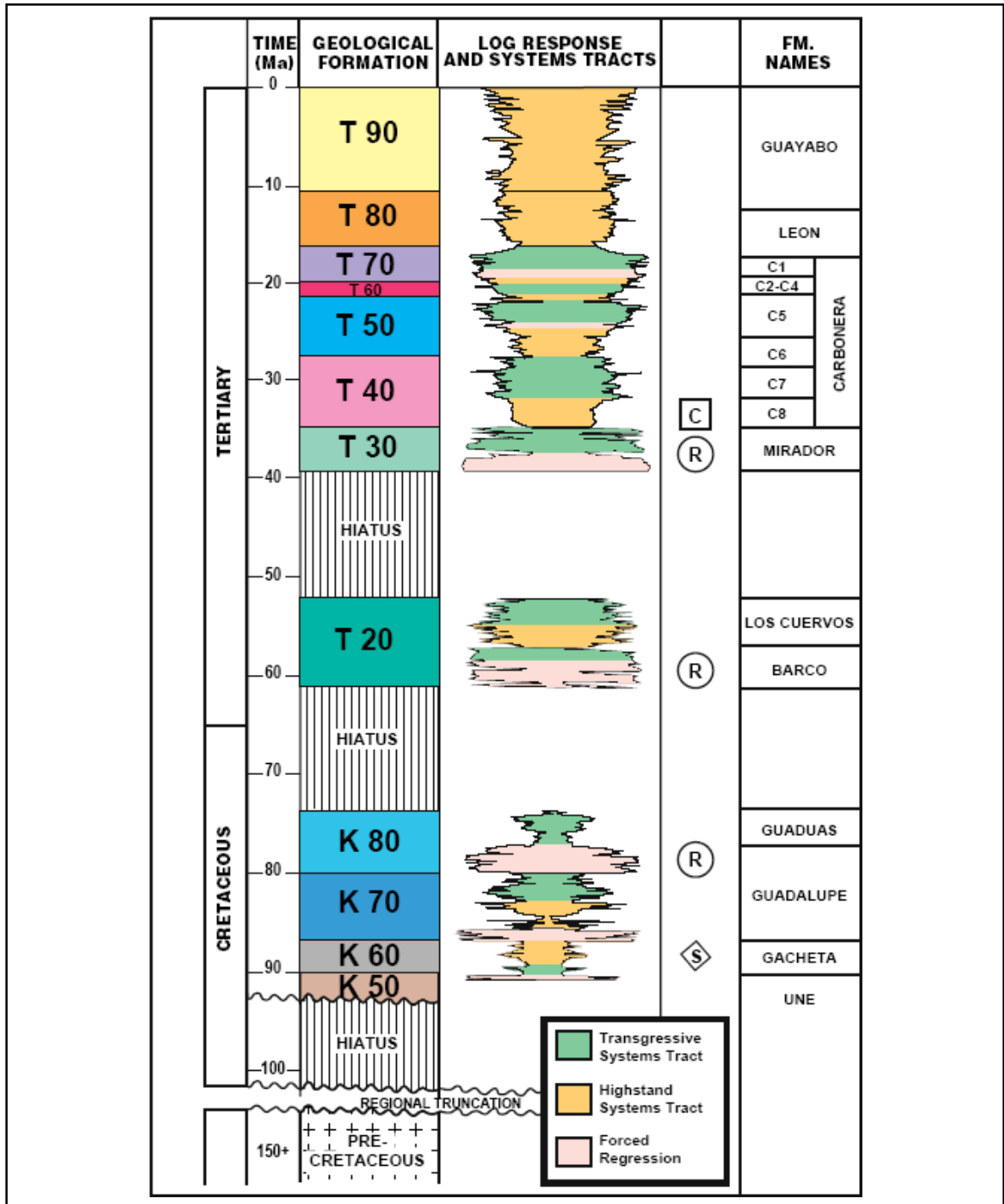
**2.3.1 Estratigrafía.** La estratigrafía del área del Piedemonte Llanero se basa en principios de estratigrafía de secuencias e involucra rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales. En la **Figura 3** se muestra la columna estratigráfica generalizada de los campos presentes en la Licencia Piedemonte, en la cual se pueden distinguir las formaciones generadoras, reservorios y sello, además de la respuesta de registro *Gamma Ray* para dichas formaciones.

Las rocas más antiguas en el área son arcillolitas del Ordovícico sobre las cuales yace de manera discordante la secuencia cretácica, la cual inicia con las Formaciones Fόμεque y Une (Albiano – Aptiano – Cenomaniano), seguida de la Formación Gachetá (Huroniano – Coniaciano – Santoniano) y el Grupo Guadalupe (Campaniano – Maastrichtiano). La secuencia Terciaria está dada por las Formaciones Barco y Los Cuervos (Paleoceno), Mirador (Eoceno), el Grupo Carbonera y la Formación León (Oligoceno - Mioceno), la Formación Guayabo (Mioceno – Pleistoceno) y los depósitos más recientes de la Formación Corneta<sup>1</sup>. En el área del Contrato de Asociación del Piedemonte, no se han penetrado rocas más antiguas al Cretáceo Superior aunque varios pozos hayan penetrado una secuencia de metasedimentos Paleozoicos.

---

<sup>1</sup> ALZATE, Juan Carlos. [Archivo WORD]. Equión Energía Ltda., Bogotá, Colombia, observación inédita. p. 3.

**Figura 3.** Columna estratigráfica generalizada de los Campos presentes en la Licencia Piedemonte



**Fuente:** Cooper, M. A. et al. Basin Development and Tectonic History of the llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley. Colombia. AAPG Bulletin, V. 79, N° 10 (October 1995). Tomado de: ALZATE, Juan Carlos. [Archivo WORD]. Equión Energía Ltda., Bogotá, Colombia, observación inédita. p. 4.

**2.3.2 Formaciones Geológicas.** A continuación se presenta la descripción de las Formaciones mostradas en la columna estratigráfica de la **Figura 3**, de la más antigua a la más reciente.

**2.3.2.1 Formación Gachetá.** Está compuesta primordialmente por arcillas y yace del Cretácico, sobre una discordancia estratigráfica del Jurásico. Su espesor varía entre los 2.000 y 6.000 ft y es considerada la roca generadora de la cuenca.

**2.3.2.2 Formación Guadalupe.** Está compuesta por capas de arenisca con intercalaciones de arcillas dadas por un proceso de regresión, organizadas de grano fino a grano medio. Las rocas provienen del Campaniano, su espesor varía entre 400 y 800 ft y la infrayace la Formación Gachetá y la suprayace la Formación Guaduas.

**2.3.2.3 Formación Guaduas.** Fue depositada durante la transición Cretácico – Terciaria y ha sido reconocida como una sucesión principalmente de lodolitas, arenitas y mantos de carbón. A esta Formación la suprayace la Formación Barco y la infrayace la Formación Guadalupe.

**2.3.2.4 Formación Barco.** Está compuesta predominantemente por arenas ricas en cuarzo de grano medio, de color blanco, con ambiente de depositación fluvial y de llanura costera. Proviene del Paleoceno, su espesor aproximado es de 240 ft y la infrayace la Formación Guaduas y la suprayace la Formación Los Cuervos.

**2.3.2.5 Formación Los Cuervos.** Debido a un proceso de regresión en un plano litoral aluvial, a esta Formación la componen arcillas con intercalaciones de arenas, lutitas y carbón. Proviene del Paleoceno tardío y actúa como roca sello por su composición poco permeable. Su espesor aproximado varía entre 350 y 550 ft y se encuentra sobre los depósitos de la Formación Barco.

**2.3.2.6 Formación Mirador.** Está compuesta particularmente por areniscas grises granulosas (porosas, friables) y por arcillas. El porcentaje de arcillas de esta Formación aumenta con respecto a la Formación Guadalupe. Las rocas provienen del Eoceno Temprano y la depositación (de la Formación) se dio en dos etapas, separada por una inconformidad. Su espesor promedio es de 550 ft y la suprayace el miembro C8 de la Formación Carbonera y la infrayace la Formación Los Cuervos.

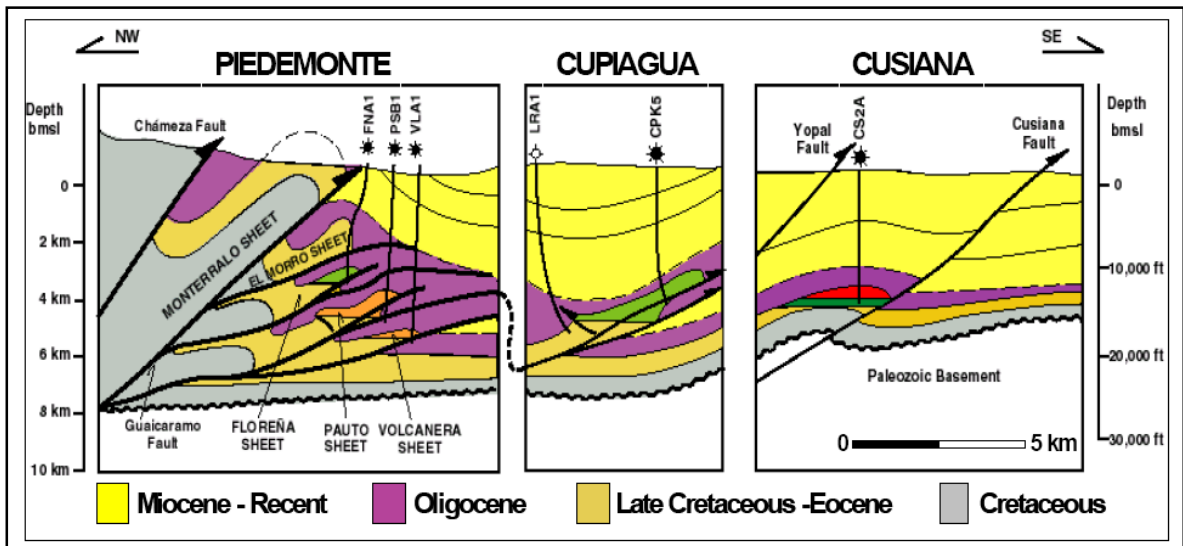
**2.3.2.7 Formación Carbonera.** Está compuesta de areniscas y arcillas, provenientes del Oligoceno y recibe su nombre a causa de la presencia de mantos de carbón encontrados a lo largo de toda la sección. La Formación Carbonera se compone de ocho Formaciones que van de C8 a C1 y forman cuatro pares. Cada par consta de una parte superior de intercalaciones de arena y una baja de arcillas. En la región del Piedemonte, las formaciones bajas del grupo Carbonera de C6 a C8 son difíciles de distinguir. El espesor varía entre 150 y 300 ft y la suprayace la Formación León.

**2.3.2.8 Formación León.** Está compuesta principalmente por arcillolitas interestrificadas con limolitas y areniscas de grano fino a grueso. Proviene del Mioceno, su espesor aproximado es de 450 ft y la infrayace la Formación Carbonera y la suprayace la Formación Guayabo.

**2.3.2.9 Formación Guayabo.** Está compuesta primordialmente por arenas fluviales poco ordenadas, gravas y conglomerados intercalados con lodolitas de color marrón rojizo. Proviene del Cuaternario y tiene un espesor aproximado de 500 ft en la parte oriental del Piedemonte.

**2.3.3 Geología Estructural.** Los elementos tectónicos más importantes que afectan a La Cordillera Oriental, son el sistema de fallas de Guaicáramo, la falla Yopal – Borde Llanero, la falla Cusiana y la falla Tamara, los cuales han generado un complejo sistema estructural. Dicha complejidad aumenta a medida que se avanza de sur a norte.

**Figura 4.** Las tres zonas (en general) de deformación presentes en la región del Piedemonte Llanero



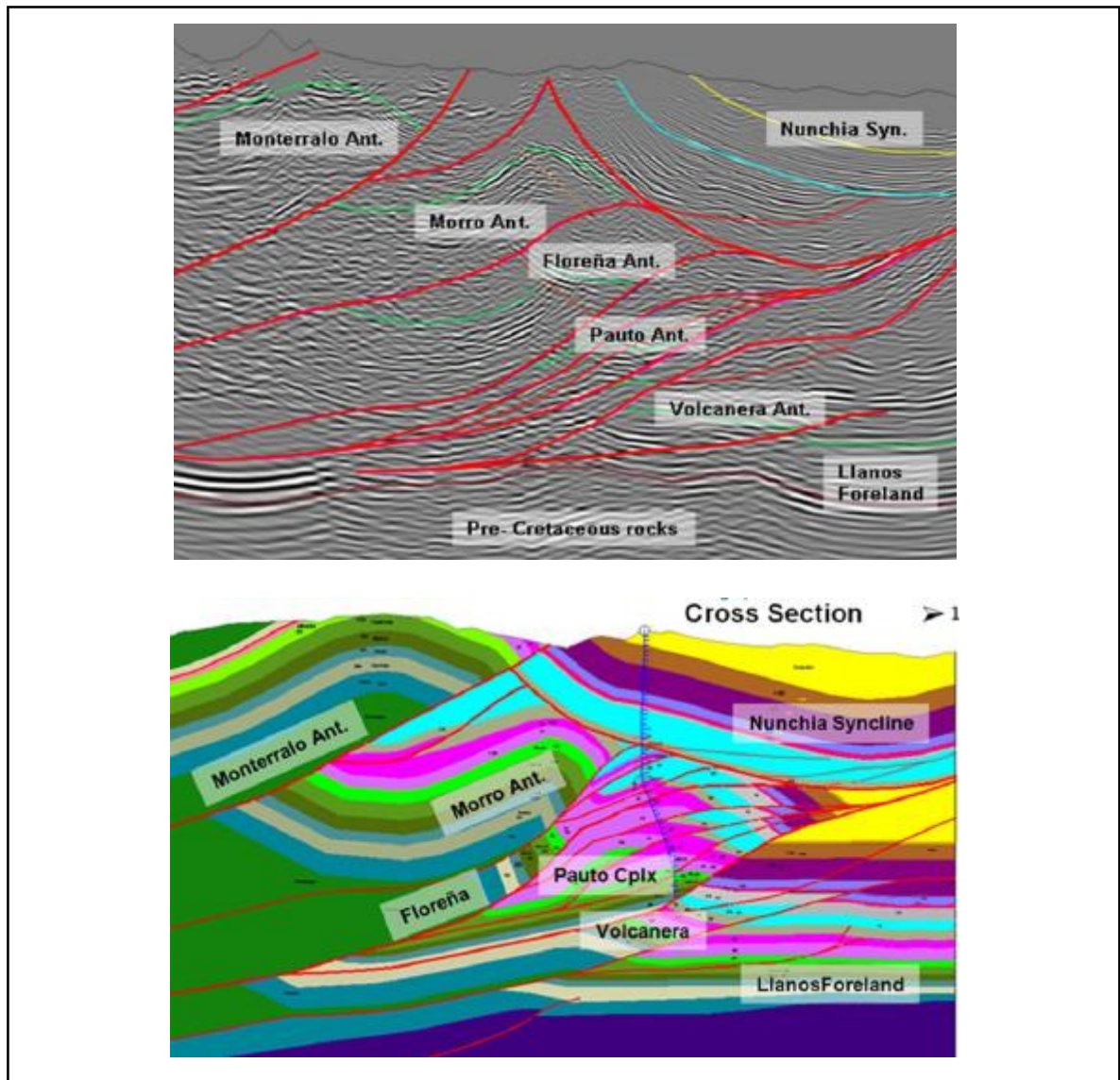
**Fuente:** ALZATE, Juan Carlos. [Archivo WORD]. Equión Energía Ltda., Bogotá, Colombia, observación inédita. p. 11.

En el extremo sur se encuentra la Estructura de Cusiana. Es la estructura más sencilla y pertenece al tren de estructuras frontales. La posición del despegue principal se encuentra en las arcillolitas del Paleozoico lo que contribuye a una estructura menos apretada.

Hacia el norte se encuentra una zona de transición antes de la llamada zona triangular del tren de cabalgamiento. En esta zona intermedia se desarrollan estructuras aisladas denominadas anticlinales apretados asimétricos individuales. Aquí se encuentra el Campo Cuiagua. Para la formación de esta estructura, se dio primero la formación de un pliegue apretado, seguido por la generación de un despegue más profundo que corta la estructura original y la aísla de su entorno.

Finalmente, hacia el NE se encuentran las estructuras que constituyen el área de mayor deformación en todo el Piedemonte Llanero. Esta zona es llamada zona triangular de cabalgamiento y está caracterizada por la presencia de estructuras tipo “dúplex” conformadas por láminas cabalgantes estacadas una encima de otra. En esta zona se encuentran los campos de Volcanera, Pauto, Dele y Floreña.

**Figura 5.** Esquema de la sección estructural en la región norte del Piedemonte Llanero



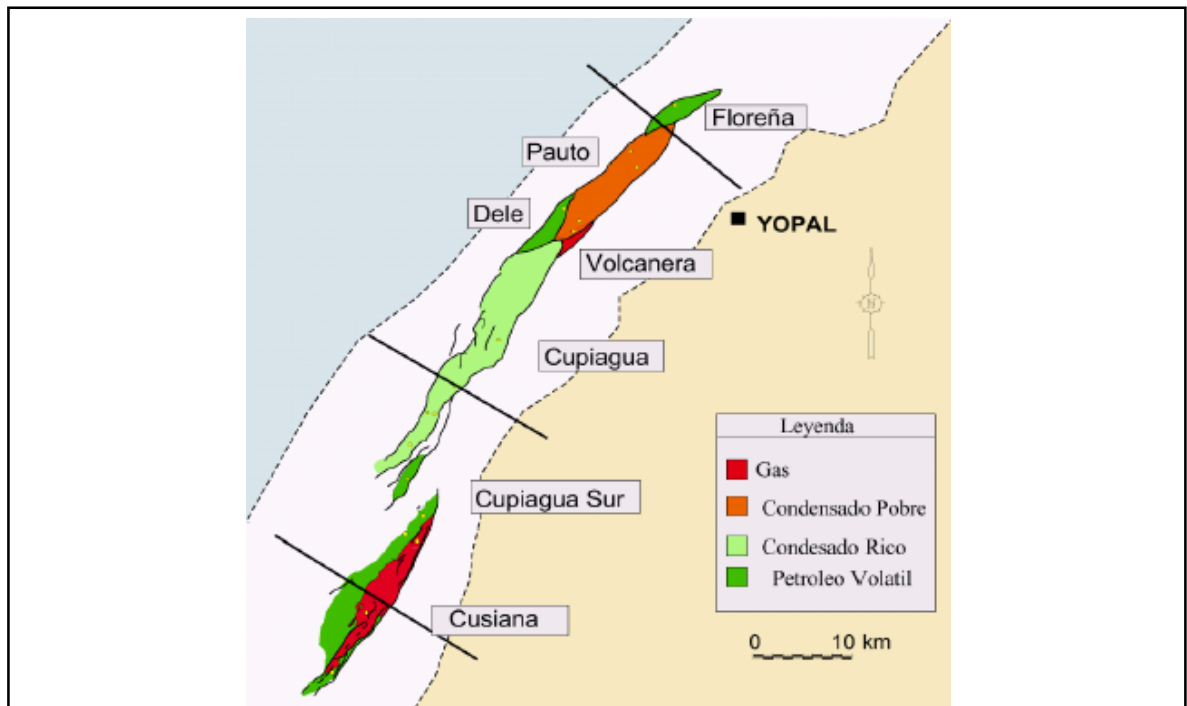
**Fuente:** ALZATE, Juan Carlos. Piedemonte License. [Archivo WORD]. 2011. 8 p. Tomado de: GUTIÉRREZ, Stephanie. Selección del sistema de perforación direccional más adecuado para las operaciones de perforación en el Piedemonte Llanero mediante una evaluación de desempeño. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. 2012. p. 32.

Una longitud de aproximadamente 12 km de largo en rumbo SO-NE y un ancho de 5 km son las dimensiones de la porción norte del Piedemonte Llanero. La acumulación de hidrocarburos (aceite volátil) se presenta en 2 km de los últimos 5 mencionados.

La estructura del Complejo Pauto (conformada por los Campos Pauto, Volcanera y Dele) tiene una extensión de 30 km de largo y aproximadamente 6 km de ancho (de los cuales, 4 km han sido probados con hidrocarburos tipo gas condensado). Se presume que los pozos, en su mayoría, han sido perforados hacia la cresta o hacia el flanco oeste.

En cuanto a la estructura del Campo Floreña, se puede decir que está localizada debajo del Anticlinal de El Morro, que es un anticlinal asimétrico, que limita al Oriente por la denominada Falla de Floreña y que es esta la que le da forma a la estructura.

**Figura 6.** Campos a lo largo del tren estructural en el Piedemonte Llanero



**Fuente:** MARTÍNEZ, 2003. Tomado de: ROA, Aura. Análisis, causas y caracterización de cavings aplicado a la estabilidad de pozos: dos casos en el Piedemonte Llanero. Trabajo de grado para optar al título de Geólogo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006. p. 30.

**2.3.4 Geología del Petróleo.** A continuación se presenta una breve descripción de las rocas generadora, almacenadora y sello, así como de la trampa de hidrocarburos correspondiente a la región del Piedemonte Llanero.

**2.3.4.1 Roca generadora.** Las arcillolitas, de la Formación Gachetá, conforman la roca fuente de hidrocarburos en el área del Piedemonte Llanero, con un espesor que varía de 2.000 a 6.000 ft. La presencia de crudos biodegradados, gas y condensados representa la posibilidad de múltiples etapas de migración de hidrocarburos en el Piedemonte Llanero.

**2.3.4.2 Roca almacenadora.** Las areniscas de las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe son las principales unidades almacenadoras en la región del Piedemonte Llanero. Se ha demostrado, por medio de los pozos de Volcanera, Floreña y Pauto, que a profundidades de hasta 15.000 ft, estas rocas conforman yacimientos de buenas características.

**2.3.4.3 Roca sello.** Las lodolitas, de la Unidad Carbonera C8, constituyen la roca sello y yacen encima de la Formación Mirador. Por otro lado, las arcillas de la Formación Los Cuervos establecen el sello para la Formación Barco y, por último, los shales cretácicos de la Formación Guadalupe actúan como el sello de las areniscas de esta misma Formación.

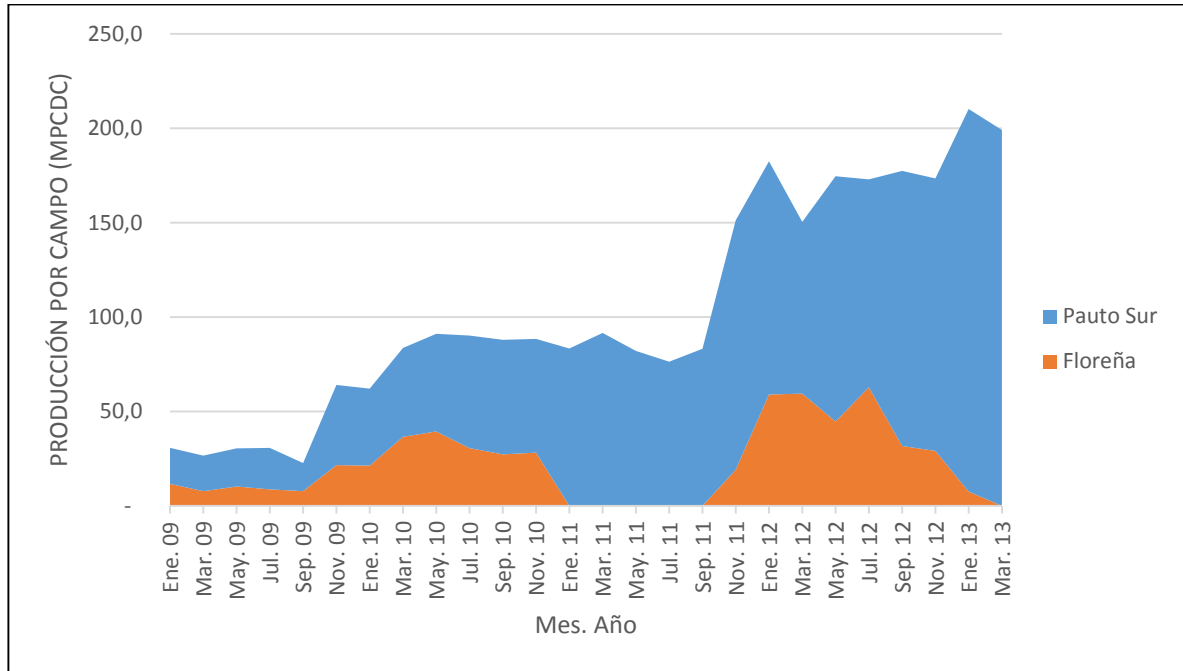
**2.3.4.4 Trampa.** En la zona del Piedemonte Llanero, como parte del tren frontal de pliegues y cabalgamientos de la Cordillera Oriental, las fallas y pliegues compresionales desarrollados conforman los focos de migración para los hidrocarburos generados al oeste, en sinclinales regionales profundos.

## **2.4 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN**

Los yacimientos de Volcanera, Pauto y Floreña contienen principalmente gas y condensado, compuesto de hidrocarburos livianos que al salir a superficie son líquidos pero a condiciones de yacimiento se encuentran en fase gaseosa.

En la gráfica que se muestra a continuación, se presenta el historial de producción por Campo en el área del Piedemonte Llanero desde el 2009 hasta el 2013.

**Gráfica 1.** Producción fiscalizada de gas por campo (millones de pies cúbicos por día calendario - MPCDC)



**Fuente:** Informe Estadístico Petrolero. Tomado del IEP-ACP. [Archivo EXCEL]. 2014.

Es importante resaltar como la producción del Campo Pauto Sur aumentó significativamente en el último trimestre de 2011 y que a finales del primer trimestre del 2013 era el segundo Campo de gas con mayor producción en el país, después del Campo Chuchupa.

### **3. INESTABILIDAD DE POZOS**

La inestabilidad de pozos se reconoce cuando el diámetro del pozo es evidentemente diferente al tamaño de la broca con que se está perforando y el hueco no mantiene su estructura o calibre. La inestabilidad se presenta porque se está alterando el equilibrio en el que se encuentra la formación que está siendo perforada y a menos que ésta sea soportada con un fluido de perforación, inevitablemente tenderá a colapsarse o fracturarse.

La geomecánica de yacimientos es una ciencia que estudia la respuesta mecánica de los materiales geológicos ante cambios del entorno físico entre los que se encuentran los esfuerzos, las presiones, la temperatura, que influyen en la exploración, desarrollo y producción en un campo petrolero (OSORIO, 2004). La geomecánica ayuda a comprender los diversos problemas asociados con la deformación de la roca por producción de fluidos, el fenómeno de fracturamiento, lutitas problemáticas, compactación y subsidencia y en general lo relacionado con la estabilidad de pozos (ZHENG, 1998).

#### **3.1 PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE POZOS**

En general, las causas de los problemas de inestabilidad se pueden clasificar en tres grupos: mecánicas, interacción química con la formación y prácticas operacionales realizadas por el hombre<sup>2</sup>.

Los problemas asociados a la perforación donde, frecuentemente ocurren inestabilidades durante y después de la misma, es una de las áreas específicas en la industria petrolera donde la geomecánica es aplicada para encontrar respuestas y dar soluciones. Algunas de las consecuencias debido a la perforación, son:

- Problemas en los viajes.
- Reducción del tamaño del pozo y washouts.

---

<sup>2</sup> OSISANYA, Samuel. Practical Approach to Solving Wellbore Instability Problems [online]. Society of Petroleum Engineers [cited february 2014]. Available from Internet: <URL: <http://www.spe.org/dl/docs/2012/osisanya.pdf>>. p. 12.

- Pérdida de circulación.
- Pegas de tubería y sidetracks.
- Altos torques y altas presiones de bombeo.
- Fallas de pozo.

Como uno de los objetivos de este trabajo de grado, es identificar las causas que afectan los tiempos de viajes, estas se explicarán al final de este capítulo.

### **3.2 IMPACTO ECONÓMICO**

Los problemas de inestabilidad de pozos producen retrasos en la ejecución de las actividades previstas y, en consecuencia, aumento de los tiempos no productivos (NPT), generando altos costos de perforación. Esta situación se presenta con mayor frecuencia en la región del Piedemonte Llanero, donde la industria, sólo en actividades de perforación, invierte más de seis mil millones de dólares al año.

### **3.3 CONSIDERACIONES FRENTE A LA INESTABILIDAD DE POZOS**

Para solucionar los problemas de inestabilidad de pozos, es necesario considerar la estabilidad antes de perforar, durante la perforación y posterior a la misma. La primera, es seguramente la mejor solución para el control de inestabilidad de pozos, debido a que desde un principio, en la etapa de diseño del programa de perforación (planeación) se están considerando las tres causas potenciales de inestabilidad (mencionadas anteriormente) con el fin de minimizarlas o eliminarlas.

El plan de perforación debe incluir, entre otras cosas, un detallado modelo geomecánico de la zona, una ventana de lodo segura (selección adecuada del peso del lodo de perforación) y control de los viajes que afectan la densidad de circulación efectiva (ECD).

**3.3.1 Anisotropía de las rocas.** La anisotropía es un común denominador de casi todas las disciplinas de la industria petrolífera. Se puede definir como la variación de una propiedad con la dirección en la que sea medida y el contexto se lo da la persona que hable de ella.

Por ejemplo, los petrofísicos piensan en medir la anisotropía de resistividad mientras que, los perforadores y geólogos, piensan en anisotropía en resistencia producida por esfuerzos de la tierra; siendo esta última, la que presenta la mayor parte de las rocas en el *overburden* del Piedemonte Llanero. Su adecuada caracterización, puede significar grandes ahorros durante la perforación de pozos en esta región de Colombia<sup>3</sup>.

La mayoría de las rocas son anisotrópicas hasta cierto punto; se dice que una roca es anisotrópica cuando su respuesta elástica presentada es dependiente de la orientación que tenga, para una configuración de esfuerzos dados.

El origen de la anisotropía siempre es heterogeneidades a pequeña escala, yendo de secuencias de diferentes tipos de roca hasta diferente configuración molecular. En el caso de las rocas sedimentarias, por ejemplo, estas se crean durante el proceso de depositación donde los granos normalmente son depositados de manera estricta. Es importante diferenciar la anisotropía de la heterogeneidad, las cuales son comúnmente confundidas. En primer lugar, la anisotropía es variación en un valor vectorial con dirección en un punto, mientras que la heterogeneidad es variación en valores escalares o vectoriales entre dos y más puntos; y en segundo lugar, la anisotropía tiende a describir principalmente propiedades físicas, mientras que la heterogeneidad es usada normalmente para describir variaciones en composición, geometría y propiedades físicas punto-a-punto.

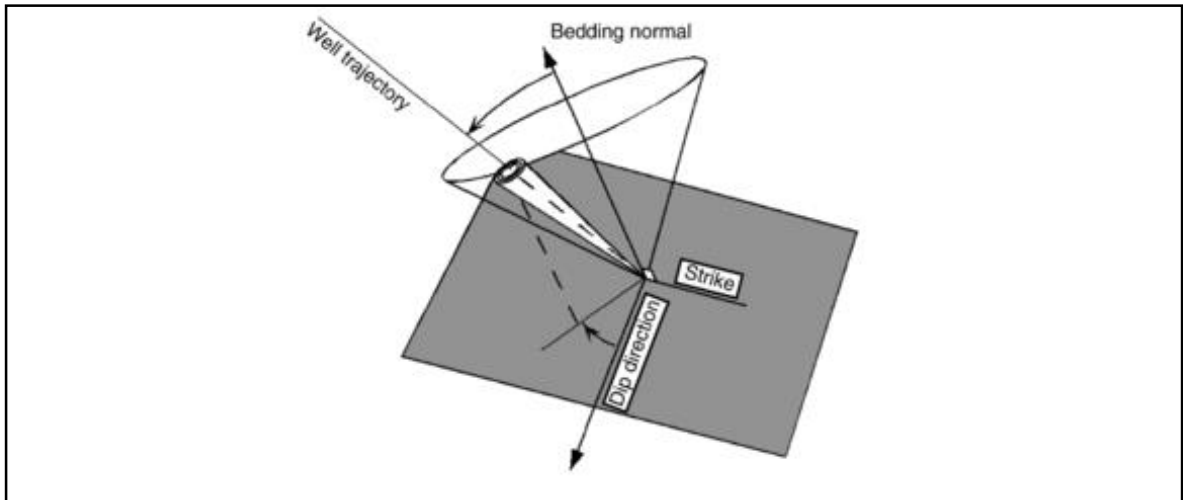
Otro tipo de anisotropía es causada por micro fracturas, las cuales son generadas por un esfuerzo generalmente orientado de forma normal al esfuerzo mínimo principal. Aunque en muchas ocasiones la anisotropía es despreciada debido a que la descripción de la misma requiere de mucha información acerca del material (información pocas veces disponible), es de vital importancia no hacerlo para evitar futuros problemas operacionales y costosas soluciones sobre la marcha.

---

<sup>3</sup> LOPEZ, Cesar y ROA, Aura. Efecto del ángulo de ataque en la perforación de pozos en el piedemonte llanero. En: Simposio de Geomecánica (5: 1, marzo, 2013: Medellín, Colombia). Medellín: 2013. p. 20.

**3.3.2 Ángulo de ataque.** Se define, en pocas palabras, como el ángulo formado entre la trayectoria del pozo y la normal a la capa.

**Figura 7.** Diagrama de ángulo de ataque que describe la orientación de un pozo respecto a la capa



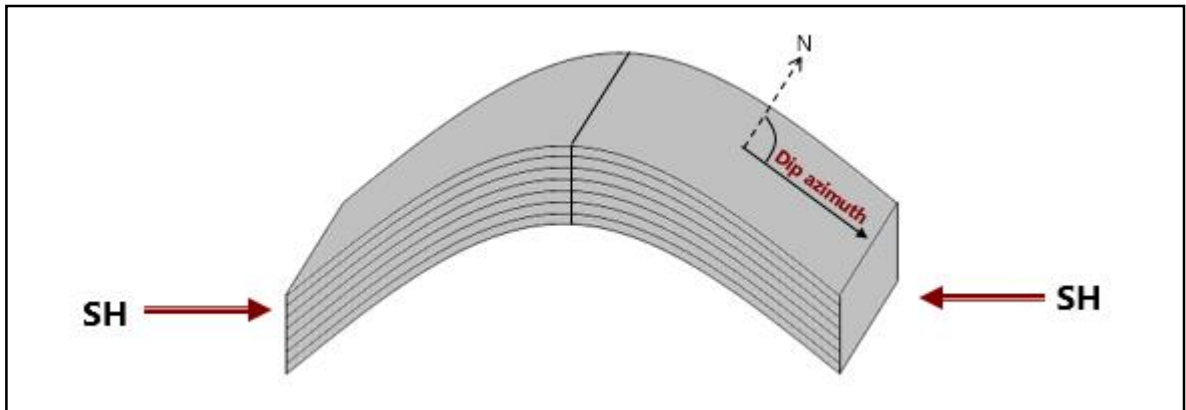
**Fuente:** Models for wellbore stability [online]. Petrowiki [cited february 2014]. Available from Internet: <URL: [http://petrowiki.spe.org/Models\\_for\\_wellbore\\_stability](http://petrowiki.spe.org/Models_for_wellbore_stability)>.

Cuando el ángulo de ataque es igual a cero ( $0^\circ$ ), el pozo está entrando perpendicular a la capa. Cuando el ángulo es noventa ( $90^\circ$ ), el pozo está entrando sobre el plano de la capa y cuando el ángulo es diferente de cero ( $\neq 0^\circ$ ), se define un cono de posibles trayectorias.

Antes de continuar con la importancia de determinar el ángulo de ataque y su efecto en la perforación de pozos en el Piedemonte Llanero, es necesario tener presente los siguientes conceptos:

- Buzamiento (*dip*): es el sentido u orientación de la inclinación de los estratos en un relieve de plegamiento formado en rocas sedimentarias, que son las que se disponen en forma de capas o estratos. También se puede definir como el ángulo que forma el plano a medir con respecto a un plano horizontal, y debe ir acompañado por el sentido en el que el plano buza o baja.

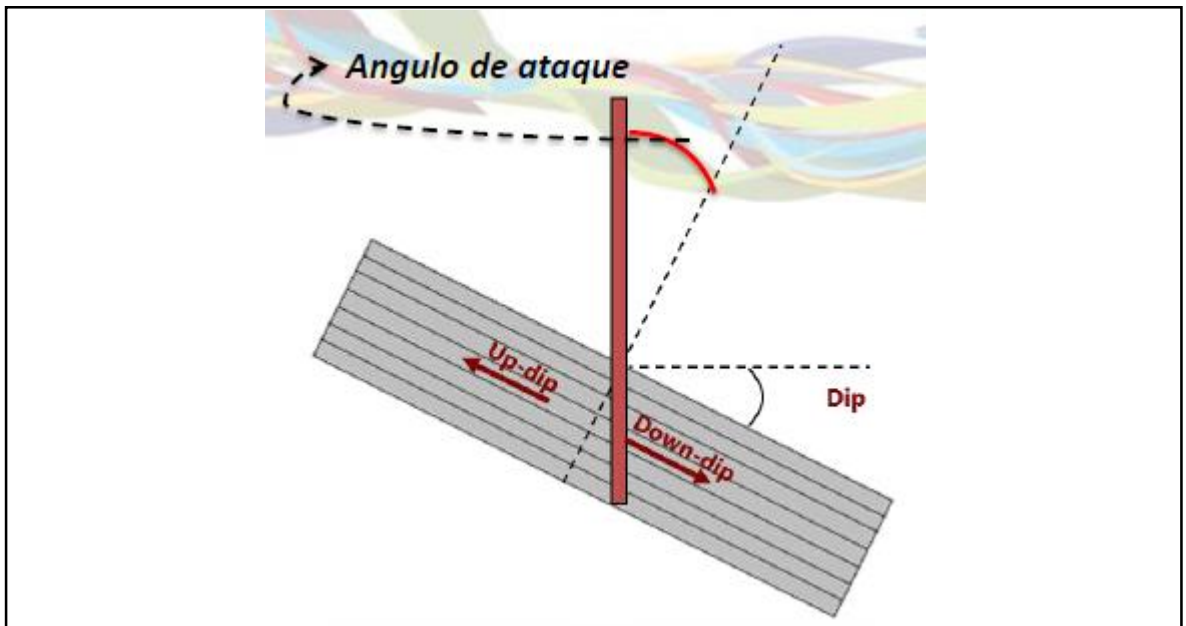
**Figura 8.** Buzamiento en un relieve de plegamiento



**Fuente:** LOPEZ, Cesar. Down-dip, Up-dip, Efectos. [diapositivas]. Equión Energía Ltda., Bogotá, Colombia, observación inédita. diap. 8.

- *Cross-dip*: en la misma dirección de la capa.
- *Up-dip*: en dirección ascendente a la capa.
- *Down-dip*: en dirección descendente de la capa.

**Figura 9.** Diagrama Up-dip y Down-dip



**Fuente:** LOPEZ, Cesar y ROA, Aura. Efecto del ángulo de ataque en la perforación de pozos en el piedemonte llanero. En: Simposio de Geomecánica (5: 1, marzo, 2013: Medellín, Colombia). Medellín: 2013. p. 10.

Los perfiles direccionales y los ángulos de ataque pueden influir en el rendimiento de la ROP o tasa de penetración. El grado de influencia de cada uno se describe a continuación.

- **Ángulo de ataque:** se puede clasificar en tres categorías, ordenadas de forma ascendente, a medida que aumenta el grado de complejidad que representan para la ROP.

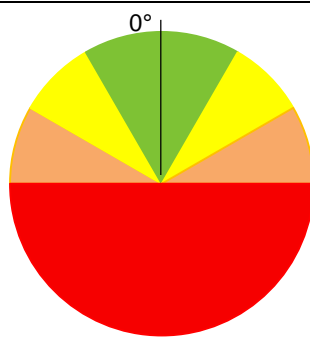
**Tabla 1.** Clasificación de ángulos de ataque

Clasificación	Ángulo de ataque
<b>Categoría 1</b>	< 20°
<b>Categoría 2</b>	> 20° y < 40°
<b>Categoría 3</b>	> 40°

- **Relative Bearing:** es el ángulo entre la trayectoria y la dirección de buzamiento, comúnmente como componente del máximo esfuerzo horizontal.

**Tabla 2.** Clasificación de los *relative bearing*

Clasificación	Ángulo de ataque
<b>Up dip</b>	< 20°
<b>Cross dip up dip</b>	> 30° y < 45°
<b>Cross dip</b>	> 45° y < 90°
<b>Down dip</b>	> 90°



0°

■ Cross dip up dip ■ Up dip ■ Cross dip ■ Down dip

Siendo el escenario ideal, manejar ángulos dentro de la zona verde, menores a 20°.

## **Efecto en la perforación de pozos en el Piedemonte Llanero**

De acuerdo con el reporte final de resultados de un estudio realizado en campos del Piedemonte Llanero por *GeoMechanics International (GMI)* para *British Petroleum Exploration*, en abril de 1998, aparecen dos factores relevantes en el control de la estabilidad de pozos perforados a través de la Formación Carbonera. Estos son, el ángulo de ataque del pozo respecto a planos de estratificación débiles y a la interacción entre esfuerzos in-situ, peso del lodo y resistencia de la roca.

En la mayoría de los campos, la influencia de planos débiles de estratificación es muy común y los problemas en el pozo ocurren en ciertos intervalos debido a la orientación del pozo respecto a la capa. Para remediar esta situación, se podrían utilizar lodos con pesos considerablemente altos o, preferiblemente, el pozo podría ser perforado en una trayectoria que minimizara las inestabilidades. En ese orden de ideas, las conclusiones de la investigación y evaluación del estudio fueron:

- Pesos altos del fluido de perforación son mejores que pesos bajos.
- Se debe tener la debida precaución para garantizar que los pozos sean perforados en la dirección que no desencadene falla de los planos débiles de estratificación en Carbonera.

Basados en los análisis de volúmenes de recortes y el tamaño de hueco registrado, fue evidente que algunas secciones de los pozos evaluados en los diferentes campos del Piedemonte Llanero, continuaron ensanchándose después de la perforación. Lo anterior sugiere que resulta ventajoso reducir los tiempos de exposición. Sin embargo, también se observó que los ensanchamientos dependientes del tiempo ocurrieron, por lo general, en las mismas secciones donde se predijo que iban hacer inestables al momento de ser perforadas. Entonces, es probable que estos ensanchamientos del hueco dependientes del tiempo, puedan ser minimizados (de la misma manera que se mencionó

anteriormente) con la adecuada selección del peso del lodo y la trayectoria del pozo.

### **3.4 PROBLEMAS AL VIAJAR**

Perforar un pozo requiere de una sarta de perforación que transmite el torque suministrado en la superficie para rotar la broca y, también, proporciona el peso necesario para perforar la formación de interés. El perforador dirige el pozo mediante el ajuste del esfuerzo de torsión, tensión y rotación de la sarta de perforación. Cuando ya no es libre para moverse hacia arriba, abajo, o rotar como se quiere, se dice que el ensamblaje se encuentra atascado. Una pega de la tubería en las paredes de la formación puede ocurrir durante la perforación del hueco, mientras se realiza una conexión, cuando se corren registros o durante cualquier actividad que involucre dejar la sarta en el pozo.

Entre estas operaciones, las de especial interés en este trabajo de grado, son las relacionadas con viajes de tubería desde el hueco hacia superficie, desde superficie al fondo del intervalo perforado y las corridas de revestimientos. Para tener un marco bibliográfico de referencia se deben conocer inicialmente los eventos que pueden presentarse durante su ejecución, aumentando significativamente los tiempos de operación, entre los que se destacan los diferentes casos de pega de tubería.

- Pegas de tubería: Hacen que las actividades planeadas se retarden por un espacio de tiempo, cuando las fuerzas de hueco abajo no permiten que se mueva la sarta fuera del hueco.
- Hueco Apretado: Ocurre cuando fuerzas de hueco abajo restringen el movimiento de la sarta a un nivel más arriba de las condiciones operativas normales (una señal de advertencia común de riesgo de pega).

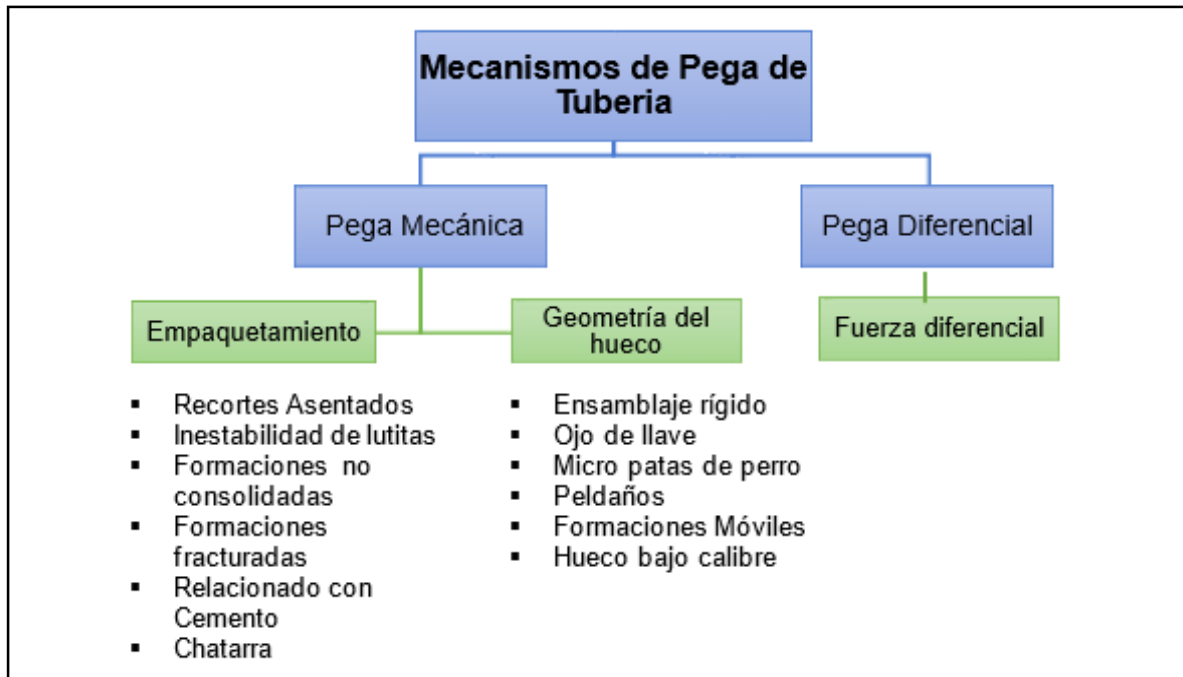
**3.4.1 Pegas de Tubería.** La pega de tubería es un problema que ocurre cuando la sarta de perforación, el revestimiento o una herramienta no puede ser movida hacia adentro o hacia afuera del hoyo una vez insertada en éste y en algunos casos tampoco puede ser rotada. La gravedad del problema puede variar desde un inconveniente menor que puede generar un aumento de costos, a complicaciones mayores que pueden traer resultados considerablemente negativos, como la pérdida del ensamblaje de perforación o pérdida total del pozo. Un gran porcentaje de los casos de pegas de tubería terminan exigiendo la desviación del pozo alrededor de la sección donde se produjo el atascamiento y la perforación de un nuevo intervalo (*sidetrack*).

Cuando se presenta este problema durante la perforación del pozo deben realizarse operaciones especiales para lograr liberar la sarta. El procedimiento a emplear dependerá directamente del tipo de atascamiento y de las condiciones bajo las cuales ocurrió.

En muchos casos, la pega de tubería es considerada como uno de los problemas más costosos y que genera mayor pérdida de tiempo durante la perforación de pozos. Para prevenir y corregir estos problemas es necesario conocer las causas que los originen, de manera que puedan ser aplicadas las medidas preventivas y tratamientos apropiados a cada situación en particular, puesto que muchas veces una acción inadecuada puede agravar el problema.

Estos atascamientos durante la perforación son causado por las condiciones del hoyo y el diferencial de presión creado entre la sarta de perforación y la formación, por lo que se clasifica en dos tipos: pega mecánica y pega diferencial (ver **Figura 10**). El porcentaje de incidentes en cada categoría depende del tipo de hueco y de las condiciones de la perforación.

**Figura 10.** Clasificación de los mecanismos de pega de tubería



En general, la pega mecánica es causada por una obstrucción o restricción física, mientras que la pega diferencial es causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodos sobre balanceada que actúan sobre la sarta de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable. La pega mecánica ocurre generalmente durante el movimiento de la tubería. Se puede identificar porque evidencia bloqueo de la circulación. Sin embargo, en algunos casos se puede observar una cantidad limitada de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, incluso cuando la tubería está atascada mecánicamente. Una pega por presión diferencial ocurre en la mayoría de casos cuando la sarta está estacionaria, tal como cuando se hacen las conexiones o cuando se realiza un registro. Se puede identificar porque presenta circulación completa, pero con ausencia de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, con la excepción del estiramiento y torque de la tubería.

### 3.4.1.1 Pega Mecánica.

#### ❖ Empaquetamiento o *pack off*

Es un tipo de pega mecánica que ocurre cuando existen materiales en el hoyo, tales como recortes de la formación, desechos, entre otros, que se acumulan alrededor de la sarta y/o del BHA y bloquean el espacio anular entre la tubería y la pared del pozo. Se tiene que recordar que los recortes, tanto grandes como pequeños pueden generar pegas.

De acuerdo a las estadísticas alrededor del mundo, el empaquetamiento es la causa de mayor frecuencia que provoca situaciones de pega de tubería. Esto ocurre normalmente cuando las bombas de lodo se apagan por extensos períodos de tiempo, como cuando se está sacando la sarta, sobre todo cuando este viaje se está haciendo en contrarrepaso o *Backreaming*. Es un trabajo demasiado arduo liberar la tubería cuando existe una pega por empaquetamiento, siendo las posibilidades de éxito muchísimo menores que cuando la pega es diferencial o por geometría del hoyo.

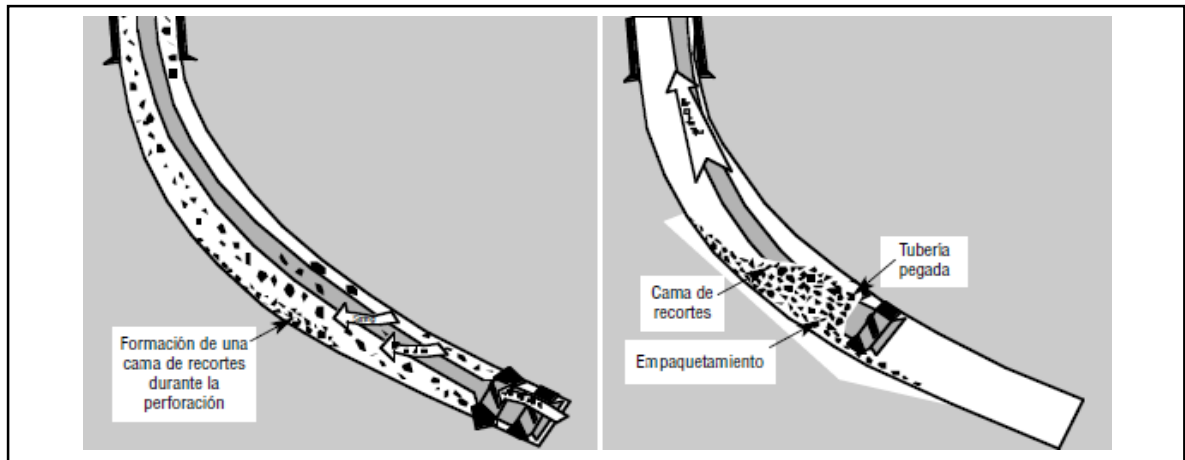
Principales causas de empaquetamiento del hueco:

- Asentamiento de recortes.
- Inestabilidad de lutitas: Lutitas reactivas, geopresurizadas y/o hidropresurizadas.
- Esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo tectónico.
- Formaciones fracturadas y falladas.
- Formaciones no consolidadas.
- Cemento Blando o basura dentro del hueco.

