

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DE UN RASPADOR  
ROTATIVO UTILIZADO EN OPERACIONES DE LIMPIEZA DEL  
REVESTIMIENTO 7" EN EL POZO A2 UBICADO EN EL CAMPO HATO NUEVO**

**JUAN SEBASTIÁN MELO RAMÍREZ  
CARLOS ALBERTO ORJUELA TRIANA**

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

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DE UN RASPADOR  
ROTATIVO UTILIZADO EN OPERACIONES DE LIMPIEZA DEL  
REVESTIMIENTO 7” EN EL POZO A2 UBICADO EN EL CAMPO HATO NUEVO**

**JUAN SEBASTIÁN MELO RAMÍREZ  
CARLOS ALBERTO ORJUELA TRIANA**

**Proyecto Integral de grado para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
JAIME FERNANDO AMARIZ  
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador  
ALBERTO RÍOS GONZÁLEZ  
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

Ingeniero Alberto Ríos González

---

Ingeniera Laydy Paola Mora Parrado

---

Geólogo Yimy Alejandro Parra Rojas

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA**

Vicerrectora Académica de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano General de Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA**

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

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A la empresa PETRÓLEO Y GAS & ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. por brindarnos la edificante oportunidad de realizar este trabajo de grado, permitiendo el acceso a sus instalaciones, a sus herramientas y a su equipo profesional.

Al ingeniero de petróleos, Jaime Fernando Amariz, por su apoyo durante la formación académica. Por compartir su conocimiento y experiencia. Por compartir su ejemplar historia de vida y sembrar en nosotros sabiduría.

A nuestro orientado, el Ingeniero Alberto Ríos González, por su paciencia y conocimiento, quien estuvo en todo momento a disposición para colaborar con su apoyo incondicional e interés constante, durante el desarrollo de este trabajo de grado.

A las Directivas, Cuerpo Docente y Personal Administrativo de la Universidad de América por el apoyo y formación recibida durante nuestra preparación como ingenieros de petróleos.

A todas las personas que nos acompañaron y apoyaron durante el desarrollo de este trabajo de grado.

## DEDICATORIA

*Tiempo: devuélveme las tardes  
Cuando de la mano de mi abuela  
Caminaba por las calles.  
Regrésame a las noches  
Cuando el aroma a pino y eucalipto  
Sembrado en latas  
Se derramaba desde los balcones  
¡Por todas las calles de mi amado pueblo!*

*Dedico este proyecto de grado a la figura que reconozco como amor verdadero, no hay persona que merezca más esta dedicatoria que ella. Que dibujó sonrisas con sus mágicas palabras en este largo proceso, y aunque sus abriles comenzaron a notarse de un tiempo para acá, nunca se habló del ayer ni de sus memorias, ella simplemente me impulsaba a trabajar por mi futuro a irme a la cama con la fe del que gano y a despertarme con la paz del que aprendió, siempre de la mano de Dios y pidiendo siempre a la santísima virgen sabiduría y buen juicio.*

*Comparto este gran logro en mi vida contigo abue María Del Pilar Ramírez Cárdenas.*

**JUAN SEBASTIÁN MELO RAMÍREZ**

## DEDICATORIA

*Dedico este trabajo de grado a mis papás por haberme apoyado en todo momento y han motivado mis sueños. Por depositar en mí una gran confianza y así poder estar orgullosos de tener otro hijo ingeniero. Por cada enseñanza que me brindan en el día a día y así ser un mejor ser humano y mejor hijo y hermano.*

*A mis hermanos, que han ayudado a construir y forjar la persona que soy hoy en día por medio de sus enseñanzas.*

*A mi mejor amiga María José, por haberme tenido tanta paciencia en cada clase, cada semestre y siempre mostrarme que podemos ser los mejores siendo perseverantes y teniendo confianza en nosotros mismos.*

*A mi amigo Cristian, por acompañarme en el camino para ser ingeniero y enseñarme que es ser un buen amigo en todas las circunstancias.*

*A mi compañero de tesis y a todas las personas que de una u otra forma brindaron apoyo en este gran camino.*

**Carlos Alberto Orjuela Triana**

## CONTENIDO

	pág
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>27</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>28</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO HATO NUEVO</b>	<b>29</b>
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	29
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Generalidades	34
1.3.2 Columna Estratigráfica	35
1.3.3 Estratigrafía	36
1.3.3.1 Formación Saldaña	37
1.3.3.2 Formación Bermejo	37
1.3.3.3 Formación Caballos	37
1.3.3.4 Formación Villeta	37
1.3.3.5 Formación Caballos	37
1.3.3.6 Formación Guadala	37
1.3.3.7 Formación Gualanday	37
1.3.3.8 Formación Barzalosa	37
1.3.3.9 Formación Honda	38
1.3.3.10 Formación Gigante	38
1.3.4 Geología Estructural	38
1.3.5 Geología del Petróleo	38
1.3.5.1 Roca Generadora	38
1.3.5.2 Roca Reservorio	38
1.3.5.3 Roca Sello	39
1.3.5.4 Migración	39
1.3.5.5 Trampa	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	40
1.4.1 Método de Producción	40
1.4.2 Comportamiento de Producción	41
<b>2. GENERALIDADES DE LOS RASPADORES Y CARACTERÍSTICAS DEL RASPADOR ROTATIVO</b>	<b>43</b>
2.1 RASPADORES	43
2.2 USOS DEL RASPADOR	44
2.3 CONSTRUCCIÓN DEL RASPADOR CONVENCIONAL	45
2.4 OPERACIÓN DEL RASPADOR CONVENCIONAL	46