#### **Asentamiento de recortes**

Si los recortes no son retirados del pozo, se acumulan en éste, causando un empaquetamiento, generalmente alrededor del ensamblaje de fondo o BHA y de la sarta de perforación.

**Figura 11.** Recortes depositados (según Amoco TRUE)



**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 494.

Este problema ocurre frecuentemente en las secciones agrandadas, donde las velocidades anulares son más bajas. En los pozos desviados, los recortes se acumulan en la parte baja del pozo y pueden caer dentro del pozo, causando el empaquetamiento.

Causas de la remoción inadecuada de los recortes del pozo:

- Perforación a Velocidades de Penetración (ROP) excesivas para una velocidad de circulación determinada. Esto genera más recortes de los que pueden ser circulados mecánicamente a partir del espacio anular.
- Hidráulica anular inadecuada.
- Falta de suspensión y transporte de los recortes hacia la superficie con una reología de lodo adecuada.
- Trayectorias de pozo muy desviadas. Los pozos de alto ángulo son más difíciles de limpiar, ya que los sólidos perforados tienden a caer en la parte baja del pozo. Esto produce la formación de camas de recortes que son difíciles de eliminar.
- Desprendimiento y obstrucción de la formación alrededor de la sarta de perforación.

- Circulación insuficiente para limpiar el pozo antes de sacar la tubería o de realizar conexiones. Cuando se interrumpe la circulación, los recortes pueden depositarse alrededor del BHA y obstruir el pozo, causando eventos de pega.
- Perforación ciega (sin retornos de lodo) y barrido periódico inadecuado del pozo con un lodo viscoso.
- Perforación involuntaria sin circulación.

Principales advertencias e indicaciones de la sedimentación de los cortes:

- Relleno en el fondo luego de realizar las conexiones y los viajes.
- La cantidad de retornos que regresa a las zarandas es pequeña en relación con la velocidad de perforación y el tamaño del pozo.
- Aumento del torque, arrastre y presión de bombeo.
- Sobre-tensión en las conexiones y durante el retiro de la tubería.
- Aumento de la cantidad de Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS) y posible aumento del peso y/o viscosidad del lodo.

Véase el **Anexo A** para información más detallada.

Medidas preventivas para minimizar el riesgo de sedimentación de recortes:

- Mantener la reología apropiada del lodo de conformidad con el tamaño del pozo, la ROP y la inclinación del pozo.
- Usar una hidráulica optimizada que sea compatible con el tamaño respectivo del pozo, la inclinación y la ROP. Velocidades de circulación más altas siempre proporcionan una mejor limpieza del pozo.
- No debe permitirse que la ROP exceda la capacidad para limpiar el hueco.
- Usar una rotación agresiva de la sarta para mejorar la limpieza del pozo.
- Considerar un viaje de limpieza después de perforar una sección larga con un motor de fondo.
- Circular al máximo galonaje (GPM) recomendado para el tamaño del hueco.

- Limpiar el hueco con máxima rata de circulación posible durante el máximo tiempo posible (5-10 min) antes de las conexiones. Cuando sea posible rotar a las máximas revoluciones por minuto (máxima RPM).
- En los pozos casi verticales, barrer el pozo con lodo de alta viscosidad. En los pozos muy desviados, barrer con píldoras de baja viscosidad/alta viscosidad. Circular siempre hasta que las píldoras de barrido regresen a la superficie y que las zarandas estén limpias.

### **Inestabilidad de lutitas**

Las lutitas inestables pueden causar la obstrucción y pega cuando caen dentro del pozo. Se pueden clasificar en:

- **Lutitas reactivas:** Son lutitas sensibles al agua, perforadas con insuficiente inhibición. Las lutitas absorben agua, se someten a esfuerzo y se disgregan dentro del pozo (ver la **Figura 12**). La perforación a través de lutita reactiva es indicada principalmente por aumentos de la viscosidad de embudo del punto cedente, de los esfuerzos de gel, de la Prueba de Azul de Metileno (MBT) y posiblemente del peso del lodo. Esto se reflejará en los aumentos de torque, arrastre y presión de bombeo.
- **Lutitas presurizadas:** Estas lutitas están presurizadas y sometidas a esfuerzos mecánicos por diferentes factores, incluyendo el peso de la sobrecarga, los esfuerzos in-situ, el ángulo de los planos de estratificación y los esfuerzos tectónicos. Cuando son perforadas con un peso de lodo insuficiente, estas lutitas se derrumban dentro del pozo (ver la **Figura 13**). Probablemente los inconvenientes se presenten cuando se está viajando, mientras se está perforando y a causa de la pega se restringe la circulación.
- **Lutitas Hidro-presurizadas:** La presión de poro de las lutitas se carga con el sobrebalance hidrostático, que hace que la lutita caiga dentro del hueco y atasque la tubería.

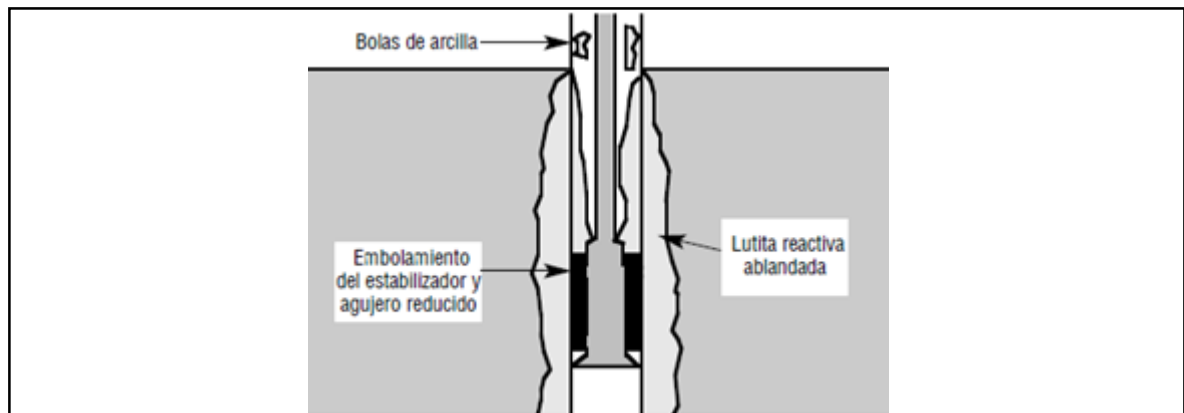
Advertencias e indicaciones de inestabilidad de lutitas:

- Generalmente se presenta una reducción en el peso del lodo.
- Incrementa el torque y el arrastre.
- Se presentan derrumbes o *Cavings* de lutitas en la zaranda.

Acciones:

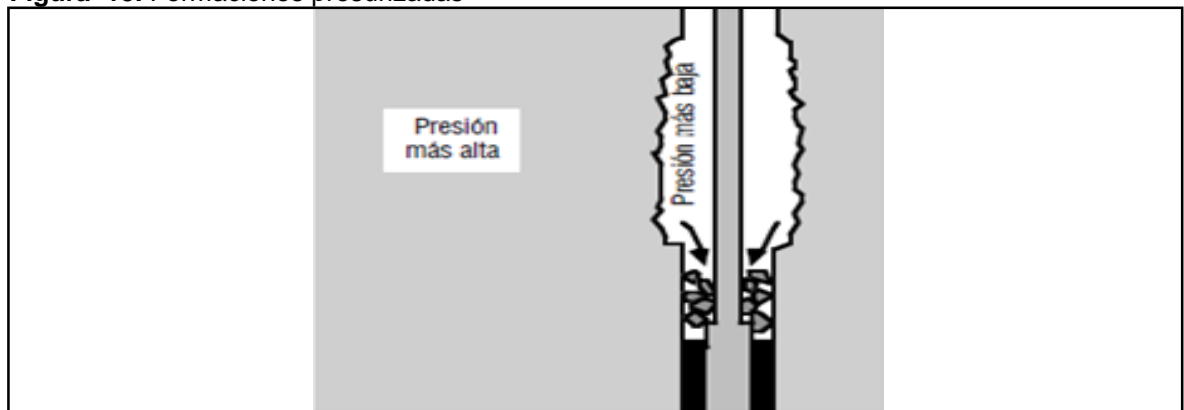
- Aplicar baja presión de bombeo (200-400 PSI).
- Si se está sacando, aplicar torque y martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.
- Si se está metiendo tubería, martillar hacia arriba con la carga máxima de viaje, sin aplicar torque.

**Figura 12.** Formación reactiva (según Shell UK)



**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 495.

**Figura 13.** Formaciones presurizadas



**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 495.

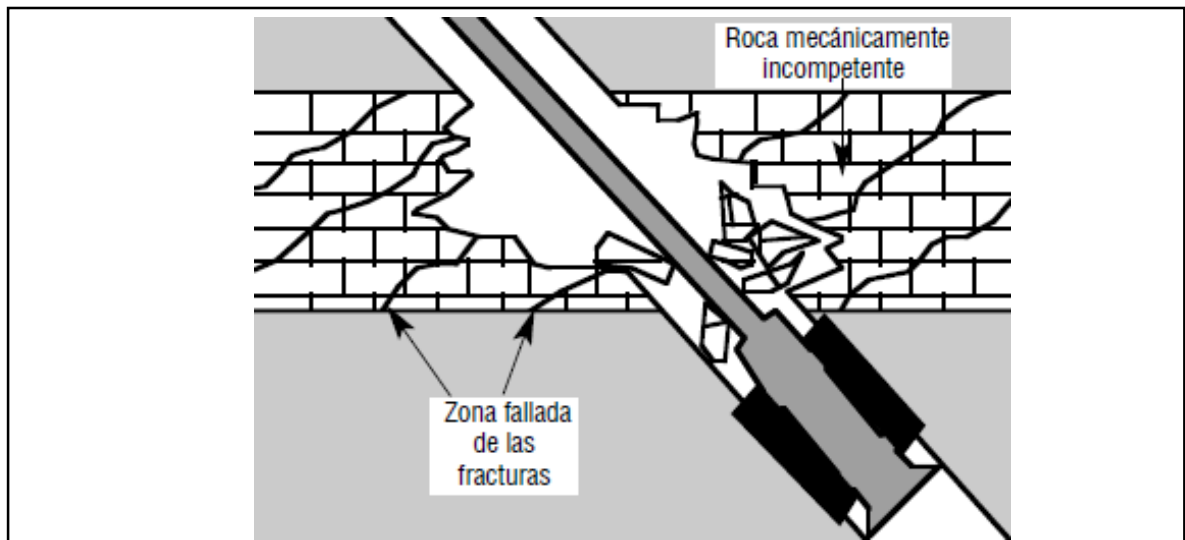
### **Esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo tectónico**

El esfuerzo de sobrecarga se origina cuando el peso del lodo no es suficiente para soportar la sobrecarga, ya sea porque no se ajustó el peso del lodo a medida que se incrementaba el ángulo del hueco o porque las lutitas presionadas se fracturan y caen dentro del hueco. El esfuerzo tectónico es producido por las fuerzas laterales que ocurren naturalmente en las formaciones. Las lutitas presionadas se fracturan, caen dentro del hueco y atascan la sarta de perforación.

### **Formaciones fracturadas y falladas**

Son formaciones frágiles mecánicamente incompetentes. Son especialmente inestables cuando los planos de estratificación se inclinan hacia abajo con altos ángulos.

**Figura 14.** Formaciones fracturadas y falladas (según Shell UK)



**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 495.

Se encontrarán grandes cantidades de lutita astillosa o blocosa cuando las lutitas presurizadas son perforadas con un desbalance de presiones o cuando las formaciones fracturadas se desprenden. La presión de bombeo, el torque y el arrastre aumentarán cuando el pozo está sobrecargado de lutita derrumbada. El control de la inestabilidad de la formación debería comenzar durante la fase de planificación del pozo. Un sistema de lodo inhibido, adaptado a la formación con el

peso de lodo apropiado, minimiza la inestabilidad de la lutita. Para balancear los esfuerzos mecánicos, los pozos muy desviados requieren pesos de lodo más altos que los pozos verticales. Aunque la prioridad del diseño de la tubería de revestimiento sea asegurar que el pozo pueda ser perforado de manera segura, las profundidades de los zapatos del revestimiento deben ser ajustadas para que las formaciones problemáticas puedan ser revestidas. Sobra decir que será necesario mantener las propiedades adecuadas del lodo para asegurar la buena limpieza del pozo.

Si se detecta el derrumbe de la formación, responder inmediatamente:

1. Interrumpir la perforación.
2. Barrer el pozo con lodo viscoso.
3. Aumentar la viscosidad para mejorarla capacidad de transporte.
4. Aumentar el peso del lodo, cuando sea posible.
5. Implementar prácticas de perforación para mejorar el transporte de los recortes y reducir la posibilidad de pega de la tubería.

Se puede identificar un problema de empaquetamiento generado por una formación fracturada si se observan fragmentos de roca en forma de bloque o angular en las zarandas.

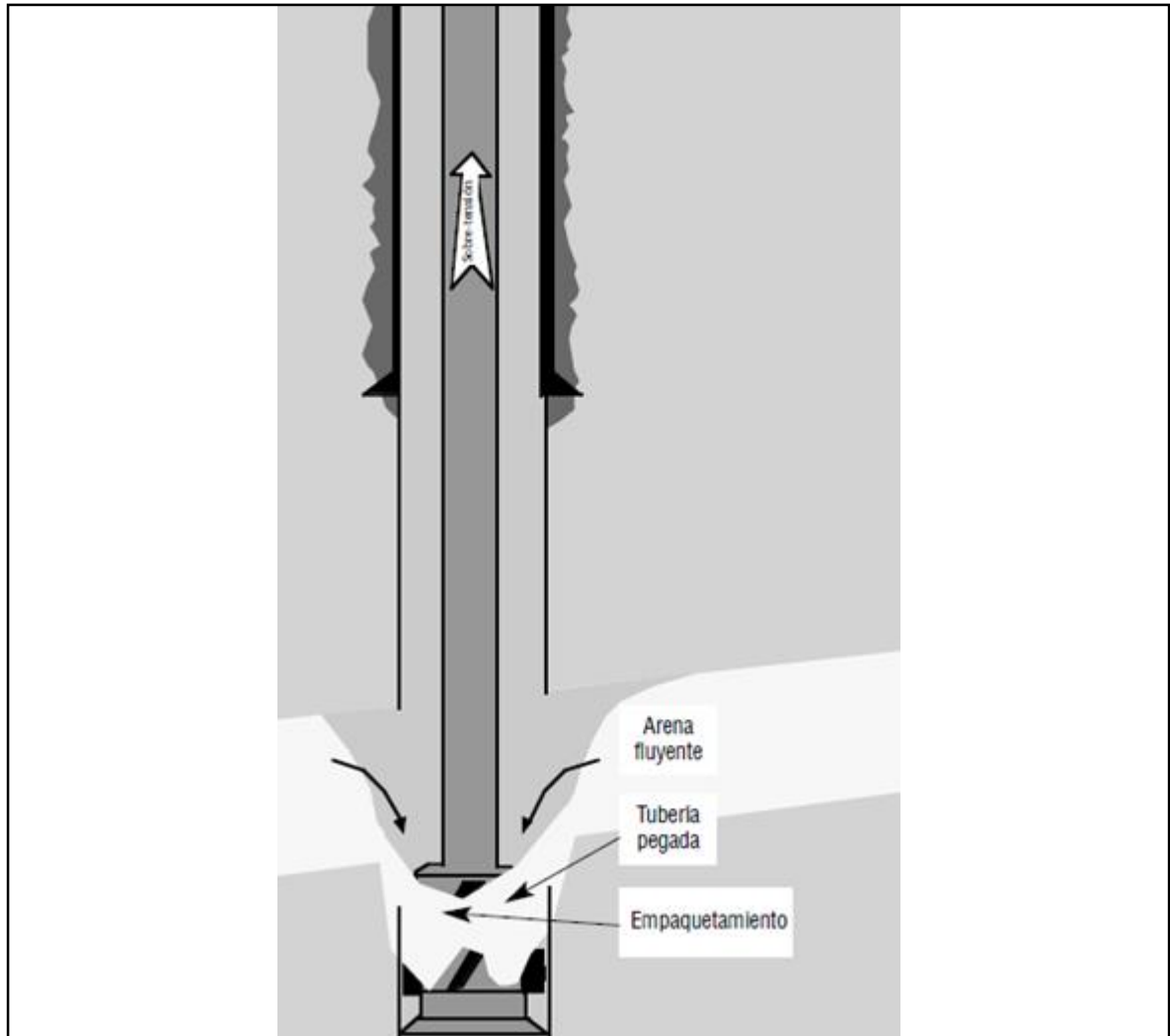
### **Formaciones no consolidadas**

Principalmente se presentan en la parte superficial del hueco y pueden inducir pegas mientras se perfora. Generan un empaquetamiento repentino sin ninguna señal, con una circulación imposible.

Este problema afecta las formaciones que no pueden ser soportadas solamente por el sobrebalance hidrostático. Por ejemplo, la arena y la gravilla no consolidadas caen frecuentemente dentro del pozo y obstaculizan alrededor de la sarta de perforación. También pueden ocurrir problemas si el revoque depositado sobre la arena floja no consolidada no es suficiente para impedir que ésta “fluya” dentro del pozo y genere obstrucciones (ver la **Figura 15**).

En general, estos tipos de deformaciones se encuentran en niveles poco profundos o durante la perforación de las zonas de producción. El torque, el arrastre y el relleno sobre las conexiones son indicios comunes de estos problemas.

**Figura 15.** Formación no consolidada (según Amoco TRUE)



**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 496.

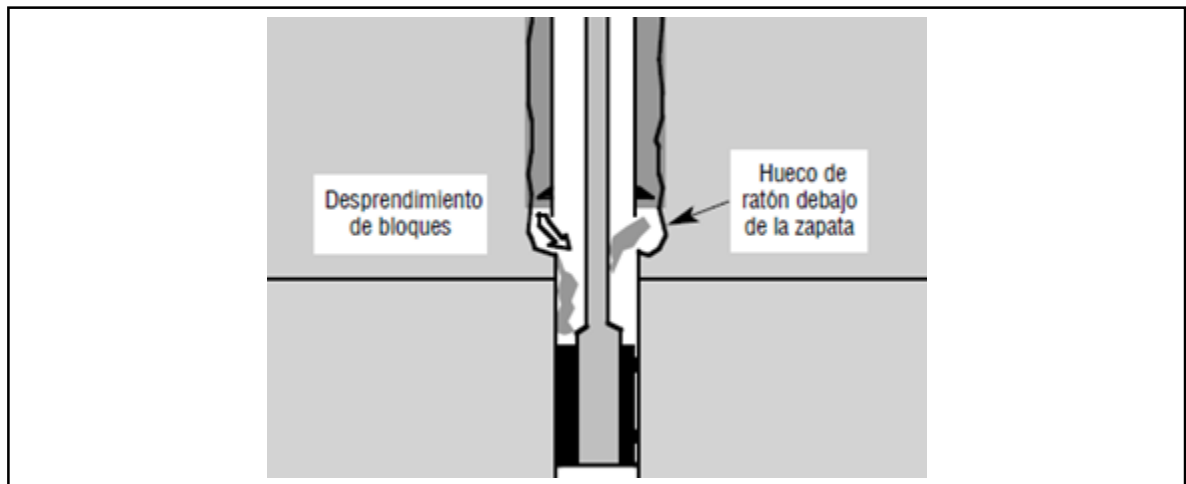
Los equipos de control de sólidos estarán sobrecargados de cantidades de sólidos que no corresponden a la ROP. Para perforar estas formaciones, el lodo debería proporcionar un revoque de buena calidad para ayudar a consolidar la formación, de manera que la presión hidrostática pueda “empujar contra”, y estabilizar la formación. Los tratamientos con material de pérdida por infiltración, tal como la

fibra M-I-XTMII, ayudarán a sellar estas formaciones y proporcionarán una base para el revoque. Para minimizar la erosión, evitar caudales excesivos y cualquier ensanchamiento innecesario o la circulación con el BHA frente a las formaciones no consolidadas. El pozo debe ser barrido con píldoras de gel viscoso para asegurar la buena limpieza del pozo y la formación del revoque.

### **Cemento blando o basura dentro del hueco**

Cuando bloques de cemento o basura caen dentro del pozo, éstos pueden actuar como una cuña y bloquear la sarta de perforación. Esto puede ocurrir cuando el cemento pierde su estabilidad alrededor de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento o ser causado por tapones de pozo abierto y tapones de desvío.

**Figura 16.** Bloques de cemento (según Shell UK)

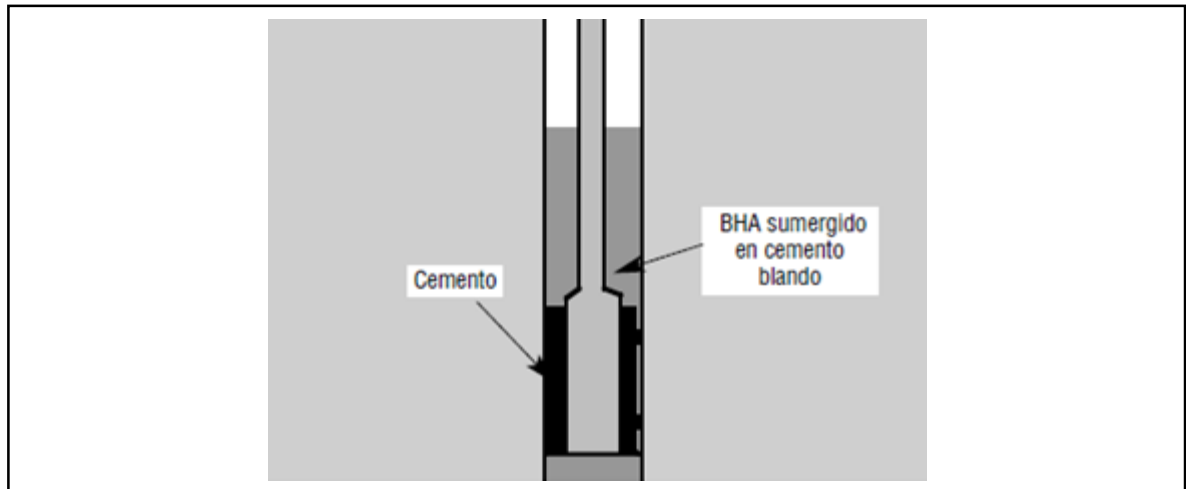


**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 497.

Otro tipo de obstrucción con el cemento puede ocurrir cuando se intenta establecer la circulación con el BHA sumergido en cemento blando. La presión de bombeo puede causar el fraguado “instantáneo” del cemento y pegar la sarta de perforación (ver la **Figura 17**).

Basura metálica puede caer de la mesa del equipo de perforación o de la rotura del equipo de fondo o de trozos de materiales tubulares y equipos desbastados.

**Figura 17.** Cemento blando (según Shell UK)



**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 497.

Medidas preventivas para minimizar la basura en el pozo:

- Dejar suficiente tiempo para el fraguado del cemento antes de salir perforando.
- Comenzar lavando por lo menos dos paradas de tubería, antes del tope teórico del cemento.
- Sacar dos paradas antes de tratar de establecer la circulación; si se observa algún peso de asentamiento al meter la tubería dentro del pozo después de una operación de cementación.
- Controlar la perforación al limpiar saliendo del cemento blando.
- Evitar que caigan objetos al pozo cuando la sarta de perforación se encuentre por fuera.
- Mantener el equipo de la mesa de perforación en buenas condiciones de operación.
- Cuando se considere necesario, bombear píldora viscosa para mejorar la limpieza en fondo.

## ❖ Geometría del Hueco

Otra categoría de pega mecánica está relacionada con la geometría del pozo. El diámetro del hueco y/o del ángulo con relación a la geometría del ensamblaje de fondo y/o a la rigidez del BHA no permite el paso de la sarta de perforación. En general, cuanto más grande sea el cambio de ángulo o de dirección del pozo, más alto será el riesgo de que ocurra una pega mecánica. Perforar un pozo tipo “J” implica lidiar con un alto riesgo de experimentar una pega de tubería, que es incluso mayor en pozos tipo “S” debido a los aumentos de fricción y arrastre.

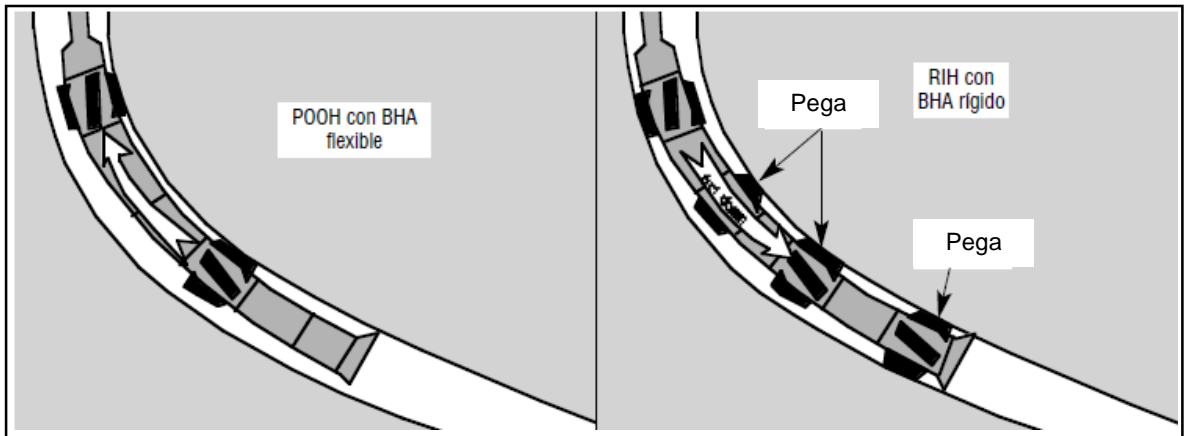
A su vez un hueco con alta tortuosidad representa potenciales incidentes de atascamiento de la sarta, a causa de los múltiples contactos con las formaciones que pueden experimentarse, restringiendo el avance.

Se pueden mencionar los siguientes tipos de perturbación de geometría del pozo:

- Ojos de llave.
- Huecos por debajo del calibre.
- Formación móvil.
- Micro patas de perro.
- Escalonamientos.
- Ensamblaje rígido

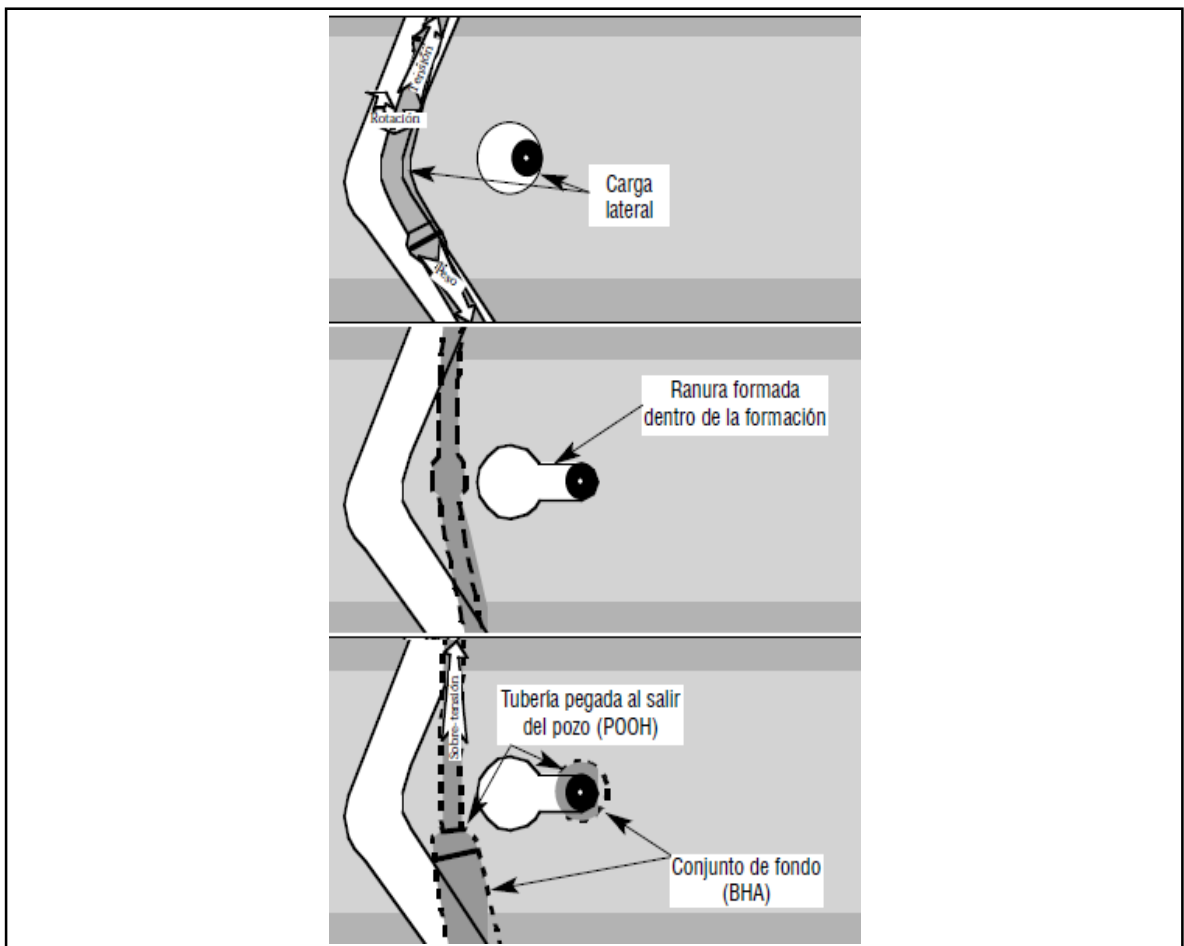
A continuación se muestran ilustraciones que representan con claridad los diferentes tipos de perturbación de la geometría del hueco. Para mayor información sobre causas, advertencias y acciones a realizar frente a cada una, véase el **Anexo B**.

**Figura 18.** Conjunto rígido (según Amoco TRUE)



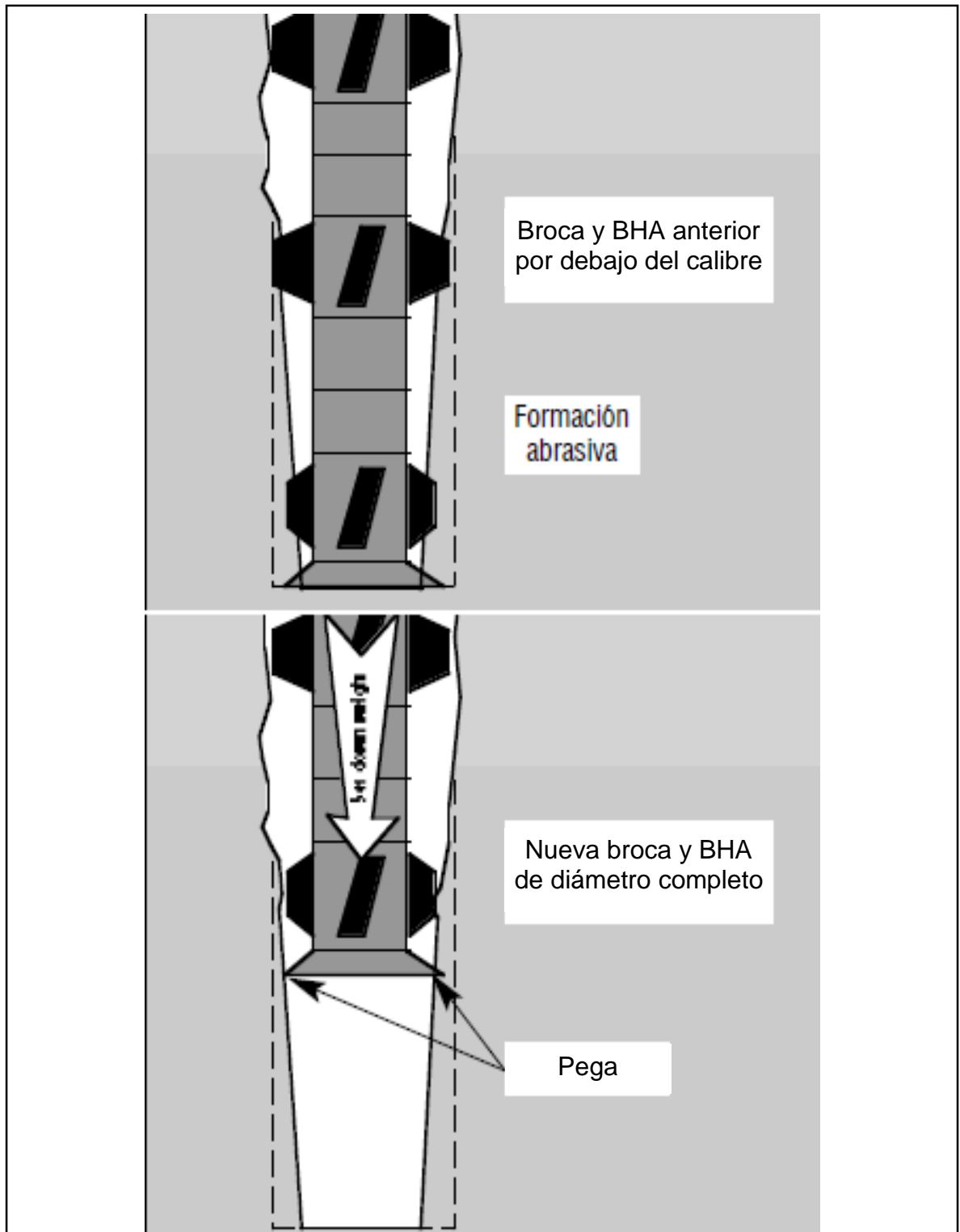
**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 458.

**Figura 19.** Asentamiento ojo de llave (según Amoco TRUE)



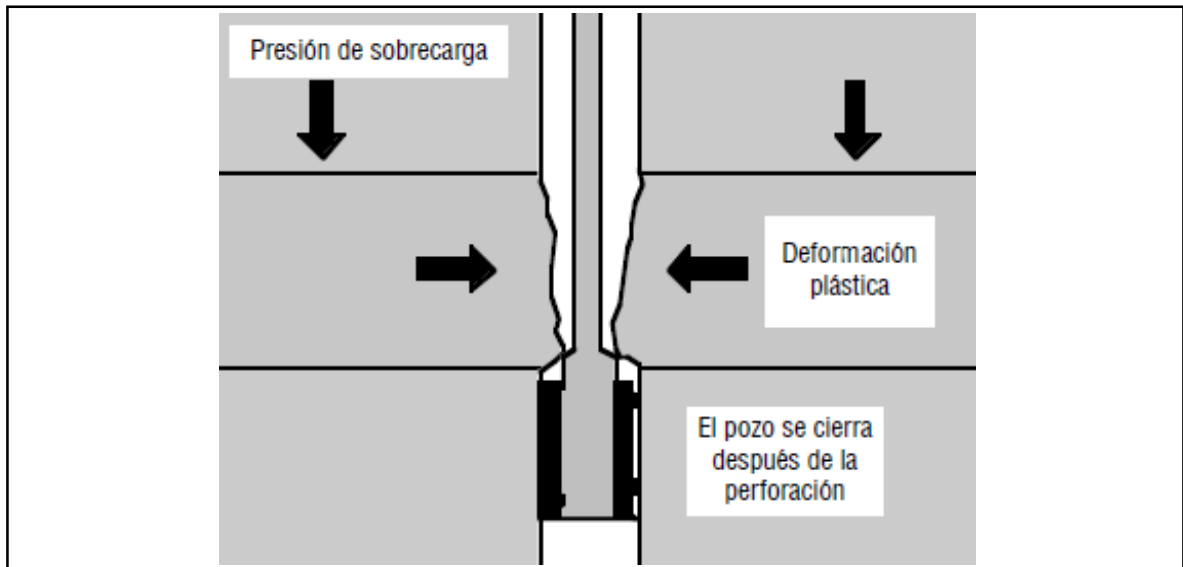
**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 457.

**Figura 20.** Pozo por debajo del calibre (según Amoco TRUE)



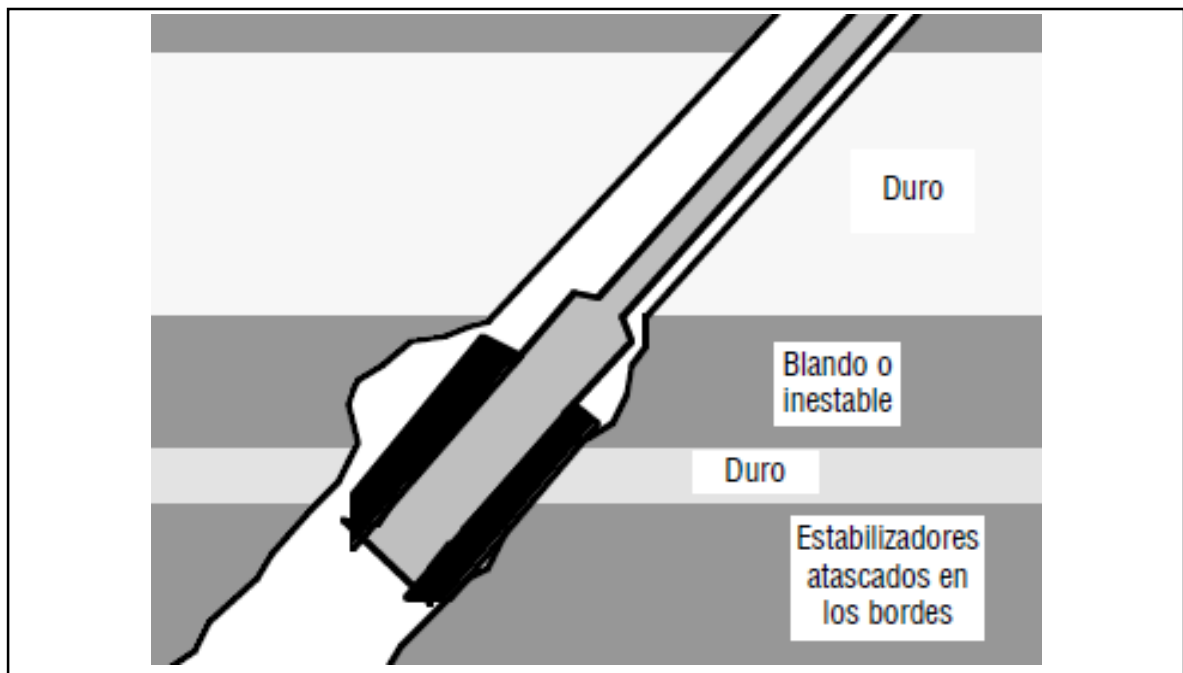
**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 457.

**Figura 21.** Formación móvil



**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 458.

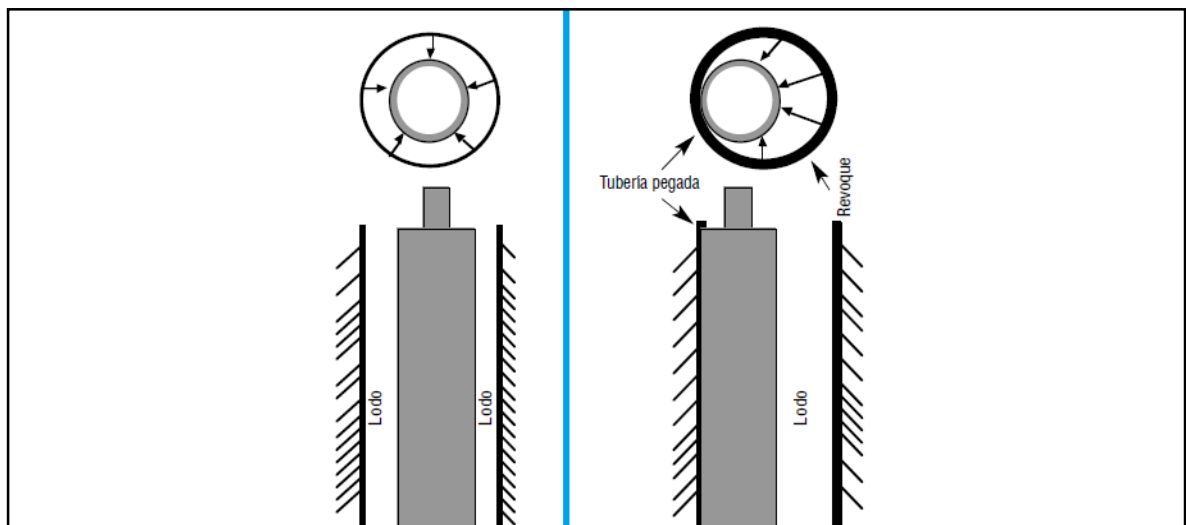
**Figura 22.** Micro patas de perro y escalonamientos



**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 458.

**3.4.1.2 Pega Diferencial.** Este tipo de pega se produce por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobrebalanceada que actúan sobre la sarta de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable. Esta pega ocurre generalmente cuando la tubería está estacionada durante una conexión o la realización de un registro, y está indicada por la circulación completa y la ausencia de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, con la excepción del estiramiento y torque de la sarta.

**Figura 23.** Mecanismo de pega por presión diferencial



**Fuente:** M-I SWACO. M-I Drilling Fluid Engineering Manual. p. 460.

Deben ocurrir dos condiciones para que se presente una pega diferencial:

- La presión hidrostática del lodo debe exceder la presión de la formación adyacente.
- Debe existir una formación porosa permeable.

Una información más clara y detallada consultada en el manual de prevención de pega de tubería de INTERTEK CONSULTING & TRAINING se encuentra consignada en la **Tabla 3** de la siguiente página.

**Tabla 3.** Información adicional de pegas diferenciales

Causas	Advertencias	Indicios	Acciones	
			Primera Acción	Acciones Preventivas
<p>La sarta de perforación tiene contacto con la zona permeable.</p> <p>Cuando el movimiento de la tubería se detiene, se desarrolla una retorta de filtrado estática.</p> <p>Un alto sobrebalance aplica una fuerza de pega diferencial hacia el área de contacto de la sarta de perforación.</p>	<p>Se pronostican arenas con baja presión.</p> <p>Secciones del BHA largas y sin estabilizadores.</p> <p>Incrementos de sobretensión, peso asentamiento o torque para comenzar el movimiento de la sarta.</p>	<p>Ocurre después de un periodo de no mover la tubería.</p> <p>La sarta no puede ser rotada ni movida.</p> <p>La circulación no es restringida.</p>	<p>Aplicar torque y martillar hacia abajo con la máxima carga de viaje.</p> <p>Colocar una píldora para soltar la tubería si la sarta no se libera trabajando con el martillo.</p>	<p>Mantener un peso mínimo requerido de lodo.</p> <p>Mantener la sarta moviéndose cuando el BHA esté frente a zonas sospechosas.</p> <p>Minimizar la pérdida de filtrado en áreas de baja presión.</p> <p>Minimizar las secciones del BHA sin estabilizadores, utilizar collares espiralados y tubería de perforación extra pesada.</p> <p>Controlar la perforación en zonas sospechosas.</p>

**Fuente:** INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de Pega de Tubería. p. 79, 80.

#### 4. ANTECEDENTES OPERACIONALES Y TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

El Piedemonte Llanero Colombiano es conocido como una de las zonas más difíciles para perforar un pozo a nivel mundial. Características como la alta complejidad geológica (donde se destacan numerosas intercalaciones de arenas y lutitas), buzamientos muy pronunciados, gran cantidad de fallas y un ambiente tectónicamente activo, sumadas a la profundidad de sus yacimientos con rocas muy duras (alcanzan una resistencia compresiva uniaxial –*UCS*- de hasta 35 Kpsi) y altamente abrasivas, justifican dicha distinción a Campos del Piedemonte Llanero como Pauto y Floreña, de especial interés en este proyecto de grado.

Debido a los altos tiempos para perforar un pozo en estos Campos, y por consiguiente a los elevados costos que estos representan, se busca constantemente reducir los principales eventos que contribuyen a dichos tiempos, mediante la adaptación de diversas prácticas operacionales exitosas en la industria global, la utilización de nuevas herramientas y materiales (como ensanchadores de hueco y centralizadores CRB), y una sinergia completa de todos los miembros de la compañía para pretender optimizar las actividades con cada proyecto que se va realizando.

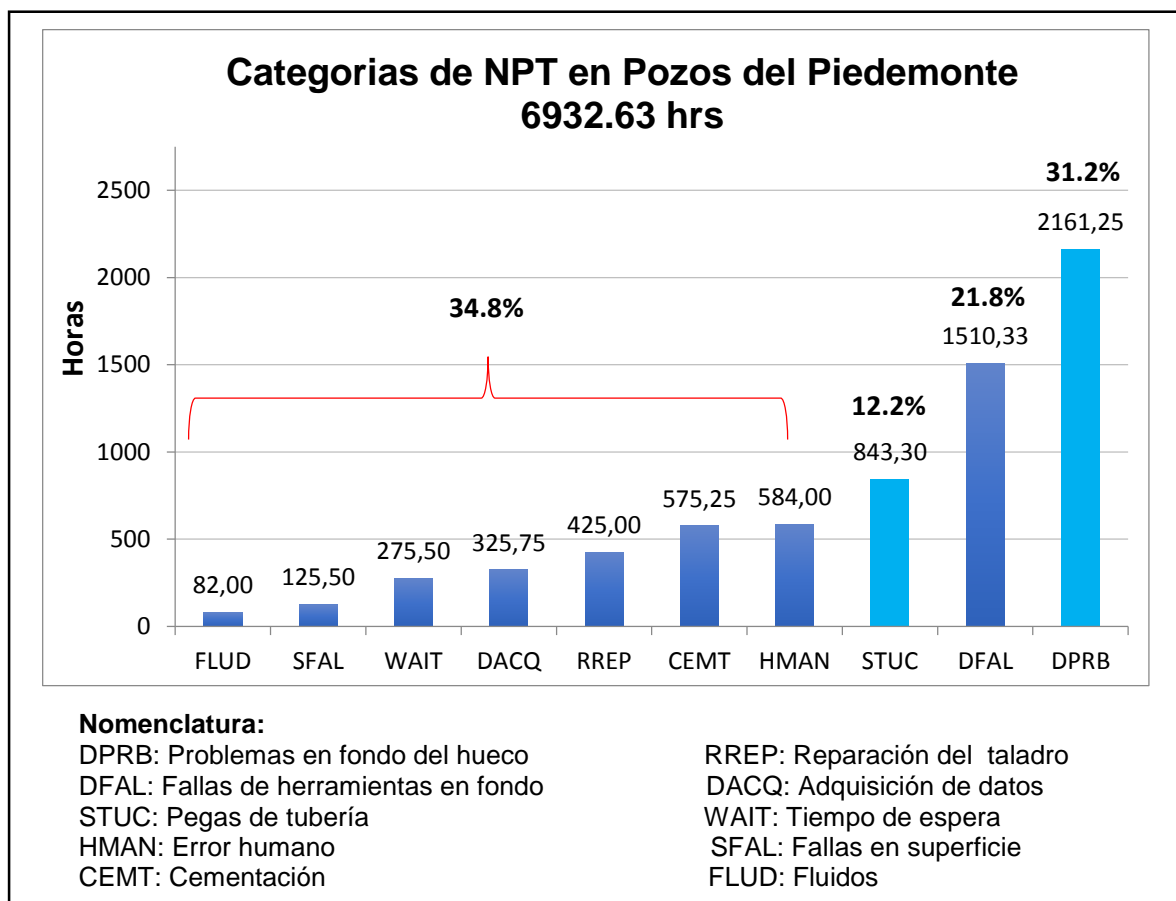
Una forma práctica de identificar los factores que más están castigando los tiempos y por consiguiente los costos de perforación de las actividades planeadas al inicio de cada pozo, es calcular e identificar los tiempos no productivos que se generaron durante su ejecución, comúnmente llamados *NPT (Non-Productive time)*.

A partir de la experiencia de ingenieros de Equión Energía Limitada y de reportes diarios de perforación y documentos técnicos consultados, se pudo establecer que una de las operaciones durante la cual se presentan frecuentemente problemas en el hueco, es al viajar con tubería saliendo del hueco (*POOH*) y entrando al hueco (*RIH*), especialmente en secciones intermedias en las que se perforan formaciones Carboneras como C7 y C8 que requieren especiales consideraciones.

Todo lo anterior fue cuantificado y convalidado con un estudio realizado por ingenieros del área de Perforación de la Compañía, en el cuál se reseñaron las causas de la mayoría de tiempos no productivos estudiando los últimos siete pozos perforados: Pozo N4, Pozo F6, Pozo 4, Pozo 7, Pozo 8, Pozo 5 y Pozo 6.

#### 4.1 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

**Figura 24.** Categorías de NPT en Pozos del Piedemonte Llanero Colombiano

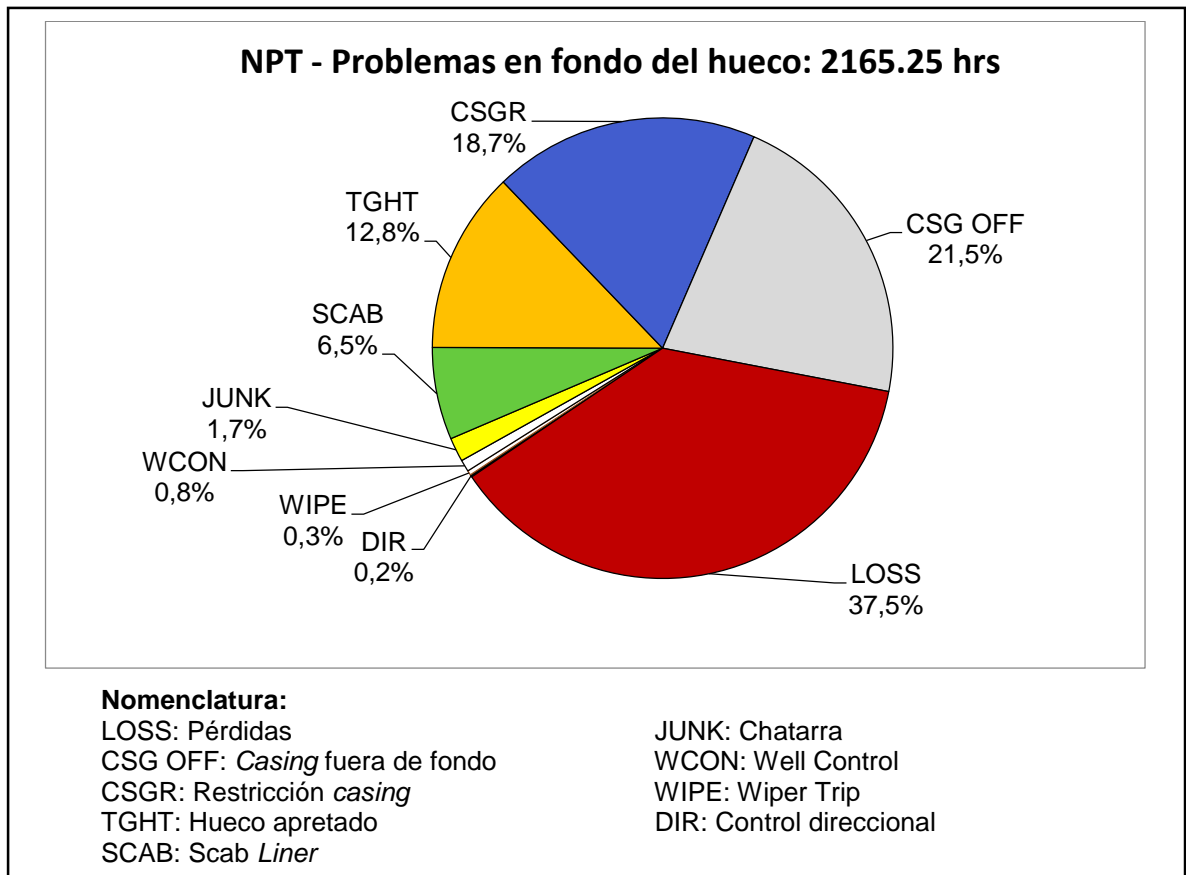


**Fuente:** EQUIÓN ENERGÍA LTDA. *Well of the Future Project. Piedemonte NPT Analysis.* Bogotá D.C.: Enero 2013. Diapositiva No. 8. [Modificada].

La **Figura 24** muestra que el 43.4% del tiempo no productivo durante la perforación de pozos en campos como Floreña y Pauto se genera por problemas en fondo del hueco y eventos de pega de tubería.

En la **Figura 25** se subdividen las 2161.25 horas (31.2%) de tiempo perdido por problemas en el hueco en nueve grupos, que permiten cuantificar que los problemas asociados con la estabilidad de hueco y su impacto durante los viajes y corridas de revestimientos corresponden al 59.8% de esta clasificación y al 18.64% del NPT total.

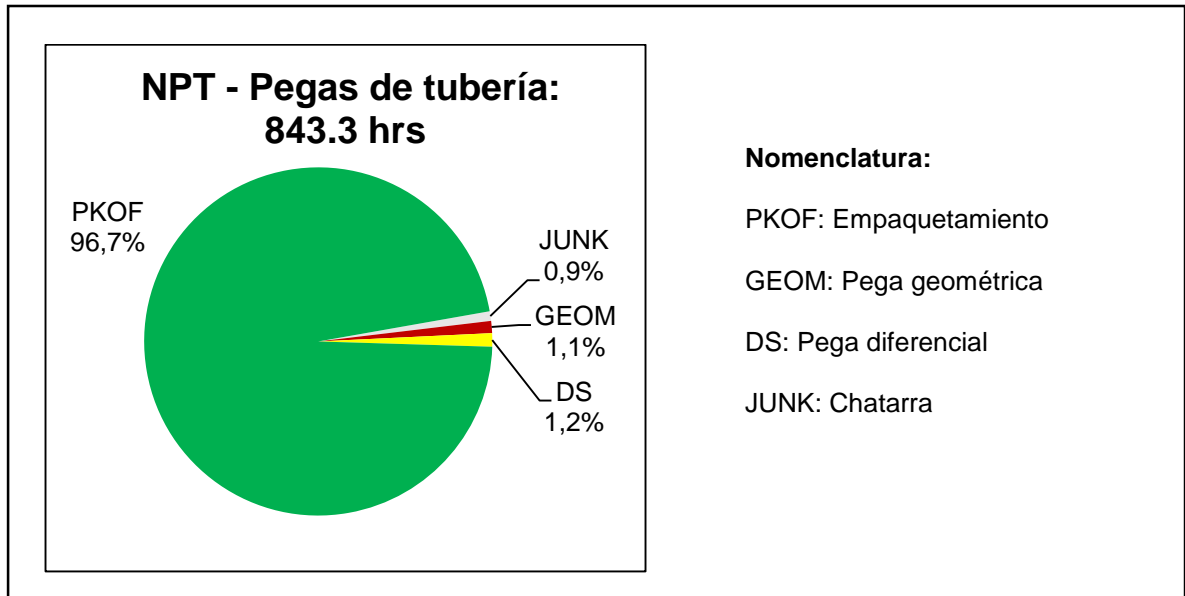
**Figura 25.** NPT por problemas en fondo de hueco



**Fuente:** EQUIÓN ENERGÍA LTDA. *Well of the Future Project. Piedemonte NPT Analysis.* Bogotá D.C.: Enero 2013. Diapositiva No. 12. [Modificada].

Otro de los factores que viene castigando fuertemente los tiempos de las operaciones son los eventos de pega de tubería, principalmente de tipo mecánico, por empaquetamiento tal como refleja la **Figura 26**.

**Figura 26.** NPT por eventos de pega de tubería



**Fuente:** EQUIÓN ENERGÍA LTDA. *Well of the Future Project. Piedemonte NPT Analysis.* Bogotá D.C.: Enero 2013. Diapositiva No. 13. [Modificada].

Analizando los resultados obtenidos con las gráficas previamente mostradas, se respalda la idea de que los principales NPT están relacionados con problemas de inestabilidad de pozos y pegas de tubería viajando, perforando o corriendo revestimiento y que pueden llegar a representar el 30.84% del tiempo perdido por actividades no planeadas, como en los 7 pozos estudiados.

Con base en lo anterior, el grupo de ingeniería y la líder de nuevas tecnologías del área de perforación y completamiento de la compañía identificaron una gran oportunidad de mejora en los tiempos de viaje y corridas de revestimiento, los cuales se estaban viendo altamente afectados por problemas de puntos apretados y restricciones en el hueco que llegaban a desencadenar, en varias ocasiones, en eventos de pega e incluso *sidetracks*.

Para profundizar, se consultaron detalladamente los reportes de perforación, logrando establecer que gran cantidad de los problemas mencionados anteriormente ocurren a través de Formaciones del grupo Carboneras como C7 y C8 perforadas en secciones de 14 ¾ in y de 10 5/8” en la mayoría de pozos.

Para explicar esto, es importante primero describir de forma sencilla la litología de estas formaciones para comprender la situación.

Según el geólogo Juan Carlos Alzate<sup>4</sup> la Formación C7 está conformada por intercalaciones de areniscas finas y muy finas, limolitas parduscas carbonosas y lodolitas, en las cuales abundan niveles carbonosos asociados a picos de gas. Esta estructura se encuentra normalmente sobrepresionada. La Formación C8 está compuesta por una secuencia homogénea de lodolitas, en la cual desaparecen las interlaminaciones carbonosas. Cabe anotar que al ser una formación cercana a la Formación Mirador, objetivo de interés, se monitorea constantemente cualquier cambio litológico, conociendo que entre 80' y 100' arriba del tope del Mirador se desarrolla un intervalo limoso cuyo espesor varía entre 30' y 60' llamado silestone market, que para algunos ingenieros es el causante de algunas restricciones durante los viajes de tubería.

Conocidas estas características de la secuencia de interestratificaciones de areniscas y lodolitas del grupo Carboneras es normal esperar:

- Inestabilidad en las paredes del hueco en formaciones de lodolitas como C8.
- Posibles peldaños y puentes en las secuencias de areniscas.
- Problemas serios de *stick & slip* y vibración.
- Las areniscas pueden ser muy abrasivas, causando pérdida de calibre en la broca y el ensamblaje de fondo.
- Niveles carbonosos inestables.
- Potenciales pérdidas de circulación en los niveles arenosos como C7.
- Posibles influjos de agua en C7 (probablemente sobrepresionada).

Esas condiciones hacen más lentos los viajes y dificultan las corridas de revestimiento al perforar estas Formaciones.

---

<sup>4</sup> ALZATE, Juan Carlos. [Archivo WORD]. Equión Energía Ltda., Bogotá, Colombia, observación inédita. 2014. p. 7.

Como acciones preventivas se pide a los trabajadores implicados mantener perfectamente calibrados los sensores, hacer un chequeo permanente de los derrumbes o *cavings*, prestar especial atención al control de volúmenes de tanques de lodo, controlar el arrastre durante las conexiones y viajes de tubería, monitorear la relación de gases C2/C3 donde si esta relación es menor a 1 indica que la Formación puede estar sobrepresionada, tener un plan escrito del programa a seguir y tener una excelente comunicación entre todos los trabajadores.

Sin embargo, los problemas en fondo de hueco siguen presentándose con frecuencia, lo que ha motivado la búsqueda de nuevas tecnologías que mejoren las operaciones, reduciendo los tiempos no productivos durante la perforación de pozos en los campos del Piedemonte Llanero Colombiano, que como se dijo al inicio requieren de altas inversiones económicas.

Luego de buscar y estudiar varias opciones, la líder de nuevas tecnologías y su equipo de apoyo seleccionaron los ensanchadores (*Underreamers*) y los centralizadores de resinas (*CRB*) como tecnologías que, con su implementación, podrían ofrecer grandes ventajas en la búsqueda de la reducción de tiempos de viaje (*RIH* y *POOH*) y corridas de revestimiento en secciones intermedias a través de formaciones Carboneras.

De ahí surge el interés de conocer si se lograron las mejoras esperadas, una vez implementadas las nuevas tecnologías, motivo por el cual se decidió desarrollar este trabajo de grado para medir los resultados obtenidos y compararlos con los demás pozos perforados previamente.

## 5. NUEVAS HERRAMIENTAS IMPLEMENTADAS

### 5.1 ENSANCHADORES O *UNDERREAMERS*

Son herramientas utilizadas para operaciones de *Underreaming* o ensanchamiento del hueco. Requieren sistemas especiales para su activación, debido a que deben viajar a través del revestimiento.

A pesar de que desde el 2001 se corren herramientas de este tipo en el Golfo de México para ensanchar principalmente domos salinos, solo en el 2009 comenzó a implementarse en pozos en Colombia. Su principio de funcionamiento se ha ido mejorando por cada fabricante a lo largo de los años y sólo hasta hace un par de años se desarrollaron los *underreamers* como se conocen hoy. Se tienden a confundir con los *Hole Openers* aun cuando muestran diferencias notables en su funcionamiento y características como la presencia de partes móviles (bloques cortadores), ausentes en los más antiguos.

**5.1.1 Ensanchamiento de hueco o *Underreaming*.** Es una operación que consiste en ampliar el diámetro original del hueco a uno mayor con ayuda de herramientas especiales como los *Underreamers*.

Su implementación puede ser requerida en dos casos básicos:

- Como operación remedial: Ensanchar un hueco ya perforado, que presenta restricciones a lo largo de la sección y reducciones significativas en su diámetro que puedan afectar las actividades posteriores.
- Como operación preventiva: Ensanchar mientras se perfora el hueco (*UWD Underreaming While Drilling* o *HEWD Hole Enlargement While Drilling*), ante problemas potenciales de estabilidad y puntos apretados. Es el caso más frecuente, dado que no requiere un BHA adicional, se reducen las vibraciones y se obtiene mejor estabilidad.

Comercialmente se consiguen varios *underreamers* con características distintivas según la compañía que los ofrece:

- *Rhino Reamer XS* - Smith (Schlumberger).
- AnderReamer – NOV.
- RipTide – Weatherford.
- XR Reamer – Halliburton.
- Gauge Pro – Baker Hughes.

En Equión Energía Limitada luego de conocer características de cada herramienta como el perfil de la estructura de corte, propiedades de los cortadores y bloques, activación y desactivación, opción de *backreaming*, rango de apertura y propiedades hidráulicas (véase **Anexo C**), se decidió implementar los ensanchadores ofrecidos por Smith y NOV, para ensanchar mientras se perfora la sección de 10 5/8” a 12” en el Pozo C8 (pozo piloto).

**5.1.2 *Rhino Reamer* – Smith Services (Schlumberger).** Es un ensanchador concéntrico, 100% hidráulico con estructura de corte mediante bloques con insertos PDC, accionado por *ball drop* después de superar la profundidad del último zapato para iniciar de forma segura la operación.

Es personalizable, robusto y diseñado con ingeniería de alta precisión, que busca mejorar las actividades de perforación, entregando un pozo concéntrico de alta calidad. Se ofrece para una amplia gama de tamaños de pozo, teniendo como límite del diámetro de apertura el 25% del diámetro del hueco piloto. Ver **Tabla 2**.

**5.1.2.1 Aplicaciones y Beneficios del *Rhino Reamer XS*.** Pueden ser implementados en:

- Pozos profundos
- Ampliación de Intervalos perforados con RSS.
- Perforación de pozos de alcance extendido (ERD).
- Formaciones débilmente consolidadas e hinchables.
- Formaciones abrasivas

**Tabla 4.** Tamaños disponibles del *Rhino Reamer XS*

Serie	Diámetro Total del Cuerpo (in)	Diámetro Hueco Ensanchado (in)	Mínimo Diámetro Hueco Piloto (in)	Diámetro Interior hueco (in)	Máximo Flujo (GPM)
3500	3.50	4 – 4.5	3 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	0.875	141
4500	4.50	4.75 – 5.75	4 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	1.125	230
5625	5.63	6.5 – 7	5 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	1.380	350
6125	6.13	7 – 7.5	6 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	1.380	350
7250	7.25	8 – 9	7 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1.500	500
8000	8.00	8.5 – 10	8 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	2.000	750
9250	9.25	10.25 – 11.75	9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2.000	750
10000	10.00	11 – 12.25	10 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2.500	1200
11625	11.63	12.25 – 15	12 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	3.000	1700
13000	13.00	14.5 – 16.5	13 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	3.000	1700
14250	14.25	15.75 – 18.25	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3.000	1700
16000	16.00	17.25 – 22	16 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	3.000	1700
17500	17.50	21.5 - 24	18 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	3.000	1700

**Fuente:** AVELLANEDA, Daniel. DTR *Rhino XS* Reamer. Schlumberger. Mayo 2013. p. 7.

Dentro de sus principales beneficios se pueden citar:

- Aseguramiento del calibre del hueco.
- Reducción de las vibraciones de la sarta.
- Buena calidad del hueco para actividades posteriores.
- Mejoramiento de la velocidad de viajes y favorecimiento del control del ECD.
- Puede eliminar la necesidad de realizar un viaje de acondicionamiento.
- Mejoramiento de las corridas de revestimiento.

**5.1.2.2 Características del *Rhino Reamer XS*.** La familia de ensanchadores hidráulicos *Rhino Reamer* está conformada por:

- *Rhino XS*: Para un solo viaje de ensanchamiento de hueco.
- *Rhino XC*: Su mecanismo tiene un control completo de los bloques cortadores, que permite cerrarlos aún con galonaje máximo de trabajo, gracias a sus multiciclos de activación.
- *Rhino RHE*: Rimador dual que elimina la corrida para hacer el *clean out*.

En el pozo de prueba, se decidió correr el *Rhino Reamer XS 10000* (10 5/8" x 12) por su costo y disponibilidad.

**Nota:** La numeración usada para el *Rhino Reamer* hace referencia a una aproximación al tamaño original de la sección que busca ser ensanchada. En este caso, para un hueco de 10 5/8" corresponde la referencia 10000 del *underreamer* y XS al sistema de bloqueo de una sola esfera.

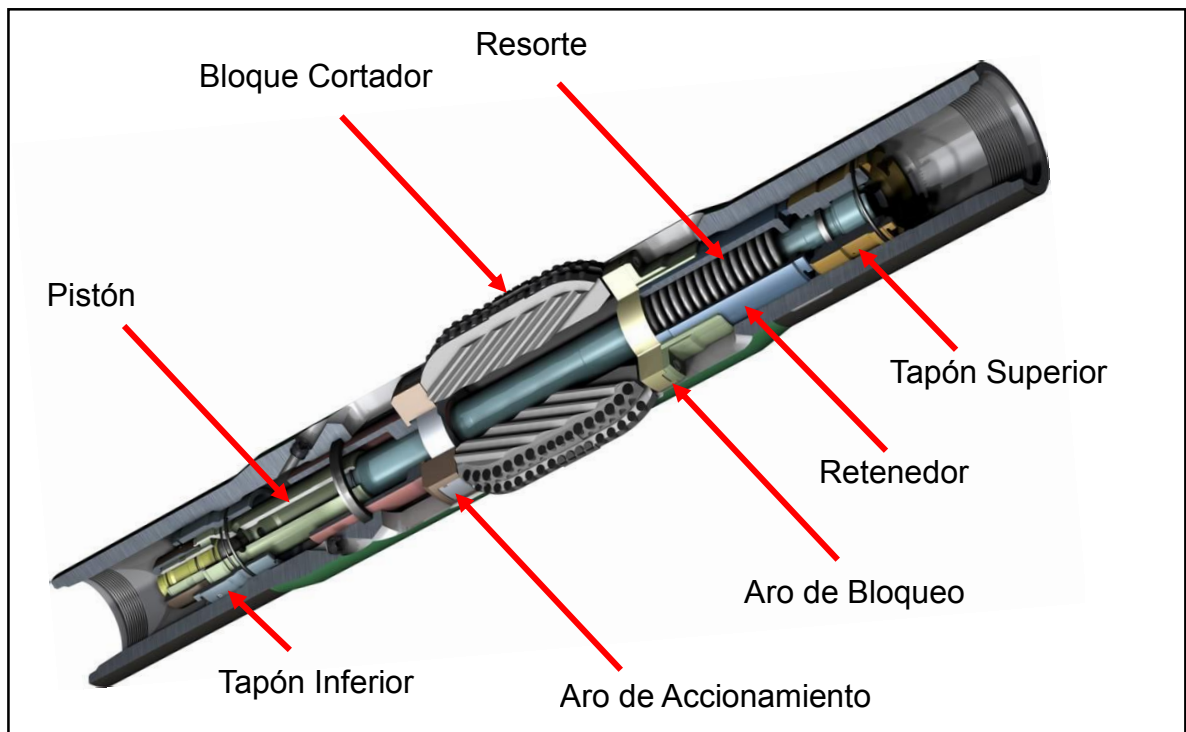
Características importantes del *Rhino Reamer XS*:

- Cuenta con boquillas y rutas de flujo.
- Insertos fuertes revestidos con carburo de tungsteno y diamante mejorado
- Configuraciones para una amplia gama de diámetros y aplicaciones HEWD.
- Se activa hidráulicamente.
- Puede correrse con rotaria o RSS. No se recomienda con motores de fondo.
- Capacidad de realizar *Backreaming*.
- Ofrece la opción de bloques cortadores *Predator*, equipados con cortadores PDC ONYX, con una tercera fila de cortadores. Los bloques *Predator* se desarrollaron para mejorar la resistencia al desgaste y la estabilidad térmica en formaciones duras y abrasivas.

Por su sistema de bloqueo, permite hacer el *drill out* con el mismo ensamblaje del *Rhino Reamer XS*, sin embargo el grupo de ingeniería decidió no asumir este riesgo siendo la primera vez que se iba a correr en un pozo del Campo Pauto y se prefirió destinar un BHA exclusivo para dicha actividad, que a su vez perforara el hueco piloto necesario para poder activar el *Rhino* y comenzar el ensanchamiento.

Para definir la longitud del *rat hole* de ese hueco piloto antes de iniciar la operación, se debe considerar el BHA a utilizar, recomendando que sea mayor a la distancia entre el ensanchador y la broca. Esto para garantizar que al activar la herramienta, los bloques cortadores se encuentren completamente por debajo del zapato, evitando afectar el revestimiento anterior de diámetro menor.

**Figura 27.** Partes del *Rhino Reamer XS*



**Fuente:** AVELLANEDA, Daniel. DTR *Rhino XS Reamer*. Schlumberger. Mayo 2013. p. 11.

Al ser una herramienta simétrica, los bloques cortadores se encuentran en la mitad de la herramienta. Como se observa en la **Figura 27**, tiene un diseño simple y de pocas partes, con dos tapones que funcionan como una contratuerca, un pistón que va conectado al aro de accionamiento o *Ring Drive* que es responsable de la apertura de los bloques, un resorte y un sistema de bloqueo. Los bloques cortadores tienen en el centro un *pad* de estabilización y permiten *reaming* y *backreaming* mientras que el flujo que sale por las boquillas lubrica y limpia el *Rhino Reamer*.

En la **Tabla 5** se resumen especificaciones técnicas del ensanchador, importantes para el diseño del BHA para la corrida. Los diámetros y longitudes corresponden al ensanchador serie 10000. Para otras series, pueden presentarse variaciones en estas características. Por ahora, solo está disponible con cortadores de 13 milímetros (mm), pero se está trabajando en la opción de cortadores de 16 mm.

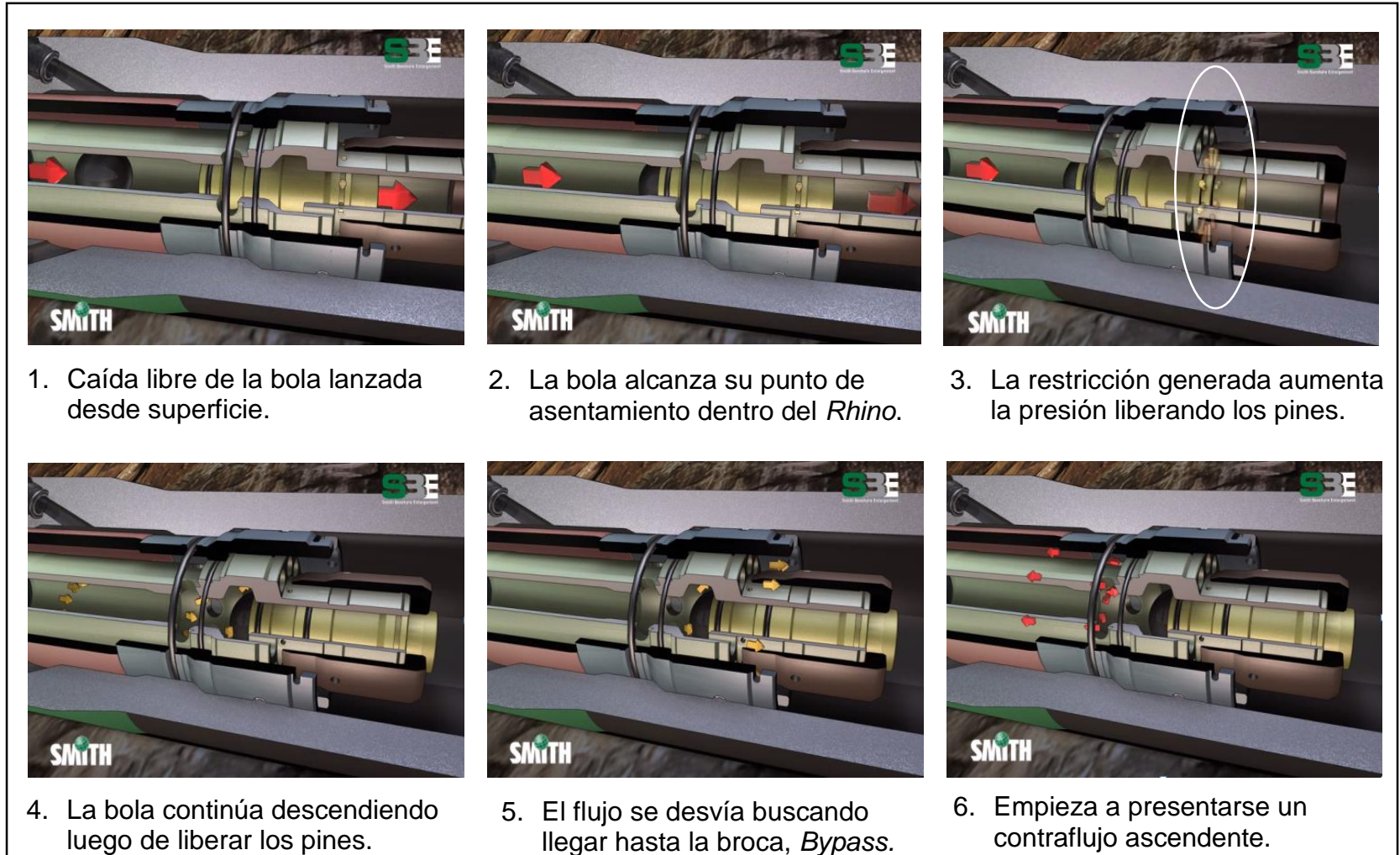
**Tabla 5.** Especificaciones del *Rhino Reamer XS 10000*

<i>RHINO XS REAMER 10000</i>		
10000 Series		
		
<p>El <i>Rhino Reamer XS</i> es un <i>underreamer</i> hidráulicamente expandible diseñado para ensanchar el hueco durante operaciones de perforación. Este ensanchamiento facilita el control del ECD, corrida del revestimiento y garantiza un buen <i>clearance</i> para la cementación.</p>		
<b>Especificaciones</b>		
Longitud Total (A)	in	158
Longitud Mínima del Cuello (B)	in	18
OD Cuello de Pesca (C)	in	8.25
Diámetro del Cuerpo (D)	in	10
<b>Parámetros Operacionales</b>		
Tamaño de apertura del hueco	in	11 – 12 ½”
Diámetro Mínimo del Hueco Piloto	in	10 ½”
Diámetro Mínimo Colapsado	in	10
Diámetro Interno del Hueco	in	2.5
Máxima Tasa de Flujo	GPM	1200
Presión de Operación	psi	800
Máxima Presión de Operación	psi	3000
Tamaño de los Cortadores PDC	mm	13
		

**Fuente:** SCHLUMBERGER. *Ideas Analysis Project* Pozo C8. Mayo 2013. p. 3. [Modificada].

- **Activación del *Rhino Reamer XS*:** Para conocer de forma gráfica su proceso de activación, ver **Figura 28** y **Figura 29**.

Figura 28. Activación del Rhino Reamer



Fuente: SMITH SERVICES. *Rhino* Ball Shear [Video]. 2010. 01:02.

Figura 29. (Continuación)



7. El contraflujo mueve el pistón y el aro de accionamiento o *Drive Ring*.



8. Se abren los bloques cortadores completamente.



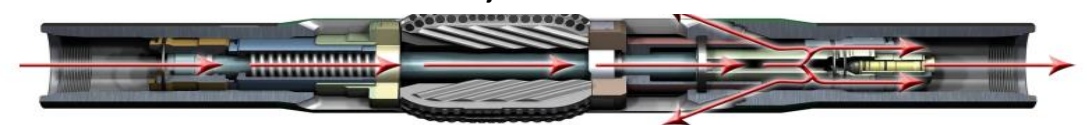
9. Parte del contraflujo sale flujo por las boquillas del *Rhino XS*.



10. La herramienta está lista para la operación de ensanchamiento.



Dirección de flujo *Rhino* desactivado.



Dirección de flujo *Rhino* activado.

Fuente: SMITH SERVICES. *Rhino* Ball Shear [Video]. 2010. 01:02.

Su accionamiento hidráulico es proporcionado por el sistema de despliegue de bloques cortadores Z-Drive\*. Cuando la bola cae activando la herramienta, este sistema empuja los bloques hacia arriba y radialmente hacia afuera hasta alcanzar

su posición de apertura completa, facilitando un corte rápido y garantizando un buen calibre. Al bombear paradas, los bloques de corte se retraen. Se debe garantizar esa retracción para evitar atascamientos del BHA al viajar. Como regla del dedo gordo, se recomienda garantizar un diferencial de presión de 800 psi entre la broca y el *Rhino* para su correcta activación y para retraer los bloques nuevamente hay que circular con un 25% del galonaje de trabajo.

Entendiendo que el éxito de la operación depende en parte de un buen diseño, *Smith* ofrece un apoyo importante en el diseño de las estructuras de corte del sistema *Rhino Reamer*, basándose en brocas dinámicas, litología de las formaciones y el BHA completo. Cada cortador se diseña en una única ubicación en el perfil de corte a diferente altura para lograr un barrido total del hueco y para tener una estructura más duradera y estable. La ubicación del *Rhino* y sus parámetros de operación son optimizados para obtener el máximo rendimiento con los demás componentes del ensamblaje de fondo. Para mayor confiabilidad en los resultados, se recomienda correr con el ensanchador sólo brocas de *Smith*.

Todo esto se lleva a cabo con la plataforma de diseño integrado, *IDEAS™*, la cual permite crear los bloques cortadores para la aplicación específica que eviten daños por vibraciones y mejoren la ROP sin sacrificar su durabilidad. El sistema de modelamiento, *i-DRILL\** permite además conocer la interacción entre la estructura de corte y el sistema de perforación. El diseño balanceado de una pieza incrementa el torque y la capacidad de carga con menos vibraciones.

Al *Rhino Reamer XS* se le hacen pruebas hidráulicas y neumáticas en la base de la compañía de servicios antes de ser trasladado cuidadosamente al campo de la operadora, donde se recomienda proceder con unas pruebas de tensión de hombro de formación y/o zapato (estas se explicarán en la sección de corrida de la herramienta, en el siguiente capítulo). Lo que no se recomienda es realizar una prueba de goteo con el *Rhino* activado antes de correrlo a fondo, porque los bloques podrían abrirse dentro de la tubería de revestimiento.

No tiene un límite de horas de rotación ni de circulación pues el ensanchador no contiene partes móviles. Además no posee dispositivos electrónicos que necesiten un cambio de batería como una herramienta MWD o motores, los cuales tienen un límite inferior de horas de trabajo al del *Rhino*. Sin embargo, es común que tomen como referencia 400 horas de trabajo, aun cuando se han tenido experiencias de más tiempo sin experimentar problema alguno.

Finalmente, se entiende la importancia de los cálculos hidráulicos que se realizan mediante el software *HART* para cada tamaño en particular, destacando que los *HHSI* (caballos de fuerza hidráulicos por pulgada cuadrada) óptimos para el *Rhino* y la broca son:

**Tabla 6.** *HHSI* óptimos para operaciones de ensanchamiento

Operación	Caballos de Fuerza Hidráulicos por in <sup>2</sup>
Únicamente ampliación:	1.3 hhp/in <sup>2</sup> para el amplificador.
	0.5 hhp/in <sup>2</sup> para la broca o bullnose
Ampliación y perforación simultánea:	1.3 hhp/in <sup>2</sup> para el amplificador
	1.0 hhp/in <sup>2</sup> para la broca o bullnose.

**Fuente:** MURILLO, R. y SOLÍS, M. Guía rápida de aplicaciones y beneficios. SMITH SBE *Rhino Reamer XS*. México, 2013.

**5.1.2.3 Corridas Históricas.** Se han realizado más de 5000 corridas en campo, superando los 7 millones de pies ensanchados a nivel mundial. Es muy utilizado por empresas como Petrobras, Pemex y Pluspetrol, en su mayoría en pozos costa afuera ensanchando domos salinos. En Colombia ha sido utilizado en proyectos de las compañías Petrominerales (ahora de Pacific Rubiales), Emerald, Alianza Casabe, Ecopetrol y New Granada Energy en secciones que van desde 17 ½" hasta en una de 6" x 7".

En el país se han ensanchado las formaciones Guayabo-León, Carboneras, Rumiyaco, Unidad K1, Formación A, Formación B, Teruel e Hichabaro.

Puede tener bajo rendimiento en arenas duras como las de la Formación Mirador.

**Tabla 7.** Corridas destacadas del *Rhino Reamer XS* en otros campos

Operadora	Formación	Sección	Pozo	Horas	TD (ft) Entrada	TD (ft) Salida	Footage (ft)	ROP (ft/hr)	Comentarios
PETROMINERALES	Carbonera	12.25"x13.25"	Azalea 1	104	7371	10934	3563	34,26	Cortadores de 13 mm +PD, Broca SII_MDI519MHSPX
		12.25"x13.5"	Macapay 1	139	8804	12495	3691	26,55	Cortadores de 13 mm +PD, Broca SII_MDI519MHSPX
		12.25"x12.875"	Guala 1	136	8327	11497	3170	23,31	Cortadores Predator 16mm +PD_MBD, Broca.
		12.25"x12.875"	Mapanare 1	108	8070	12025	3955	36,62	Cortadores Predator de 19 mm + PD_MBD, Broca.
		8.5"x9.5"	Yatay 2	106,5	8492	10954	2462	23,12	Cortadores ISB de 13 mm+ PD, Broca SII_MD519HAPX
		8.5"x9.5"	Macapay 2	115,6	9317	10943	1626	14,07	Cortadores Predator de 13 mm + PD, Bit
NEW GRANADA	Guayabo - Leon	8.5"x9.5" (Después de perforación)	Dorotea C4FH	119	3082	6038	2956	24,84	Cortadores Predator de 13 mm, Broca TRC.
			Dorotea C5BH	193	3107	6505	3398	17,61	C. Predator de 13 mm, Bullnose.
PETROBRAS	(En otras partes del mundo)	10,625"x12,25"	Taini 3x	216,4	11178	14445	3267	15,1	Cortadores ISB de 13 mm + PD SBD, Broca.
			Urabamba 1	82,1	10285	11352	1067	13	Cortadores ISB de 13 mm + PD SBD, Broca.
PEMEX			Hux 1	51,9	12897	13559	662	12,76	Cort. ISB de 13 mm + PD SBD, Broca HYC. SPL529

**Fuente:** AVELLANEDA, Daniel. Resultados IAD Pozo C8 RR 10000. Schlumberger. Mayo 2013. p. 3-5. [Modificada].

Entendiendo que toda tecnología puede presentar fallos, se consultaron los principales problemas que se han manifestado durante la corrida de esta herramienta en otros campos, destacando los incidentes ocurridos en:

- Pozo INX 02 del Campo Inam, en Bakú, Azerbaijan. Febrero, 2008
- Pozo exploratorio MC 755-1, en el Golfo de México. Marzo, 2008.
- Pozo CO X2 del Campo Cuevo, en Santa Cruz, Bolivia. Marzo, 2006.

Todos relacionados con fallas mecánicas y en el mecanismo de activación antes de iniciar el trabajo con el *Underreamer* y no con dificultades para ensanchar. Con respecto a esto, el grupo de calidad de Smith Services (QWG) se ha esmerado en corregir estos inconvenientes, ofreciendo hoy en día una alta confiabilidad al implementar sus herramientas con un sistema de retención de bloques cortadores y un sistema de bloqueo perfectamente ensamblado.

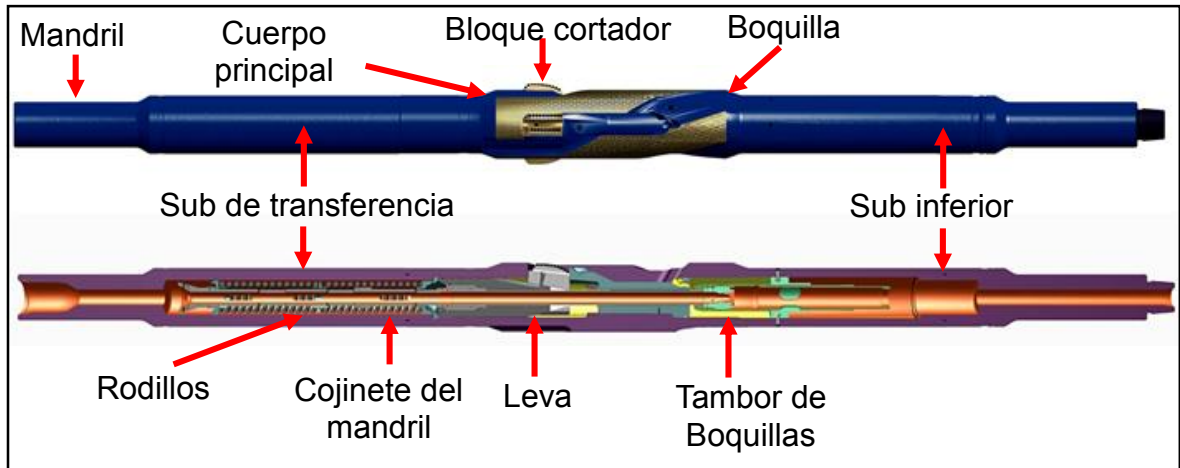
**5.1.3 *Anderreamer* – NOV (National Oilwell Varco).** Es una herramienta que permite ensanchar un hueco concéntrico de alta calidad, de hasta un diámetro 20% mayor que el diámetro interno del revestimiento previo, independientemente de la formación o las condiciones del fondo del hueco. Al igual que los demás *underreamers*, permite ensanchar mientras se perfora el pozo o una vez se ha perforado la sección hasta TD.

Es confiable, robusto y capaz de soportar incluso los ambientes más exigentes en fondo de pozo. La estructura de corte del *Anderreamer* se adapta a la aplicación específica, expectativas de rendimiento y tipo de broca. Se usan modelos matemáticos predictivos para asegurar la compatibilidad entre la estructura de corte y la broca.

Cuenta con cortadores expandibles que permanecen colapsados mientras se baja por el cabezal del pozo y la tubería de revestimiento. Superada esta profundidad, se activa para que los bloques con cortadores se expandan y se pueda iniciar el ensanchamiento. Tiene tres bloques con cortadores espaciados simétricamente que se activan de forma hidráulica y/o con peso sobre la broca.

Luego de culminar la operación hasta la profundidad planeada, se apagan las bombas para que colapsen los bloques hacia el cuerpo y se pueda sacar la herramienta del pozo a través de la sección restringida.

**Figura 30.** Partes del *Anderreamer*



**Fuente:** NATIONAL OILWELL VARCO. NOV *Anderreamer*. *Prespud Pozo C8*. Bogotá. Junio 2013. Diapositiva No.6. [Modificada].

**5.1.3.1 Aplicaciones y Beneficios del *Anderreamer*.** Dentro de sus ejemplos de aplicación se destacan:

- Ampliar el pozo por debajo del zapato del revestimiento para proporcionar mayor espacio anular para la cementación de la siguiente tubería de revestimiento, permitiendo el uso de un mayor diámetro de la misma.
- Abrir una cavidad para iniciar una desviación.
- Ampliar áreas de desmoronamiento por formaciones hinchables e inestables.
- Reducir la severidad de una pata de perro.

Puede correrse un *Anderreamer* con un sistema rotario orientable (RSS).

Sin importar la herramienta que se utilice, los beneficios que se obtienen al ensanchar un hueco son los mismos. Lo relevante es garantizar su perfecto ensamblaje y funcionamiento para obtener un pozo concéntrico y estabilizado que facilite las operaciones consecutivas.

**5.1.3.2 Características del *Anderreamer*.** Es un ensanchador concéntrico con buena estabilización del pozo con cortadores integrales que cubren los 360° dentro de 1/8 del tamaño de la broca.

Mantener una buena estabilidad es crucial para que la estructura de corte permanezca centrada y estable en la pared del pozo al ejecutar la operación. Por este motivo, el diseño de la herramienta incluye una zona de estabilización en el medio del cuerpo, que logra un mejor desempeño que el que se obtendría con un estabilizador ubicado diez pies por debajo del ensanchador en el BHA, ofreciendo mayor soporte a la estructura de corte y eliminando virtualmente la posibilidad de que la sarta se incline en los bloques.

- **Estructura de corte:** El último avance en diseño de bloques cortadores es la distribución en doble espiral impregnada de cortadores PDC con tecnología premium NOV-Reed Hycalog. El *Anderreamer* tiene tres bloques con cortadores dispuestos en un patrón espiral doble que garantiza una distribución equitativa de carga, una fuerza resultante balanceada y una excelente durabilidad. Además, mejor barrido y estabilización, mitigación de vibraciones, mejor resistencia al desgaste y el uso de cortadores resistentes a ambientes abrasivos. Ver **Figura 31**.

**Figura 31.** Bloques y estructura de corte doble espiral impregnada

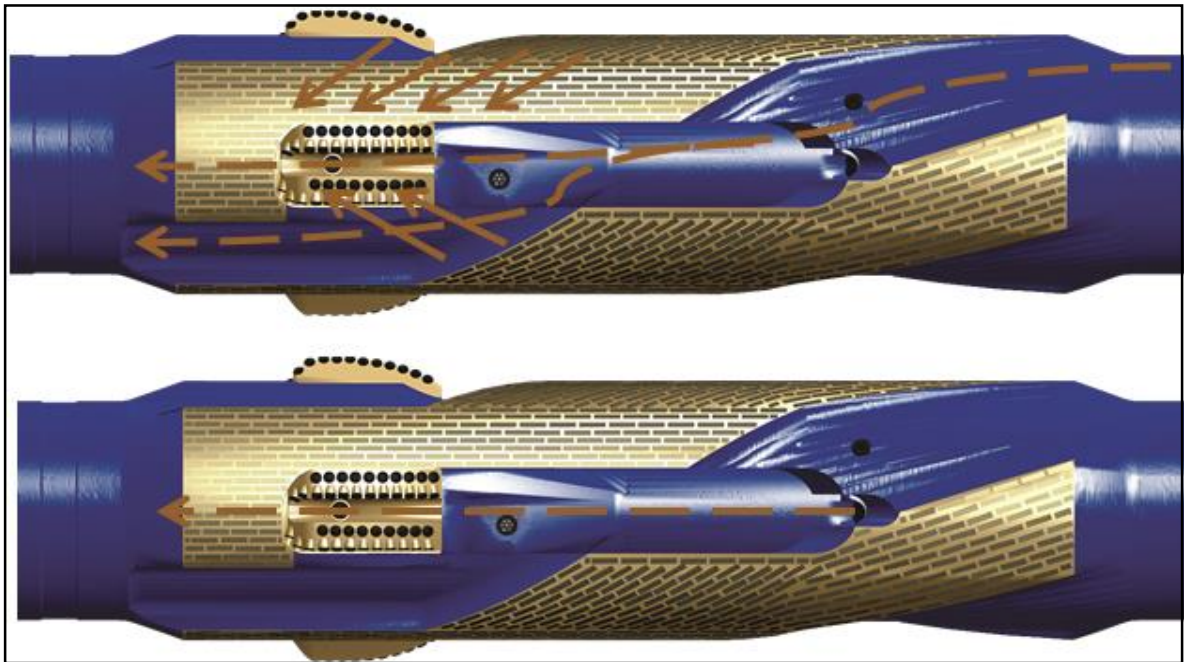


**Fuente:** NATIONAL OILWELL VARCO. Resumen Técnico Ensanchador Concéntrico *Anderreamer*. Bogotá. 2011. p. 6.

Los cortadores son de tipo *DuraForce™*, caracterizados por ser muy resistentes al impacto y la abrasión.

Ahora se muestra una vista ampliada del cuerpo del ensanchador de NOV, para detallar la estabilización que incluye su diseño a diferencia de otros ensanchadores.

**Figura 32.** Estabilizador en el cuerpo del *Anderreamer*



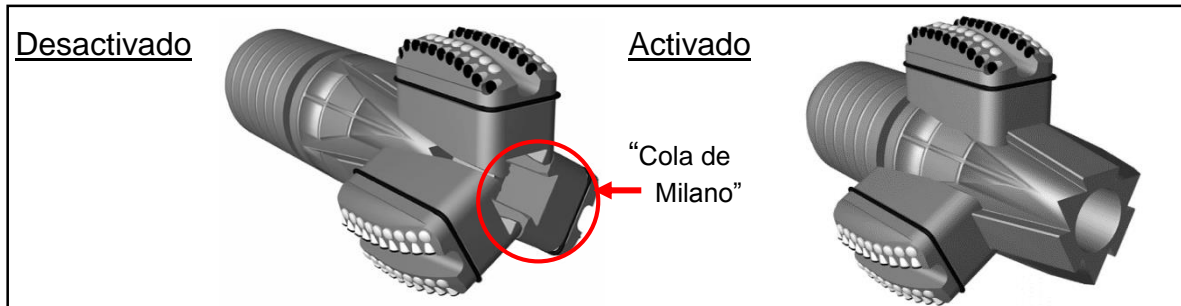
**Fuente:** NATIONAL OILWELL VARCO. NOV *Anderreamer*. *Prespud Pozo C8*. Bogotá. Junio 2013. Diapositiva No.7. [Modificada].

- **Expansión y retracción de los bloques cortadores:** Utiliza un cono de levas con una interfaz de “cola de milano” para ensanchar un hueco de forma segura y retraer los bloques de corte cuando sea necesario. El cono de levas proporciona ventajas mecánicas para garantizar un calibre completo del agujero concéntrico.

---

\* Cola de Milano o Cola de Pato: Tipo de unión mecánica resistente y firme en la cual ambas piezas tienen un resalte en forma de trapecio, que ajustan sin permitir que se salgan o muevan.

**Figura 33.** Cono de leva con retención tipo “Cola de milano”



**Fuente:** NATIONAL OILWELL VARCO. NOV *Anderreamer*. *Prespud Pozo C8*. Bogotá. Junio 2013. Diapositiva No.3. [Modificada].

En la **Figura 33** se observa el mecanismo de apertura y cierre de los bloques. Las áreas de la leva y la “Cola de milano” permanecen aisladas de las cargas de perforación para evitar daños por fatiga.

Se tienen dos mecanismos de activación para la herramienta: de forma hidráulica o poniendo peso sobre la broca y es compatible con todos los tipos de sistemas rotatorios orientables o RSS.

- **Tamaños disponibles:** Como pueden ser variados los diámetros de los pozos que se requieran ensanchar, el ensanchador se encuentra disponible para varios tamaños, teniendo como máxima capacidad de ensanchamiento entre el 20-22% del diámetro del hueco piloto.

**Tabla 8.** Tamaños disponibles del *Anderreamer*

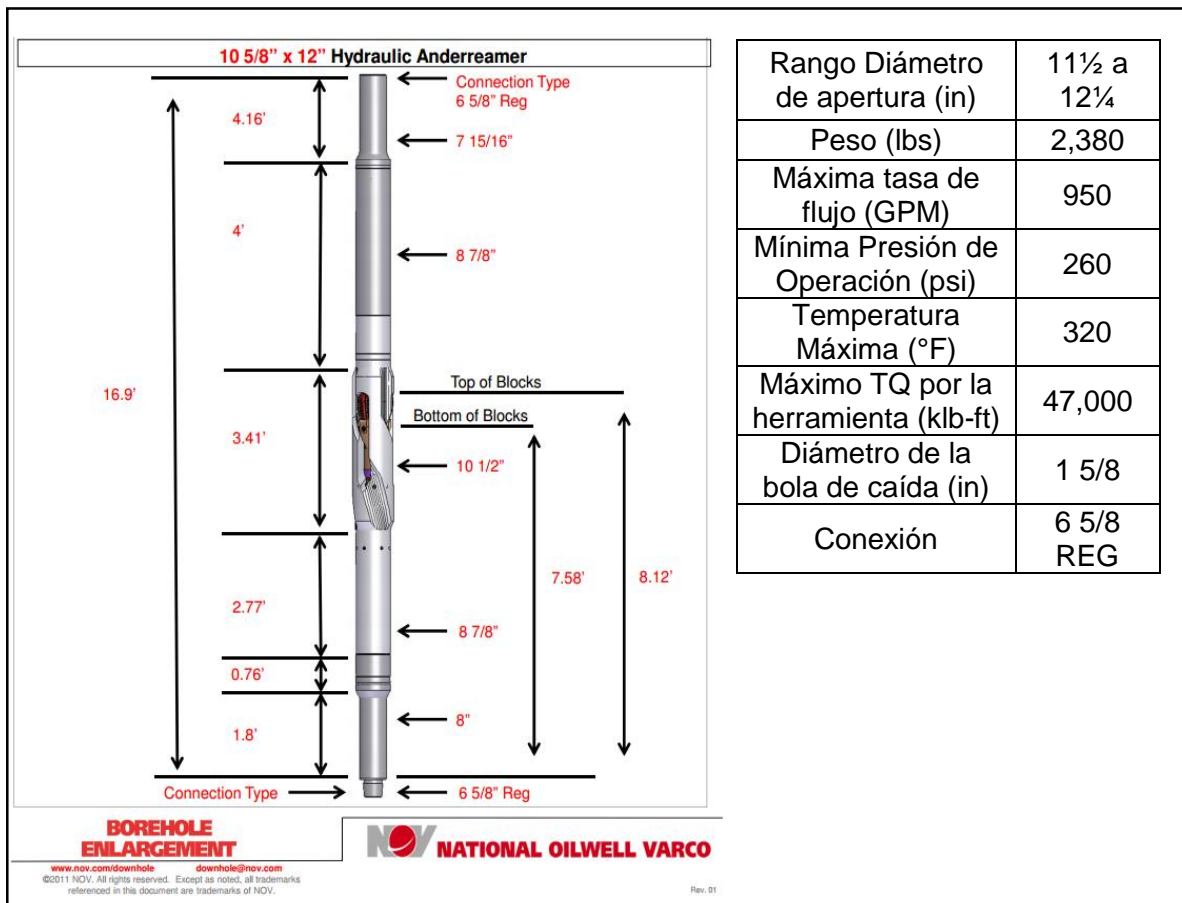
Diámetro de la Broca (in)	Diámetro Externo del Cuerpo (in)	Diámetro Hueco Ensanchado (in)	Máxima Tasa de Flujo (GPM)	Mínima Presión de Operación (psi)
5 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	3.50	Hasta 7	*	*
8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	8.44	9 – 9.875	700	300
9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	*	Hasta 11.375	*	*
10 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	10.56	11.5 – 12.25	950	260
12 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	12.125	12.75 – 14.75	1200	250
14 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	14.375	15.75 – 17.5	1600	265
14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	14.625			
17 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	17.375**	Hasta 21.5	*	*

\* Información completa no disponible.

**Fuente:** NATIONAL OILWELL VARCO. Resumen Técnico Ensanador Concéntrico *Anderreamer™*. 2011. p. 7. [Modificada].

En Equión Energía Limitada se decidió probar tanto el *Rhino Reamer XS 10000* de Smith como el *Anderreamer* de NOV correspondiente para ensanchar mientras se perfora la sección de 10 5/8" hasta 12" a través de las formaciones C7 Y C8, según la prognosis. Por tanto, se presentan las especificaciones de la herramienta corrida en el pozo piloto para estas tecnologías en el Campo Pauto.

**Figura 34.** Especificaciones Técnicas del *Anderreamer*



**Fuente:** NATIONAL OILWELL VARCO. *Anderreamer* Fishing Diagram NOV Downhole. Junio 19 de 2013. [Modificada].

- **Diseño mecánico:** El *Anderreamer* es elaborado con acero de alta resistencia, tratado térmicamente. El cuerpo de la herramienta es de una sola pieza, sin componentes soldados o atornillados sobre el. Todos los diseños se someten a

un completo análisis de elementos finitos (FEA), modelado para asegurar buen direccionamiento a cualquier concentración de esfuerzos.