2.5 PROBLEMA OCASIONADOS POR LA INEFICIENTE LIMPIEZA DEL CASING Y GENERADOS POR EL RASPADOR	49
2.6 RASPADOR ROTATIVO	50
2.7 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LIMPIEZA CON RASPADORES	51
<b>3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCEDIMIENTO CORRESPONDIENTE A LA CORRIDA DE LA HERRAMIENTA CONVENCIONAL</b>	<b>54</b>
3.1 DISEÑO SARTA DE OPERACIÓN CON EL RASPADOR CONVENCIONAL	54
3.1.1 Broca	54
3.1.2 Porta Broca (Bit Sub)	55
3.1.3 Raspador Convencional	55
3.1.4 Collares de Perforación (Drill Collar)	56
3.1.5 Martillo (Jar)	56
3.1.6 Tubería de Perforación (Drill Pipe)	57
3.1.7 Tubería de Perforación Pesada (Heavy Weight Drill Pipe)	57
3.2 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DEL BHA CON EL RASPADOR CONVENCIONAL	59
<b>4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCEDIMIENTO CORRESPONDIENTE A LA CORRIDA DE LA HERRAMIENTA ROTATIVA</b>	<b>60</b>
4.1 DISEÑO SARTA DE OPERACIÓN CON EL RASPADOR ROTATIVO	60
4.1.1 Broca	61
4.1.2 Porta Broca (Bit Sub)	62
4.1.3 Raspador Rotativo	62
4.1.4 Collares de Perforación (Drill Collar)	63
4.1.5 Martillo (Jar)	64
4.1.6 Tubería de Perforación (Drill Pipe)	64
4.1.7 Tubería de Perforación Pesada	64
4.2 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DEL BHA CON EL RASPADOR ROTATIVO	66
<b>5. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS Y DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL RASPADOR ROTATIVO</b>	<b>67</b>
5.1 RESULTADOS RASPADOR CONVENCIONAL	67
5.2 RESULTADOS RASPADOR ROTATIVO	70
5.3 COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS	74
5.4 EFICIENCIA DEL RASPADOR ROTATIVO MEDIANTE PARÁMETROS TEÓRICOS	75
5.5 EFICIENCIA DEL RASPADOR ROTATIVO MEDIANTE COMPARACIÓN TÉCNICA	76
<b>6. ANÁLISIS FINANCIERO</b>	<b>78</b>
6.1 INTRODUCCIÓN	78
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	78

6.2.1 Escenario A (Herramienta Convencional)	79
6.2.2 Escenario B (Herramienta Rotativa)	85
6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	91
6.3.1 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	91
6.3.2 Flujo de Caja	92
6.3.2.1 Escenario A (Herramienta Convencional)	92
6.3.2.2 Escenario B (Herramienta Rotativa)	93
6.3.3 Costo Anual Uniforme Equivalente	94
6.4 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	95
<b>7. CONCLUSIONES</b>	<b>96</b>
<b>8. RECOMENDACIONES</b>	<b>97</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>98</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>101</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág
<b>Tabla 1.</b> Coordenadas Campo Hato Nuevo	33
<b>Tabla 2.</b> Coordenadas Pozos Campo Hato Nuevo	33
<b>Tabla 3.</b> Generalidades Campo Hato Nuevo	34
<b>Tabla 4.</b> Especificaciones Raspador de Tubería de Revestimiento	45
<b>Tabla 5.</b> Peso sobre el gancho	51
<b>Tabla 6.</b> Matriz de Evaluación de Parámetros Técnicos	75
<b>Tabla 7.</b> Campaña de operación de limpieza	79
<b>Tabla 8.</b> Costos de operación Escenario A – Equipos de Perforación	80
<b>Tabla 9.</b> Costo de herramientas tubulares que intervienen en el ensamble	81
<b>Tabla 10.</b> Costos de personal y herramientas	81
<b>Tabla 11.</b> Costos Martillos	82
<b>Tabla 12.</b> Costos Aseguramiento de la Calidad	82
<b>Tabla 13.</b> Costos Comunicaciones	83
<b>Tabla 14.</b> Costos salarios profesionales especializados	84
<b>Tabla 15.</b> Costos Brocas	84
<b>Tabla 16.</b> Raspador Convencional	84
<b>Tabla 17.</b> Costos totales de la operación herramienta convencional	85
<b>Tabla 18.</b> Costos de operación Escenario B – Equipos de Perforación	86
<b>Tabla 19.</b> Costo de herramientas tubulares que intervienen en el ensamble	87
<b>Tabla 20.</b> Costos de personal y herramientas	87
<b>Tabla 21.</b> Costos Martillos	88
<b>Tabla 22.</b> Costos Aseguramiento de la Calidad	88
<b>Tabla 23.</b> Costos Comunicaciones	89
<b>Tabla 24.</b> Costos salarios profesionales especializados	90
<b>Tabla 25.</b> Costos Brocas	90
<b>Tabla 26.</b> Raspador Rotativo	90
<b>Tabla 27.</b> Costos totales de la operación	91
<b>Tabla 28.</b> Costo operación de limpieza con herramienta convencional	92
<b>Tabla 29.</b> Costo operación de limpieza con herramienta rotativa	93