- **Simplicidad:** Tiene pocos sellos y partes móviles y sencillas rutas de flujo que permiten un rendimiento destacado, incluso en aplicaciones desafiantes. Su diseño, de igual forma, es de alta ingeniería. Con ayuda del software *SystemMatched™ Reamer Selection* se logra escoger la broca que mejor compatibilidad tenga con los cortadores del ensanchador para tener buena estabilidad en el BHA, reducir vibraciones y realizar una mejor operación.

Si bien no hay grandes diferencias con el *underreamer* de Smith, el *Anderreamer* tiene un diseño un poco mas complejo, donde el sistema de apertura de los bloques se distancia bastante del sistema Z-Drive de *Rhino Reamer XS* pero trae una zona de estabilización en el propio cuerpo. No es posible afirmar cuál es mejor, cada uno tiene sus aplicaciones y ha tenido buenos rendimientos en ambientes variados. Lo recomendable es entender bien sus diferencias y analizar los riesgos que puede enfrentar en fondo cada herramienta para seleccionar la mas adecuada. Para mas información, puede consultar el **Anexo C**.

**5.1.3.3 Corridas Históricas.** Es igualmente conocida a nivel mundial, corrida en varias ocasiones en Colombia, principalmente en pozos operados por Petrominerales desde el 2011 en las formaciones Caballos, Motema, Guayabo-León, Basamento, Mirador y Carboneras.

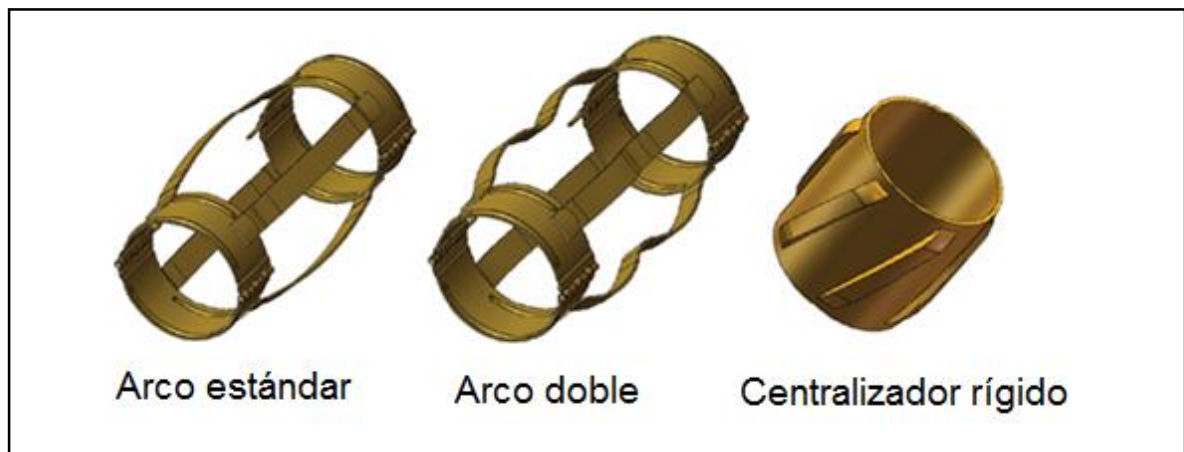
Se destaca la operación de *HEWD* realizada en Febrero de 2011 en el pozo Guatín-1, donde se ensanchó desde 12,25 pulgadas de diámetro hasta 13,75 pulgadas una sección de Carboneras C1-C8. Fueron perforados 3.455 ft con una ROP efectiva de 27,9 ft/hr destacando dentro de sus beneficios la posibilidad de viajar sacando tubería en elevadores, a diferencia de otros pozos del Campo donde era necesario sacar el 70% del tiempo haciendo *backreaming*.

## 5.2 CENTRALIZADORES *PROTECH CRB (Casing Resin Blend)*

**5.2.1 Marco conceptual de centralizadores.** Los centralizadores aunque no proporcionan una centralización perfecta y aparentan ser obstrucciones innecesarias entre las paredes del pozo y la tubería, si incrementan las condiciones de separación y evitan que el revestimiento se apoye en su totalidad contra la pared del agujero, favoreciendo un espacio concéntrico para el flujo de lodo y cemento e incrementar las posibilidades de bajarlo hasta el fondo.

Existen diferentes tipos de centralizadores, los más utilizados son los de arco estándar, arco doble y centralizador rígido.

**Figura 35.** Tipos de centralizadores



**Fuente:** SANCHEZ, Renato and ADAMS, Whitney. *Casing Centralization in Horizontal and Extended Reach Wells* [online]. Society of Petroleum Engineers, 2012 [cited June 2014]. Available from Internet: <URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-150317-MS>>.

Los de arcos estándar son adecuados para aplicaciones verticales y cortas. Se fabrican con un collar superior e inferior y se suelda con arcos doblados a un tamaño específico. Los de arco doble son similares pero se diferencian en la forma del arco, son más fuertes y se instalan normalmente tanto en pozos desviados como verticales. Por último, están los centralizadores rígidos, soldados a los lados y usados normalmente en pozos horizontales, debido a que no pueden aplanarse.

Los centralizadores convencionales tienen grados extras de rigidez, generan atascamientos de la sarta y pueden romperse durante las corridas a causa de

complicaciones frecuentes que se pueden presentar como la profundidad, las altas temperaturas o secciones desviadas y pozos horizontales o de alcance extendido. Por ello surgió la necesidad de centralizadores versátiles y a partir de la idea de utilizar una hoja o aleta (*blade*) unida directamente a la tubería como un centrador, es que se desarrolló la primera aplicación comercial de centralizadores usando compuestos de resinas en 1999.

En ese orden de ideas, en pozos desviados y horizontales, como los operados en la región del Piedemonte Llanero, se espera que los centralizadores *PROTECH CRB* (de Halliburton) reduzcan los riesgos de pega al correr revestimientos, dada su configuración que garantiza una centralización de 360° con la distribución de cada una de sus “bandas” sin llegar a interrumpir el flujo en ningún momento.

**5.2.2 Consideraciones de diseño.** EL centralizador rígido *Protech CRB* se fija directamente a la tubería mediante la inyección de una mezcla compuesta básicamente por resina-cerámica-fibra de carbono en un molde, que se ubica sobre una zona previamente tratada con arena abrasiva (técnica también conocida como *sandblasting*) para garantizar la adherencia del material.

**Figura 36.** Pieza tratada con arena abrasiva o *sandblasting*



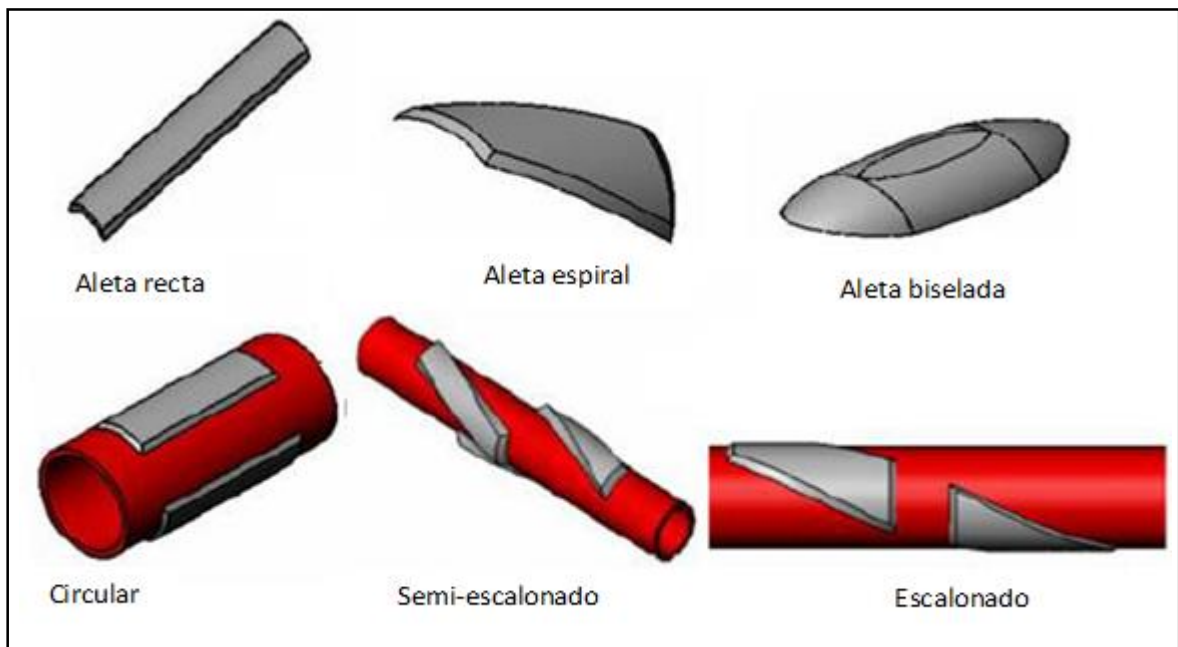
**Fuente:** *Protech CRB*<sup>TM</sup> Centralizers [online]. HALLIBURTON [citado junio 2014]. Disponible en Internet: <URL: [http://www.halliburton.com/public/cem/contents/Brochures/web/Protech%20CRB%20Centralizers\\_H060735.pdf](http://www.halliburton.com/public/cem/contents/Brochures/web/Protech%20CRB%20Centralizers_H060735.pdf)>.

La fibra de carbono provee soporte estructural y resistencia al centralizador, mientras que el material cerámico, el carburo de silicio y el nitruro de titanio

otorgan resistencia al impacto y a la abrasión<sup>6</sup>. De igual forma, la fibra de carbono con compuestos ceramicos puede reducir la fricción entre las paredes del pozo y la tubería, reduciendo a su vez el torque y el arrastre.

De acuerdo a los requerimientos del cliente, se determina la forma y disposición del centralizador en la sarta, es decir, la geometría y posición de la aleta. Una vez se establece la configuración de las aletas, se procede a colocar los moldes con el tamaño y la forma seleccionada para luego finalizar con la inyección de la resina a través de un orificio de llenado.

**Figura 37.** Diseños de aleta (gris) y configuraciones de instalación (rojo)



**Fuente:** F. Acosta, E. Webb, Halliburton, F. Zausa. “Carbon-Fiber Ceramic Products-An Innovative Solution That Allows Centralization-Desing Versatility”. Italia, Marzo 2009. Tomado de: CAMARGO, Gloria y GÓMEZ, Alfonso. Evaluación técnica de la implementación de reductores de fricción durante la corrida de revestimiento en pozos horizontales con alcance extendido. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014. p. 33.

En cuanto a las consideraciones de transporte, existen diferentes recomendaciones por parte de Halliburton para el manejo de tubería con

<sup>6</sup> ACOSTA, F.; WEBB, E. and ZAUSA, F. Carbon-Fiber Ceramic Products - An Innovative Solution That Allows Centralization-Desing Versatility. Halliburton. Italy, March 2009.

centralizadores *Protech CRB*. Algunos de los escenarios donde están establecidas dichas instrucciones de manipulación que se deben supervisar y verificar rigurosamente, son:

- ✓ Transporte por carretera de carga y descarga de tubería con *CRB* instalado.
- ✓ Transporte en buque mercante de carga y descarga de tubería con *CRB* instalado.
- ✓ Almacenamiento y manipulación en la cubierta del equipo de perforación.
- ✓ Mesa de perforación.
- ✓ Introducción en el pozo de la tubería con centradores.

**Nota:** Importante resaltar que el factor de fricción de los *Protech CRB* según Ingenieros de Halliburton es cercano al 0,08, mientras el de los centralizadores rígidos ronda entre 0,25-0,13 y gracias a este bajo factor se mejora el torque.

**5.2.3 Simulaciones.** La compañía Halliburton realiza una serie de simulaciones, contempladas en el marco de procedimientos para la evaluación de corridas, con el fin de comparar los datos calibrados con los de la corrida real con *CRB* y, de esa forma, encontrar los beneficios reales de la tecnología *Protech* en parámetros como el arrastre y la fricción, entre otros.

Basados en los reportes diarios de operación, se adquieren los datos de pesos reales. Una vez filtrada la *data* real, se validan los factores de fricción y finalmente, se compara la simulación con la corrida en condiciones reales.

A continuación se presentan las **Tablas 9 y 10**, donde se puede apreciar (como ejemplo) la *data* obtenida en simulaciones de la corrida con *Protech CRB*.

**Tabla 9.** Data obtenida de simulación para corrida de *casing* de 11 3/4"

	<i>Pick-UP Weight</i> (Kip)	<i>Slack off</i> (Kip)	Arrastre (Kip)	Torque (ft-lb)
Sin <i>CRB</i>	712	640	82,7	41.062,7
Con <i>CRB</i>	700	635	81,1	40.572,9
Reducción en Porcentaje (%)	1,7	0,8	1,9	1,2

	Hueco revestido	Hueco abierto
Factor de fricción simulado	0,16	0,19

**Fuente:** HALLIBURTON. Resultado Prueba Tecnológica *Casing* Resine Blade - *CRB*. Reporte presentado a Equión Energía Ltda., Febrero 2014. p. 6, 10.

**Tabla 10.** Data obtenida de simulación para corrida de *liner* de 9 5/8"

	<i>Pick-UP Weight</i> (Kip)	<i>Slack off</i> (Kip)	Arrastre (Kip)	Torque (ft-lb)
Sin <i>CRB</i>	563,6	516,5	23,6	21.709
Con <i>CRB</i>	561,5	514,5	21,7	19.507
Reducción en Porcentaje (%)	0,4	0,4	8,1	10,1

	Hueco revestido	Hueco abierto
Factor de fricción simulado	0,16	0,20

**Fuente:** HALLIBURTON. Resultado Prueba Tecnológica *Casing* Resine Blade - *CRB*. Reporte presentado a Equión Energía Ltda., Febrero 2014. p. 12, 19.

#### **5.2.4 Beneficios y características.**

- Mayor área de flujo que los centralizadores rígidos estándar, ayudando así a prevenir empaquetamientos mientras al tiempo que permite una distribución más uniforme de cemento para mejorar tanto la eliminación del lodo como la integridad a largo plazo en la zona aislada.
- No se mueven ni se deslizan. Quedan fuertemente instalados.
- No generan rigidez en el revestimiento, diseñados para un ensamblaje perfecto.
- Por su composición a base de compuestos no metálicos (aleación resistente a la corrosión), no presentan corrosión galvánica en la tubería, aumentando así la vida del pozo de producción a largo plazo.
- Variedad de diseños con un buen *clearance* con la tubería de revestimiento (7 5/8 "x 8 1/2", 5 1/2 "x 6 1/4": 13 5/8 "x 16", 5 1/2 "x 5 7/8", entre otros).
- El material cerámico de fibra de carbono se moldea directamente sobre la tubería del cliente.
- Diseñado para ajustarse con precisión para aplicaciones específicas.
- Se puede instalar en cualquier grado de la tubería incluyendo aleaciones resistentes a la corrosión.
- El proceso de unión diseñado, patentado y probado garantiza una unión mecánica fuerte.
- Ideal para secciones desviadas del hueco debido a su bajo coeficiente de fricción.
- Material resistente al CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.
- Alta temperatura de degradación térmica y excelente resistencia al impacto a - 25 °F. El material puede iniciar su degradación por encima de 450 °F.

**5.2.5 Análisis de riesgos y recomendaciones.** Al instalar los centralizadores *Protech CRB*, existen una serie de riesgos que se pueden presentar durante la operación de corrida de revestimiento.

Con el fin de garantizar la seguridad del proyecto y la del personal humano involucrado, la compañía operadora y la prestadora del servicio, tienen la responsabilidad de estudiar y dar a conocer dichos riesgos, las consecuencias de los mismos y las recomendaciones para mitigarlos (véase en la **Tabla 11** algunos ejemplos).

**Tabla 11.** Riesgos, consecuencias y recomendaciones al instalar centralizadores *Protech CRB*

Riesgo	Consecuencia (descripción del resultado)	Opción	Plan de Mitigación de riesgo
Las cargas de impacto rompen las hojas o aletas.	Pérdida de la aleta, reduce el standoff y aumenta el arrastre.	Escalonar el <i>casing</i> sin las aletas CRB.	Asegurarse de que el operador asignado sea de experiencia y evitar golpes en las aletas.
Coger la junta por la aleta cuando se levanta hasta el piso del taladro.	Romper la hoja o aleta. Dañar la forma de la aleta.	Asegurarse que la junta no ha sido sujeta por la aleta. Utilizar poleas, cuerdas para el levantamiento. Asegurarse que la junta ha sido sujeta por el espacio libre.	Coger la junta hasta 15 ft por debajo de la conexión de la misma.
Protectores de impacto de los <i>CRB</i> caigan dentro del pozo.	Escombros obstruyendo la adecuada circulación del pozo.	Los protectores de impacto de los <i>CRB</i> son perforables y no representan ningún riesgo al pozo.	Asegurarse que los protectores de impacto deben ser removidos en los <i>racks</i> antes de llevarlos al taladro.
Aleta del <i>CRB</i> caiga dentro del pozo durante la corrida del revestimiento.	Escombros obstruyendo la adecuada circulación del pozo.	Los reductores de fricción <i>CRB</i> han sido hechos para reciprocarse y rotar.	Los reductores de fricción <i>CRB</i> han sido probados bajo los estándares de anclaje y dureza de los fabricantes de Halliburton.

**Fuente:** HALLIBURTON. Risk description *CRB casing* running. Reporte presentado a Equión Energía Ltda., Febrero 2014. 2 p. [Modificada]

## 6. CORRIDAS DE ENSANCHADORES Y CENTRALIZADORES

### 6.1 SECCIÓN DE HUECO DE 14 3/4”

Esta sección es la más larga en la mayoría de los pozos perforados y junto al alto tiempo al que se exponen las formaciones, se convierte en una de las más complicadas. Abarca la Formación Carbonera, el miembro superior del Mirador y la Formación Los Cuervos, llegando generalmente hasta 12.000 ft de profundidad según la litología presente<sup>7</sup>.

Aunque en la sección anterior, es donde se lleva a cabo la mayor parte del trabajo direccional usando un *RSS*, en esta igualmente se requiere para conservar la trayectoria planeada sin perder el objetivo final, ya que en pozos perforados previamente se ha observado una tendencia de las formaciones a girar a la derecha. Se puede perforar guiados por la tendencia natural de las formaciones o direccionando el pozo a causa de las variaciones en la inclinación de las capas y la incertidumbre de la zona. Altos *DLS* dificultan la corrida de revestimiento.

Tiende a perforarse con lodo base aceite de 10,5 a 12 ppg, aumentando gradualmente el peso si el pozo lo requiere. Se recomienda usar pesos de lodo bajos según la ventana de lodo diseñada para cada pozo, reduciendo de esta forma el riesgo de pérdidas de circulación y/o problemas de estabilidad.

En hueco de 14 3/4” se corre revestimiento de 11 3/4”, dejando un buen *clearance* para la corrida y posterior cementación del mismo. Su finalidad es proporcionar estabilidad a formaciones como C6 y C7 que podrían causar problemas de inestabilidad al perforar la siguiente sección por C8 y a su vez dar integridad para remover influjos del pozo.

---

<sup>7</sup> GUTIÉRREZ, Stephanie. Selección del sistema de perforación direccional más adecuado para las operaciones de perforación en el Piedemonte Llanero mediante una evaluación de desempeño. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. 2012. p. 91-93.

**6.1.1 Pozo C8: Centralizadores *Protech CRB*.** El Pozo C8 es un pozo perforado en el Campo Pauto ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales. Alcanzó una profundidad total de 18.320 ft MD / 17.326 ft TVD y actualmente se encuentra en producción. Se perforaron 5 secciones de hueco en su mayoría por Formaciones Carboneras hasta llegar al yacimiento. Véase el estado mecánico del pozo en el **Anexo D**.

**Figura 38.** Formaciones Geológicas de la Sección de 14 3/4" del Pozo C8

Formación	Tope (ft)	Espesor (ft)
Los Cuervos		1.121
Mirador Invertido	7.172	1.441
C8 Invertido	8.613	1.099
C7 Invertido	9.712	348
C6	10.060	94
C7	10.154	1.428
C8	11.582	168
C7	11.750	450

Es de vital importancia debido a que es el pozo piloto donde se decidieron implementar las dos tecnologías (*CRB* y ensanchador) por primera vez en los proyectos de Equión Energía Limitada (antigua *BP* Colombia). Sin embargo, en esta sección de 14 3/4" sólo se implementaron los centralizadores *Protech CRB*.

Como se observa en la **Figura 38**, se perforaron 6.149 ft desde 6.051 ft hasta 12.200 ft por las formaciones Los Cuervos, Mirador Invertido, y unas intercalaciones de C7 y C8 con 94 ft de C6 en medio. No se presentaron mayores problemas de estabilidad ni de pérdidas y se sentó el revestimiento de 11 3/4" a 12.196 ft.

### ▪ Nuevas Tecnologías Implementadas

Los ingenieros de la compañía implementaron en este pozo los centralizadores *Protech CRB* para la corrida del revestimiento de 11 ¾" con el principal objetivo de guiar la punta del casing hasta fondo, luego de más de 6 años de no considerar el uso de estos (ni rígidos ni ajustables). Lo anterior se estableció a causa de que al necesitar trabajar el revestimiento para superar condiciones de inestabilidad características de la zona, se estaban provocando pérdidas de estos dispositivos en fondo. El diseño innovador desarrollado por la compañía Halliburton, parecía reducir esas limitaciones, y por tal razón se consideró su implementación.

Además de los beneficios que se esperan al usar cualquier tipo de centralizador, se quería evaluar que tanto se mejoraba la velocidad de corrida del revestimiento hasta el TD de la sección y el comportamiento de torque y arrastre aprovechando las características de esta nueva tecnología desarrollada por Halliburton.

Para esta primera prueba, no se instalaron estos nuevos centralizadores en todas las juntas. Solamente se utilizaron en 500 ft, asumiendo que podrían ser suficientes para guiar la punta del revestimiento hasta fondo y evaluar su desempeño.

**Figura 39.** Centralizadores *Protech CRB* instalados en el Pozo C8



**Fuente:** HALLIBURTON. Resultado Prueba Tecnológica *Casing Resine Blade - CRB*. Reporte presentado a Equión Energía Ltda., Febrero 2014. p. 3, 5.

#### **6.1.1.1 Corrida de Casing de 11 3/4" con Centralizadores Protech CRB.**

Inicialmente se armó el Sistema *Overdrive* de *Weatherford* y *Flush Mountain Spider*. El primero, vale la pena mencionar, es utilizado por la compañía Equión Energía Limitada para correr *casing* ya que, este sistema entre sus ventajas, permite rotarlo y realizar una corrida más rápida.

Se comenzó armando el ensamblaje del zapato con 11 3/4" *reamer shoe* + juntas de *casing* de 11 3/4" de 65 lb/ft + *filter shoe* + *hanging collar*. Después 2 juntas de *casing* de 11 3/4" de 65 lb/ft con centralizadores *CRB*. Luego se ensambló el collar flotador de doble válvula L- 42W (*autofill*) con calibre de 1 21/32" a las juntas del *casing* de 11 3/4" de 65 lb/ft.

Se corrió dentro del pozo ensamblaje del zapato con *casing* de 11 3/4" y equipo de *autofill* desde superficie hasta 261 ft en hueco revestido. Se instalaron las juntas de revestimiento con los centralizadores *CRB*. Se continuó corriendo dentro del pozo desde 261 ft hasta 1.348 ft con centralizadores *CRB* de 13,5" instalados en las primeras 12 juntas de revestimiento. Se continuó corriendo en hueco revestido sin problemas.

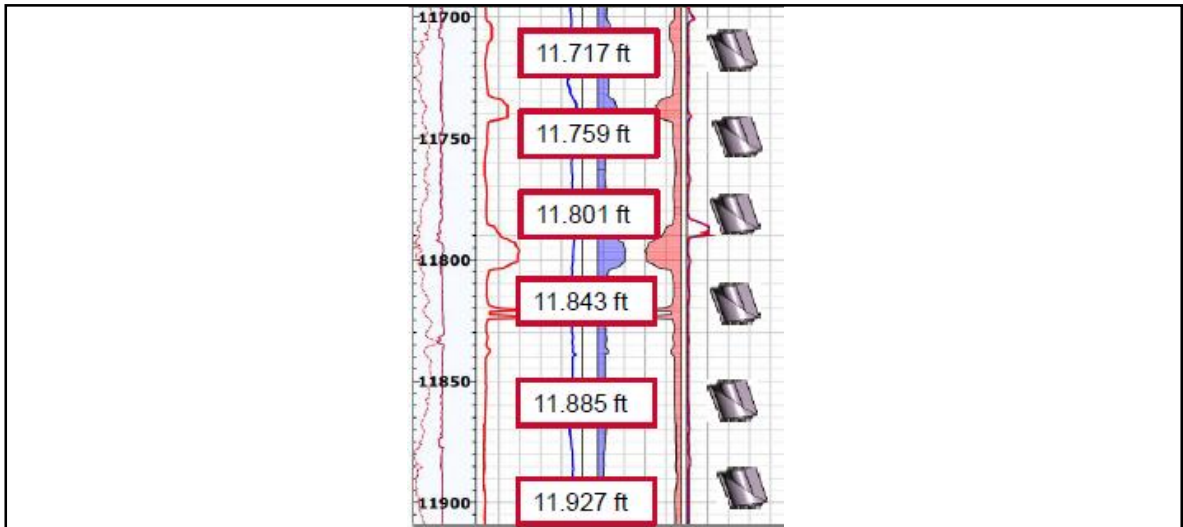
Una vez en hueco abierto, se continuó corriendo *casing* de 11 3/4" sin problemas hasta 11.340 ft, donde se presentó un punto apretado. Se apagaron bombas para pasar el punto apretado pero no funcionó. Se decidió rimar el intervalo 11.340 – 11.389 ft y continuar la corrida en hueco abierto. Finalmente, se bajaron con bombas las dos últimas juntas del *casing* de 11 3/4" desde 12.116 ft hasta 12.200 ft. A 12.158 ft se presentó otra restricción, la cual se intentó superar a primera instancia rotando, pero no funcionó. Luego, se aumentó la tasa de flujo a 300 GPM y el *casing* se liberó.

Se confirmó el TD de la sección de 14 3/4" a 12.200 ft y se sentó el zapato del revestimiento a 12.196 ft.

## Resultados de la Corrida

Equión Energía Limitada decidió instalar 12 centralizadores *Protech CRB*, uno por junta, en los últimos 500 ft para la corrida de *casing* de 11 ¾”.

**Figura 40.** Esquema ejemplo de la ubicación de los centralizadores *Protech CRB* para la corrida de *casing* de 11 ¾”



**Fuente:** HALLIBURTON. Resultado Prueba Tecnológica *Casing Resine Blade - CRB*. Reporte presentado a Equión Energía Ltda., Febrero 2014. p. 9.

El procedimiento llevado a cabo para la evaluación de la corrida fue el siguiente:

- I. Adquisición y filtrado de data: basados en los reportes de operación diaria, se obtiene los datos de pesos reales.
- II. Calibración de factores de fricción reales: una vez se obtiene la data real se validan los factores de fricción.
- III. Comparación de la simulación a condiciones reales: se compararon los datos de la corrida con *CRB*, encontrando los beneficios reales del *Protech*.

Los resultados de la corrida en condiciones reales de pozo fueron:

- Se llevó desde superficie a fondo (TD= 12.495 ft) en un tiempo de 39:45 horas, de las cuales 21:15 horas fueron en hueco abierto.
- No hubo pérdidas de material de *CRB* por abrasión.

- Se logró trabajar la sarta a 50 RPM, 31 Klb/ft y 60 Klb *Slack off* durante 2:45 horas.
- No se presentaron problemas durante su manipulación, trasporte y corrida en el pozo.

### **Razones de Halliburton para recomendar el uso de *Protech CRB***

- Alta capacidad de adhesión del material compuesto que ayuda a mitigar la posibilidad de deslizamiento.
- Bajo coeficiente de fricción que favorece la corrida hasta TD.
- Área de flujo optimizada ya que la posibilidad de espaciar las aletas a lo largo del tramo de tubería, resulta en mínima restricción al espacio anular.
- Beneficios referentes a la ECD. El material es adherido directamente a la TR sin ocupar la entera circunferencia permitiendo mantener una adecuada área de flujo y minimizando la interferencia hidráulica con significativos beneficios a la Densidad Equivalente de Circulación.
- El cerámico compuesto de fibra de carbón es material no metálico y consecuentemente inerte, lo cual evita riesgos de corrosión y/o desprendimiento de metal en el pozo.
- La fibra se puede moler, es perforable y disparable (no tiene contraindicación de disparar una zona centralizada).
- Material amistoso para la tubería pues la desgasta 10 veces menos que el contacto con el acero.
- Resistente al impacto y duradero.
- Geometría flexible que permite crear un diseño para cada exigencia y ser colocado en cualquier parte del tubo.
- Bajo módulo de Young (ligeramente más bajo que el acero) que no incrementa la rigidez de la sarta al ser aplicado en los tubos.

## 6.2 SECCIÓN DE HUECO DE 10 5/8”

En esta sección se debe terminar de controlar direccionalmente el pozo para entrar al objetivo en la posición, inclinación y azimuth deseado, con un ángulo de ataque ideal menor a 10° de inclinación que facilite los trabajos de completamiento y estimulación.

Frecuentemente se perfora con el mismo lodo de la sección de 14 3/4”, ajustando las propiedades según la ventana de lodo del pozo y considerando factores geomecánicos y litológicos que vayan apareciendo. La presión hidrostática debe ser suficiente para prevenir y controlar cualquier influjo que se pueda experimentar al perforar formaciones como C7 y mantener un hueco estable.

Suelen presentarse problemas de inestabilidad del pozo, atribuidos en su mayoría a que en esta sección se atraviesa la Falla de Yopal. Históricamente estos problemas han desencadenado problemas de pegas de tubería e incluso *sidetracks*. Buscando minimizarlos, se estableció entre otras cosas como procedimiento operacional de la compañía, hacer *reaming* luego de perforar cada media parada. Sin embargo, siguen siendo constantes las restricciones al viajar y los empaquetamientos al perforar. Terminando la sección, en el tope de la Formación Mirador, pueden ocurrir pérdidas, que deben mitigarse rápidamente con material de control de pérdidas de circulación (*LCM*).

Se corre un *liner* de 9 5/8” con el que se busca controlar presiones y proporcionar suficiente integridad al pozo, para controlar incluso influjos que puedan ocurrir al perforar los yacimientos en la siguiente sección de hueco. Este revestimiento además debe soportar el peso de los *liners* de producción que se cuelguen posteriormente. En pozos anteriores y, al igual que, en muchas compañías se perforaba un hueco de 12 1/4” para bajar este *liner*, pero por experiencia de campo se decidió modificar el estado mecánico de los pozos de Equión al actual. Tener solo 1” de espacio anular para correr dicho revestimiento hasta fondo, se convierte en un buen reto a enfrentar con buena planeación de actividades y con ayuda de herramientas como centralizadores que faciliten la terminación de la sección.

**6.2.1 Pozo C8: Ensanchadores y Centralizadores.** Con base en la prognosis geológica se esperaba perforar un tramo de la Formación C7 y la Formación C8 hasta el tope de Mirador. Condiciones que según estudios geomecánicos y reportes de los pozos de correlación indicaban una fuerte tendencia a presentar problemas de estabilidad en el pozo. Un buen manejo de lodos se hacía fundamental para enfrentar esas condiciones, sumadas a las intercalaciones que se observaron durante la perforación de una formación probablemente sobrepresionada como C7 y otra con menor presión de poro e hinchable como C8. El trabajo en equipo y la buena comunicación entre todos los trabajadores vinculados a la operación, especialmente los del área de *mud logging*, es fundamental para perforar toda la sección enfrentando esos riesgos sin desviaciones del cronograma de actividades trazadas. Un continuo monitoreo de las condiciones del pozo permite tomar a tiempo las medidas necesarias para mitigar o eliminar riesgos identificados.

**Figura 41.** Formaciones geológicas de la sección de 10 5/8" del Pozo C8

Formación	Tope (ft)	Espesor (ft)
C7		450
C8	12.650	248
C7	12.898	944
C8	13.842	1.079
Mirador	14.921	5

Con *Rhino Reamer* se perforó hasta 14.604 ft y se continuó con el *Anderreamer*.

En total fueron 2.726 ft de formación como se muestra en la **Figura 41**, desde 12.200 ft hasta 14.926 ft y se logró sentar el revestimiento de 9 5/8" a 14.920 ft de profundidad. Recordar que el zapato se 11 3/4" se encuentra a 12.196 ft (en el **Anexo D** puede encontrar el estado mecánico del pozo).

## ▪ Nuevas Tecnologías Implementadas

Durante la planeación de la sección de 10 5/8", con potenciales eventos de inestabilidad en el pozo, se encontraron buenas oportunidades de mejora que incentivaron la búsqueda de nuevas tecnologías que permitieran confrontarlos, reduciendo los tiempos no productivos y acelerando la ejecución de las actividades de perforación y corridas de revestimiento. Finalmente decidieron que se daban las condiciones para correr por primera vez un *underreamer* y los centralizadores *Protech CRB*, no sólo en 500 ft como en la sección de 14 3/4" sino en todas las juntas del revestimiento de 9 5/8".

Después de estudiar las opciones disponibles en el mercado y sus características, se determinó probar el *Rhino Reamer XS* de Schlumberger y el *Anderreamer* de NOV para evaluar y comparar su desempeño por las formaciones C7 y C8.

### 6.2.1.1 Corrida de un Ensanchador: Ejemplo *Rhino Reamer XS 10000*.

Se esperaban perforar 3.368 ft de formación (+/- 500 ft) desde 12.200 ft hasta 15.568 ft (tope esperado de Mirador) utilizando tres ensamblajes de fondo: uno para el *drill out* y perforar el hueco piloto necesario para activar el ensanchador, el siguiente para comenzar a ensanchar mientras se perfora con el *Rhino Reamer XS* y finalmente llegar a TD de la sección corriendo un BHA con el *Anderreamer*. Por ser el ensanchador que perforó casi todo el intervalo, se tomó la corrida del *Rhino Reamer* como ejemplo para resaltar los cambios en las operaciones al correr este tipo de herramientas.

### Ensamblaje de fondo e instrucciones adicionales

El BHA utilizado para el *drillout* perforó hasta 12.330 ft MD, profundidad hasta la cual se bajaría posteriormente el BHA con el *Rhino Reamer XS* de Schlumberger.

En la **Figura 42** se muestra la configuración del BHA corrido en el Pozo C8 con el *Rhino Reamer*. Cada componente trae sus principales especificaciones y la longitud acumulada en cada tramo.

**Figura 42.** BHA con *Rhino Reamer XS 10000* en el Pozo C8

BHA												
BHA No.: 26		Wash Pipe Hrs	34.20	TMD In:	12,330.0 (ft)	BHA Weight:		50 / 20				
Workstring Purpose: DRILLING		Saver Sub Hrs:	142.00	TMD Out:	14,604.0 (ft)	BHA Hrs:		148.80				
Component	Component Type	Component Detail	Jts	Length (ft)	Cum Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Blade OD (in)	Bend Angle (°)	Connection		P/B
										Size (in)	Type	
Bit	Polycrystalline Diamond Bit	10 5/8" PDC bit, 7 blades and 16 mm of cutters.	1	0.91	0.91	10.625				6.625	REG	
MWD	Auto Track	10 5/8" Auto Trak	1	7.13	8.04	6.750	2.480			6.750	TC-II	BB
Sub	Cross Over	8 1/4" NM sub - X/O - mod	1	3.53	11.57	8.250	3.000			8.250	TC-II	PB
Stabilizer	Steerable Stabilizer	MWD - stb - mod	1	4.62	16.19	8.250	3.250	10.500		8.250	TC-II	PB
MWD	Copilot	Copilot	1	7.52	23.71	8.250	2.312			8.250	TC-II	PB
MWD	Ontrak	OnTrak - MWD	1	18.99	42.70	8.250	3.000			8.250	TC-II	PB
Stabilizer	Steerable Stabilizer	MWD - stb - mod	1	4.62	47.32	8.250	3.250	10.500		8.250	TC-II	PB
MWD	BCPM	BCPM	1	11.75	59.07	8.250	2.750			8.250	TC-II	PB
Sub	Cross Over	NM Sub - stop	1	2.66	61.73	8.000	2.800			6.625	REG	PB
Sub	Float Sub	Sub -float	1	2.60	64.33	8.000	2.812			6.625	REG	PB
Sub	Filter Sub	Sub - filter	1	5.31	69.64	8.000	3.500			6.625	REG	PB
Drill Collar	Drill Collar	8 1/4" DC	1	30.84	100.48	8.250	2.875			6.625	REG	PB
Stabilizer	Roller Reamer	10 5/8" String Roller Reamer	1	7.20	107.68	8.000	2.500	10.625		6.625	REG	PB
<b>Underreamer</b>	<b>Rhino Reamer</b>	<b>12" Rhino Reamer</b>	<b>1</b>	<b>14.41</b>	<b>122.09</b>	<b>10.000</b>	<b>2.500</b>	<b>12.000</b>		<b>6.625</b>	<b>REG</b>	<b>PB</b>
Drill Collar	Drill Collar	8 1/4" DC	1	30.45	152.54	8.250	2.875			6.625	REG	PB
Stabilizer	Integral Blade Stabilizer	10 1/2" String STB	1	7.26	159.80	8.250	2.875	10.500		6.625	REG	PB
Drill Collar	Drill Collar	(6) 8 1/4" DC	6	184.44	344.24	8.250	2.875			6.625	REG	PB
Sub	Cross Over	X/O 6 5/8" Reg pin xXT 57 box	1	3.65	347.89	7.000	2.875			5.875	XT57	PB
Heavy Weight	Heavy Weight Drill Pipe	(8) 5 7/8" HWDP	8	245.62	593.51	5.875	4.000			5.875	XT57	PB
Sub	Cross Over	X/O XT 57 pin x 6 5/8" reg box	1	3.24	596.75	8.125	2.875			6.625	REG	PB
Jar	Hydraulic Jar	8" Jar	1	31.62	628.37	7.875	3.062			6.625	REG	PB
Sub	Cross Over	X/O 6 5/8" reg pin x XT 57 box	1	3.32	631.69	7.000	2.875			5.875	XT57	PB
Heavy Weight	Heavy Weight Drill Pipe	(6) 5 7/8" HWDP	6	184.17	815.86	5.875	4.000			5.875	XT57	PB
Sub	Cross Over	X/O XT 57 pin x 6 5/8" reg box	1	3.27	819.13	8.375	2.875			6.625	REG	PB
Accelerator	Accelerator	8" Accelerator	1	34.52	853.65	8.000	3.000			6.625	REG	PB
Sub	Cross Over	X/O 6 5/8" reg pin x XT 57 box	1	3.24	856.89	7.000	2.875			5.875	XT57	PB
Heavy Weight	Heavy Weight Drill Pipe	(3) 5 7/8" HWDP	3	92.07	948.96	5.875	4.000			5.875	XT57	PB

**Fuente:** EQUIÓN ENERGIA LIMITED. Daily Operation Report #143. Pozo C8. Junio de 2013. p. 2.

Siguiendo la recomendación, se corrió la broca MDSi716 de Smith con 4 boquillas de 14/32" y 3 de 16/32" para un área total de flujo (TFA) de 1,19. Al ser un BHA para una operación simultánea de ensanchamiento y perforación se requiere un mayor diseño, respaldado por simulaciones en el software *IDEAS™*. Además los ingenieros de Schlumberger recomendaban cumplir las siguientes condiciones:

- El ensanchador debe estar ubicado a una distancia de la broca menor a la longitud del hueco piloto para poder activarlo en pozo abierto de forma segura. Se ubicó a 107,68 ft de distancia que sumados a los 14,41 ft de longitud de la herramienta era menor a los 330 ft perforados previamente de 10 5/8".

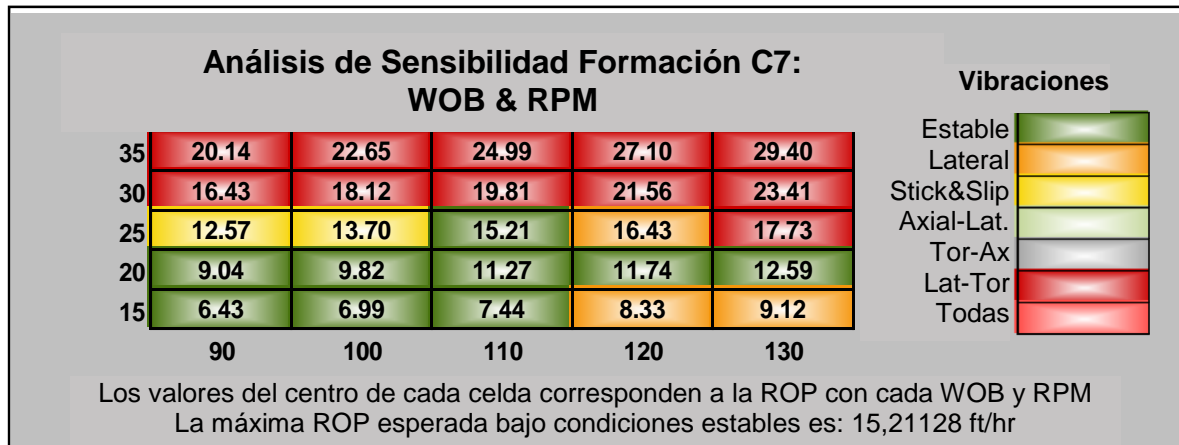
- Colocar un estabilizador exactamente antes del ensanchador. Se decidió utilizar un Roller Reamer en calibre para mitigar mejor las vibraciones.
- Las herramientas MWD deben ir por debajo del *Rhino Reamer XS*.
- Asegurar un adecuado peso disponible para la broca y el ensanchador.
- Asegurar que la broca sea menos agresiva que el ensanchador. Según la simulación realizada con el software *IDEAS™*, la broca seleccionada mostraba una buena compatibilidad con la herramienta.
- Usar un estabilizador integral encima del *Rhino* para mitigar el *bending stress*.
- No permitir un *bypass* de más del 20% del flujo que llega al ensanchador para preservar la señal de las herramientas MWD.
- Incrementar el *make up torque* un 15% debajo del ensanchador.
- No rotar a altas revoluciones cuando la sarta este fuera de fondo.
- Para manejar posibles empaquetamientos, emplear una válvula flotadora en el *Rhino Reamer* para liberar la presión que pueda quedar atrapada sobre su pistón y disminuir el caudal de bombeo. Si es posible, usar una válvula PBL.
- Monitorear con atención los niveles de *Whirl* en la broca y el BHA.
- Reducir RPM hasta 40-60 antes del *POOH* del ensamblaje.
- Se recomienda repasar media parada después de perforar.
- Si se requiere martillar, asegurar que los bloques cortadores estén cerrados para que no reciban el impacto del martillo y puedan caerse al fondo.
- Durante cualquier reparación del equipo, sacar broca a hueco ensanchado.

### **Parámetros operacionales recomendados**

La compañía de servicios realizó un análisis con la plataforma de *IDEAS™* considerando dos profundidades diferentes dentro de las formaciones C7 y C8 de la prognosis, el perfil proyectado del pozo y el BHA a correr. Establecieron un rango de parámetros de 100–140 RPM en superficie y 15-35 klbs de WOB; y compresibilidades entre 10-20 kpsi características de las litologías de la zona. Simultáneamente se analizaba la aceleración axial, lateral y el *Stick & Slip* de las estructuras de corte. Dentro de los resultados, entregaron una ventana de

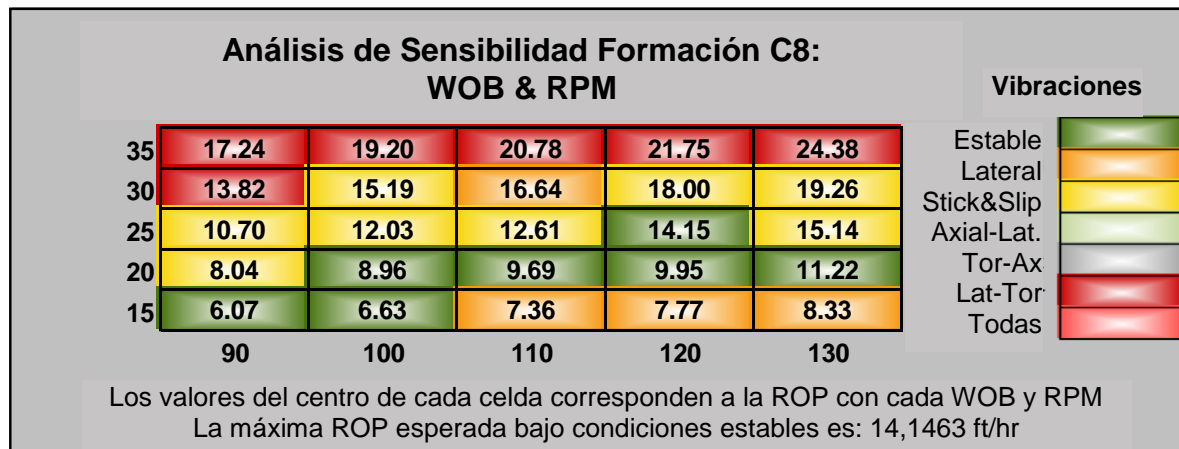
parámetros para trabajar a las condiciones más estables y con menos impacto en la ROP por cada formación; recomendando un WOB de 25 klbs y 110 RPM por C7 (**Figura 43**) y 25 klbs y 120 RPM por C8 (**Figura 44**) para una ROP efectiva de 14,93 ft/hr para toda la sección<sup>8</sup>.

**Figura 43.** Ventana de Parámetros C7



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Resultados IAD Pozo C8 RR 10000. Bogotá. Mayo de 2013. Diapositiva No. 11. [Modificada].

**Figura 44.** Ventana de Parámetros C8



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Resultados IAD Pozo C8 RR 10000. Bogotá. Mayo de 2013. Diapositiva No. 13. [Modificada].

<sup>8</sup> SCHLUMBERGER. Proyecto de Análisis en IDEAS™. Pozo C8. Bogotá. Mayo de 2013. Diapositiva No. 2.

La presencia de vibraciones puede resultar perjudicial tanto para la estabilidad del hueco como para las herramientas, ya que pueden generar fuertes desgastes y afectar su desempeño.

En las simulaciones que realizaron consideraron un escenario ideal de limpieza.

### **Procedimientos para correr el *Rhino Reamer XS***

Con el BHA anterior se hizo el *drill out* y se perforaron más de 120 ft de la Formación C7 para poder bajar con el ensanchador cerrado y ubicarlo debajo del zapato en el ensamblaje preparado para ensanchar mientras se perfora la sección.

Luego, se debe asegurar la orientación correcta del *Rhino Reamer XS* en la sarta ya que, al ser simétrico, puede generar confusiones. Las boquillas del cuerpo del ensanchador tienen que estar debajo de los bloques.

Importante que la cuadrilla tenga claro que nunca se deben poner las llaves o tenazas sobre los bloques cortadores. Una vez se armen las herramientas direccionales realizarles la prueba de superficie correspondiente.

#### **A. Conexión y prueba de superficie:**

- Usando un *lifting sub* levantar el *Rhino Reamer* (*make up torque* de la conexión 6 5/8 REG es 50.704 lb-ft).
- Levantar y conectar un *cross over* y/o un *pup joint* y conectar al top drive.
- Deben estar instaladas las boquillas ciegas en el ensanchador.
- Reducir la carga (*slack off*) antes de que las boquillas del ensanchador estén debajo de la mesa rotaria.
- Encender bombas e incrementar gradualmente la rata de flujo hasta la tasa de prueba. Verificar que los cortadores permanezcan cerrados. Para este caso se espera que a 280 GPM se abran los bloques cuando la herramienta se encuentra activada. Si aún con tasas mayores de flujo lo anterior no ocurre, indica que el sistema de bloqueo se encuentra en buen estado y se puede bajar la herramienta de forma segura.
- Apagar las bombas y liberar presión del sistema.

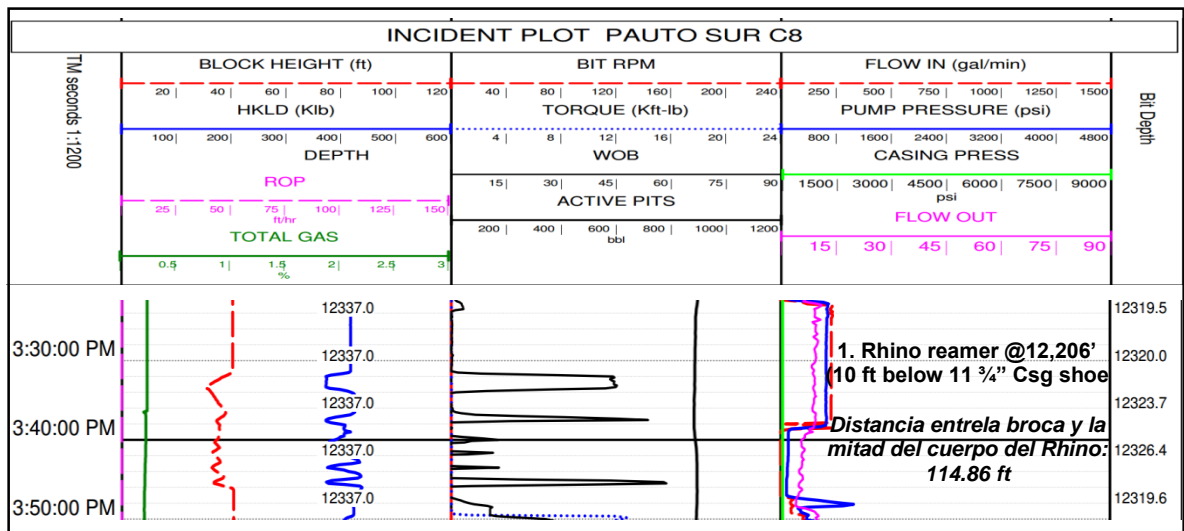
- Cambiar las boquillas ciegas por las boquillas de trabajo y bajar al pozo.

Nota: Tener cuidado al correr el ensanchador a la altura de las BOP.

**B. Activación de la herramienta:**

- Ubicar el *Rhino* 15 ft debajo del zapato 11 3/4", es decir a 12.211 ft.
- Tomar parámetros de referencia variando las tasas de flujo.
- Lanzar la bola de 1 3/4" y bombear esta con 230 GPM por 7 minutos, esperar caída libre durante 15 minutos hasta que la bola alcance su asiento dentro del ensanchador (para mayor claridad ver **Figura 28** en el capítulo anterior). Fue necesario bombear durante 15 minutos y esperar 10 en caída libre.
- Encender bombas hasta alcanzar un pico de presión (+/- 1.300 psi) seguido de una caída de la misma, indicando la activación de la herramienta. El pico de presión observado fue de 1.200 psi con 50 GPM y luego cayó hasta 200 psi.
- Aumentar tasa de bombeo para comparar con los parámetros tomados antes.
- Activado el *Rhino*, definir la mínima tasa de flujo para mantener los bloques cerrados, especialmente al momento de necesitar trabajar un empaquetamiento, una de sus limitaciones.

**Figura 45.** Activación del *Rhino Reamer XS 10000* en el Pozo C8



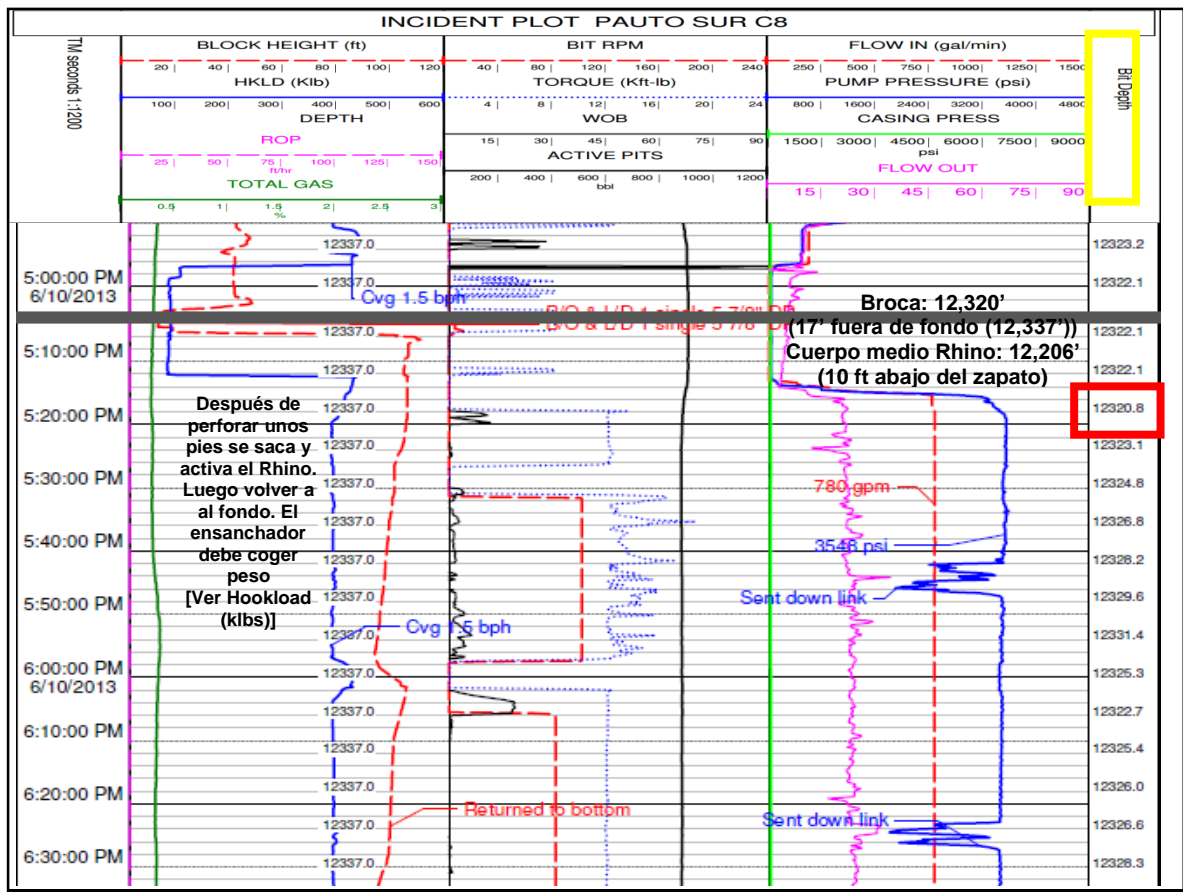
**Fuente:** EQUIÓN ENERGIA LIMITED. Pozo C8 - DrillingDataPlot. Reporte diario de Incidentes. Junio 10 de 2013. [Modificada].

C. Corte del hombro:

- Comprobar que los bloques cortadores del *Rhino Reamer XS 10000* se encuentren entre 10 y 15 ft debajo del zapato del revestimiento de 11 3/4" y la broca esté entre 5 y 10 ft fuera de fondo (para generar ese espacio, se habían perforado 7 ft de formación con este BHA).
- Rotar la herramienta lentamente (30 – 50 RPM) y encender bombas gradualmente hasta el flujo definido para realizar el corte a la formación.
- Rotar mientras se trabaja la herramienta hacia arriba y hacia abajo aproximadamente 5 ft hasta que se termine el corte.

D. Prueba de hombro:

Figura 46. Prueba de hombro *Rhino Reamer XS 10000* en el Pozo C8



Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Pozo C8 - DrillingDataPlot. Reporte diario de Incidentes. Junio 10 de 2013.

- Una vez completado el corte, con bombas y sin rotación, lentamente bajar el ensanchador hacia el fondo del corte, buscando apoyar el peso en el ensanchador. Se debe observar una reducción en el indicador de peso entre 4-8 klbs para verificar la activación del *Rhino Reamer XS*.
- Después de la prueba, apagar bombas y levantar la sarta 2 o 3 ft y restablecer parámetros para continuar el ensanchamiento mientras se perfora.
- También se puede hacer una prueba de tensión que consiste en levantar el ensanchador hasta el zapato con bombas encendidas. Si los bloques se encuentran correctamente activados, se espera percibir una tensión de aproximadamente 5.000 lbs en la sarta.
- Comprobada totalmente la apertura de los bloques de la herramienta, continuar ensanchando hasta la profundidad total de la sección.

Buscando garantizar una operación controlada y exitosa, antes de ejecutarla se deben tener identificados los riesgos principales que se van a enfrentar con la forma de mitigarlos y las medidas desempeño de cada actividad.

### Resumen de la corrida

A pesar de que el plan era perforar y ensanchar la sección de 10 5/8" x 12" hasta 15.568 ft y realmente se perforaron 642 ft menos, se logró llegar al tope de la Formación Mirador, encontrada cientos de pies más arriba de lo esperado. Considerando lo anterior, se estableció un TD menor al planeado. Se utilizaron dos ensanchadores como se citó previamente:

**Tabla 12.** Intervalos perforados y ensanchados por cada ensanchador

Ensanchar	Intervalo Perforado	Formaciones	Footage
<i>Rhino Reamer</i> - Smith	12,330 ft – 14,604 ft	C7-C8-C7-C8	2,274 ft
<i>Anderreamer</i> - NOV	14,604 ft – 14,926 ft	C8-Mirador (5 ft)	322 ft

Es difícil establecer cual ensanchador tuvo un mejor rendimiento debido que al correr el *Anderreamer* se presentaron condiciones de una sección mucho más corta que la esperada, produciendo zonas de pérdidas de circulación que

afectaron la condición del hueco limitando el rendimiento del ensanchador y permitiendo perforar sólo 322 ft con este BHA.

Resaltar que se ensacharon también los pies perforados con el primer BHA, para un *footage* total de la sección de 10 5/8" x 12" de 2.726 ft de formación. Aunque se esperaba un impacto en la ROP al no tener la broca como única estructura de corte, sino ahora con un ensanchador en el mismo BHA, los resultados obtenidos fueron mejores de lo esperados.

No hubo problemas relacionados con puntos apretados ni pegas de tubería y las velocidades de viaje *POOH* y *RIH* fueron altas y la mayoría del tiempo en elevadores. Al sacar el BHA no se observaron desgastes significativos en ninguno de los componentes. Puntualmente el *Rhino Reamer XS* presentó sobretorque al desconectarlo, los cortadores salieron en buen estado y la prueba de funcionamiento en superficie verificó que los bloques se activaran con la tasa mínima de 280 GPM. Véase en la **Figura 47** el estado de los tres bloques cortadores del ensanchador y en la **Figura 48** los demás componentes.

**Figura 47.** Fotos *Rhino Reamer XS* saliendo del pozo



**Fuente:** EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Fotos tomadas en pozo salida BHA #26. Pozo C8. Junio de 2013.

**Figura 48.** Salida de otros componentes del BHA con el *Rhino Reamer XS*



**Fuente:** EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Fotos tomadas en pozo, salida BHA #26. Pozo C8. Junio de 2013.

Por último se corrió el *liner* de 9 5/8" sin restricciones hasta sólo 6 ft del fondo, evidenciando buena calidad del hueco perforado.

En el siguiente capítulo se analizarán detalladamente los resultados obtenidos y se cuantificarán los beneficios de la operación de *HEWD*.

#### **6.2.1.2 Corrida de *Liner* de 9 5/8" con Centralizadores *Protech CRB*.**

Dadas las buenas condiciones del hueco alcanzadas luego de ensanchar mientras se perforaba la sección actual del Pozo C8, no se consideró necesario realizar un viaje adicional de acondicionamiento o *Wiper trip* antes de la corrida del revestimiento correspondiente. En general fue una corrida rápida y exitosa.

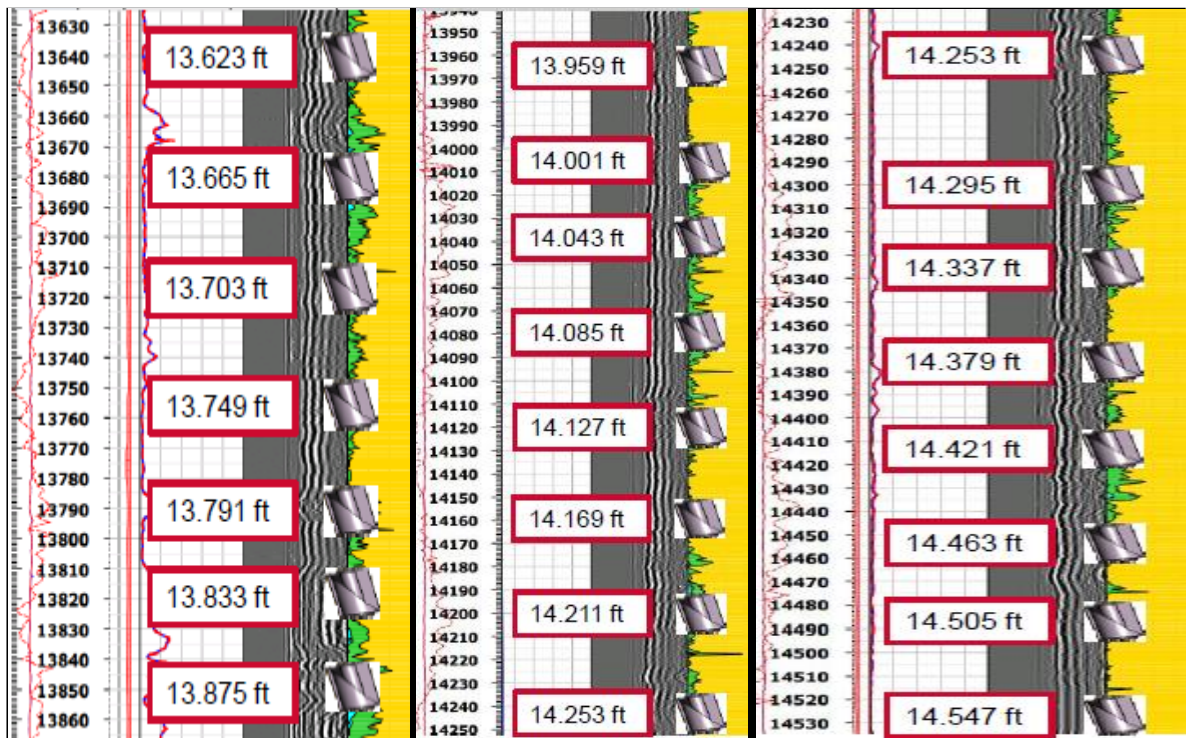
Al igual que en la corrida de *casing* de 11 3/4" con centralizadores *Protech CRB*, inicialmente se instaló el *Overdrive* de *Weatherford* para después armar el ensamblaje del zapato de la siguiente forma: Primero ensamblar el zapato rimador Hyd 513 con *tubelock* al final del pin + las primeras juntas del *liner* de 9 5/8" de 53.5 lb/ft, TN 110HC Hyd 513 (con filtro maestro de lodo por dentro) + el *Hanging collar*. Después 2 juntas de *liner* de 9 5/8" de 53.5 lb/ft, TN110HC Hyd 513, con centralizadores *CRB* instalados. Finalmente se instala el *Autofill float collar* + las demás juntas del *liner* de 9 5/8" de 53.5 lb/ft TN110HC Hyd 513.

Se corrió dentro del pozo ensamblaje del zapato (137,52 ft de longitud) con *liner* de 9 5/8" y equipo de *autofill* desde 137,52 ft hasta 233 ft. Se instalaron las juntas de *liner* con los centralizadores *CRB* y se continuó corriendo sin problemas por hueco revestido y hueco abierto hasta el TD de la sección de 9 5/8" a 14.921 ft. Únicamente se presentó una restricción a 14.825 ft donde fue necesario rimar, reciprocar y volver a rimar hasta TD, para pasar dicha restricción (profundidad hasta ensanchamiento= 14.807 ft).

## Resultados de la Corrida

Se instalaron en total 43 centralizadores *Protech CRB* 9 5/8" x 10 1/2" en todas las juntas del revestimiento de 9 5/8" para correrlo en hueco de 10 5/8" x 12" hasta 14.921 ft de profundidad MD.

**Figura 49.** Esquema ejemplo de la ubicación de los centralizadores *Protech CRB* para la corrida de *liner* de 9 5/8"



**Fuente:** HALLIBURTON. Resultado Prueba Tecnológica *Casing* Resine Blade - CRB. Reporte presentado a Equión Energía Ltda., Febrero 2014. p. 15 – 17.

El procedimiento llevado a cabo para la evaluación de esta corrida fue el mismo puntualizado previamente en los resultados de la corrida de *casing* de 11 3/4".

Los resultados de la corrida en condiciones reales de pozo fueron:

- Se llevó desde superficie hasta 14.921 ft en un tiempo de 45:35 horas, de las cuales 15:15 horas fueron en hueco abierto.
- Redujo **8,1%** (valor simulado) el arrastre al pasar sin *CRB* de 23,6 a 21,7 Klb.
- Redujo **10,1%** (valor simulado) en torque, sin *CRB* de 21.709 a 19.507 ft-lbf.

- Se logró trabajar la sarta a 37 RPM, 18-20 Klb/ft durante 2:20 horas.
- No hubo pérdidas de material de *CRB* por abrasión.
- No se presentaron problemas durante su manipulación, trasporte y corrida en el pozo.

**6.2.2 Pozo H3: Ensanchador *Rhino Reamer*.** El Pozo H3 es un pozo perforado en el Piedemonte Llanero Colombiano, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales.

Se inició con un hueco de 36" y se llegó al yacimiento con una sección de 6". La profundidad total alcanzada fue 17.474 ft MD / 17.326 ft TVD. Para más información se puede consultar en el estado mecánico del pozo en el **Anexo E**.

La sección de 10 5/8" se inició perforando dos intercalaciones de las formaciones C7 y C8 y concluyó 596 ft dentro de la Formación Mirador.

**Figura 50.** Formaciones geológicas de la sección de 10 5/8" del Pozo H3

Formación	Tope (ft)	Espesor (ft)	} Intervalo Ensanchado a 12": 12.10 ft - 13.620 ft (1.110 ft)
C7		925	
C8	11.976	732	
C7	12.708	72	
C8	12.780	763	
Mirador A	13.543	596	

Según el plan, se perforaría convencionalmente, pero a raíz de la gran cantidad de restricciones que se presentaban en el pozo a medida de que se avanzaba en profundidad, con recurrentes problemas de inestabilidad y empaquetamientos, se decidió ensanchar un intervalo ya perforado. El hueco estaba tan deteriorado que incluso con 4 BHA alternos fue imposible llegar a fondo para continuar perforando, conduciendo a un NPT asociado muy alto.

La mayoría de puntos apretados y pegas de tubería se manifestaban en la intercalación C8-C7-C8 y en el tope de Mirador, motivo por el que se ensanchó con el *Rhino Reamer XS 10000* de Smith desde 12.510 ft hasta 13.620 ft como se resalta en la **Figura 50**.

La prueba de superficie del ensanchador definió como tasa mínima de flujo 400 GPM para abrir los bloques cortadores.

Los resultados de esta operación de ensanchamiento posterior a la perforación, diferente a la realizada en el Pozo C8 que se realizó durante la perforación, también fueron positivos y sin incidentes. Los niveles de vibraciones fueron bajos y al salir los bloques no mostraron desgastes significativos. Más allá de mejorar los viajes tanto *POOH* como *RIH* a causa de una mejoría en la calidad del hueco, luego de ensanchar dicho intervalo, se logró volver a fondo tras el fracaso de tres corridas de BHA consecutivas.

**6.2.2.1 Corrida del *Rhino Reamer XS*.** Como el objetivo principal era mejorar las condiciones del hueco perforado para poder alcanzar nuevamente el último tramo con el siguiente BHA, no se corrieron herramientas direccionales en pozo para controlar la trayectoria para una corrida más sencilla y de menos costos.

Se definió como procedimiento rimar dos veces cada parada ensanchada, saliendo solo con bombas sin rotación, para evitar que el backreaming produjera más inestabilidad en los puntos problemáticos.

Básicamente el ensanchador tiene las mismas especificaciones del corrido en Pozo C8 y las instrucciones indicadas en ese trabajo siguen aplicando en este caso.

### **Ensamblaje de fondo e instrucciones adicionales**

El BHA para ensanchar entró a una profundidad de 12.510 ft y salió a 13.620 ft.

Básicamente se deben tener en cuenta las mismas instrucciones indicadas para la corrida en el Pozo C8, al ser la misma herramienta y serie.

En este tipo de operaciones se puede reemplazar la broca por una nariz de toro o *bull nose* para que de orientación, sin embargo en este caso se utilizó una broca tricónica en el ensamblaje corrido.

**Figura 51.** BHA con *Rhino Reamer* en el Pozo H3

Component Type	Joints	Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Connection		Weight (ppf)	Grade Name	Pin Box	Serial no.	Left or right spiral	Fish Neck	
					OD (in)	Name						Length (ft)	OD (in)
Drill Pipe		7,119.73	5.875	4.000	5.875	XT57	29.44	4145H MOD	PB		N		
Cross Over	1	2.38	8.000	3.000	6.625	XT57	55.50	4145H MOD	PB	EQ-B0701	N		
Drill Pipe	192	6,024.80	5.500	4.000	6.625	HT	22.50	4145H MOD	PB		N		
Cross Over	1	2.38	7.000	3.000	6.625	HT	55.50	4145H MOD	PB	EQB-0742	N		
Heavy Weight Drill Pipe	2	59.93	6.375	4.125	5.875	XT57	171.00	4145H MOD	PB	WS45051028	N		
Cross Over	1	3.27	7.000	2.875	6.625	REG	55.50	4145H MOD	PB	EQB-0448	N		
Accelerator	1	34.49	8.000	3.062	6.625	REG	154.36	4145H MOD	PB	O3157	N		
Cross Over	1	3.34	8.500	3.000	6.625	REG	55.50	4145H MOD	PB	WS261167	N		
Heavy Weight Drill Pipe	9	274.39	6.375	4.125	5.875	XT57	171.00	4145H MOD	PB	WS45051285	N		
Cross Over	1	3.15	7.000	2.875	6.625	REG	55.50	4145H MOD	PB	WS26272	N		
Hydraulic Jar	1	33.11	8.000	3.062	6.625	REG	154.36	4145H MOD	PB	O3163	N	2.00	7.880
Cross Over	1	3.84	8.500	4.000	6.625	REG	55.50	4145H MOD	PB	EQ-B079	N		
Heavy Weight Drill Pipe	14	426.99	5.875	4.125	5.875	XT57	171.00	4145H MOD	PB	WS45051005	N		
Cross Over	1	4.14	8.250	2.188	5.875	XT57	55.50	4145H MOD	PB	WS26-590	N		
Drill Collar	1	30.33	7.875	2.812	6.625	REG	171.00	4145H MOD	PB	O5960131	N		
Circulating Sub	1	7.43	8.250	2.250	6.625	REG	171.00	4145H MOD	PB	B2001297	N		
Receiver Sub	1	7.35	8.250	2.125	6.625	REG	133.00	4145H MOD	PB	B2002231	N		
Drill Collar	1	30.01	8.000	3.250	6.625	REG	234.00	4145H MOD	PB	O5960128	N		
Integral Blade Stabilizer	1	7.29	8.125	2.875	6.625	REG	171.00	4145H MOD	PB	5503p	N		
Drill Collar	1	30.37	7.875	2.938	6.625	REG	234.00	4145H MOD	PB	421879	N		
<b>Rhino Reamer</b>	<b>1</b>	<b>14.08</b>	<b>10.000</b>	<b>2.500</b>	<b>6.625</b>	<b>REG</b>	<b>234.00</b>	<b>4145H MOD</b>	<b>PB</b>	<b>23916J</b>	<b>N</b>		
Pony Drill Collar	1	8.14	8.250	3.125	6.625	REG	234.00	4145H MOD	PB	3215545	N		
Near Bit Stabilizer	1	7.13	8.125	2.875	6.625	REG	310.01	4145H MOD	BB	697307	N		
Tri-Cone Bit	1	0.93	10.625	3.000	6.625	REG	171.05	4145H MOD	P	PY7522	N	0.60	9.750
BHA Length (ft) :		7,019.27											

**Fuente:** EQUIÓN ENERGIA LIMITED. BHA Summary Report. Pozo H3. Enero de 2014. p. 2.

Una de las recomendaciones para un BHA diseñado para ensanchar un pozo es que las herramientas direccionales se armen por debajo del ensanchador, es decir más cerca a la broca. En este caso como no se corrían este tipo de herramientas, la distancia del *Rhino Reamer* a la broca fue de solo 23.2 ft con respecto al punto medio del cuerpo del ensanchador, solamente antecedido por un estabilizador

*near bit* y un pequeño *drill collar* para distanciarlo. Una vez el hueco perforado, solo restaba bajar el ensamblaje y posicionarlo frente al intervalo definido para efectuar la operación.

### **Parámetros operacionales recomendados**

Si bien la sección se perforó con lodo base aceite entre 10-11,5 ppg, era necesario aumentarle el peso al lodo al ensanchar para enfrentar mejor las condiciones adversas del hueco. Por tanto, se trabajó con una densidad de 11,8 ppg.

La rata de flujo se mantuvo entre 730-750 GPM con una presión entre 3.177-3.300 psi. El peso sobre la broca fue prácticamente nulo aunque en algunas ocasiones se trabajó con 10 klbs. El torque estuvo entre 10-20 klbs-ft y las revoluciones se manejaron entre 70-130 RPM.

### **Procedimientos para correr el *Rhino Reamer XS***

A pesar de tenerse ya un hueco perforado antes de bajar a ensanchar el intervalo definido, los procedimientos previos a su corrida como el corte, la prueba de hombro y demás, son los mismos estipulados en la sección **6.2.1.1** de la corrida realizada en el Pozo C8. Prácticamente lo único que cambia es que no se desea ensanchar todo el intervalo sino solo 1.110 ft entre las formaciones C7, C8 y Mirador del hueco ya perforado, lo que condiciona la profundidad de activación.

Después de realizar la prueba de superficie, se definió como tasa mínima de flujo para su activación 400 GPM. Se tomaron igualmente datos de presión para cada tasa para compararlos tras la activación de la herramienta.

La bola de 1 3/4" se bombeo con 230 GPM durante 10 minutos y se esperó en caída libre 15 minutos hasta que alcanzó su asiento dentro del *Rhino Reamer XS*. Se prendieron bombas nuevamente con 47 GPM y se observó un pico de presión de 1,300 psi, la cual se liberó hasta alcanzar 300 psi.

Ya confirmada la activación del ensanchador con un aumento de 9 klb-ft a 10 klb-ft en el torque, se dio inicio a la operación.

## Resumen de la corrida

Los numerosos problemas de puntos apretados que se venían presentando en esta sección del Pozo H3, eran bien conocidos. Estas condiciones motivaron a tomar como procedimiento rimar dos veces cada parada. No se tuvieron niveles altos de vibraciones en ningún momento ni picos de torque significativos, exceptuando uno ocurrido durante 50 ft, cruzando el cambio de litología de C7 hasta el tope de la Formación C8.

Una vez en fondo, se bombeó una píldora viscosa y se circularon fondos arriba. Al sacar el BHA a través del intervalo ensanchado se tuvieron buenas condiciones evidenciadas en el comportamiento del torque, vibraciones y arrastre. Además de permitir volver a fondo después de 4 ensamblajes de fondo, 3 de ellos consecutivos sin alcanzar a perforar un solo pie, las condiciones del pozo mejoraron notablemente como se evidenció en el viaje de salida teniendo ya el intervalo ensanchado. Al sacar la herramienta, se constató con una prueba en superficie que los bloques cortadores efectivamente abrían hasta 12". Los cortadores salieron sin desgastes ni erosión.

Posteriormente se corrió otro ensamblaje de fondo para chequear el estado del hueco y el tope de la formación Mirador y asegurar el acondicionamiento adecuado para las siguientes actividades con las que se esperaba concluir el hueco de 10 5/8" para continuar perforando las secciones restantes rumbo al yacimiento. El éxito de esta operación remedial fue tal, que no se presentaron más problemas de estabilidad de hueco y se tuvo una corrida de revestimiento de 9 5/8" muy buena, con una pequeña restricción a 14.900 ft en Mirador y quedando sentado a 14.134 ft, sólo a 5 ft de la profundidad total perforada en esta sección.

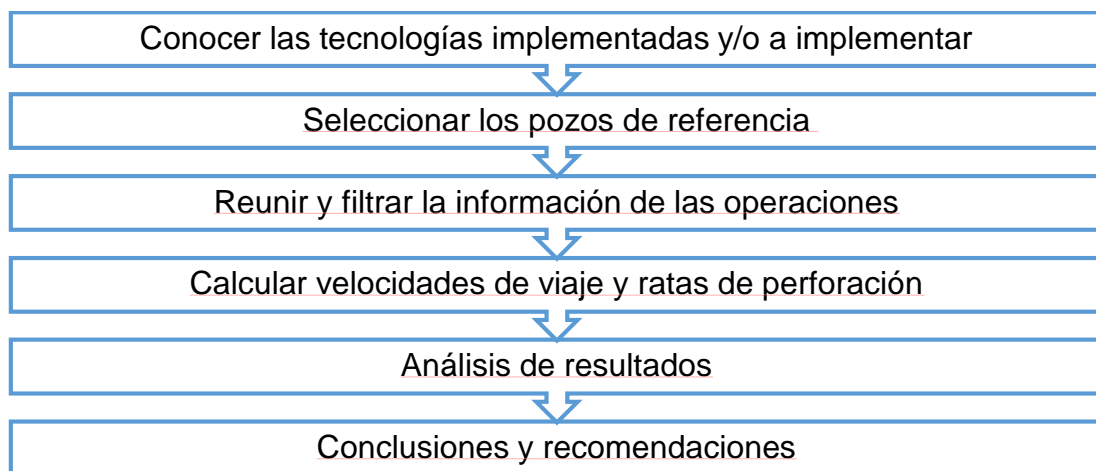
Con esto se observan los beneficios que se pueden lograr al usar una herramienta de apertura de hueco como el *Rhino Reamer*, ya sea mientras se perfora o como trabajo remedial para mejorar condiciones de un hueco perforado. El análisis detallado de los resultados obtenidos se encuentra en el siguiente capítulo.

## 7. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

En este capítulo se presentan los resultados alcanzados en las operaciones de los pozos donde se implementaron nuevas tecnologías comparándolos con otros pozos de correlación seleccionados.

### 7.1 METODOLOGÍA

La secuencia de actividades que se definieron para cumplir los objetivos de este proyecto de grado se muestran en el siguiente diagrama:



- **Conocer las tecnologías implementadas y/o a implementar:** Para comenzar era importante conocer aspectos como el funcionamiento de las nuevas herramientas, sus casos de aplicación, beneficios y riesgos para comprender de mejor forma por qué se corrían y las mejoras esperadas con su implementación por primera vez en pozos de Equión Energía Limitada. En el Capítulo 4 se encuentra parte de esa información.
- **Seleccionar los pozos de correlación o referencia:** Para establecer una buena comparación se deben tener dos puntos de referencia con condiciones similares, por eso los pozos donde se implementaron las nuevas tecnologías debían compararse con otros perforados convencionalmente. Por ser los últimos pozos perforados, además de tener las mismas secciones de hueco y

formaciones geológicas similares, se estudiaron como referentes los siguientes 10 proyectos en orden cronológico de finalización:

- Pozo 4: Mayo de 2010.
- Pozo 7: Agosto de 2011.
- Pozo 8: Diciembre de 2011.
- Pozo 6: Septiembre de 2012.
- Pozo 5: Octubre de 2012.
- Pozo 7x: Junio de 2013.
- Pozo C8: Agosto de 2013.
- Pozo H3: Enero de 2014.
- Pozo 9: Septiembre de 2013.
- Pozo 10: Mayo de 2014.

Como se habló en el apartado anterior, además del caso del Pozo C8, en el Pozo H3 también se terminó bajando un ensanchador para mejorar las condiciones del hueco de 10 5/8" perforado. Los ingenieros del proyecto "*Well of the Future*", apoyado por la empresa Baker Hughes, fueron los encargados de perforar el Pozo 10; donde, aunque se perforaron secciones intermedias de 17 1/2" y de 12 1/4" en lugar de 14 3/4" y 10 5/8", las operaciones sirvieron de referencia por ser un proyecto que implementó varios cambios a los procedimientos convencionales.

- **Reunir y filtrar la información recolectada:** Los reportes diarios de perforación, reportes finales, guías de perforación y estados mecánicos fueron la base central de la información estudiada para evaluar el impacto de las nuevas tecnologías y su posible recomendación para futuros proyectos.

La mejor forma de entender que ocurre en cada operación es conociendo que ocurre durante cada minuto, de ahí la importancia de leer cada reporte. Dado lo extensos que pueden resultar, todo se debía enfocar exclusivamente en las actividades y eventos ligados con la estabilidad del hueco durante los viajes y corridas de revestimiento en hueco abierto. Se incluyeron los tiempos no

productivos por baja calidad del pozo durante estas actividades debido a que con las nuevas tecnologías también se apunta a su reducción.

No se tuvieron en cuenta tiempos asociados a las siguientes actividades:

- Tiempos viajando con tubería (POOH y RIH):
  - Toma de parámetros y chequeos del flujo.
  - Actividades de HSE y reuniones pre-operacionales.
  - Pausas por factores climáticos.
  - Tiempos de acondicionamiento de lodo.
  - Mantenimiento de taladro y equipos.
  - Fallas de herramientas en fondo.
  - Viajes para curar pérdidas.
  - Viajes para tomar registros.
  - Bombeo de píldoras viscosas (solo se tuvieron en cuenta las píldoras bombeadas por eventos de pega de tubería durante los viajes).
  - Solo se consideraron los tiempos de circulación necesarios para enfrentar empaquetamientos y restricciones al viajar en el pozo.
  - Viajes de acondicionamiento.
  - Tiempos en hueco revestido.
  - Viajes durante la realización de un *sidetrack*.

Sí se consideraron *short trips* o viajes hasta el zapato, mientras que los viajes de acondicionamiento se evalúan con las corridas de *casing* o *liner*, todo buscando analizar tiempos netamente de viajes, con progreso hacia afuera del pozo o bajando al pozo, para una posterior comparación.

- Durante las corridas de revestimiento se ignoraron los tiempos de:
  - Corrida en hueco revestido.
  - Toma de parámetros.
  - Interrupciones por factores climáticos.
  - Mantenimiento de taladro.

- Fallas en equipos como el *Overdrive* o el *Autofill*.

Si es necesario rotar el revestimiento al bajar para superar restricciones en el hueco, se debe contar. Estos factores son causantes en gran parte de los altos tiempos de corrida y asentamiento. En los *wiper trips* no se filtraron los tiempos, se consideraron desde el arme hasta el desarme de regreso en superficie.

La información trabajada se organizó de forma resumida en los formatos que se muestran a continuación, para facilitar los pasos que siguen en la metodología. Para recopilar los datos de velocidades de viaje *RIH* & *POOH* se diligenció un formato como el de **Tabla 13**, para cada pozo en ambas secciones estudiadas.

**Tabla 13.** Ejemplo formato para velocidades de viaje: Datos Pozo 5, Sección de 14 ¾”

PERFIL DIRECCIONAL Construir Ángulo			POZO 5														Footage (ft)		Sección Actual (in)		14 3/4"		Sección Anterior (in)		18 1/2"							
Incl. Zapato: 11,76° Incl. TD: 29,57°																	6338		Casing Actual (in)		11 3/4"		Casing Anterior (in)		6307							
																	Zapato (ft)		TD de la Sección (ft)		12755		Zapato Anterior (ft)		5307							
Formación	Topo (ft)	Grosor (ft)	Pegos de tubería		Puntos Apretados		POOH		Distancia		Tiempo de viaje (hrs)		NPT Viaje (hr)		VELOCIDADES DE VIAJE			RIH		Distancia		Tiempo de viaje (hrs)		NPT Viaje (hr)		VELOCIDADES DE VIAJE			Pegos de tubería		Puntos Apretados	
			Desde (ft)	Hasta (ft)	Desde (ft)	Hasta (ft)	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	
CS	6407	711					7586	6252	1334	5,50			242,55	242,55	2,58	6279	7586	1307	6,25													
CS	7028	224			CS, C6	Numerosos puntos apretados.	9917	6286	3631	11,00			330,09	330,09	3,51	6257	9917	3660	12													
Nunchia Fault CS	7362	966			C6, Falla Nunchia a la Formación CS		10777	6274	4503	14,00			321,64	321,64	3,42	6274	10777	4503	19									Falla CS Leve pego de tubería @9989'	C6, CS Numerosos puntos apretados. @9979'-10000'			
CS	8308	743			Falla a CS Pack off @9339'	CS, C6 Numerosos puntos apretados.	11316	6274	5042	16,50	0,5		305,58	315,13	3,25	6307	11316	5009	20,25													
Fault basculante CS	9061	465			Nunchia Fault CS Severa restricción points.		12202	6276	5926	13,50			438,96	438,96	4,67	6307	12202	5895	32	0,5								Falla a CS 10000' Spinning 29,5 hrs. Fall sus eventos.				
CS	9526	286			Nunchia Falla a CS, C6 Varios puntos apretados.		12426	11552	874	4			218,5	218,5	2,324468	11552	11812	260	0,5													
Fault basculante CS	9802	2166			Falla a CS Pack off, se trabajo entre 11240'-11285'	CS, C6 Numerosos puntos apretados.	11812	6307	5505	18,00	0,5		305,83	314,57	3,25	6290	12426	6136	70,25													
CS	11978	777			C6 Numerosos puntos apretados.		12755	6260	6495	14,25			455,79	455,79	4,85																	
												Velocidad Promedio		236,54		237,12		2,52														
												Velocidad Promedio		342,92		345,53		3,65														

Notas:  
 - No se consideró el primer viaje resaltado en gris RIH/POOH porque solo se levanto y volvió a fondo icentos de pies por falla en RSS (PowerDrive).  
 - El último viaje RIH al ser para tomar registros, no se tuvo en cuenta para calculos de velocidades.

Mientras que el formato para ambas corridas de revestimiento fue el siguiente:

**Tabla 14.** Ejemplo formato para corridas de revestimientos: Datos Pozo 4

POZO 4												
Corrida de Revestimientos Intermedios en Hueco abierto												
DIÁMETRO DEL HUECO	REVESTIMIENTO (OD)	TD DE LA SECCIÓN	PROFUNDIDAD DEL ZAPATO	REVESTIMIENTO FUERA DE FONDO (ft)	PROFUNDIDAD DEL ZAPATO ANTERIOR (ft)	LONGITUD DE LA CORRIDA	WIPER TRIP	REVESTIMIENTO EN FONDO (hrs)	VELOCIDAD DE CORRIDA EN HUECO ABIERTO		NPT	Comentarios y Anotaciones
									ft/hr	Paradas/hr		
14,75	Casing 11,75	12740	12717	23	5584	7133	60	76	93,86	1,00	10,25	Durante la corrida se perdieron 7064 bls de OBM
10,625	Liner 9,625	16453	16437	16	12717	3720	76,25	13,25	280,75	2,99	0	Hueco en buenas condiciones

Es decir, por cada pozo se diligenciaron dos formatos de velocidades de viaje y uno para corridas de revestimiento. Además se tabularon los datos de ROP y se juntaron todos los formatos en una misma hoja de cálculo, base de información de este proyecto.

- **Calcular velocidades de viaje, corridas de revestimientos y ratas de perforación:** Teniendo ya datos depurados y filtrados sobre los viajes realizados en cada pozo en las secciones de 14  $\frac{3}{4}$ " y 10  $\frac{5}{8}$ ", se decidió calcular una velocidad promedio de viaje en hueco abierto *RIH* y una *POOH* para cada pozo en cada sección y de este modo comparar los resultados cuantitativamente para establecer de forma numérica el beneficio obtenido con las nuevas tecnologías. Estos resultados estuvieron acompañados de los perfiles direccionales y las formaciones atravesadas en cada pozo para abarcar los principales factores del entorno de ejecución de las actividades.

Además de las velocidades de viaje saliendo y entrando con los diferentes BHA, se calcularon las velocidades de corrida de revestimiento y el tiempo completo desde el armado hasta el desarme en superficie de los ensamblajes de *Wiper Trip* (en los casos donde se realizaron) para verificar si realmente al ensanchar un hueco mientras se perfora hace innecesario ese viaje de acondicionamiento sin sacrificar la calidad del hueco para las operaciones posteriores, representando una clara reducción de costos. Las velocidades de corrida de *casing/liner* son importantes para conocer el rendimiento logrado al reemplazar los centralizadores convencionales por los *Protech CRB*.

Luego se calculó la ROP efectiva en cada pozo de las secciones en evaluación, para medir el impacto que se puede producir en la rata de perforación al tener una estructura de corte adicional a la broca en el BHA, como el *Rhino Reamer* o el *Anderreamer*. Esta es una de las primeras desventajas que se evalúan antes de correr un ensanchador, buscando que este sacrificio sea compensado por las condiciones favorables del hueco que reducen los *ILT* o tiempos perdidos invisibles y los *NPT*.

- **Análisis de resultados:** Es quizás el paso más importante, pues es en cual, se valora cada dato calculado con sus factores influyentes para tener una comparación completa que considere las diversas condiciones enfrentadas y permita encontrar correlaciones. Para esto se obtuvo información sobre cada perfil direccional, estados mecánicos y formaciones geológicas. Para correlacionar gráficamente las formaciones con los diferentes resultados, se representó cada una con un color definido como se observa en la **Tabla 15**.

**Tabla 15.** Tabla de colores para representar las formaciones geológicas

C4	C5	C6	C7	C8	Mirador	Los Cuervos	Barco	Guadalupe
Formaciones Carboneras								

También se destacó la cantidad de viajes realizados, entendiendo que el primer viaje generalmente se hace con *reaming* y *backreaming*, convirtiéndolo en el más lento. Condición que en caso de no realizar sino uno o dos viajes castiga fuertemente la velocidad promedio calculada y que no debería ser tomada como una buena referencia para las comparaciones de rendimiento.

- **Conclusiones y recomendaciones:** Como el objetivo de este proyecto va más allá de calcular las velocidades de viaje y cuantificar los beneficios de las nuevas tecnologías y las condiciones que los favorecen; se debe concluir si las mejoras logradas con las herramientas en prueba justifican su inversión. Es decir, si el costo ahorrado por el tiempo perdido en problemas corregidos y/o evitados es mayor que la inversión adicional en estos nuevos servicios.

Al final se establecieron las condiciones que permiten mayores aportes con estas corridas, para que en caso de futuros proyectos se vuelvan a implementar, avanzando en la optimización de las operaciones.

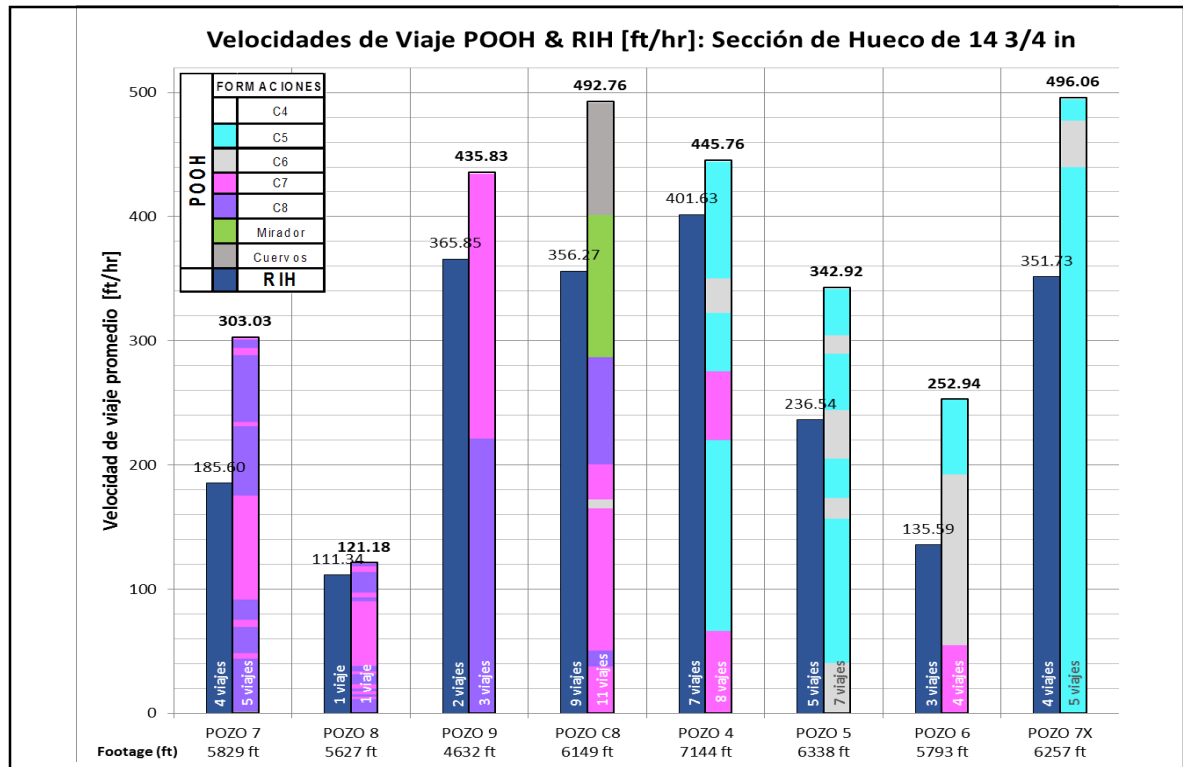
## 7.2 VELOCIDADES DE VIAJE PROMEDIO EN HUECO ABIERTO

En este apartado se muestran las velocidades de viaje *RIH* & *POOH* promedio calculadas para cada pozo siguiendo las especificaciones definidas en la metodología del proyecto, expresándolas en unidades de ft/hora.

Para poder correlacionar directamente las velocidades obtenidas con las formaciones perforadas se manejaron gráficos de barras, rellenos con los colores definidos para identificar cada formación, proporcionalmente según cada espesor.

**7.2.1 Sección de hueco de 14 3/4".** Si bien en esta sección solo se estaban evaluando los centralizadores *Protech CRB* para mejorar la corrida del revestimiento de 11 3/4", se decidió calcular además de la velocidad de corrida del *casing*, las velocidades de viaje para identificar posibles oportunidades de mejora o simplemente tener estos datos disponibles para futuras comparaciones. Los resultados se presentan a continuación:

**Gráfica 2.** Velocidades de viaje *RIH* & *POOH* en hueco abierto de 14 3/4"



La barra de la izquierda corresponde a la velocidad *RIH* y la de la derecha, rellena con los colores de las formaciones de la sección, corresponde a la velocidad promedio de viajes *POOH* en cada uno de los pozos. Debe resaltarse que en el Pozo 8 solo se consideró un viaje completo y puede ser explicado por las razones expuestas en la metodología para el análisis de resultados.

Observando la gráfica no se encuentra ninguna correlación entre las formaciones y las velocidades de viaje, de las que puede decirse fueron buenas. A pesar de considerarse una sección crítica por su longitud (entre 5.627 ft y 7.144 ft en los pozos estudiados) no se presentan mayores restricciones al sacar tubería o bajar BHA. Solo algunos empaquetamientos en C5 y C7 y puntos apretados por las intercalaciones obligaron a viajar rimando, castigando los tiempos en pozos como el Pozo 6, perdiendo más tiempo durante los viajes bajando.

Las velocidades promedio *POOH* fueron mayores que las de *RIH* en todos los casos.

**7.2.2 Sección de hueco de 10 5/8”.** Esta es la sección que permite comparar el rendimiento de operaciones con ensanchador y sin ensanchador. Pese a que se calcularon las velocidades de los viajes en los 10 pozos, solo se tomaron en cuenta los que perforaron las mismas formaciones que el Pozo C8, pionero en uso de ensanchadores en los proyectos de Equión Energía Limitada. En el Pozo H3, finalmente, dadas las malas condiciones del hueco perforado también se ensanchó un tramo del mismo.

En este hueco si se encontró relación entre las velocidades y las formaciones atravesadas, siendo mayores por las arenas y formaciones consolidadas y menores por formaciones hinchables e inestables como C7 y C8. Justamente fueron estas últimas las que se perforaron en el Pozo C8, al ser las que permitían obtener mayores ventajas con el uso de los *underreamers*. Para más información consultar el apartado **6.2.1** de este libro.

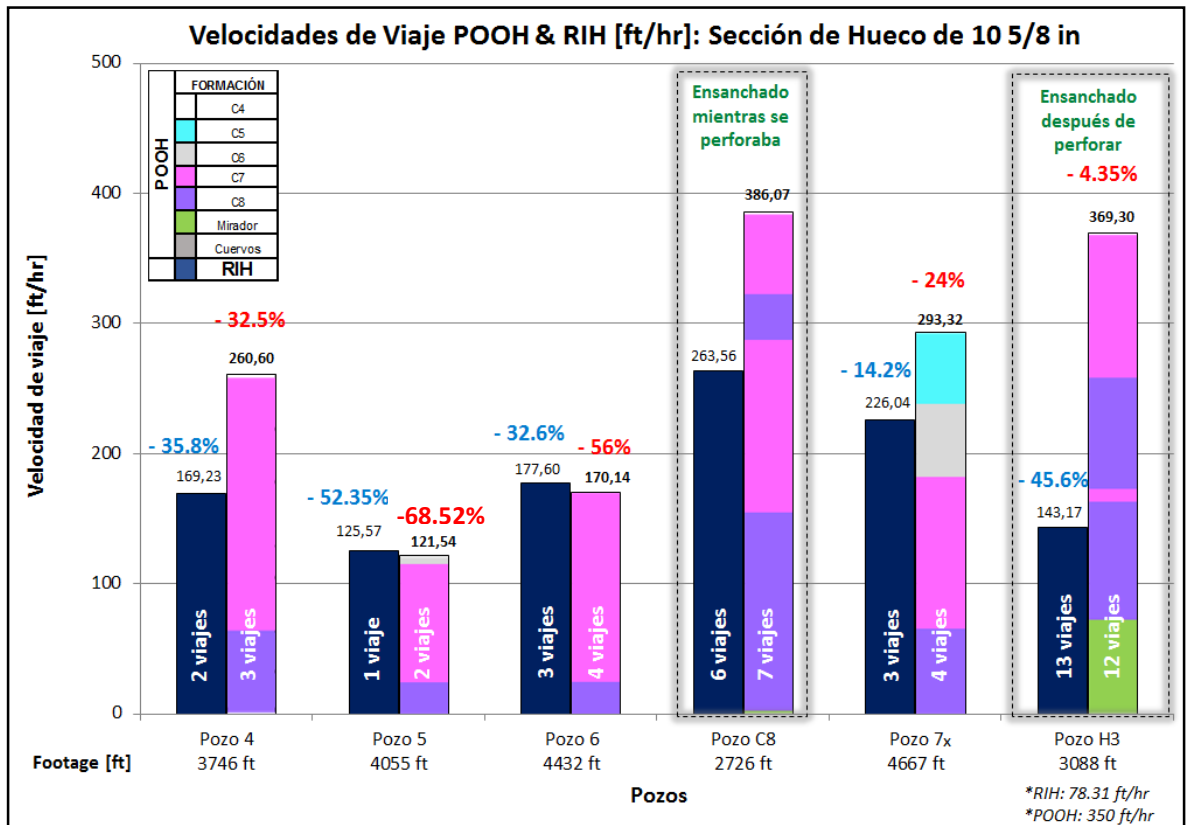
En la **Gráfica 3** se muestran los resultados de los pozos que perforaron litologías similares. Los porcentajes corresponden a la comparación del promedio de cada pozo con referencia a la velocidad promedio del Pozo C8, calculados de la siguiente forma:

**Ecuación 1.** Variación en la velocidad promedio con respecto al Pozo C8

$$\text{Variación en velocidad promedio (\%)} = \frac{\text{Velocidad del pozo } X * 100\%}{\text{Velocidad del Pozo C8}} - 100$$

Entendiendo que si se obtiene un valor negativo, indica mejores resultados viajando en el pozo ensanchado y viceversa.

**Gráfica 3.** Velocidades de viaje RIH & POOH en hueco abierto de 10 5/8”



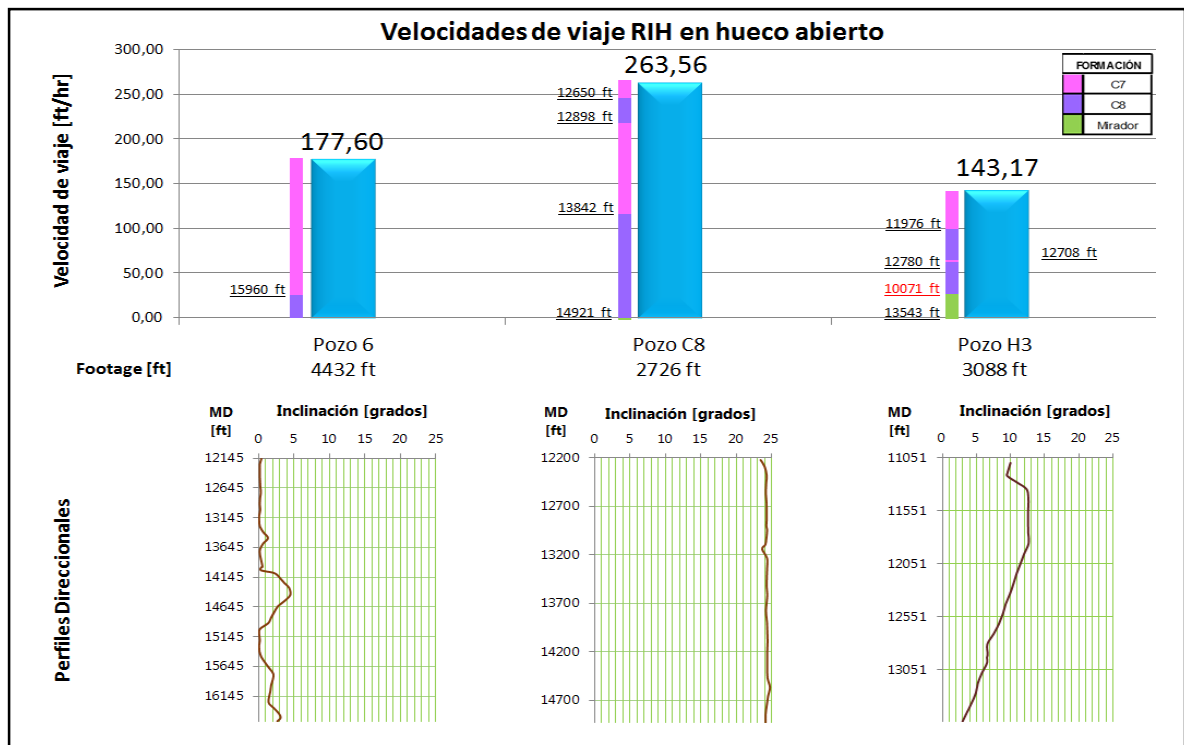
Para el Pozo H3, la velocidad promedio mostrada se calculó considerando los viajes antes y después de ensanchar, mientras que para los valores debajo de las barras, solo se contaron los viajes antes de ensanchar. Más adelante se tratarán puntualmente los resultados del ensanchamiento como operación remedial de este

pozo. Por ahora tener presente únicamente la evaluación de los resultados del trabajo realizado en el Pozo C8.

Los viajes más rápidos tanto de salida como entrando al pozo fueron precisamente los realizados en el pozo ensanchado, evidenciando que efectivamente una operación de *HEWD* en estas formaciones, puede reducir los problemas de inestabilidad y el tiempo no productivo que generan. La buena calidad del hueco permitió sacar en promedio a una velocidad de 386,07 ft/hr (4,11 paradas/hora) y viajar a fondo a 263,56 ft/hr (2,8 paradas/hora); asumiendo una longitud de cada parada de 94 ft. Además al igual que en la sección de 14 ¾", toma más tiempo volver a fondo con tubería en hueco abierto, que sacarla de nuevo hasta hueco revestido, con excepción de los Pozos 5 y 6, donde fueron casi similares.

Para profundizar, se decidió comparar las velocidades calculadas para el Pozo C8 con las del Pozo H3 y el pozo con mejores tiempos de viaje *RIH* y *POOH*. De ahí que en la **Gráfica 4** se comparen con el Pozo 6 y después con el Pozo 4.

**Gráfica 4.** Velocidades *RIH* en 10 5/8" con perfiles direccionales

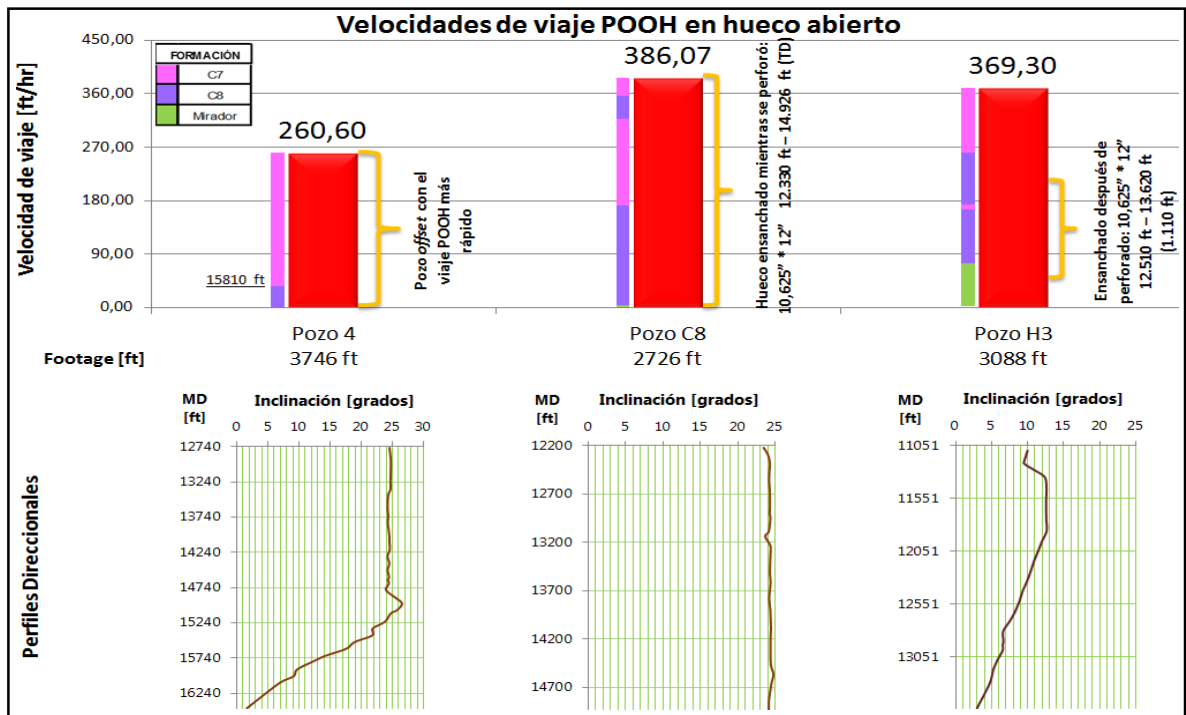


Aun al hacer la comparación con el pozo de mayor velocidad de viaje a fondo, se observa que su velocidad muestra una reducción del 32,6% con respecto al Pozo C8.

Se incluye el perfil direccional del pozo y la longitud de cada intervalo para analizar qué tan parecidas realmente fueron las condiciones de los pozos, además de perforar las mismas formaciones. En el Pozo 6, la sección de 10 5/8" no superó los 5° de inclinación, manteniéndose prácticamente vertical con pequeñas tortuosidades en el tramo final de la Formación C7 y a lo largo de C8. En el Pozo C8 se perforó una sección tangente con inclinaciones entre 23-25° que podían incluso dificultar más las operaciones, mientras en el Pozo H3 se mantuvo un ángulo mayor a diez grados en los primeros 600 ft para terminar tumbando ángulo hasta tener 3° de inclinación. Aunque en H3 se realizó un trabajo direccional para cambiar la inclinación del pozo, las variaciones no fueron tan fuertes y no justifican las bajas velocidades presentadas.

Ahora en la **Gráfica 5** se exponen los resultados para los viajes sacando tubería.

**Gráfica 5.** Velocidades POOH en 10 5/8" con perfiles direccionales



Comparando con las operaciones del pozo de mejores viajes saliendo del pozo, se encuentra una reducción del 32,5% con respecto al Pozo C8, casi el mismo porcentaje obtenido al comparar los resultados *RIH*.

Con base en los perfiles se observa que la sección del Pozo 4 fue similar aunque con un mayor trabajo direccional al realizado en el Pozo H3. Se mantuvo inicialmente por más de 2.000 ft un ángulo de inclinación cercano a los 25°, para luego tumbar ángulo hasta 1.61° al completar los 3.746 ft de longitud total; mientras que como se dijo anteriormente, la del Pozo C8 fue tangente con un ángulo siempre cercano a los 25°.

Si bien, pasar con tubería en el Pozo 4 pudo resultar levemente más complejo que en el Pozo C8, lo realmente crítico al comparar estos resultados entre pozos no sería la diferencia de perfil direccional sea tangente o de tumbar ángulo, sino una fuerte tortuosidad en el hueco. La tortuosidad favorecería la aparición de muchos puntos de contacto entre la sarta y las formaciones que obligarían a rotar la tubería para superar las obstrucciones en fondo para evitar pegas.

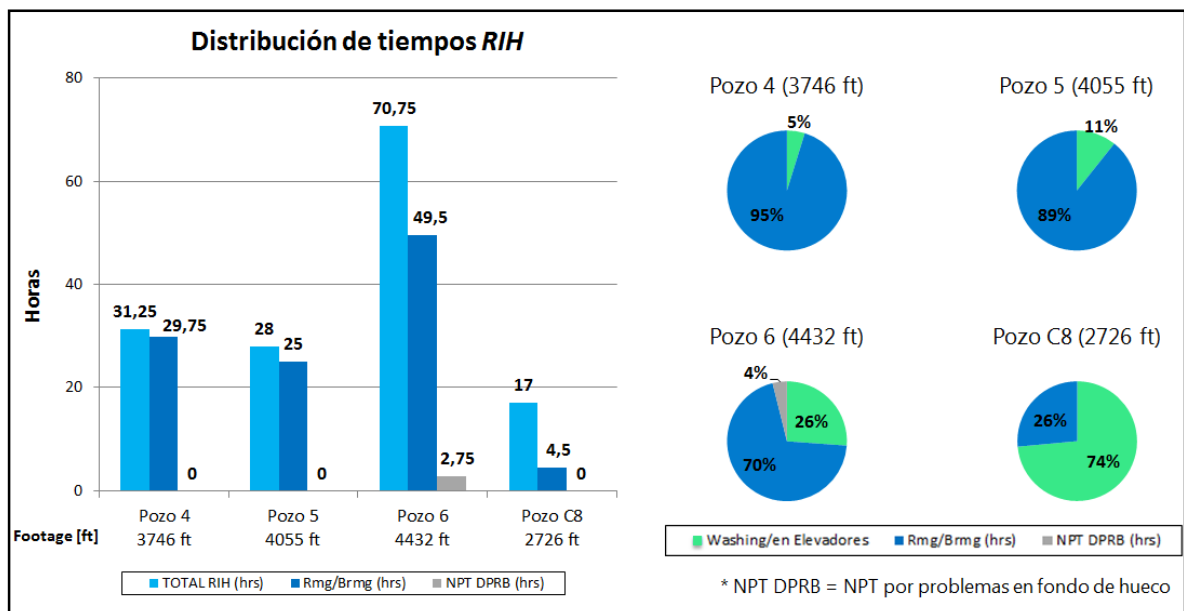
A pesar de perforar una sección 1.706 ft más corta que en el Pozo 6 y 1.020 ft menor que la del Pozo 4, al valorar los factores analizados en las gráficas anteriores, hacen evidentes los aportes de los ensanchadores. Es difícil encontrar secciones completamente similares para este tipo de comparaciones en pozos de campos del Piedemonte Llanero Colombiano.

**7.2.2.1 Distribución de tiempos de viaje.** Para este apartado se tomaron como referentes de comparación para los resultados de Pozo C8, las velocidades de los pozos Pozo 4, Pozo 5 y Pozo 6. Aprovechando que en los reportes diarios de perforación se indica cuando se viajó en elevadores, con bombas o rimando, se agruparon los tiempos totales de viajes de cada pozo según la forma en que se sacaba o bajaba tubería al hueco.

Lo ideal es viajar todo el tiempo en elevadores, sin embargo las condiciones del pozo son las que mandan. Los derrumbes, puntos apretados y eventos de pega de tubería que pueden irse presentando en el pozo, obligan además a encender bombas y rotar la sarta para culminar la operación; incrementando el número de horas necesarias para culminar las actividades de *RIH* y *POOH* en hueco abierto. Al hacer *reaming* y/o *backreaming* se impacta negativamente la velocidad de viaje.

La distribución de tiempos de los viajes *RIH* se muestra en la **Gráfica 6**, incluyendo los tiempos no productivos.

**Gráfica 6.** Distribución de tiempos viaje *RIH* sección de 10 5/8"

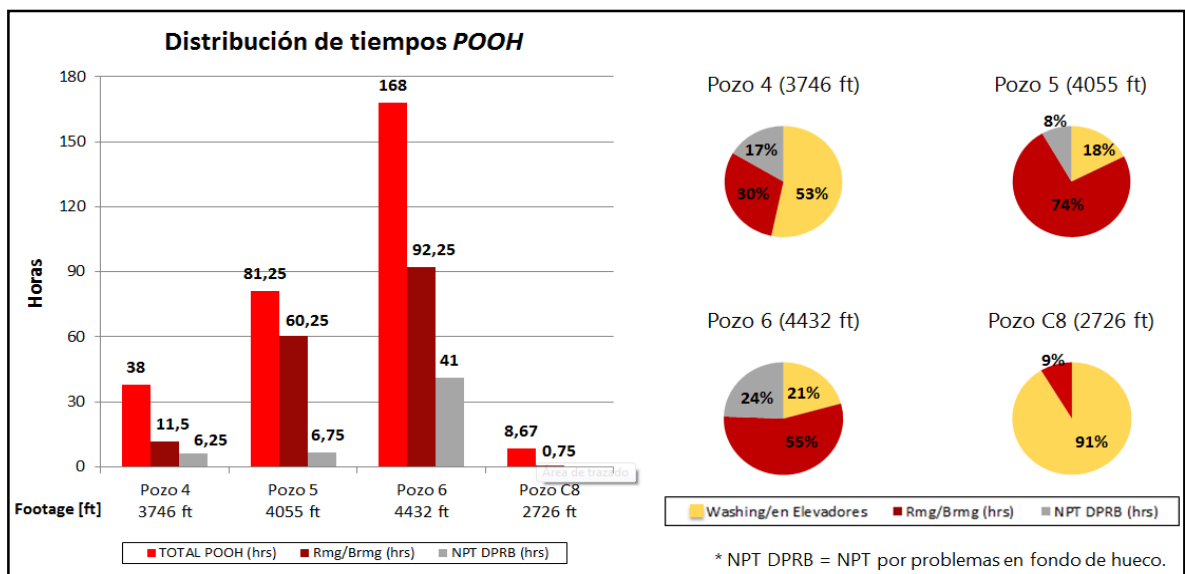


La gráfica de la izquierda representa en forma de barras las horas totales de viaje, junto a las horas de *reaming* y los NPT; mientras que en las gráficas circulares de la derecha, se distribuyen los tiempos con mayor claridad y en términos porcentuales. Ambas gráficas son complementarias y favorecen el análisis comparativo.

Desde las primeras gráficas de resultados ha sido indiscutible que las buenas condiciones del hueco perforado en el Pozo C8, facilitaron los viajes durante toda la sección.

En los Pozos 4 y 5, hubo muchos puntos apretados que dificultaron el paso de la sarta por la Formación C7, al igual que en el Pozo 6, donde además ocurrió una pega que requirió de 2,75 horas de trabajo para liberar la tubería. En el Pozo C8 sólo se presentó una leve restricción en la Formación C8, permitiendo viajar el 74% del tiempo en elevadores o con bombas, un 48% más del tiempo del mejor pozo donde no se usó ensanchador. En la **Gráfica 7** están los resultados obtenidos para los viajes saliendo del pozo.

**Gráfica 7.** Distribución de tiempos *POOH* sección 10 5/8"



Mientras se sacaba tubería se generaron tiempos no productivos en tres de los cuatro pozos estudiados, todos mayores al presentado *RIH* en el Pozo 6.

En los pozos no ensanchados se viajó en elevadores y lavando entre el 18-53% del tiempo, rango que en viajes entrando se encontraba entre el 5-26%.

Hay que recordar que en casi la totalidad de los casos, los viajes *POOH* duran menos tiempo que los viajes *RIH* mostrando que a pesar de los tiempos no productivos relacionados con empaquetamientos y problemas de estabilidad en C7 y C8, al reducir los porcentajes de tiempo de *reaming* y *backreaming* con respecto a los acontecidos *RIH*, se logra sacar tubería del pozo más rápidamente.

En el Pozo C8 durante estos viajes por el hueco ensanchado, no se presentaron puntos apretados y fue posible sacar el 91% del tiempo en elevadores, reflejando una excelente calidad del hueco que contrasta con la de los pozos que no corrieron la herramienta.

Comprendiendo todos los resultados numéricamente, las ventajas de perforar y ensanchar un hueco de 10 5/8" x 12", dando un mayor *clearance* y manteniendo el hueco en calibre parecen incuestionables. Los viajes se hicieron la gran mayoría del tiempo en elevadores y las operaciones de *reaming* y *backreaming* fueron pocas veces necesarias.

### **7.3 RATAS DE PENETRACIÓN (ROP)**

Como toda operación trae sus beneficios y sus impactos, después de verificar los buenos desempeños logrados con el uso del ensanchador en términos de velocidades de viaje y calidad del hueco, debe ahora cuantificarse el sacrificio en la ROP generado por su estructura de corte adicional.

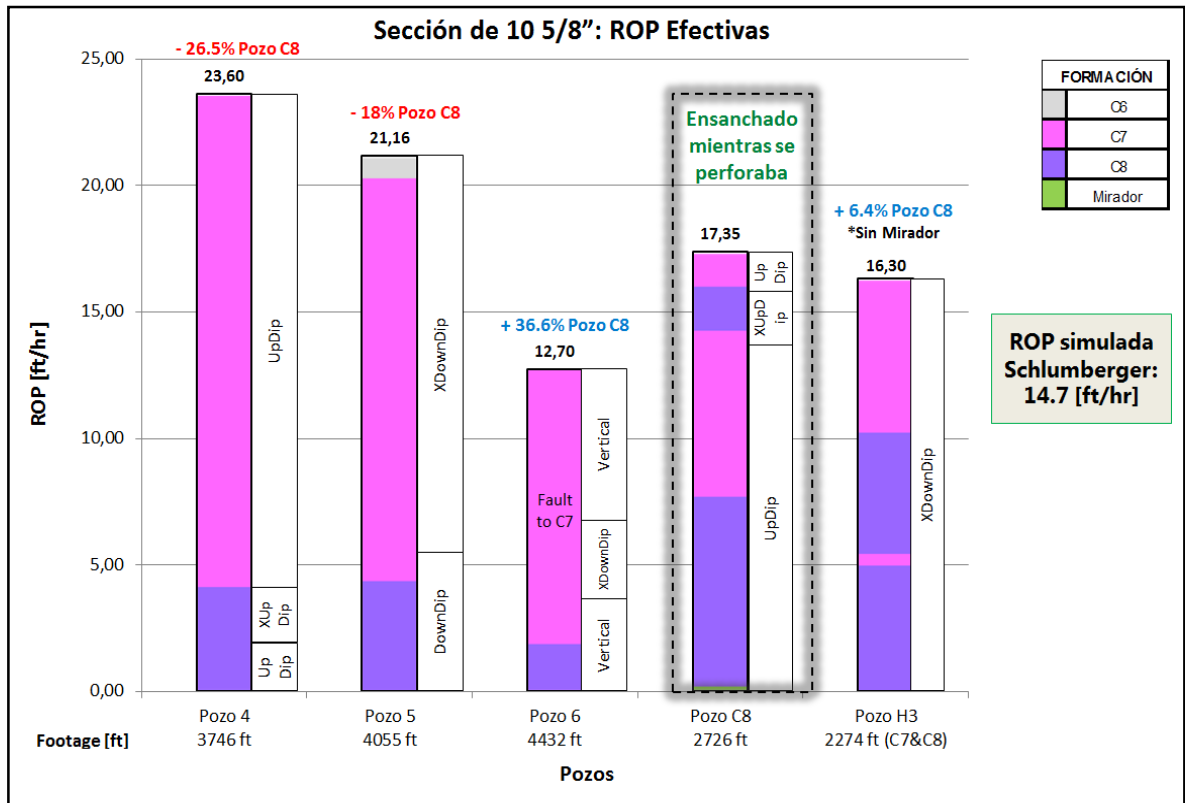
**7.3.1 Sección de hueco de 10 5/8" y 10 5/8" x 12"**. Como los ensanchadores solo se corrieron en esta sección, no se van a considerar las del hueco de 14 3/4". No se incluyeron las ROP de los Pozos 7 y 9, donde al haber perforado formaciones diferentes, pueden producir ruido en los resultados por las formaciones C7 y C8.

Recordar que las tasas de penetración calculadas fueron efectivas, considerando netamente horas en fondo. Los resultados pueden verse en la **Gráfica 8**, donde nuevamente el relleno de cada barra representa las formaciones perforadas de forma proporcional según su espesor, y a la derecha de cada una se indican los datos de rumbos relativos o *relatives bearing* para verificar si tienen relación con el rendimiento de la ROP. Además en la parte inferior de la gráfica, se encuentran los pesos del lodo utilizado, complementando la información de las condiciones de operación.

Después se calculó la variación porcentual entre la ROP de cada pozo y una ROP promedio, con la obtenida en el pozo simultáneamente ensanchado y se finalizó comparando con la ROP esperada con base en los resultados de la simulación que entregaron los Ingenieros de Schlumberger cuando fueron contratados sus servicios.

**Nota:** El valor tomado como ROP efectiva en la sección del Pozo C8 incluye la ROP de 18,1 ft/hr por los 2.274 ft de C7 y C8 perforados con el *Rhino Reamer* y la de 13,1 ft/hr al perforar los 322 ft de C8 con el *Anderreamer* (ensanchador que vio afectado su rendimiento por las pérdidas que se presentaron en fondo al encontrar unos pies más arriba la Formación Mirador. Para más detalles consultar el apartado 6.2.1.1).

**Gráfica 8.** ROP efectiva de cada pozo en sección de 10 5/8”



De la **Gráfica 8** se pueden inferir las siguientes conclusiones:

- No se presenta una relación entre el *relative bearing* y la ROP. Se esperaban menores tasas de penetración al ir *Cross-dip* (perpendiculares a la capa).
- Aunque la ROP del Pozo C8 fue 18% y 25% menor que en los Pozos 4 y 5, respectivamente, si superó la rata de perforación de los otros dos pozos estudiados. De ahí que al compararla con el promedio de los cuatro pozos (18,44 ft/hr) el impacto no superó el 6%.
- La ROP de 17,35 en el Pozo C8 superó las expectativas que daban los resultados de las simulaciones en la plataforma *IDEAS™*, donde bajo condiciones estables se esperaba una ROP de 14,7 ft/hr (véase la **Figura 43** y **Figura 44** en el Capítulo 6). Fue un 18% mayor.

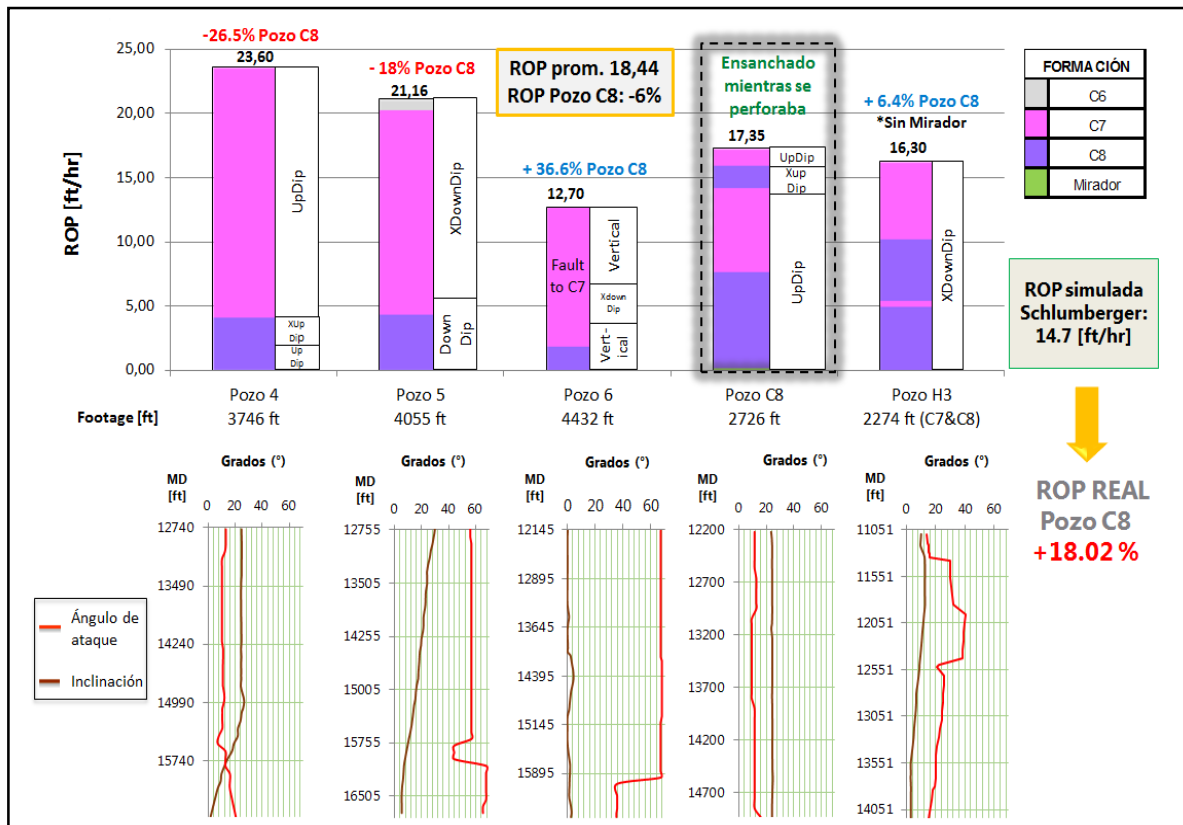
El 6% en promedio que se impactó la ROP del pozo ensanchado, pudo ser menor debido a que por momentos se trabajó con parámetros controlados al ser la primera vez que se realizaba en las operaciones de Equión Energía Limitada.

En la **Gráfica 9** se incluyen los perfiles direccionales y los ángulos de ataque al ser, especialmente estos últimos, muy influyentes en la ROP (véase en el numeral **3.3.2** la clasificación). Sabiendo que al perforar con la broca perpendicular al plano de estratificación (tendencia natural) se tiene mayor estabilidad mecánica en el pozo, favoreciendo el avance.

A medida que nos alejamos de esa tendencia natural, es decir, se aumenta ese ángulo, incrementa el riesgo de eventos de inestabilidad en el pozo, asociados a las fuerzas compresivas y distorsionales, durante la perforación.

Para este caso, en los Pozo 4 y C8, se tuvieron los ángulos más favorables, cercanos a 20°.

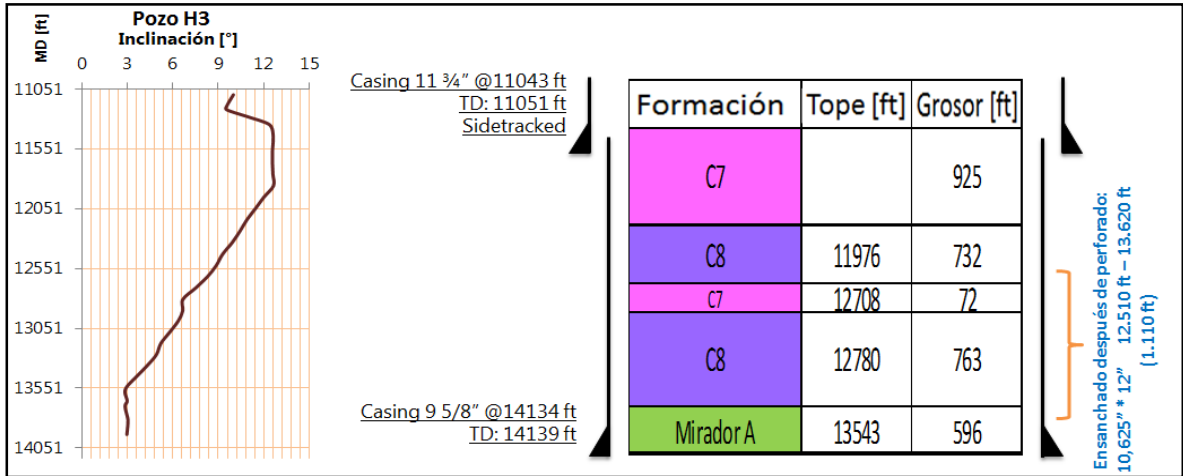
**Gráfica 9. ROP efectiva con ángulos de ataque y perfiles direccionales**



#### 7.4 CASO POZO H3: ENSANCHAMIENTO EN HUECO YA PERFORADO

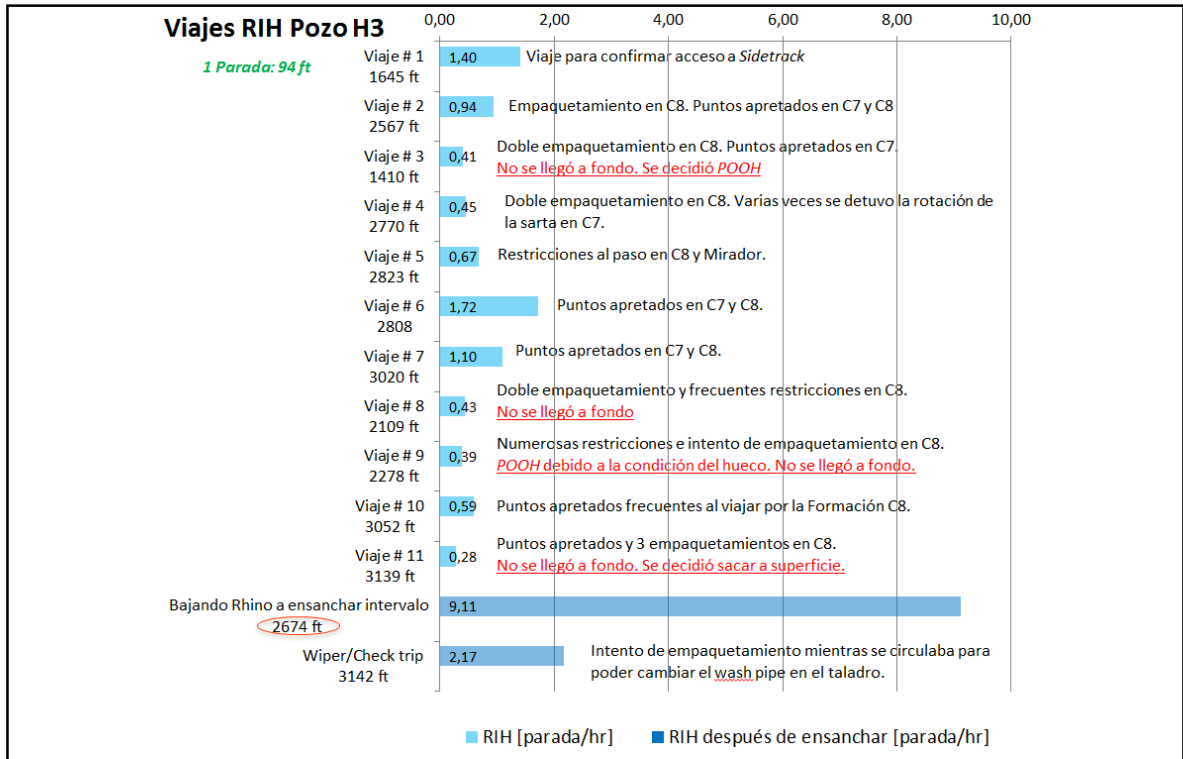
El caso de este pozo merece ser estudiado por aparte. La decisión de correr un ensanchador en el hueco no buscaba prevenir problemas de estabilidad que afectaran la calidad del hueco, sino reducir y remediar los que ya se estaban presentando al intentar perforar hasta TD la sección. Como se dijo en el capítulo anterior, el deterioro de las condiciones del hueco era tan fuerte, que había sido imposible regresar a fondo con los BHA # 33, 38, 39 y 41. El undécimo viaje con sus 3 empaquetamientos fue decisivo para decidir correr el *Rhino Reamer XS 10000*. A pesar de previamente haber perforado hasta 14.139 ft de profundidad MD, las restricciones en el intervalo posteriormente ensanchado impedían volver a fondo. Fueron 1.110 ft de formación los ensanchados hasta 12” de diámetro.

**Gráfica 10.** Sección de hueco de 10 5/8" del Pozo H3



**7.4.1 Viajes RIH & POOH antes y después de ensanchar.** A continuación, en la **Gráfica 11** y **12** se resume como fueron todos los viajes del pozo *RIH* y *POOH*, antes y después de ensanchar desde 12.510 ft hasta 13.620 ft de profundidad MD. En el eje vertical se indican las distancias recorridas y frente a cada barra los problemas de estabilidad durante cada viaje.

**Gráfica 11.** Resumen de los viajes *RIH* realizados en el Pozo H3



En este apartado, las velocidades de viaje se expresan en paradas/hora y no en ft/hr como anteriormente por términos de simplicidad. La conversión se realizó asumiendo cada parada de 94 ft de longitud.

Las intercalaciones de C7 y C8 aun siendo similares a las del Pozo C8, presentaron frecuentemente puntos apretados durante todos los viajes y 10 eventos de empaquetamientos de la sarta.

Es evidente que además de poder volver a llegar a fondo con un BHA después de cuatro fracasos, la calidad del hueco después del intervalo ensanchado fue tal, que la velocidad de viaje aumentó de forma significativa.

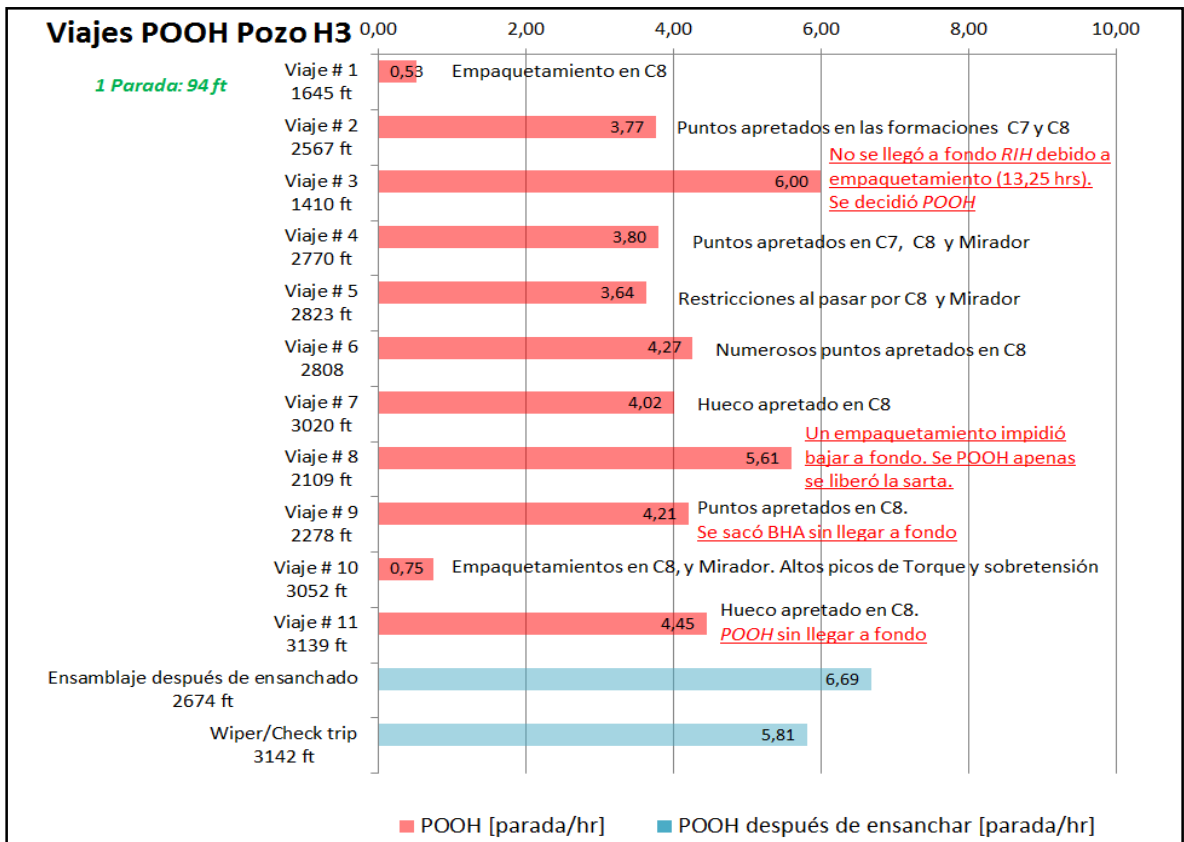
**Nota:** Importante aclarar que la velocidad de 9,11 paradas/hora del viaje #12 *RIH* no se atribuye a los beneficios del ensanchamiento. Si se observa en detalle la información de los rótulos del eje vertical de la **Gráfica 11**, a comparación de los dos viajes previos apenas recorrió 2.674 ft en hueco abierto (hasta una profundidad de 12.449 ft MD), es decir, se detuvo antes de pasar por el intervalo donde más se ocurrían atascamientos de la tubería y que justamente era el que iba a ser ensanchado, comenzando desde 12.510 ft MD.

No obstante, la velocidad de 2,17 paradas/hora *RIH* correspondiente del BHA #43 destinado a chequear el intervalo ensanchado con el *Rhino Reamer* y completar el acondicionamiento antes de la corrida del revestimiento, fue mayor que la de los viajes anteriores a pesar de que la corrida en hueco abierto se vio interrumpida por una fuga en el *wash pipe* mientras se pasaba por el intervalo ensanchado, que obligó su cambio y, mientras el pozo se encontraba en circulación, se presentó un intento de empaquetamiento a 13.487 ft MD.

Ahora en la **Gráfica 12** se complementa la información de los viajes, con las velocidades saliendo del pozo y los inconvenientes presentados. Los problemas de estabilidad durante los viajes sacando tubería fueron menos frecuentes que los ocurridos bajando. Hubo dos eventos de empaquetamiento mientras se entraba a fondo, a diferencia de los diez incidentes de este tipo experimentados *RIH*, dentro

de los cuales se encuentran los más críticos que obligaron a sacar varios BHA antes de lograr estar en fondo para continuar perforando. Por tanto, las velocidades sacando fueron mayores a 3,64 paradas/hora (342,16 ft/hr) en 9 de los 11 viajes realizados antes de correr la nueva herramienta. En el tercer y octavo viaje se sacó tubería sin superar las zonas de inestabilidad una vez se liberó la sarta tras una pega, de ahí su mayor velocidad.

**Gráfica 12.** Resumen de los viajes *RIH* realizados en el Pozo H3



Véase en la gráfica (arriba) los viajes después de ensanchar mostrados por barras de color azul; se observa un aumento en la velocidad con la que se sacó la tubería en hueco abierto con tiempos totalmente productivos por la ausencia de problemas de estabilidad en las paredes del pozo. Vale destacar que el viaje inmediatamente después de terminada la operación de ensanchamiento, muestra la mayor velocidad sacando en promedio 6,99 paradas cada hora (657.06 ft/hr).

Tanto *RIH* como *POOH*, los puntos apretados y las pegas de tubería castigan fuertemente los tiempos de viaje, por eso se evalúa si con el *Rhino* se reducen y/o eliminan estos inconvenientes para mejorar las operaciones y garantizar que se llegue a fondo con todos los BHA, de modo que no se pierdan tiempos de arme y desarme de dichos ensamblajes como ocurrió en cuatro ocasiones en el Pozo H3.

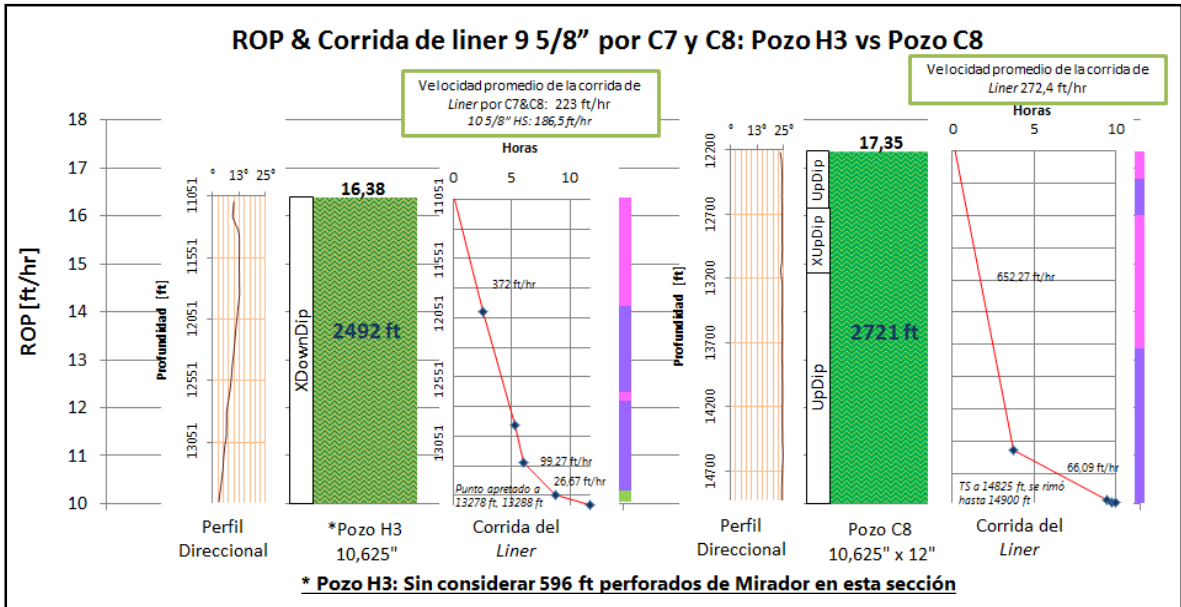
**7.4.2 Corrida de revestimiento de 9 5/8” en el Pozo H3.** A pesar de tener aparentemente controlado el intervalo de mayores restricciones al paso con tubería, se temía encontrar un hueco deteriorado que dificultara la corrida del *liner* de 9 5/8” a fondo. Por lo tanto, más que correr en el menor tiempo posible el revestimiento, la preocupación se enfocaba en si podría sentarse en fondo del hueco.

Los resultados alcanzados se resumen en la **Gráfica 13**. Se seleccionó el Pozo C8 como referente de comparación, por lo que fue necesario ignorar los pies finales de la Formación Mirador del Pozo H3, para revisar el desempeño por las formaciones comunes. Los resultados del Pozo C8 se vieron favorecidos por el ensanchamiento de toda la sección y el uso de centralizadores reductores de fricción *Protech CRB* en cada junta del revestimiento, mientras que en el Pozo H3 de las nuevas tecnologías solo se usó el ensanchador en un intervalo.

Se incluye la ROP de cada pozo, los perfiles direccionales y, como novedad con respecto a los gráficos que se han manejado antes de este apartado, a la derecha de la barra de ROP tanto del Pozo C8 como del H3, se representa el rendimiento logrado corriendo revestimiento. Se maneja en la misma escala de tiempo para que simplemente observando sus pendientes se pueda concluir que la más próxima a la vertical indica una mayor velocidad de corrida.

Si bien en el Pozo C8 se mejoran los resultados del H3, recordando los numerosos inconvenientes enfrentados en este último pozo, se puede considerar un éxito el rendimiento alcanzado. Solo se presentaron restricciones a 13.278 ft y 13.288 ft de profundidad MD, superadas con un poco de rotación del *liner*.

**Gráfica 13.** Resultados Corrida de *liner* 9 5/8” en Pozo H3 vs Pozo C8



Importante resaltar que tampoco hubo inconvenientes con las variaciones de diámetro del hueco ni pérdidas de circulación durante la ejecución de la operación. Las comparaciones de ROP con otros pozos puede consultarlas en la **Gráfica 8** del numeral **7.3**.

La única diferencia entre la corrida del Pozo C8 y H3, fue el uso de los centralizadores. Para conocer el beneficio adicional que representaron estos últimos, véase el análisis antes del numeral **7.5.2.1**.

## 7.5 CORRIDAS DE REVESTIMIENTO

En esta parte del capítulo se consignan las velocidades de corrida en hueco abierto de los revestimientos de las secciones de 14 3/4” y 10 5/8”, indicando la profundidad de asentamiento del zapato y los pies fuera de fondo.

**7.5.1 Corrida del Casing de 11 3/4” en hueco abierto.** Es el revestimiento que se tiene establecido correr en hueco de 14 3/4”. Junto con los tiempos de corrida en hueco abierto, se calcularon los tiempos gastados en viajes de acondicionamiento del hueco (en los casos que se realizaron) y los pies de formación que quedaron expuestos al no sentar el *casing* cerca del fondo.

Se calcularon dos velocidades de corrida: una considerando horas de corrida en hueco abierto y horas completas del viaje de acondicionamiento y otra solo con tiempos de corrida. Las ecuaciones utilizadas se muestran a continuación:

**Ecuación 2.** Velocidad de corrida de revestimiento con tiempo de *Wiper trip*

$$\text{Velocidad con Wiper Trip [ft/hr]} = \frac{\text{Longitud hueco abierto}}{\text{tiempo de corrida} + \text{tiempo de wiper trip}}$$

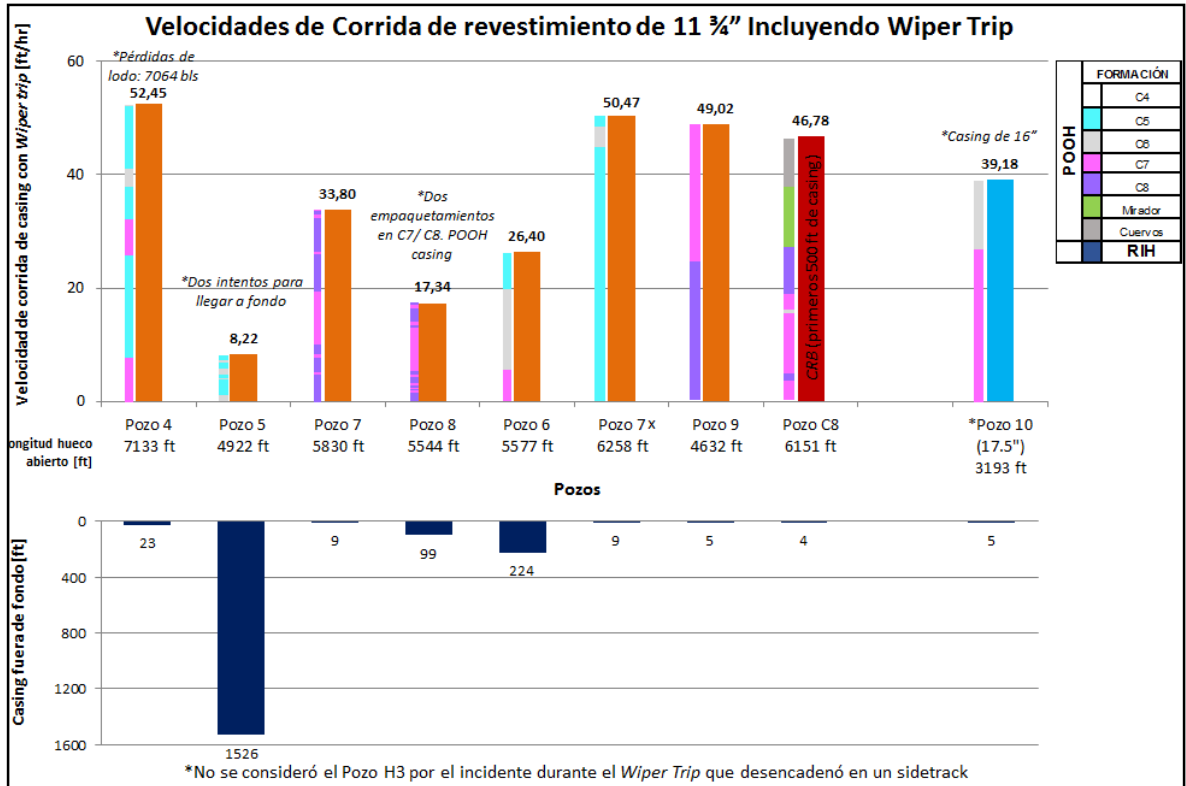
**Ecuación 3.** Velocidad de corrida de revestimiento sin tiempo de *Wiper trip*

$$\text{Velocidad sin Wiper Trip [ft/hr]} = \frac{\text{Longitud hueco abierto}}{\text{tiempo de corrida en hueco abierto}}$$

La longitud de hueco abierto a la que se hace referencia se obtiene calculando la distancia entre el zapato de 16" y la profundidad de asentamiento del zapato de 11 3/4" para esta sección.

Los resultados de la **Gráfica 14** se calcularon usando la **Ecuación 2**.

**Gráfica 14.** Velocidades de corrida de *casing* de 11 3/4" incluyendo *wiper trip*



Cabe recordar que la primera barra de cada pozo hace alusión a las formaciones perforadas y que a excepción del Pozo C8, en ningún pozo se usaron centralizadores. Al incluir los tiempos de *wiper trip* en los cálculos, se valora el tiempo que transcurre después de perforar el último pie de la sección, hasta el momento en que se logra sentar el revestimiento en fondo.

En todos los pozos se hizo un viaje de acondicionamiento antes de bajar a revestir el hueco de 14  $\frac{3}{4}$ ". El zapato se logró sentar a menos de 23 ft de fondo en la totalidad de los casos, excluyendo los Pozos 8, 6 y 5. El *wiper trip* es poco cuestionado en esta sección tan larga y menos cuando en el Pozo 8 se intentó correr el *casing* sin ese viaje, pero fue necesario finalmente sacar, realizarlo y hacer una segunda corrida a causa de dos empaquetamientos.

El caso del Pozo 5, perforado hasta 12.755 ft pero revestido hasta 11.229 ft, a 1.526 fuera de fondo merece explicación. Al bajar el revestimiento, se encontró una restricción a 11.820 ft (dentro de la Formación C6) que fue imposible de superar. Para corregir las difíciles condiciones del hueco experimentadas en este primer intento, se decidió sacar el *casing* nuevamente a superficie, realizar un segundo viaje de acondicionamiento y luego si volver a correr el revestimiento. A pesar del acondicionamiento adicional, no se pudo sentar el zapato cerca del TD perforado. Esto representó un NPT de 376,75 horas (15,7 días) que aumentó en cientos de miles de dólares los costos de la sección.

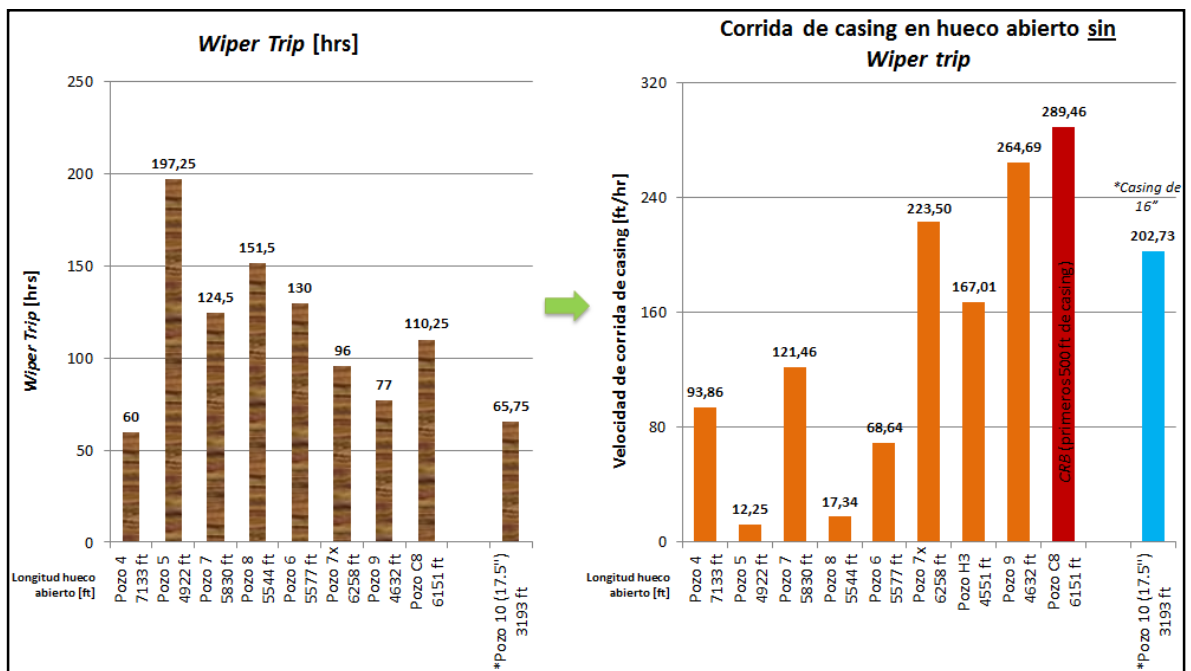
Con este resultado, se valida la afirmación de campo que asegura que después de tener que sacar un revestimiento por problemas del hueco, por más viajes de acondicionamiento que se realicen va a ser imposible correrlo hasta fondo en el segundo intento. De ahí que sea tan prioritario asegurar excelentes condiciones del hueco antes de bajar la primera junta.

Respecto a nuevas tecnologías en esta sección, solo se estaban probando en 500 ft los centralizadores de resinas, instalando centralizadores de tres aletas en los primeros doce tubos. Se instalaron *Protech CRB* de 11  $\frac{3}{4}$ " x 13  $\frac{1}{2}$ ".

Las mejores velocidades se dieron en los Pozos 4, 7x, 9 y C8. Resaltando el desempeño logrado en el Pozo 9 cuya sección igual que la mayoría de la del pozo ensanchado, atravesaba las complejas condiciones de formaciones C7 y C8.

Siendo así, fueron muy similares las corridas en el Pozo C8 (46,78 ft/hr) y 9 (49,02 ft/hr). Deben considerarse las longitudes de las secciones y las horas de *wiper trip*. Por ejemplo, en el Pozo C8 se perforaron 1.519 ft más que en el Pozo 9 y 33 horas adicionales con el BHA de acondicionamiento (ver barras de la izquierda de la **Gráfica 15**, cuyas velocidades se calcularon con la **Ecuación 3**).

**Gráfica 15** . Velocidades de corrida de *casing* de 11 3/4" en hueco abierto



En la **Gráfica 15** se separan los tiempos del ensamblaje utilizado para acondicionar el hueco de los cálculos de la velocidad de corrida y permite las siguientes conclusiones:

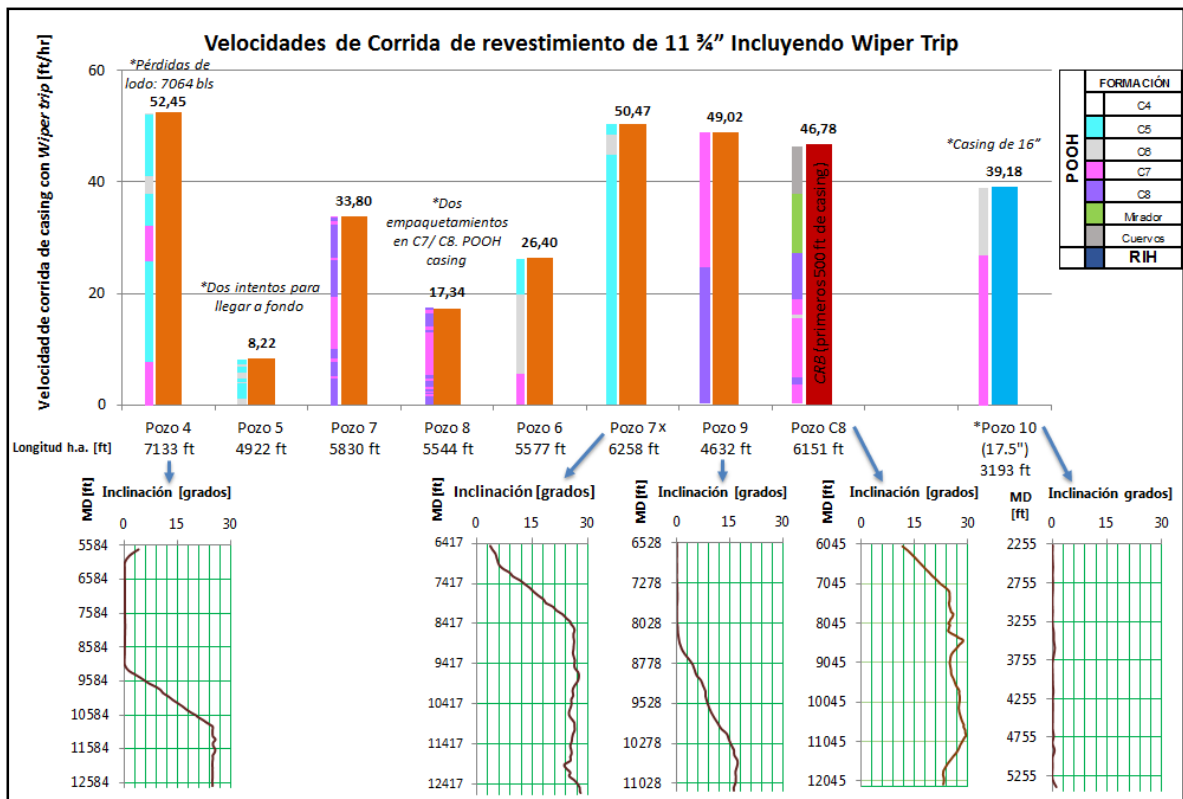
- Gastar más horas acondicionando el hueco no se traduce directamente en corridas veloces a fondo y sin mayores restricciones, como se evidencia en los Pozos 6, 7 y 8. Operaciones como el *backreaming* suelen deteriorar más que estabilizar las paredes del pozo, tal como lo afirma el Profesor Ossisanya

(Universidad de Oklahoma) y otros expertos en el tema. Por tanto, no se debe exceder su uso más allá de los casos estrictamente necesarios.

- Esta gráfica a diferencia de la **Gráfica 14**, permite ver con claridad que la mayor velocidad netamente de corrida del *casing* de 11 ¾ en hueco abierto fue la del Pozo C8 a 289,46 ft/hr, lograda por las excelentes condiciones del hueco y, posiblemente, los nuevos centralizadores reductores de fricción.

Otro factor influyente en estos tiempos, es la trayectoria del pozo. Por tal motivo en la **Gráfica 16** se agregaron los perfiles direccionales de los 4 mejores pozos.

**Gráfica 16.** Corridas de *casing* de 11 ¾" con perfiles direccionales



Los cambios de ángulo pueden aumentar los puntos de contacto entre el pozo y las juntas del revestimiento y llegar a restringir el avance a fondo.

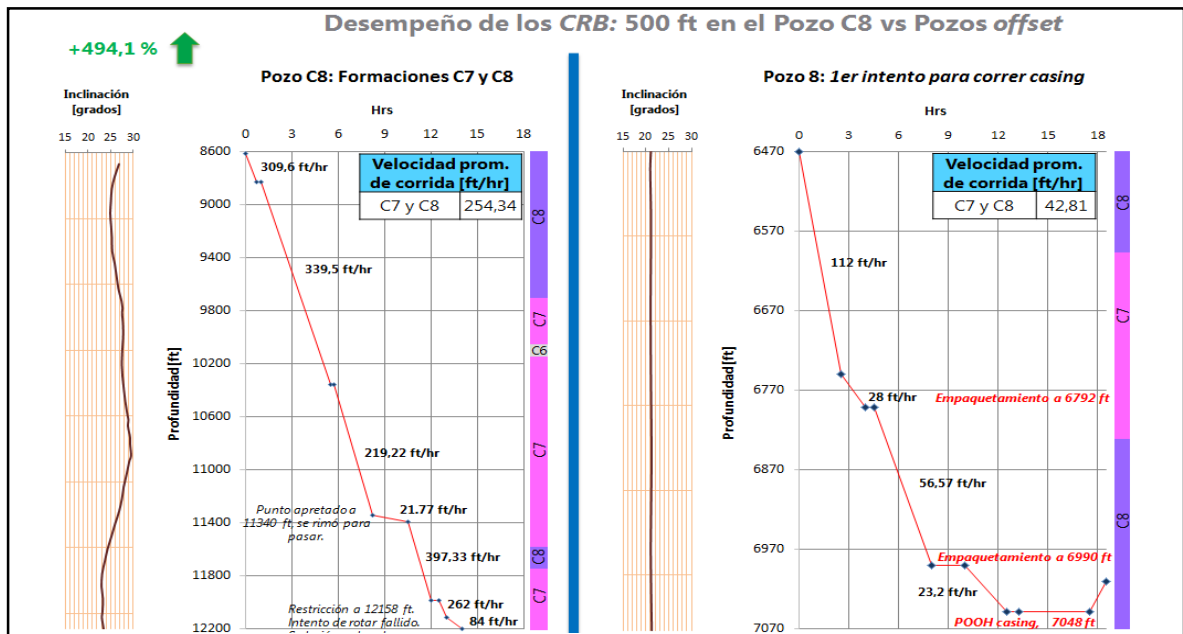
En los tres pozos con mayor velocidad en hueco abierto: Pozo 7x, Pozo 9 y Pozo 8, se construyó ángulo. Pero considerando conjuntamente las formaciones, los resultados del Pozo C8 continúan siendo los mejores.

**7.5.1.1 Comparación de corridas pie a pie.** En este numeral se comparan gráficamente pie a pie las corridas en hueco abierto de los pozos que perforaron las formaciones C7 y C8: Pozo 8, Pozo 7 y el destacado Pozo 9 con el Pozo C8, para evaluar los beneficios de los 500 ft de juntas que tenían instalados centralizadores *Protech CRB*.

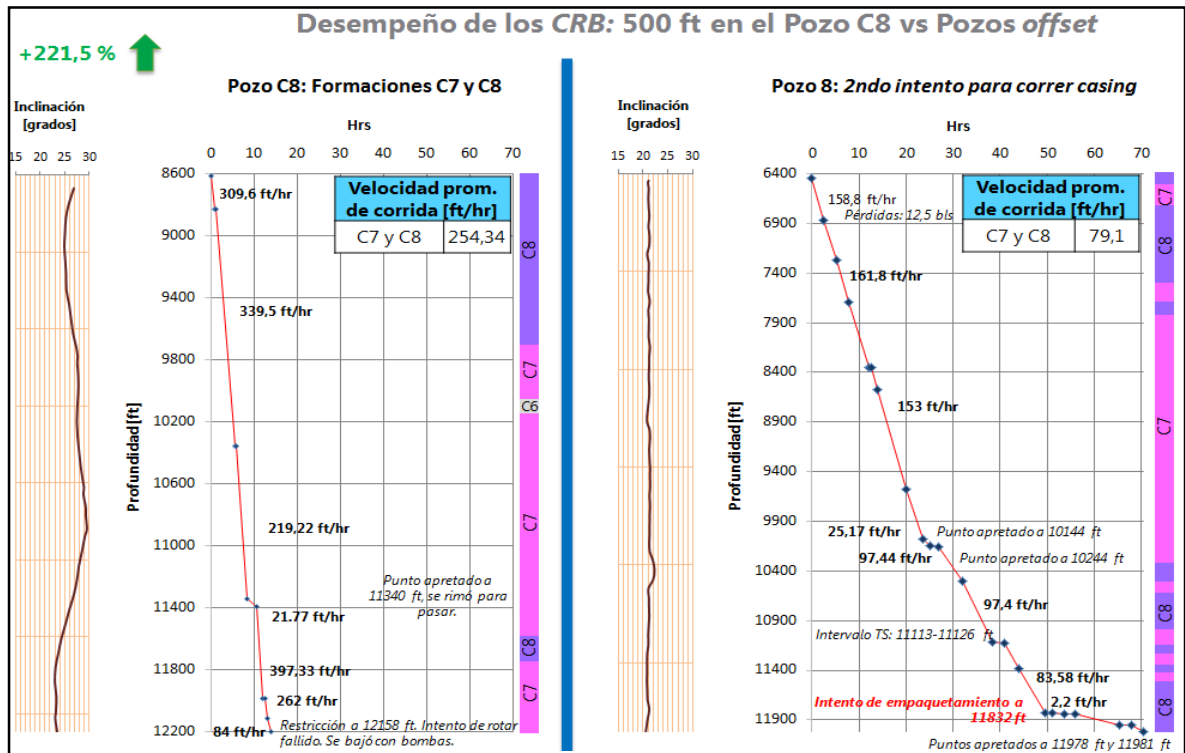
**Nota:** En el Pozo C8 solo se analiza la corrida por los 3.587 ft de C7 y C8, que incluyen los 94 ft de C6. El inicio por Los Cuervos y Mirador no se consideró.

- **Pozo C8 vs Pozo 8:** El pozo 8 tuvo dos corridas como previamente se explicó.

**Gráfica 17.** Corrida de casing de 11 3/4" pie a pie: Pozo C8 vs Pozo 8 (primera)



**Gráfica 18.** Corrida de casing de 11 3/4" pie a pie: Pozo C8 vs Pozo 8 (final)

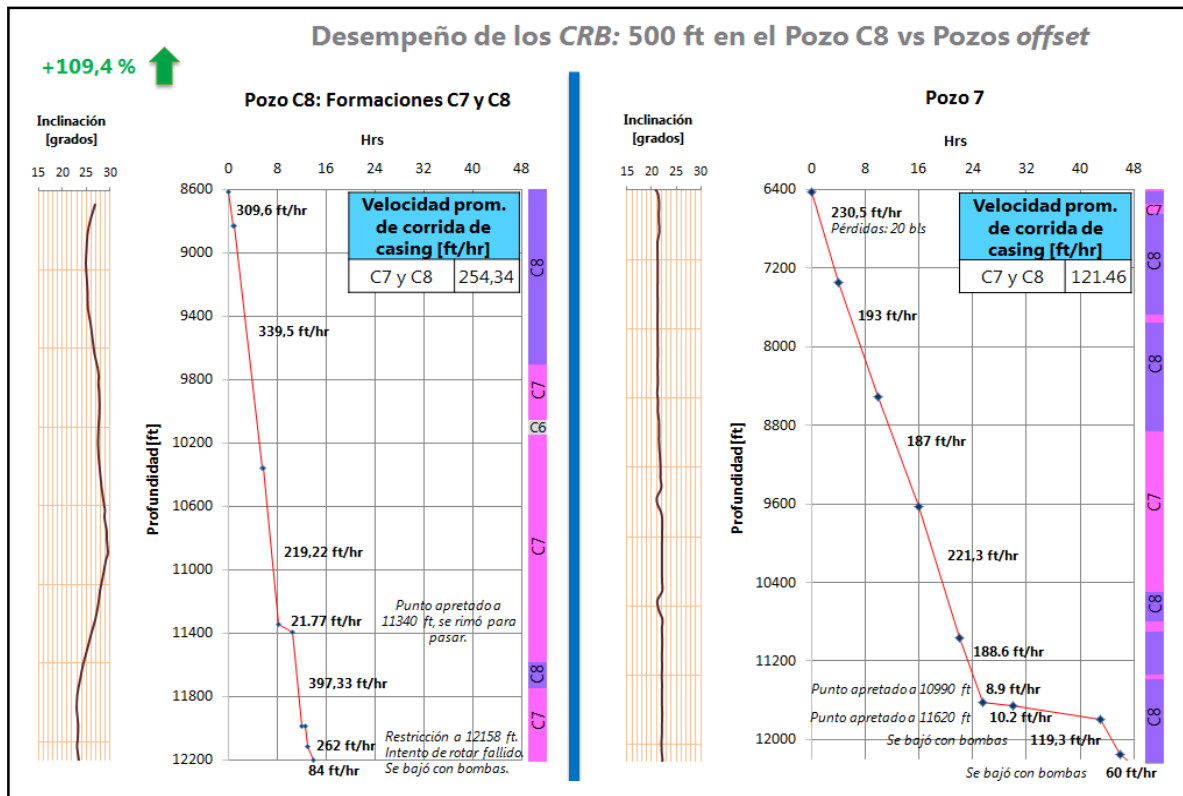


El rendimiento de la operación en el Pozo C8 superó en 494,1% la velocidad de la primera corrida en el Pozo 8 y en 221,5% la de la segunda corrida; después de sacar el revestimiento por malas condiciones en fondo y realizar un viaje de acondicionamiento. En el Pozo 8 ocurrieron dos eventos de empaquetamiento y pudo evitarse uno más al finalizar la segunda corrida. Se sentó el revestimiento a 99 ft de fondo, mientras que en el Pozo C8 únicamente quedaron expuestos 4 ft.

▪ **Pozo C8 vs Pozo 7:**

La longitud en hueco abierto del Pozo 7 fue de 5.830 ft, 321 pies menos que el intervalo expuesto en el Pozo C8 si se incluyen los 2.568 ft del inicio de la sección por las formaciones Los Cuervos y Mirador. Los perfiles direccionales de ambos pozos fueron similares (ver **Gráfica 16**).

**Gráfica 19.** Corrida de casing de 11 3/4" pie a pie: Pozo C8 vs Pozo 7



La corrida del casing de 11 3/4" por las formaciones C7 y C8 aumentó su rapidez en un 109,4% comparada con la del Pozo 7, donde inicialmente fue buena pero en los últimos 800 ft fue necesario trabajar el revestimiento para superar restricciones de las paredes del pozo.

Ambas corridas fueron prácticamente a fondo: a 9 ft de TD en el Pozo 7 y a 4 ft de la profundidad total de la sección en el Pozo C8.

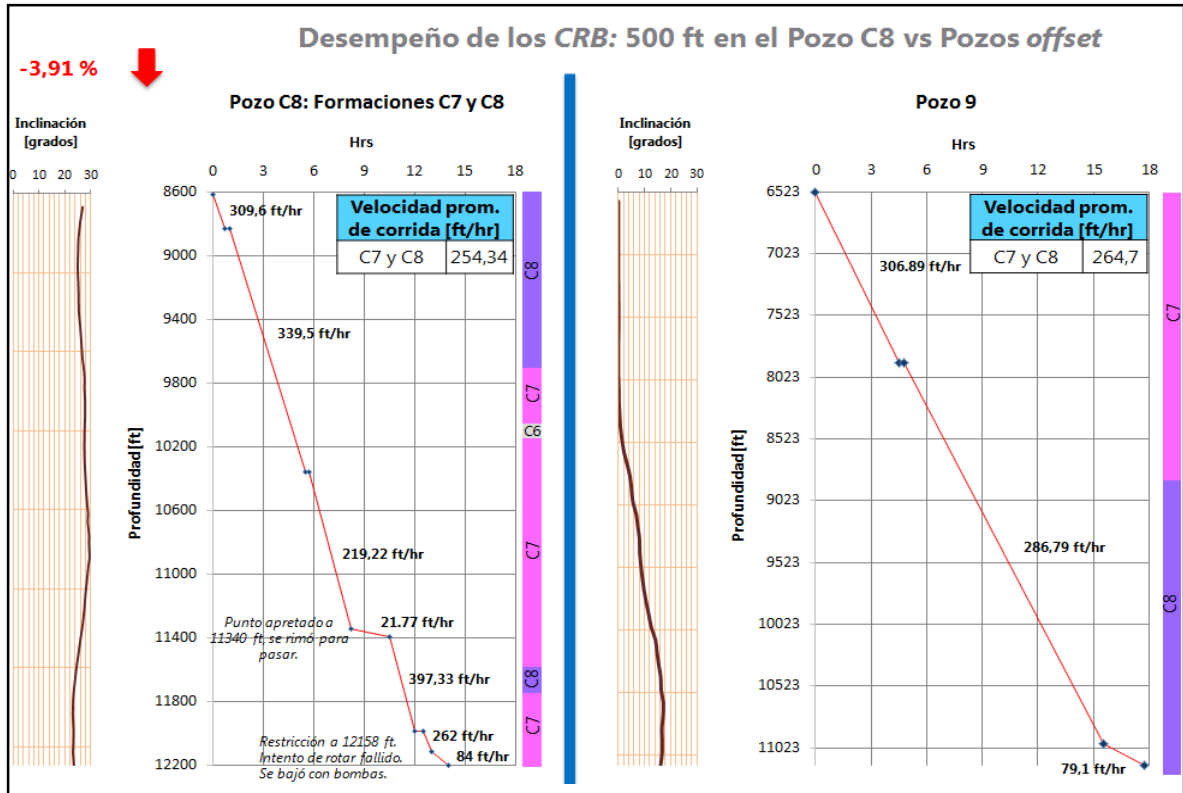
▪ **Pozo C8 vs Pozo 9:**

Después del resultado en el Pozo C8, la corrida en el Pozo 9 fue la segunda más exitosa, sentando el zapato a sólo 5 ft de fondo. 1.500 ft de los 4.632 ft de longitud de hueco abierto para correr el revestimiento en este pozo fueron verticales y luego se construyó ángulo hasta alcanzar los 17,11° de inclinación.

Comparado con los otros dos pozos que perforaron sólo las carboneras C7 y C8, sus resultados son superiores y por tanto establecen el mejor caso de correlación.

En la **Gráfica 20** se comparan visualmente los resultados entre ambos pozos.

**Gráfica 20.** Corrida de casing de 11 3/4" pie a pie: Pozo C8 vs Pozo 9



El Pozo 9 es el único dentro de los de correlación donde se bajó el casing de 11 3/4" a una velocidad levemente mayor a la del Pozo C8 por las formaciones C7 y C8, siendo la corrida de las juntas con *Protech CRB* 3.91% menor.

El perfil direccional del Pozo 9 puede facilitar la corrida comparando con la inclinación de la sección en Pozo C8. Cabe recordar que no se están considerando los primeros 2.568 ft por Los Cuervos y Mirador, donde se construyó ángulo desde 11,61° de inclinación. Esta diferencia, sumada a los dos puntos apretados en el hueco del Pozo C8, no permitió un mejor rendimiento durante la ejecución de la operación.

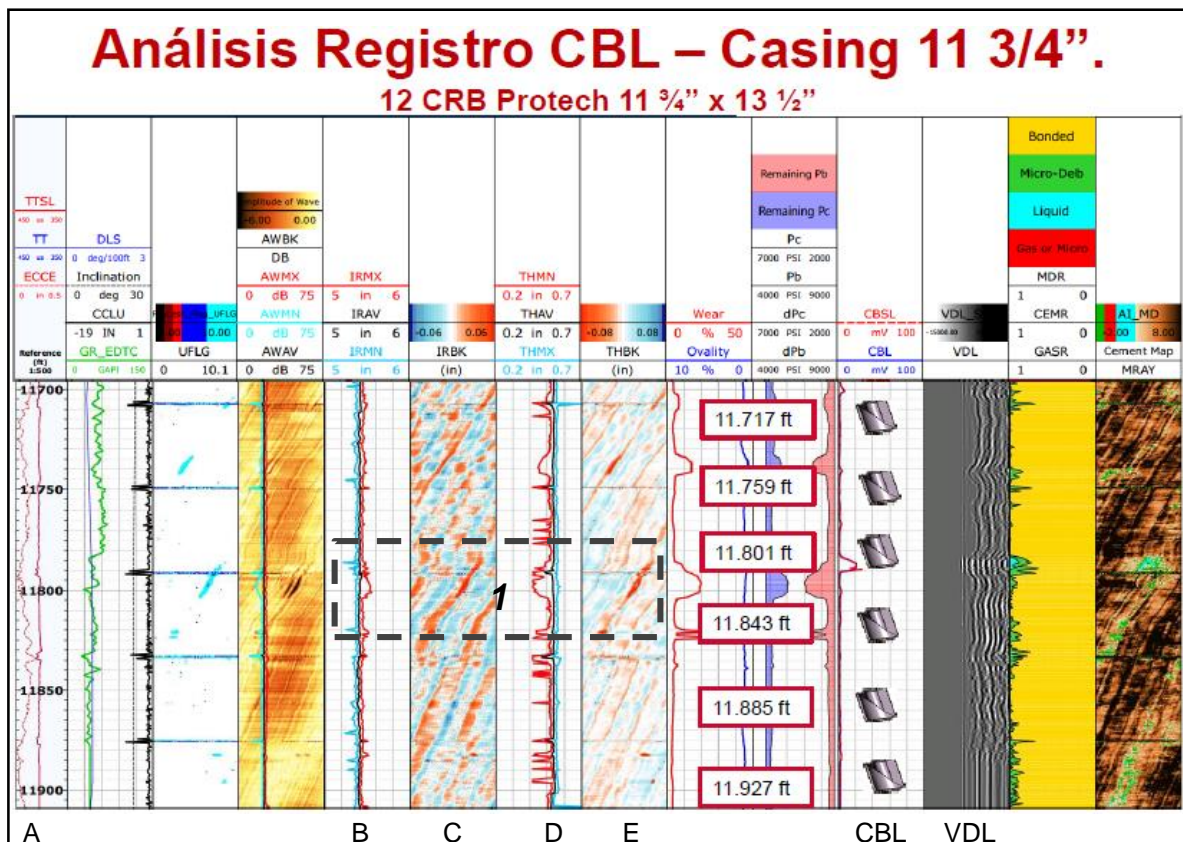
**Nota:** La velocidad promedio de corrida por las formaciones Los Cuervos y Mirador en el Pozo C8 fue de 381,6 ft/hr, suficiente para compensar la baja velocidad al final de la corrida y obtener una promedio durante toda la sección mayor que la del Pozo 9.

Recopilando los análisis realizados en todo el apartado 7.5.1, se puede afirmar que:

- Existe una contribución de los centralizadores *Protech CRB* en la velocidad de corrida del revestimiento de 11 3/4" en el Pozo C8, reflejada en los buenos tiempos bajando, a pesar de las pequeñas restricciones al final.
- El diseño de los *Protech CRB* permite tener mayor área de flujo que los centralizadores rígidos convencionales, lo que reduce el riesgo de empaquetamiento, tal como ocurrió con el incidente a 12.158 ft MD.
- Los centralizadores *Protech CRB* guiaron la punta del *casing* hasta llevarlo a fondo, tal como se había planeado.

**7.5.1.2 Resultados de la cementación del casing de 11 3/4".** Como el principal objetivo por el que se decide centralizar un revestimiento es lograr una buena cementación, a continuación se muestra el registro CBL tomado.

Figura 52. Registro CBL del casing de 11 3/4" del Pozo C8



El registro es confiable, con base en la correcta eccentralización de la herramienta, que se muestra en la pista A.

Aunque en la zona 1 aparece un leve patrón de desgaste, el revestimiento se encuentra en buenas condiciones. En el CBL se ve buena adherencia del cemento a la formación, confirmada por los buenos arribos de la formación observados en la pista del VDL. El trabajo de cementación, en general, a la profundidad de las juntas del revestimiento corridas con *Protech CRB*, tuvo excelentes resultados.

**7.5.2 Corrida del casing/liner de 9 5/8” en hueco abierto.** En la corrida de esta sección, ha sido necesario trabajar el revestimiento para llevarlo a fondo comprometiendo la integridad del *liner*. Debido a esto, lo que se pretende es reducir las horas de trabajo (torque y rotación), que están representando más tiempo del planeado.

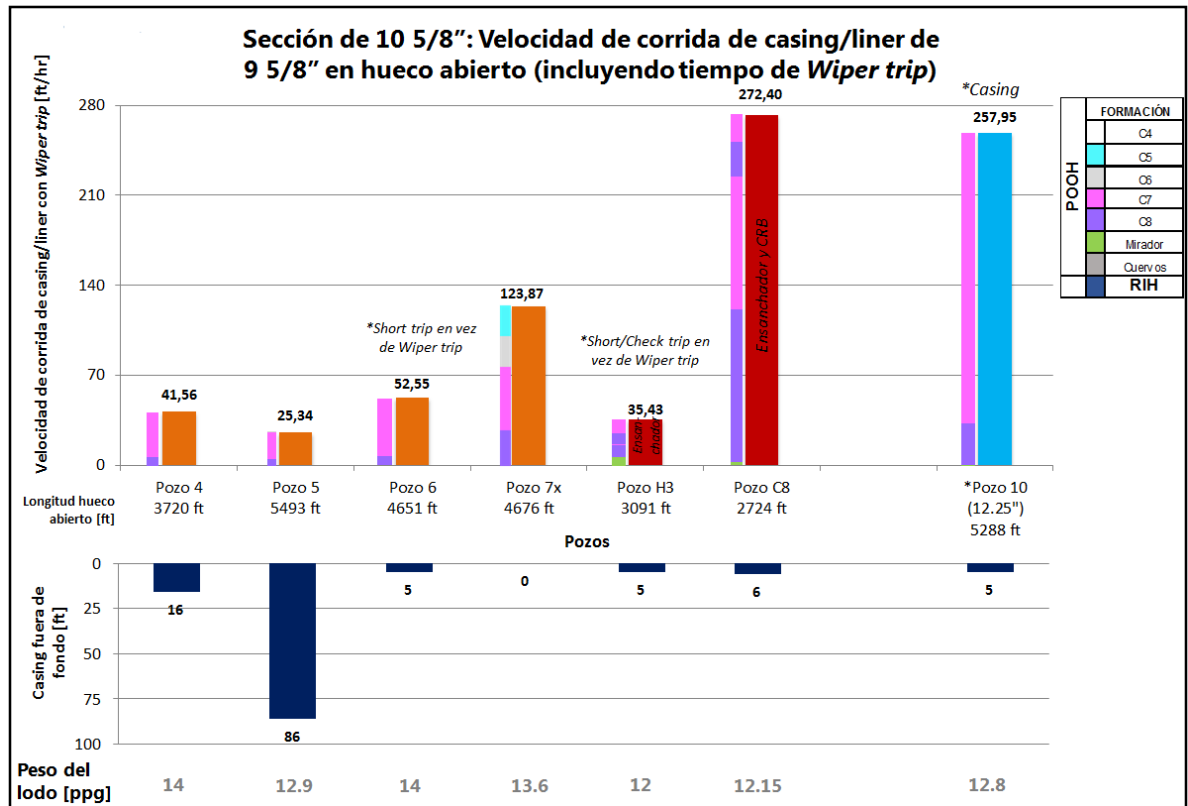
Además, por las características de la sección de 10 5/8”, usar centralizadores *Protech CRB* que no restringen el flujo del lodo, como si lo hacen los rígidos convencionales, es ideal para ventanas operativas estrechas de ECD como las que pueden tenerse para el hueco actual.

Con las gráficas mostradas a continuación, se busca evaluar los beneficios de los *Protech CRB de 9 5/8” x 10 1/2”*, instalados en todas las juntas y del uso de ensanchadores. Rememorar que en el Pozo C8 se ensanchó toda la sección al tiempo que se perforaba, mientras en el Pozo H3 se aumentó el diámetro de solo una parte del intervalo ya perforado.

En la **Gráfica 21** puede consultar los resultados de las corridas de este revestimiento intermedio. Las velocidades se calcularon usando la **Ecuación 2**.

Debajo de las barras se visualizan los pies fuera de fondo con base en a la profundidad de asentamiento del zapato. Solo se graficaron los pozos donde se perforaron las carboneras C7 y C8.

**Gráfica 21.** Velocidades de corrida de casing de 9 5/8" incluyendo wiper trip



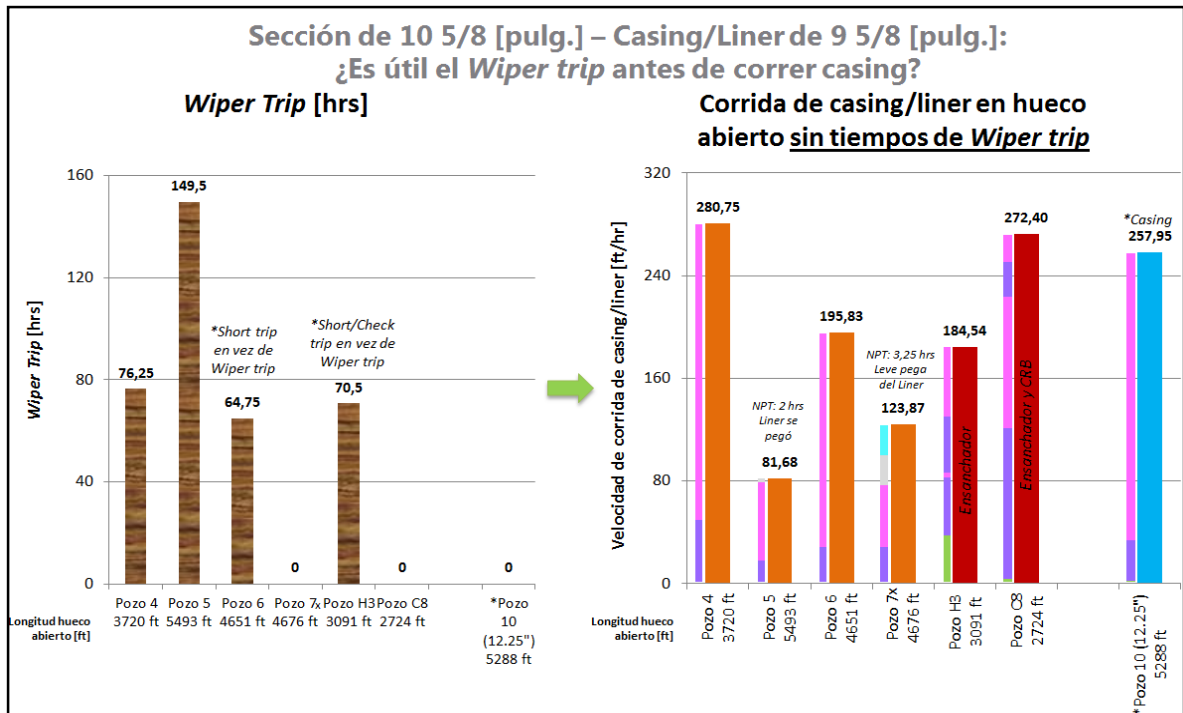
De los diez pozos estudiados, en nueve se logró sentar el revestimiento a pocos pies de fondo. Solo en el Pozo 5 quedó más de 16 ft fuera de fondo.

En contraste con las operaciones de la sección de hueco de 14 3/4" donde en todos los pozos se hizo necesario un viaje de acondicionamiento previo a la corrida, aquí solo se realizó en cuatro pozos: Pozo 4, 5, 6 y H3. Aclarar que en los Pozos 6 y H3 se hizo fue *short trip* hasta el zapato, aprovechando el último ensamblaje utilizado sin requerir un BHA adicional como en los otros dos.

Se destacan los resultados del Pozo C8 y los del Pozo 10, aunque en este último se perforó fue un hueco de 12 1/4" para correr casing de 10 5/8", brindando mayor espacio anular para facilitar la actividad. Asumiendo una longitud promedio por junta de 37 ft, en Pozo C8 se bajaron 7,4 juntas cada hora (272,40 ft/hr).

En la **Gráfica 22** están los valores calculados sin considerar los tiempos de *wiper trip* en los casos que corresponda, representados en las barras de la izquierda.

**Gráfica 22.** Velocidad de corrida de revestimiento de 9 5/8" en hueco abierto

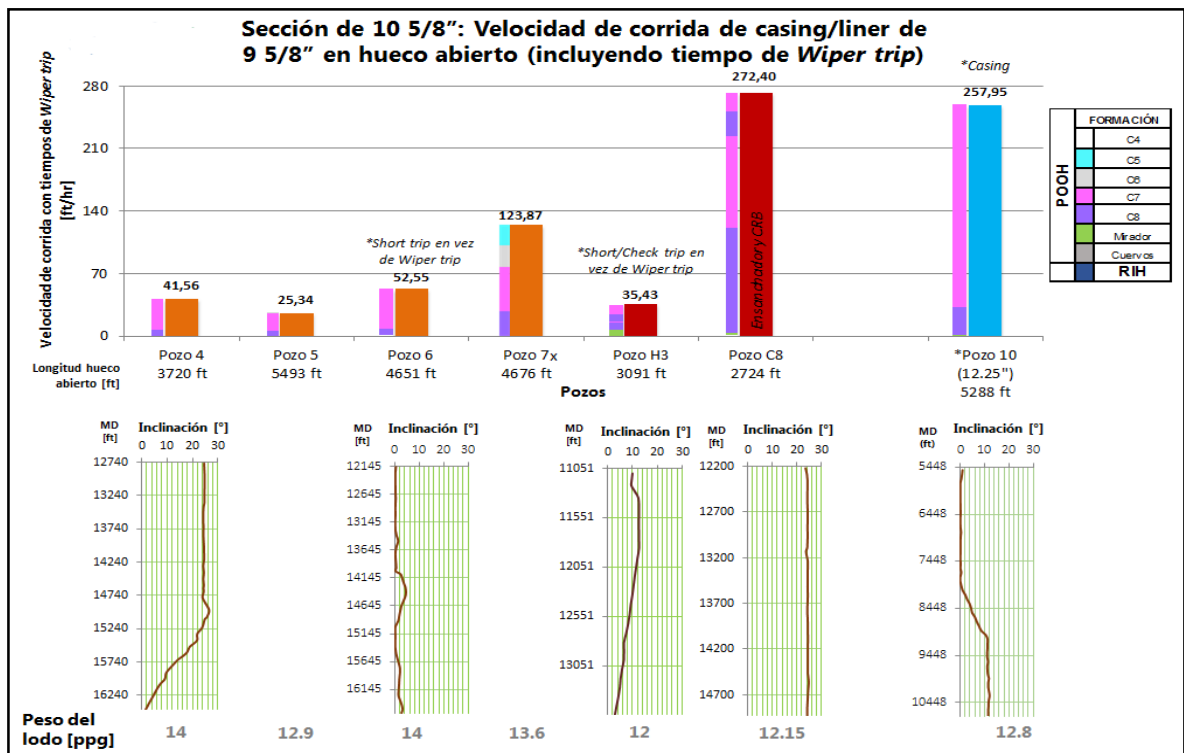


En el Pozo 4 se logró bajar el revestimiento en hueco abierto en el menor tiempo posible, seguido por la corrida del Pozo C8 y la del Pozo 10 con un hueco de 12 ¼". Sin embargo, al sumarle las 76,25 horas de acondicionamiento de hueco que le corresponden a este pozo, su velocidad de corrida cae al quinto lugar dentro de los pozos estudiados (véase la **Gráfica 21**). Los 184,54 ft/hr de velocidad estimados en el Pozo H3, confirman la notable mejoría en la calidad del hueco lograda después de ensanchar 1.110 ft ya perforados.

Los resultados del Pozo 10 sumados a los de Pozo C8, reflejan una reducción de tiempos en la ejecución de actividades al tener un hueco de mayor diámetro. En un hueco de 10 5/8" x 12" o de 12 ¼" las restricciones del hueco al paso de las juntas no son evidentes.

Otro punto a destacar es que se demuestra que los viajes de acondicionamiento no son indispensables para garantizar una corrida exitosa y veloz. En los tres pozos que no se consideraron necesarios, los resultados fueron buenos. Pudiendo ser mucho mejor en caso de no haberse presentado el evento de pega del *liner* del Pozo 7x. ¿Se justifica gastar más de 65 horas, con los costos que implican, para exclusivamente mejorar las condiciones del pozo? Aparentemente no. Ese tiempo de preparación del hueco no garantiza una reducción de tiempos en las operaciones posteriores y en cambio puede producir un mayor grado de deterioro.

**Gráfica 23.** Corridas de revestimiento de 9 5/8" con perfiles direccionales



En las secciones de los pozos que perforaron hueco de 10 5/8" se mantuvo ángulo o levemente se tumbó como en el Pozo H3. Los perfiles de los Pozos 4 y 6, pueden considerarse de mayor complejidad que los graficados para los otros tres pozos; el primero por tumbar más de 23° de inclinación y el segundo porque, aun siendo vertical, presenta cierta tortuosidad que podría generar múltiples puntos de contacto con las juntas del revestimiento y producir su atascamiento si no se realiza la corrida con precaución.

La eficiencia durante la ejecución de las actividades de revestimiento de los pozos donde se evaluaban nuevas tecnologías, es nuevamente contundente. Se logró una corrida exitosa en un pozo que soportó numerosos problemas de estabilidad como el Pozo H3 y los resultados más destacados en el pozo ensanchado e inmediatamente revestido con ayuda de centralizadores *Protech CRB*.

Al comparar las eficiencias de los Pozos H3 y C8, se observa que la obtenida por el segundo, fue producto de la implementación en conjunto de las dos tecnologías estudiadas en esta tesis de grado. Debido a que el uso de los centralizadores se encuentra entre las razones por las cuales los resultados alcanzados difieren, podría atribuírsele a ellos el beneficio adicional de mejorar la corrida del *liner* de 9 5/8" aun cuando su instalación en esta sección tenía el objetivo principal de facilitar un buen trabajo de cementación. Se considera necesario dejar claro que adicionalmente a la cementación, se esperaba que los centralizadores *Protech CRB* contribuyeran a la reducción de horas de trabajo del revestimiento hasta llevarlo a fondo y garantizar una buena integridad del *liner*, antes que influir en la velocidad de corrida. Sin embargo, ante los resultados obtenidos, no hay que desconocer el impacto positivo que tuvo.

**7.5.2.1 Resultados de la cementación del *liner* de 9 5/8".** Aunque, la principal función de los centralizadores *Protech CRB* es facilitar los trabajos para una buena cementación, no pueden negarse los aportes para favorecer las corridas a fondo debido a su diseño, su mayor área de flujo disponible y su casi nulo factor de fricción.

La mejor manera de evaluar los resultados de la cementación, es conocer el registro CBL (registro de adherencia del cemento) que indica la integridad de la adherencia al cemento entre el revestimiento y las paredes del pozo. Si es posible, tomar también el USIT, para poder evaluar la integridad de la tubería y la calidad y distribución del cemento alrededor del *liner* de 9 5/8", en este caso.

El siguiente es el registro CBL con registro USIT, tomado en el Pozo C8.

Figura 53. Registro CBL del liner de 9 5/8" del Pozo C8

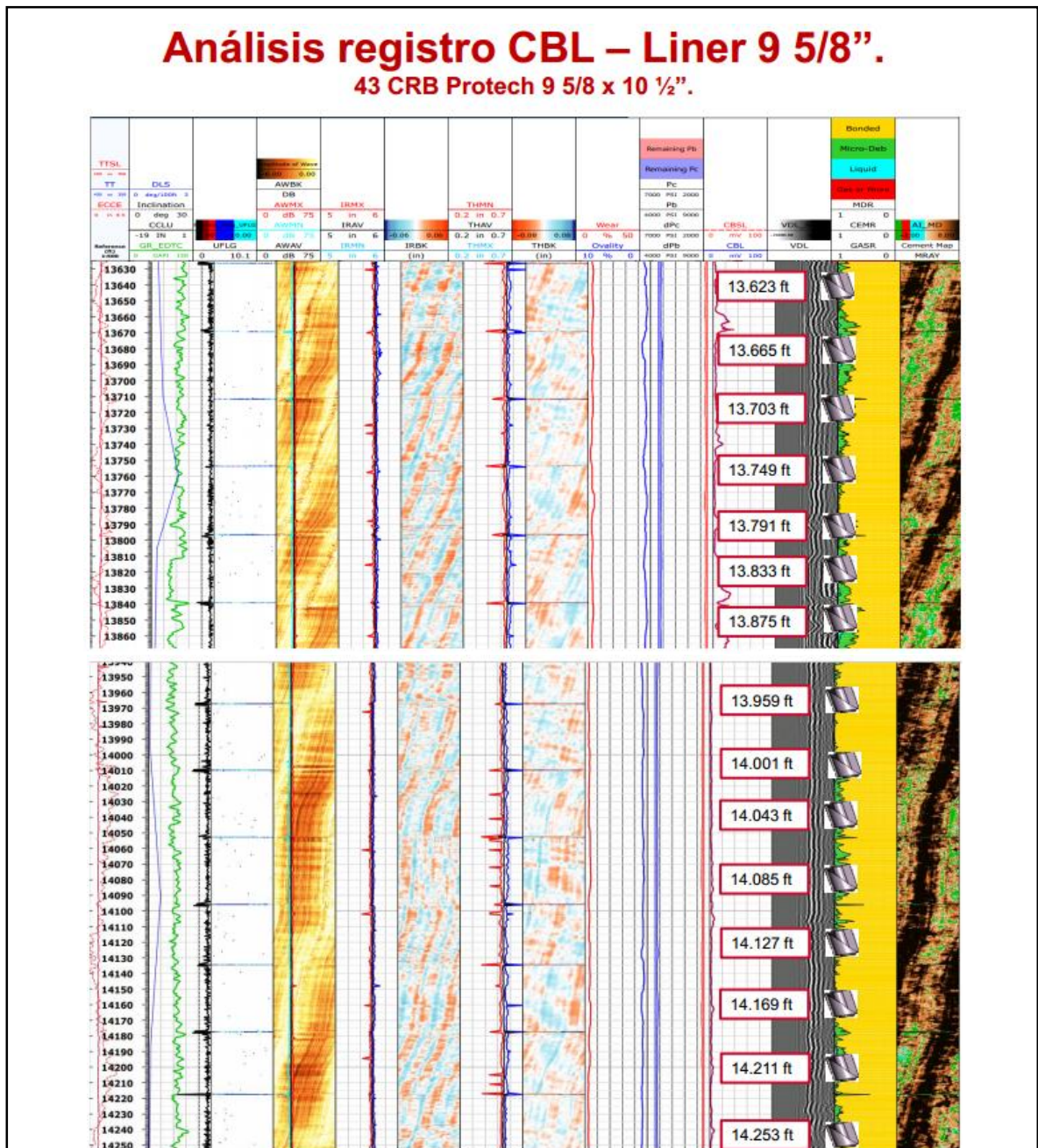
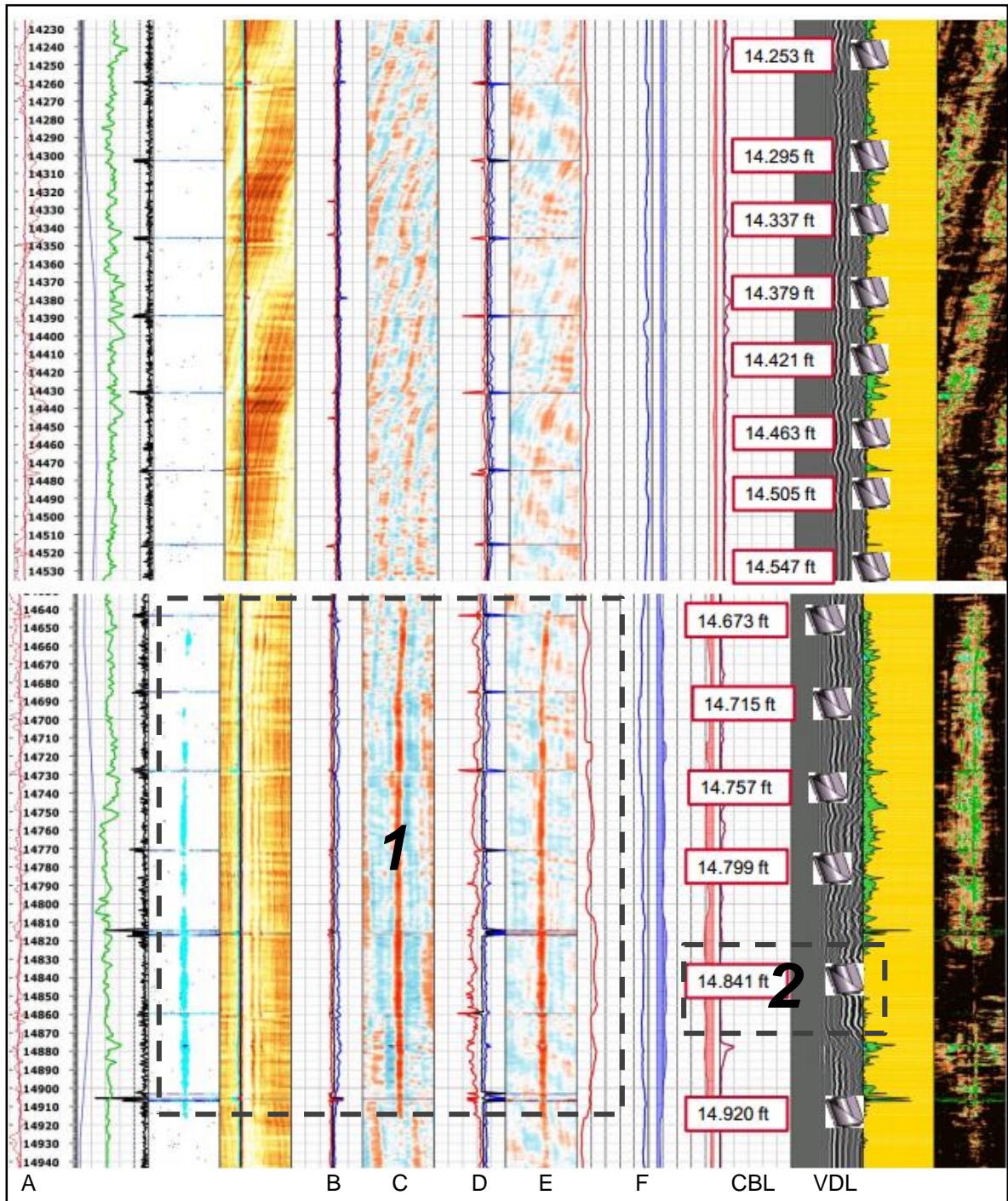


Figura 54. (Continuación)



En el intervalo señalado en la zona 1, aparece un patrón de desgaste del revestimiento. Sin embargo, si se mira la pista B, se evidencia que aunque la

herramienta que tomó el registro tuvo buena eccentricidad, se presentaron cortes en la onda, que pudieron generar ruido en los datos.

Con respecto a la evaluación de la cementación, el registro CBL muestra buena adherencia del cemento en toda la sección, con buenos arribos de formación. Cabe destacar la zona 2, donde se evidencia la mejor adhesión del cemento.

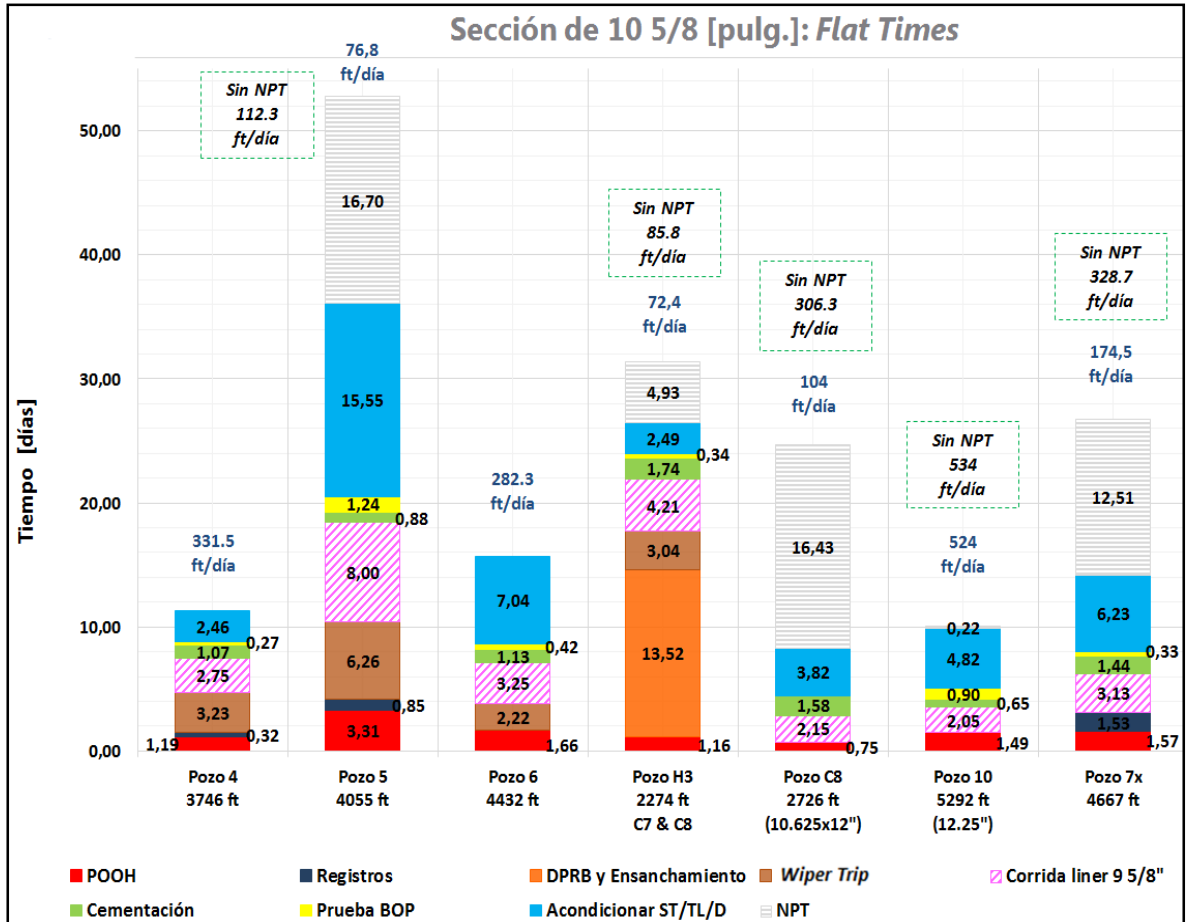
Los buenos resultados de la cementación se deben a las condiciones del hueco perforado y ensanchado al mismo tiempo y en parte a los centralizadores instalados. No es posible definir el grado de contribución individual.

**7.5.3 Estudio de tiempos planos o *Flat Times*.** Un tiempo plano es aquel en el que no se obtiene progreso en la profundidad del pozo para alcanzar la profundidad final del mismo. Para este estudio, sólo se consideraron los tiempos planos que transcurrieron entre el último pie perforado hasta llegar a su TD, y el primer pie perforado de la siguiente sección. Es decir, entre el último pie del hueco de 10 5/8" y el primer pie perforado de la sección de 8 1/2". Los tiempos planos a los que se hace referencia son:

- Viaje *POOH*
- Registros
- Problemas en fondo de hueco y ensanchamiento
- Acondicionando el hueco para correr *liner/casing* (wiper trip)
- Corrida de *liner/casing*
- Cementación
- Prueba de BOP
- Acondicionando el zapato
- NPT
- Otras actividades en las que no se perfora un solo pie de formación

Para complementar los resultados del ensanchamiento, se hizo el análisis de los tiempos planos siendo, al igual que en cualquier otra actividad de la fase de perforación, el menor tiempo posible lo ideal.

Gráfica 24. Tiempos planos previos a la corrida de revestimiento de 9 5/8”

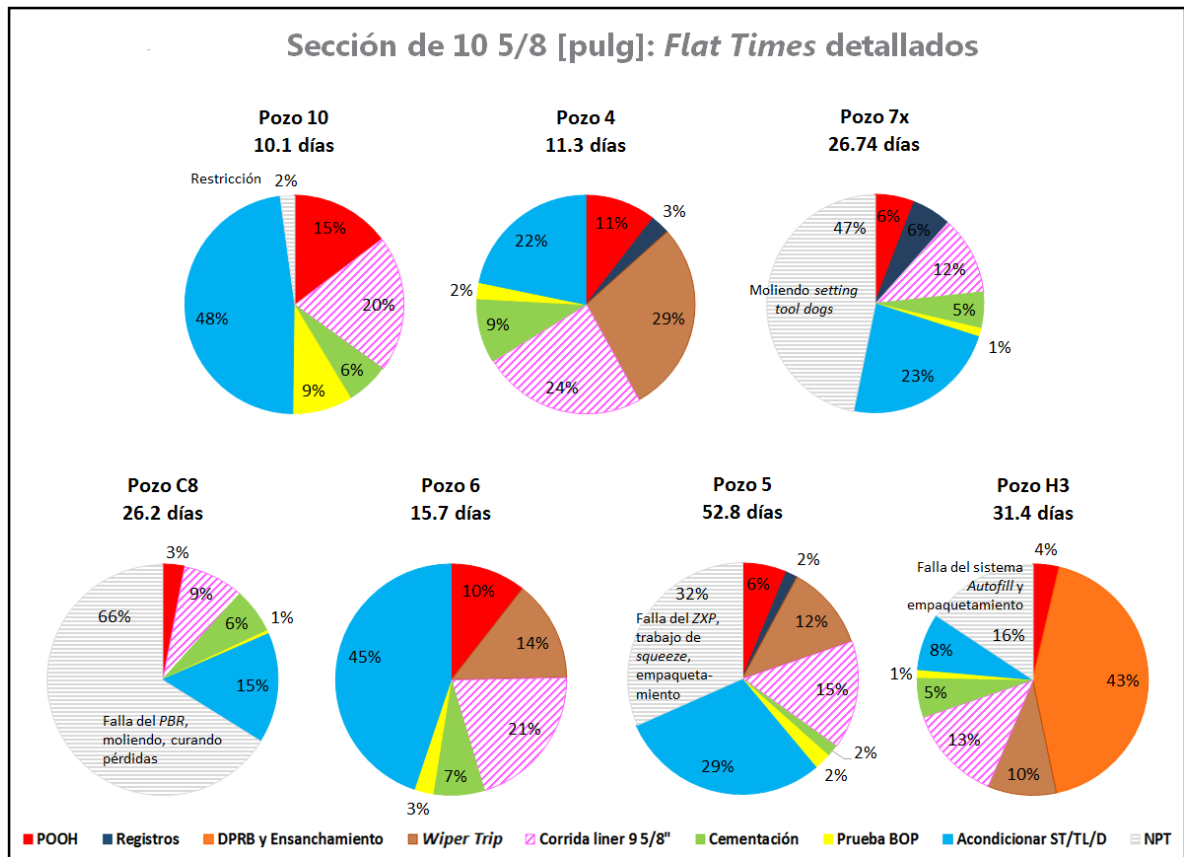


En la gráfica (arriba) se puede observar que los Pozos H3 y C8, los cuales implementaron la tecnología de ensanchador, no son los de menores *flat times*. Sin embargo, esto se debe, en el caso del Pozo H3, al tiempo perdido por los problemas en fondo del hueco que conllevaron a la ampliación del mismo como trabajo remedial y, en el caso del Pozo C8, a tiempo curando perdidas y pescando una pieza de la herramienta de corrida del *liner*. Por otro lado, también se puede apreciar el alto número de días (52,8) de *flat times* del Pozo 5, los cuales, vale la pena aclarar que, se debieron a fallas con los empaques ZXP y RTTS y trabajos remediales de cementación (*squeeze jobs*).

En ese sentido y con el fin de analizar mejor los resultados del ensanchador, se separaron los tiempos planos de los tiempos no atribuibles a las condiciones del

huevo (tiempos no productivos, NPT). Dentro de los NPT considerados, es relevante mencionar los asociados a la integridad de los topes de los *liner* por alto trabajo mientras se llevan a fondo. La separación consistió en normalizar el tiempo en días de los *flat times* con la longitud desde el ultimo pie perforado en la sección de 10 5/8 hasta el primer pie perforado de la siguiente sección. Los valores normalizados de cada pozo se muestran en la parte superior de las columnas de la **Gráfica 24**. Los valores de color azul corresponden a la normalización considerando los tiempos no productivos y los valores encerrados en el cuadro verde, corresponden a los normalizados sin tener en cuenta los tiempos no productivos. Se puede apreciar, para el caso del Pozo C8, el aumento desde 104 ft/día hasta 306 ft/día.

**Gráfica 25.** Tiempos planos previos a la corrida de revestimiento de 9 5/8" (en porcentaje)



Por último, al analizar los *flat times* detallados, se puede reconocer con mayor facilidad que los del Pozo C8 fueron bajos y entre las principales razones esto se debió a (como ya se ha mencionado en apartes previos del capítulo) la operación de ensanchamiento que favoreció en evitar realizar un viaje de acondicionamiento del hueco para correr *liner (wiper trip)* de 9 5/8" al mejorar la calidad del hueco y, por consiguiente, en la reducción de los tiempos planos.

## 8. IMPACTO EN COSTOS

Se realiza un análisis del impacto en los costos como parte final de la evaluación técnica de las nuevas tecnologías implementadas para reducir tiempos de viajes y tiempos de corridas de revestimientos, con el propósito de cuantificar el tiempo y, por ende, dinero ahorrado por la compañía Equión Energía Limitada en sus operaciones en pozos del Piedemonte Llanero Colombiano.

Reconociendo el tiempo que conlleva realizar una detallada evaluación financiera se decidió realizar un breve estudio del impacto en costos, donde se establezca una idea general del dinero que se puede ahorrar maximizando el rendimiento de las operaciones.

### 8.1 OPERACIÓN DE ENSANCHAMIENTO

En la industria petrolífera, como en todo negocio, la prioridad es aumentar las ganancias y para lograrlo, se le apuesta a mejorar la productividad de los tiempos. Las inversiones deben ser rentables para que los proyectos se recomienden en un futuro y no pasen de ser una buena pero costosa experiencia de innovación. Es por ello que deben cuantificarse económicamente los resultados obtenidos con el ensanchamiento mientras se perforaba la sección de 10 5/8" del Pozo C8, aun cuando no se cuestionen sus beneficios.

Con base en el desempeño de cada operación evaluada en hueco abierto, se diseñó un flujo de caja que permitiera convertir la relación porcentual obtenida en los resultados de velocidades de viaje, ROP y *wiper trip* en su equivalente monetario y de esta manera, establecer si el tiempo ahorrado en la ejecución de las operaciones del Pozo C8, justifica la inversión en los ensanchadores.

**8.1.1 Tiempo viajando.** A partir del tiempo en horas que demora un viaje *POOH* en el Pozo C8 y el promedio de la relación porcentual entre los Pozos 4, 5 y 6 (considerados por su similitud con el Pozo C8 en las formaciones) se determinó el ahorro por viaje que se obtuvo de la ampliación del hueco. Se consideraron tres

viajes promedio sacando del pozo para esta sección, dando como resultado final un ahorro de 8,47 horas.

**Figura 55.** Cálculos para determinar el ahorro viajando *POOH*

Velocidad <i>POOH</i> Pozo C8 =	386.07	ft/hr
Longitud de la sección =	2726	ft
Tiempo viajando <i>POOH</i> =	$\frac{2726}{386.07}$	= 7 horas
Porcentaje promedio =	$\frac{32.5+31.48+56}{3}$	= 40 %
Ahorro por viaje <i>POOH</i> =	7 hrs * 40%	= 2.8 horas
Número de viajes promedio de la sección =	3	
<b>Tiempo total ahorrado =</b>	<b>8.5</b>	<b>horas</b>

El mismo cálculo se hizo para el viaje *RIH* en el Pozo C8 (como se muestra a continuación) obteniendo un ahorro de 8,33 horas para un promedio de dos viajes entrando al pozo.

**Figura 56.** Cálculos para determinar el ahorro viajando *RIH*

Velocidad <i>RIH</i> Pozo C8 =	263.56	ft/hr
Longitud de la sección =	2726	ft
Tiempo viajando <i>RIH</i> =	$\frac{2726}{263.56}$	= 10 horas
Porcentaje promedio =	$\frac{35.8+52.35+32.6}{3}$	= 40 %
Ahorro por viaje <i>RIH</i> =	10 hrs * 40%	= 4.2 horas
Número de viajes promedio de la sección =	2	
<b>Tiempo total ahorrado =</b>	<b>8.3</b>	<b>horas</b>

**8.1.2 Tiempo perforando.** Para el cálculo del tiempo ahorrado perforando, se normalizaron las tasas de penetración promedio de los pozos *offset* y la del Pozo C8 con la longitud de la sección que se perforó en este último (2726 ft).

**Figura 57.** Cálculos para determinar el impacto por ROP

ROP Pozo C8 =	17.35	ft/hr
ROP Pozos <i>Offset</i> =	18.44	ft/hr
Longitud de la sección =	2726	ft
Tiempo con ROP Pozo C8 =	$\frac{2726}{17.35}$	= 157 horas
Tiempo con ROP Pozos <i>Offset</i> =	$\frac{2726}{18.44}$	= 148 horas
<b>Impacto en el tiempo =</b>	<b>-9.3</b>	<b>horas</b>

Como se puede observar, el impacto en el tiempo fue negativo, es decir, no hubo un ahorro como tal. Sin embargo, esto era de esperarse como ya se explicó en el Capítulo 6, en la sección 6.3.1.

**8.1.3 Tiempo del viaje de acondicionamiento.** Un cálculo similar al de velocidades de viaje se hizo para estimar el tiempo que hubiera durado el viaje de acondicionamiento previo a la corrida del revestimiento de 9 5/8" (*wiper trip*) en el Pozo C8. Como dicho viaje no se efectuó, se tomó de referencia la velocidad del *wiper trip* del Pozo 4 para determinar el posible tiempo que hubiera durado en el Pozo C8.

**Figura 58.** Cálculos para determinar el ahorro del *wiper trip*

Velocidad Pozo 4 =	51	ft/hr
Longitud de la sección =	2726	ft
Tiempo si se hubiera realizado <i>wiper trip</i> =	$\frac{2726}{51}$	= 53 horas
<b>Tiempo total ahorrado =</b>	<b>53.5</b>	<b>horas</b>

**Nota:** Se utiliza la velocidad del Pozo 4 de referencia de acuerdo a lo recomendado en el plan del Pozo C8 por las semejanzas en los perfiles direccionales y las formaciones perforadas.

**8.1.4 Total Ahorrado.** Para calcular el total ahorrado o las ganancias que representó la operación de ensanchamiento, se determinó inicialmente el número de horas ahorradas y con ellas se cuantificó el dinero ahorrado que representaban. Por último, se le resto la inversión del ensanchamiento al dinero neto ahorrado en viajes y *wiper trip*.

**Figura 59.** Cálculos para determinar el ahorro total que representó la operación de ensanchamiento

Total horas ahorradas =	$8.5 + 8.3 - 9.3 + 53.5 = 61$
Costo diario de perforación =	\$170,000.00 USD/día
Dinero ahorrado =	$\frac{\$170,000 * 61}{24} = \$432,083.33$
Costo por pie ensanchado =	\$53.00 USD/ft
Inversión operación de ensanchamiento =	$\$53 * 2612 = \$138,436.00$
<b>Total ahorrado =</b>	<b>\$293,647.33</b>

**Nota:** El costo diario de perforación tomado equivale a uno típico en la sección de 10 5/8” para la compañía Equión Energía Limitada. El costo por pie ensanchado es la tarifa establecida, por la compañía Smith Services, para el *Rhino Reamer XS* e incluye la renta de la herramienta y el operador en pozo por diez días (para el Rhino XC –multiciclos- que es el que se usa actualmente, la tarifa difiere).

Además del ahorro de \$293.647,33 dólares que se obtuvo con la operación de ensanchamiento, es de vital importancia resaltar que el uso de los ensanchadores minimizan los riesgos de pegas de tubería que podrían desencadenar un *sidetrack* en esta sección e impactar en costos por más de 2 millones de dólares (\$2.000.000,00), tal y como sucedió en 3 casos presentados dentro de los diez pozos en estudio. De igual forma, el total ahorrado sería mayor si se perforará sin parámetros controlados, como ocurrió en esta ocasión, por ser la primera vez que

se corría la herramienta y además, se optimizará la perforación con cortadores de 16 mm en lugar de 13 mm.

## 8.2 CENTRALIZADORES *PROTECH CRB*

Los centralizadores *protech CRB*, en las corridas de *casing* de 11 3/4" y *liner* de 9 5/8", significaron para la empresa Equión Energía limitada una inversión total de \$306.696 dólares.

**Tabla 16.** Inversión en centralizadores *protech CRB*

Corrida	Costo	Número de centralizadores
<i>Casing</i> de 11 3/4"	\$72,096.0	12 centralizadores
<i>Liner</i> de 9 5/8"	\$234,600.0	43 centralizadores

Total = \$306,696.0

Los centralizadores dependiendo de la sección donde fueron instalados, cumplieron con diferentes funciones. Por ejemplo, en la sección de 14 3/4" para la corrida de *casing* de 11 3/4" el principal objetivo era guiar la punta del revestimiento a fondo, superando escalonamientos de formaciones con *washouts*; mientras que, en la sección de 10 5/8" para la corrida de *liner* de 9 5/8" el principal objetivo era cumplir con un buen trabajo de cementación.

Si bien solo se presenta el impacto en costos de los centralizadores como una inversión, es de gran importancia señalar que el uso de los mismos evita tiempo trabajando el revestimiento para llevarlo a fondo e inversiones adicionales en trabajos remediales de cementación como consecuencia de la pérdida de integridad del *liner* en conexiones o topes del mismo, además de reducir el riesgo de necesitar correr *scab liner*.

**Figura 60.** Impacto en el tiempo de corrida de *liner* de 9 5/8" del Pozo C8 con centralizadores *CRB* comparado con la corrida de H3 sin centralizadores

Velocidad promedio de corrida Pozo H3 =	223	ft/hr	(sólo en las formaciones C7 y C8)
Velocidad promedio de corrida Pozo C8 =	272.4	ft/hr	
<b>Incremento porcentual en Pozo C8 =</b>	<b>18</b>	<b>%</b>	

### 8.3 FLAT TIMES

Como última propuesta para analizar el impacto en costos de las nuevas tecnologías que fueron objeto de estudio en esta tesis de grado, se presenta el ahorro obtenido al lograr la reducción de los tiempos planos del Pozo C8 en la sección de 10 5/8”.

Para el cálculo del dinero total ahorrado, en un principio se normalizaron las velocidades de *flat times* (en ft/días) de los Pozos 4, 5, 6, 10, H3 y 7x con la longitud de la sección perforada del Pozo C8. Luego, se promediaron los días obtenidos en la normalización y se restaron con el tiempo plano (en días) del Pozo C8 (no se incluyen los días perdidos por fallas mecánicas ni pérdidas de circulación). La diferencia anterior corresponde al tiempo ahorrado como resultado de la implementación de las nuevas tecnologías.

**Figura 61.** Cálculos para determinar la reducción de los tiempos planos

Pozo 4 = $\frac{2726}{331.50} =$	8.2	días	
Pozo 5 = $\frac{2726}{76.80} =$	35.5	días	
Pozo 6 = $\frac{2726}{282.30} =$	9.7	días	
Pozo 10 = $\frac{2726}{522.41} =$	5.2	días	
Pozo H3 = $\frac{2726}{81.42} =$	33.5	días	
Pozo 7x = $\frac{2726}{328.70} =$	8.3	días	
<b>Promedio de tiempos planos de pozos offset =</b>	<b>16.7</b>	<b>días</b>	
<b>Tiempo plano Pozo C8 =</b>	<b>8.2</b>	<b>días</b>	
<b>Impacto en el tiempo =</b>	<b>8.5</b>	<b>días</b>	

$\frac{\text{Longitud de la sección del Pozo C8 [ft]}}{\text{Flat times [ft/día]}}$

Por último, se multiplicaron los días obtenidos como impacto en el tiempo por el promedio entre el costo diario de perforación y corrida de revestimiento.

**Figura 62.** Cálculos para determinar el dinero ahorrado por tiempos planos

Costo diario de perforación =	\$170,000.00	U\$/día
Costo diario de corrida =	\$130,000.00	U\$/día
Promedio costo diario =	\$150,000.00	U\$/día
<b>Dinero ahorrado =</b>	<b>\$1,280,663</b>	

Como se puede apreciar en la **Figura 61**, la implementación de las nuevas tecnologías permitió superar el millón de dólares en dinero ahorrado. Al restarle las inversiones del ensanchamiento y de los centralizadores instalados para la corrida del *liner* de 9 5/8", el total ahorrado fue de \$907.627,27.

**Figura 63.** Impacto en costos de los tiempos planos del Pozo C8 en la sección de 10 5/8

Dinero ahorrado =	<b>\$1,280,663</b>
Inversión operación de ensanchamiento =	<b>\$138,436</b>
Inversión centralizadores <i>protech CRB</i> =	<b>\$234,600</b>
<b>Total ahorrado =</b>	<b>\$907,627.27</b>

En conclusión, por lo demostrado en el **Capítulo 7** con el análisis de resultados y en este con la evaluación del impacto en costos, queda comprobada la rentabilidad de la operación de ensanchamiento y de los centralizadores *Protech CRB*, tanto en la parte práctica como en la económica.

## 9. CONCLUSIONES

- En las secciones intermedias estudiadas (14 3/4" y 10 5/8") el promedio de velocidades sacando tubería del hueco (*POOH*) fue significativamente mayor al promedio de velocidades entrando tubería al hueco (*RIH*) en un 86% de los casos.
- Las velocidades promedio viajando a través de las Formaciones C7 y C8 del Pozo C8, en la sección de 10 5/8", aumentaron entre un 33-52% entrando al hueco (*RIH*) y entre un 32-56% sacando del hueco (*POOH*) al reducir puntos apretados y eventos de pega de tubería con la operación de ensanchamiento.
- Durante la operación de ensanchamiento del Pozo C8, en la sección de 10 5/8", perforando las formaciones de C7 y C8 se observó un impacto negativo en la tasa de penetración (*ROP*) del 6% comparada con los cuatro pozos de correlación (*offset*).
- A pesar de los problemas de estabilidad de hueco que se presentaron durante la perforación de la sección de 10 5/8" del Pozo H3, la exitosa operación remedial de ensanchamiento permitió llegar a fondo luego de cuatro corridas de BHA deficientes y correr *liner* de 9 5/8" sin restricciones hasta fondo.
- La operación de ensanchar mientras se perfora puede evitar la necesidad de realizar *wiper trip*, logrando reducir el tiempo de exposición del hueco antes de correr el revestimiento y garantizar una mejor calidad del pozo.
- Basados en el análisis de tiempos e impacto en costos se puede afirmar que la implementación de la tecnología de los centralizadores *CRB* cumplió con su objetivo en la sección de 14 3/4" de ayudar a llevar el *casing* de 11 3/4" a fondo, minimizando el tiempo de corrida y trabajo del mismo, y en la sección de 10 5/8" mejorando el trabajo de cementación del *liner* de 9 5/8".

- Los buenos resultados obtenidos en la corrida de revestimiento de 9 5/8" en el Pozo C8 se deben a la implementación, en conjunto, de las nuevas tecnologías ensanchador y centralizadores *CRB*; comprobando que al minimizar el tiempo de exposición del hueco, este muestra unas mejores condiciones para viaje y corrida de *liner*.

## 10. RECOMENDACIONES

- A partir de la implementación de nuevas tecnologías en otros pozos y campos en la región del Piedemonte Llanero Colombiano, se recomienda seguir efectuando evaluaciones técnicas en busca de la optimización de tiempos y costos de perforación.
- Realizar una detallada evaluación económica de la operación de ensanchamiento, con el fin de determinar que sería más rentable: si ensanchar durante la perforación 10.625"x12" o perforar desde el inicio una sección de 12<sup>1</sup>/<sub>4</sub>".
- Teniendo en cuenta que el objetivo principal de un centralizador es mejorar el trabajo de cementación, en busca de aprovechar el beneficio adicional que presta este tipo de tecnología *CRB* de reducción de torque y arrastre para minimizar el trabajo de los revestimientos o *liners* para llevarlos a fondo, es recomendable instalar más de 500 ft al correr *casing* de 11 <sup>3</sup>/<sub>4</sub>".
- En próximas corridas de ensanchadores, se recomienda reemplazar los cortadores de 13 mm por los de 16 mm de diámetro (si se encuentran disponibles) para obtener un mejor desempeño como consecuencia de las características que presentan las formaciones carboneras.
- Estudiar la opción de correr el Rhino Reamer multicyclos en lugar del Rhino XS, para poder mantener los bloques cortadores cerrados aún con tasa de flujo de trabajo después de su primera activación, importante condición en caso de un evento de empaquetamiento.

## BIBLIOGRAFÍA

CAMARGO, Gloria y GÓMEZ, Alfonso. Evaluación técnica de la implementación de reductores de fricción durante la corrida de revestimiento en pozos horizontales con alcance extendido. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2014. p. 33.

EQUION ENERGIA LIMITED. Daily Operations Report (Drilling Onshore). Bogota; 2013. Report no.: 176. 10 p.

EQUION ENERGIA LIMITED. Incident Plot Pozo C8. Bogota; 2013. 8 p.

GEOMECHANICS INTERNATIONAL INC. Wellbore Stability and Stress in the Cusiana, Cupiagua, and Piedemonte Fields, Colombia. Final report submitted to British Petroleum Exploration Shared Petrotechnical Resource, 1998. 120 p.

GUTIÉRREZ, Stephanie Carolina. Selección del sistema de perforación direccional más adecuado para las operaciones de perforación en el Piedemonte Llanero mediante una evaluación de desempeño. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2012. p. 24-34.

HALLIBURTON. Resultado Prueba Tecnológica *Casing* Resine Blade - CRB. Reporte presentado a Equión Energía Ltda., Febrero 2014. 36 p.

KASS, Manfred, *et al.* Low-head drilling avoids differential sticking and reduces formation damage [online]. Oil and Gas Journal [cited february 2014]. Available from Internet: <URL: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-95/issue-36/in-this-issue/drilling/low-head-drilling-avoids-differential-sticking-and-reduces-formation-damage.html>>.

LOPEZ, Cesar y ROA, Aura. Efecto del ángulo de ataque en la perforación de pozos en el piedemonte llanero. En: Simposio de Geomecánica (5: 1, marzo, 2013: Medellín, Colombia). Medellín: 2013. 21 p.

MARTÍNEZ, Jose Fernando y PALOMINO, Camilo Andrés. Análisis dinámico de torque y arrastre de los reductores de fricción no convencionales a partir de resinas durante la corrida de revestimiento. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2013. p. 30-49.

NATIONAL OILWELL VARCO. Resumen Técnico Ensanchador Concéntrico *Anderreamer*. Bogotá. 2011. 25 p.

OSISANYA, Samuel. Practical Approach to Solving Wellbore Instability Problems [online]. Society of Petroleum Engineers [cited february 2014]. Available from Internet: <URL: <http://www.spe.org/dl/docs/2012/osisanya.pdf>>.

QUINTERO, Gina Vanessa y VERGARA, Jorge Mario. Determinación del impacto de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas de análisis de declinación de producción en la estimación de volúmenes recuperables del Campo Cusiana en la cuenca de los Llanos Orientales. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2012. p. 28.

ROA, Aura María. Análisis, causas y caracterización de cavings aplicado a la estabilidad de pozos: dos casos en el Piedemonte Llanero. Trabajo de grado para optar al título de Geólogo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Programa de Geología, 2006. p. 17-31.

SANCHEZ, Renato and ADAMS, Whitney. *Casing Centralization in Horizontal and Extended Reach Wells* [online]. Society of Petroleum Engineers, 2012 [cited june 2014]. Available from Internet: <URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-150317-MS>>.

SCHLUMBERGER. IAP (Ideas Analysis Project) Rhino XS Reamer 10000. Reporte presentado a Equión Energía Ltda., Mayo 2014. 13 p.

WILLSON, Stephen; DOWSON, Sophie; MOOS, Dan and ZOBACK, Mark. Wellbore Stability in Colombia: Impact of Low Head Drilling in the Lower Carbonera. BPX Colombia Well Operations Group, 1998. WDT/020/98. 39 p.

## ANEXOS

## ANEXO A

### PEGAS DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO/PUENTE

TENDENCIAS DEL PERFORADOR	INDICIOS DE RECORTES ASENTADOS			
	ARRASTRE	TORQUE	PRESIÓN	OTROS
<b>PERFORACIÓN</b>	Incremento, errático	Incremento, errático	Incremento	Surgencia de presión. Disminución gradual en tasa de penetración
<b>CONEXIÓN</b>	Sobretensión requerida para quitar las cuñas		Surgencia para iniciar las circulaciones	Contra presión antes de desconectar la sarta. Retorno de fluido
<b>VIAJE HACIA AFUERA</b>	Incremento errático. Sobretensión para quitar las cuñas			Suabeo
<b>VIAJE HACIA ADENTRO</b>	Incrementa peso de asentamiento. Sobretensión requerida para quitar las cuñas			Comienza cuando el BHA se encuentra por debajo de profundidades con ángulos de 35°
<b>RIMANDO HACIA AFUERA</b>	Sobretensión requerida para quitar las cuñas. Incremento errático	Incremento, errático	Incremento	Surgencia para iniciar circulación. Efecto pistón de la sarta. Es posible una pérdida de fluido
<b>SACANDO LA BOMBA</b>	Sobretensión requerida para quitar las cuñas. Incremento errático		Incremento	Surgencia para iniciar circulación. Efecto pistón de la sarta. Es posible una pérdida de fluido
INDICIOS EN EL TALADRO				
<b>TENDENCIA EN LAS RUMBAS</b>	Baja rata de retorno de recortes para la tasa de penetración. Retorno errático de recortes. No hay retorno de recortes. Alto retorno de recortes en la malla fina y separador (Mud cleaner)			
<b>TENDENCIA DEL "LOGGER"</b>	Recortes redondeados y re-perforados			
<b>TENDENCIAS DEL LODO</b>	Incremento de la viscosidad plástica y el punto de cedencia. Incremento en los sólidos de baja gravedad. Posible incremento del peso del lodo			

Fuente: INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de pega de tubería. p. 35.

TENDENCIAS DEL PERFORADOR	INDICIOS DE RECORTES REACTIVOS			
	ARRASTRE	TORQUE	PRESIÓN	OTROS
<b>PERFORACIÓN</b>	Incremento suave	Incremento suave	Incremento	Incremento de presión. Disminución gradual de la tasa de penetración. Posible pérdida de lodo
<b>CONEXIÓN</b>	Sobretensión requerida para retirar las cuñas		Surgencia al iniciar la circulación	Contrapresión antes de la conexión. Retorno de flujo
<b>VIAJANDO HACIA AFUERA</b>	Incremento suave. Sobretensión requerida para retirar las cuñas			Suabeo
<b>VIAJANDO HACIA ADENTRO</b>	Incrementa el peso del asentamiento. Sobretensión requerida para retirar las cuñas			Comienza la profundidad de la formación problema. Posible pérdida de lodo
<b>RIMANDO HACIA AFUERA</b>	Sobretensión requerida para retirar las cuñas	Incremento suave	Incremento	Surgencia al comenzar la circulación. Efecto de pistón de la sarta. Pérdida de lodo
<b>SACANDO LA BOMBA</b>	Incremento suave de sobretensión para retirar las cuñas		Incremento	Surgencia al comenzar la circulación. Efecto de pistón de la sarta. Pérdida de lodo

**Fuente:** INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de pega de tubería. p. 45.

TENDENCIAS DEL PERFORADOR	INDICIOS DE FORMACIONES FRACTURADAS			
	ARRASTRE	TORQUE	PRESIÓN	OTROS
<b>PERFORACIÓN</b>	Repentino, se incrementa y errático	Repentino, errático	Sin cambio	
<b>CONEXIÓN</b>	Sobretensión para retirar las cuñas		Sin cambio	Relleno del hueco
<b>VIAJANDO HACIA AFUERA</b>	Se incrementa, errático. Sobretensión para retirar las cuñas			
<b>VIAJANDO HACIA ADENTRO</b>	Incremento del peso del asentamiento			Comienza la profundidad del problema, relleno en el fondo del hueco
<b>RIMANDO HACIA AFUERA</b>	Sobretensión para retirar las cuñas, errático	Incremento, errático	Sin cambio	Disminuye arrastre cuando se bombea
<b>SACANDO LA BOMBA</b>	Sobretensión para retirar las cuñas, errático		Sin cambio	Disminuye arrastre cuando se bombea

Fuente: INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de pega de tubería. p. 64.

TENDENCIAS DEL PERFORADOR	INDICIOS DE FORMACIONES NO CONSOLIDADAS			
	ARRASTRE	TORQUE	PRESIÓN	OTROS
PERFORACIÓN	Incremento, errático	Incremento, errático	Incremento	Presión de surgencia
CONEXIÓN	Se requiere sobretensión para sacar las cuñas		Surgencia al comenzar circulación	Relleno del hueco
VIAJANDO HACIA AFUERA	Incremento, errático. Se requiere sobretensión para sacar las cuñas			Suabeo
VIAJANDO HACIA ADENTRO	Incremento del peso de asentamiento			Comienza en la profundidad de la formación problema. Relleno en el fondo del hueco
RIMANDO HACIA AFUERA	Se requiere sobretensión para sacar las cuñas	Incremento, errático	Incremento	Surgencia al comenzar la circulación. Efecto de pistón de la sarta. Posible pérdida de circulación
SACANDO LA BOMBA	Incremento, errático. Sobretensión para sacar las cuñas		Incremento	Surgencia al comenzar la circulación. Efecto de pistón de la sarta. Posible pérdida de circulación
INDICIOS EN EL TALADRO				
TENDENCIA EN LAS ZARANDAS	Gran volumen de arena sobre la zaranda. La trampa de arena y el desarenador			
TENDENCIA DEL "LOGGER"	Grandes cantidades de arena en las muestras. Formación no consolidada pronosticada			
TENDENCIAS DEL LODO	Incremento del peso del lodo y de la viscosidad plástica. Alto porcentaje de contenido de arena			

Fuente: INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de pega de tubería. p. 60.

## ANEXO B

### PEGAS DE TUBERÍA POR GEOMETRÍA DEL HUECO

Información adicional del tipo de perturbación: Ensamblaje rígido.

ENSAMBLAJE RÍGIDO (cambios del BHA)				
CAUSAS	ADVERTENCIAS	INDICIOS	ACCIONES	
			Primera Acción	Acciones Preventivas
Un BHA rígido no se ajusta a los cambios de dirección y ángulo y se atasca.	<p>Presencia de patas de perro.</p> <p>Estabilizadores fuera de calibre.</p> <p>Se arma un nuevo diseño de BHA.</p> <p>Peso de asentamiento repentino.</p>	<p>Es más probable que ocurra cuando se está metiendo tubería.</p> <p>El BHA a la profundidad donde hay cambios de dirección y ángulo.</p> <p>La circulación no está restringida.</p>	<p>Si la tubería se estaba moviendo hacia abajo cuando ocurrió la pega, martillar hacia arriba con máxima carga de viaje. No aplicar torque.</p> <p>Si la tubería se estaba moviendo hacia arriba, aplicar torque y martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.</p>	<p>Minimizar los cambios del BHA; considerar un viaje de rimado.</p> <p>Limitar la severidad de las patas de perros.</p> <p>Disminuir la velocidad del viaje antes que el BHA entre a la zona sospechosa, planear rimado.</p> <p>Limitar el peso del asentamiento.</p>

**Fuente:** INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de Pega de Tubería. p. 84, 85.

Información adicional del tipo de perturbación: Ojo de llave.

OJO DE LLAVE (cambio de dirección/ángulos)				
CAUSAS	ADVERTENCIAS	INDICIOS	ACCIONES	
			Primera Acción	Acciones Preventivas
<p>Cambios abruptos en el ángulo o dirección en formaciones medianamente suaves a medianamente duras.</p> <p>La alta tensión de la sarta y la rotación de tubería desgastan la formación creando una ranura.</p> <p>Mientras se está sacando la tubería del hueco, los collares de tubería se atascan en la ranura.</p>	<p>Pata de perro en alto ángulo dentro de la sección del hueco superior.</p> <p>Largas horas de perforación sin viajes de limpieza a través de la sección de patas de perro.</p> <p>Sobretensión cíclica en el conector de la junta de la tubería en los viajes.</p>	<p>Ocurre solamente mientras se saca la tubería del hueco.</p> <p>Sobretensión repentina cuando el BHA alcanza la profundidad de la pata de perro.</p> <p>Circulación no restringida.</p> <p>Movimiento libre de la sarta por debajo del ojo de llave sino se pega.</p>	<p>Aplicar torque y martillar hacia abajo con la máxima carga de viaje.</p> <p>Tratar de rotar con sobretensión baja para trabajar a través de la pata de perro.</p>	<p>Minimizar la severidad de las patas de perro.</p> <p>Planear un KOP lo más profundo posible.</p> <p>Minimizar la rotación a través de estas zonas, con motores de perforación.</p> <p>Limitar sobretensión a través de intervalos sospechosos.</p> <p>Planear rimado y/o viajes de limpieza si la pata de perro está presente.</p> <p>Correr rimador o limpiador de ojo de llave si hay sospechas.</p>

**Fuente:** INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de Pega de Tubería. p. 86-88.

Información adicional del tipo de perturbación: Huecos por debajo del calibre.

HUECOS POR DEBAJO DEL CALIBRE (disminución del diámetro/geometría del hueco)				
CAUSAS	ADVERTENCIAS	INDICIOS	ACCIONES	
			Primera Acción	Acciones Preventivas
<p>La perforación de una roca dura y abrasiva desgasta la protección del calibre de la broca.</p> <p>Secciones corazonadas por debajo del calibre del hueco.</p> <p>La broca nueva se atasca en la sección de bajo calibre del hueco.</p>	<p>Arenas abrasivas pronosticadas.</p> <p>La broca y los estabilizadores sufren desgaste en su diámetro externo.</p> <p>Cuando una broca PDC le sigue a una broca tricónica.</p> <p>Metiendo tubería después de corazonar.</p>	<p>Solamente ocurre cuando se mete la tubería.</p> <p>Repentino peso de asentamiento.</p> <p>La broca se pega cerca del fondo o en el tope de la sección del hueco corazonado.</p> <p>La circulación no es restringida con la máxima carga de viaje. No aplicar torque.</p>	<p>Martillar hacia arriba con la máxima carga de viaje. No aplicar torque.</p>	<p>Calibrar la broca y los estabilizadores una vez se saquen del hueco.</p> <p>Nunca forzar la broca a través de un punto apretado.</p> <p>Rimar las últimas tres conexiones hacia el fondo, comenzar a rimar tres conexiones hacia arriba de la sección corazonada.</p> <p>Disminuir la velocidad del viaje antes que el BHA entre a la zona sospechosa.</p>

**Fuente:** INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de Pega de Tubería. p. 95, 96.

Información adicional del tipo de perturbación: Formación móvil.

FORMACIÓN MÓVIL (disminución del diámetro del hueco)				
CAUSAS	ADVERTENCIAS	INDICIOS	ACCIONES	
			Primera Acción	Acciones Preventivas
<p>El peso de la sobrecarga o la fuerza tectónica presiona la sal plástica o la lutita hacia el pozo.</p> <p>El BHA se atasca en el hueco de bajo diámetro.</p>	<p>Se pronostica sal plástica o lutita.</p> <p>Incremento repentino en la sobre tensión o en el peso de asentamiento.</p> <p>Incremento repentino del TOR con una formación plástica de rápido movimiento.</p>	<p>Generalmente ocurre mientras se está sacando la tubería del hueco.</p> <p>Posiblemente cuando se mete tubería que ha estado mucho tiempo fuera del hueco.</p> <p>Posiblemente mientras se perfora y la formación se mueve rápidamente.</p> <p>La pega ocurre con el BHA a la profundidad de una zona plástica.</p> <p>La circulación no es restringida o es posible una ligera restricción.</p>	<p>Si se mueve hacia arriba, aplicar torque y martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.</p> <p>Si se mueve hacia abajo, martillar hacia arriba con máxima carga de viaje. No aplicar torque.</p> <p>Colocar agua fresca si hay sal (considerar control de pozo).</p>	<p>Seleccionar el sistema de lodo correcto.</p> <p>Mantener suficiente peso de lodo.</p> <p>Planificar frecuentes viajes de limpieza y rimado.</p> <p>Considerar el uso de brocas policristalinas excéntricas.</p> <p>Reducir la velocidad de viaje antes que BHA entre la zona sospechosa.</p> <p>Minimizar el tiempo de exposición del hueco abierto.</p>

**Fuente:** INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de Pega de Tubería. p. 93, 94.

Información adicional del tipo de perturbación: Micro patas de perro.

MICRO PATAS DE PERRO (cambio de dirección/ángulos)				
CAUSAS	ADVERTENCIAS	INDICIOS	ACCIONES	
			Primera Acción	Acciones Preventivas
<p>Formaciones interestratificadas de textura dura/blanda.</p> <p>Correcciones frecuentes de ángulo del hueco o dirección.</p> <p>El BHA se atasca en las sucesivas micropatas de perro.</p>	<p>Pronosticar intercalaciones de formaciones duras y blandas.</p> <p>Cambios frecuentes de dirección y ángulo.</p> <p>Perforar con motor de fondo (rotando y deslizando).</p> <p>Torque y arrastre errático en la conexión.</p> <p>Tomas de datos de desviación espaciadas pueden no detectar el problema.</p>	<p>Puede ocurrir cuando se esté levantando para hacer una conexión; es posible que se presente en los viajes.</p> <p>Circulación sin restricción.</p>	<p>Si se está moviendo hacia arriba cuando ocurre la pega, aplicar torque y martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.</p> <p>Si se está moviendo hacia abajo, martillar hacia arriba con máxima carga de viaje. No aplicar torque.</p>	<p>Minimizar los cambios en el BHA.</p> <p>Minimizar los cambios de dirección y ángulo.</p> <p>Rimar hacia afuera con frecuencia cuando se esté perforando en formaciones duras y blandas.</p> <p>Disminuir velocidad de viaje antes de que entre el BHA a la zona sospechosa.</p>

**Fuente:** INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de Pega de Tubería. p. 89, 90.

Información adicional del tipo de perturbación: Peldaños.

PELDAÑOS (cambio de dirección/ángulos)				
CAUSAS	ADVERTENCIAS	INDICIOS	ACCIONES	
			Primera Acción	Acciones Preventivas
<p>Formaciones intercaladas: Rocas blandas – erosionadas Rocas duras - en calibre</p> <p>Formaciones fracturadas falladas.</p> <p>Las cuchillas de los estabilizadores y herramientas se pegan por debajo de los peldaños.</p>	<p>Pronostico de intercalaciones de formaciones duras y blandas.</p> <p>Pronostico de formaciones fracturadas y falladas.</p> <p>Sobretensión repentina y errática.</p>	<p>Generalmente ocurre durante los viajes.</p> <p>Posiblemente cuando se está levantando para una conexión.</p> <p>Generalmente asociadas con micro patas de perro.</p> <p>La circulación no está restringida.</p>	<p>Si la tubería se está moviendo hacia arriba cuando ocurre la pega, aplicar torque, martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.</p> <p>Si la tubería se está moviendo hacia abajo, martillar hacia arriba con máxima carga de viaje. No aplicar torque.</p>	<p>Minimizar los cambios en la dirección y en el ángulo.</p> <p>Minimizar los cambios en el BHA.</p> <p>Planear viajes de rimado, rimar con precaución.</p> <p>Disminuir la velocidad de viaje antes de que el BHA entre a la zona sospechosa.</p> <p>Considerar el uso de lodos inhibidos.</p>

**Fuente:** INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Manual de Prevención de Pega de Tubería. p. 91, 92.

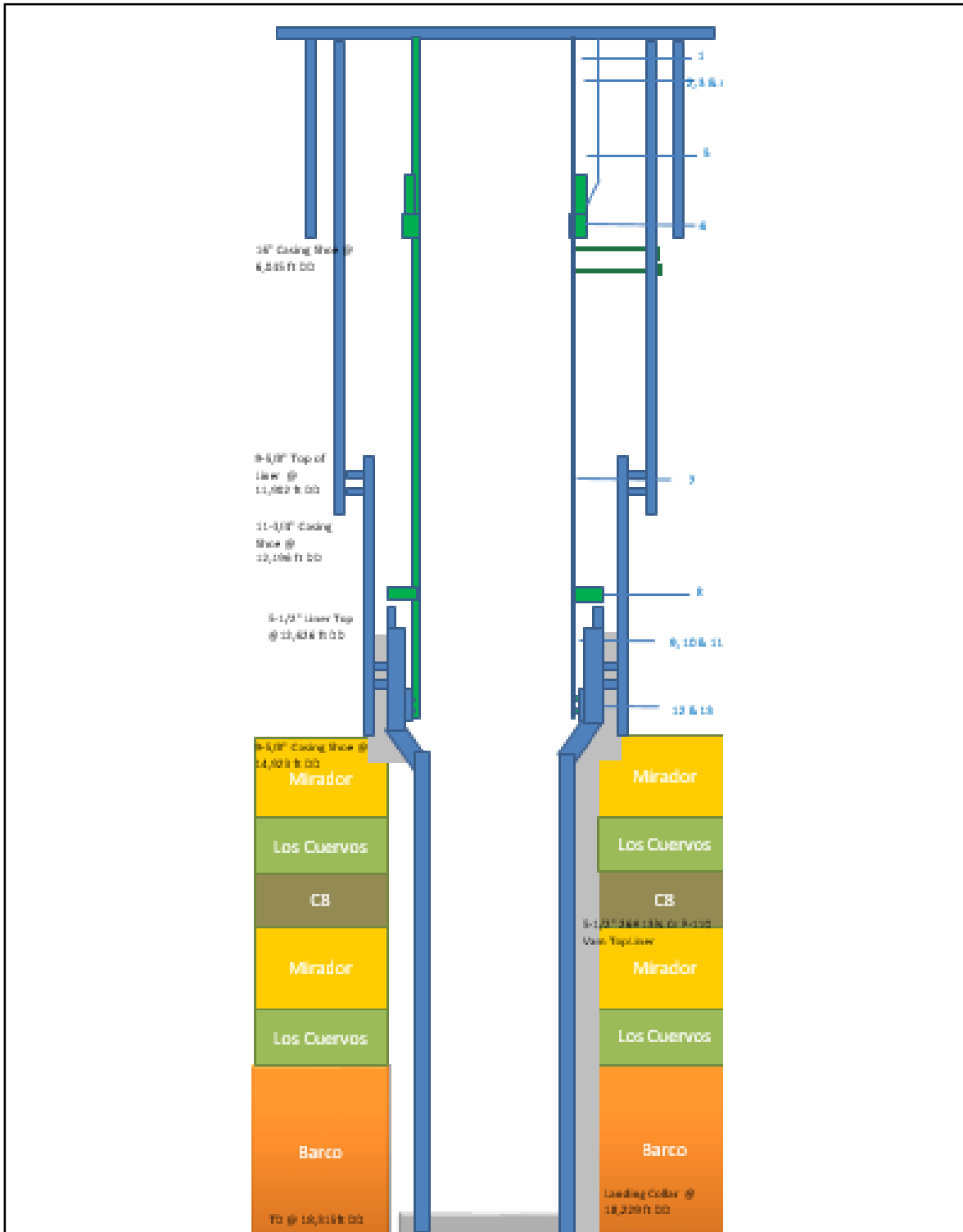
## ANEXO C

### COMPARACIÓN DE ALGUNOS ENSANCHADORES DISPONIBLES EN EL MERCADO

	 <b>Rhino Reamer XS™</b>	 <b>RipTide-Weatherford</b>	 <b>Anderreamer-Reed Hycalog</b>	 <b>XR™ Reamer-Halliburton</b>	 <b>Gauge Pro-Baker Hughes</b>
<b>Activación</b>	Los bloques se activan por medio de flujo y presión. Mecanismo de seguridad previene apertura al perforar cemento y accesorios.	2 modos de activación: el primero con una canica y el segundo con una pastilla electrónica para activar y desactivar.	Utiliza un sistema hidráulico con canica y también un sistema de peso el cual se combina con el sistema hidráulico.	Similar al Rhino, con una canica rompe los pines o combinando presión y flujo necesarios.	Similar al Rhino, con una canica que vence el mecanismo de seguridad (pines).
<b>Perfil de estructura de corte</b>	Perfil alargado de corte de los bloques con un perfil de calibre extendido.	Aparentemente maneja un perfil parabólico largo.	Perfil parabólico largo con calibre reducido.	Puntiagudo, perfil triangular.	Perfil parabólico largo con calibre reducido.
<b>Cortadores y Bloques</b>	Cortadores ONYX que mantienen la ROP y mejoran la durabilidad. 3 bloques de cortadores.	Cortadores PDC XC2 (sólo ha sido utilizado en formaciones blandas). 3 bloques de cortadores.	PDC térmicamente estables. 3 bloques de cortadores.	Cortadores Z3. Cuenta con 3 aletas.	Cortadores PDC Genesis. Cuenta con tres bloques.
<b>Estabilización</b>	La estructura de corte tiene un PAD de estabilización. Se recomienda un estabilizador debajo del ensanchador y otro encima a 9 m.	Área reducida de PAD de estabilización. 2 estabilizadores al igual que el Rhino (por encima y por debajo).	Estabilización en el cuerpo. Posibles problemas con el paso de los recortes de fondo por la broca.	Estabilización en el cuerpo. Posibles problemas para levantar los recortes (ayuda a minimizar significativamente las vibraciones).	PAD de estabilización en el bloque, relativamente corto.
<b>Prueba de apertura de bloques</b>	Se debería apreciar un represonamiento en superficie. Luego se realiza prueba de tensión contra formación y/o zapata.	Similar a la prueba del Rhino.	Represonamiento y prueba de tensión (en algunos modelos).	Activación por canica (da una señal similar al represonamiento en el Rhino). También se puede realizar la prueba de tensión.	Al presentarse una variación de presión (5%) los bloques se activan coincidiendo con un aumento en el torque.
<b>Rango de apertura</b>	0-25% ajuste continuo del diámetro del cuerpo.	20-22% del diámetro de la broca. Diámetros de ampliación alternativos.	20-22% del diámetro de la broca.	44% máximo del diámetro de la broca. Cambiando bloques ajusta la apertura.	20-22% del diámetro de la herramienta.
<b>Series</b>	18 tamaños de ampliadores capaces de ampliar desde 4" hasta 24".	6 tamaños de amplificador.	10 tamaños de amplificador. No hay gran avance en diámetros pequeños.	5 tamaños de amplificador.	6 tamaños de amplificador.
<b>Aplicaciones</b>	Ensanchar un hueco piloto previo, ensanchar y perforar simultáneamente compatibilidad con sistemas rotarios.	No se puede hacer modelado de BHA y recomendar parámetros de operación.	Ensanchar un hueco piloto previo, ensanchar y perforar simultáneamente compatibilidad con sistemas rotarios.	Rango de ampliación favorable en formaciones suaves pero altos valores de <i>stick slip</i> en arenas.	Ensanchar un hueco piloto previo, ensanchar y perforar simultáneamente compatibilidad con sistemas rotarios.
<b>Desactivación</b>	Sistema de doble canica para activación/desactivación única. Se trabaja en la activación/desactivación múltiple.	Con el sistema de canica es igual al Rhino. Con el sistema electrónico se puede activar/desactivar múltiples veces.	Aseguran haber desarrollado un sistema de múltiple activación probado en campo (2010).	Sistema de doble canica que está ganando aceptación en el mercado.	Herramienta aún en desarrollo. La desactivación múltiple no es un punto a considerar en el momento.

# ANEXO D

## ESTADO MECÁNICO DEL POZO C8



# ANEXO E

## ESTADO MECÁNICO DEL POZO H3