## LISTA DE FIGURAS

	pág
<b>Figura 1.</b> Imagen Satelital Campo Hato Nuevo	31
<b>Figura 2.</b> Ubicación Campo Hato Nuevo	31
<b>Figura 3.</b> Localización Campo Hato Nuevo	32
<b>Figura 4.</b> Columna Estratigráfica Cuenca Valle Superior del Magdalena	35
<b>Figura 5.</b> Interpretación Estratigráfica Pozo HN-01	36
<b>Figura 6.</b> Estructura Sub-Cuenca Neiva	39
<b>Figura 7.</b> Registro Eléctrico Pozo HN-01	40
<b>Figura 8.</b> Historia de Producción Campo Hato Nuevo	41
<b>Figura 9.</b> Historia de Producción Pozo HN-01	42
<b>Figura 10.</b> Diseño del raspador convencional	44
<b>Figura 11.</b> Construcción de un raspador convencional	48
<b>Figura 12.</b> Torque VS Profundidad	51
<b>Figura 13.</b> Velocidad Anular VS Distancia	52
<b>Figura 14.</b> Caudal VS Distancia	53
<b>Figura 15.</b> Hidráulica de Cortes	<b>53</b>
<b>Figura 16.</b> Broca PDC	55
<b>Figura 17.</b> Porta Broca (box-box)	55
<b>Figura 18.</b> Raspador Convencional	55
<b>Figura 19.</b> Collares de Perforación	56
<b>Figura 20.</b> Martillo Hidráulico	56
<b>Figura 21.</b> Tubería de Perforación	57
<b>Figura 22.</b> Tubería de Perforación Pesada	57
<b>Figura 23.</b> BHA con Raspador Convencional	58
<b>Figura 24.</b> Broca Tricónica	61
<b>Figura 25.</b> Broca Tricónica Tipo RC 217	61
<b>Figura 26.</b> Porta Broca	62
<b>Figura 27.</b> Raspador Rotativo	62
<b>Figura 28.</b> Raspador Rotativo Utilizado en Campo Hato Nuevo	63
<b>Figura 29.</b> Drill Pipe	64
<b>Figura 30.</b> Martillo Integrado de Perforación	64
<b>Figura 31.</b> BHA con Raspador Rotativo	65
<b>Figura 32.</b> Registro de Gamma RAY, CCL, CBL	68
<b>Figura 33.</b> Estado Mecánico Campo Hato Nuevo – Herramienta Convencional	69
<b>Figura 34.</b> Gamma Ray, USIT-CBL-VDL-CCL	71
<b>Figura 33.</b> Estado Mecánico Campo Hato Nuevo – Herramienta Rotativa	73

## LISTA DE ANEXOS

	pág
<b>Anexo A.</b> Tally de la Operación de Limpieza con el Raspador Convencional	102
<b>Anexo B.</b> Tally de la Operación de Limpieza con el Raspador Rotativo	104
<b>Anexo C.</b> Registro Fotográfico del Ensamble del Raspador Convencional	107
<b>Anexo D.</b> Registro Fotográfico del Ensamble del Raspador Convencional	110

## LISTA DE ECUACIONES

	pág
<b>Ecuación 1.</b> VPN Raspador Convencional	93
<b>Ecuación 2.</b> VPN Raspador Rotativo	94
<b>Ecuación 3.</b> Costo Anual Uniforme Equivalente	94
<b>Ecuación 4.</b> CAUE Escenario A	94
<b>Ecuación 5.</b> CAUE Escenario B	95

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág
<b>Gráfica 1.</b> Flujo de Caja Escenario Actual según operaciones (Raspador Convencional)	92
<b>Gráfica 2.</b> Flujo de Caja Escenario Actual según operaciones (Raspador Rotativo)	93

## ABREVIATURAS

%	Porcentaje
*	Multiplicación
/	División
'	Pie(s)
”	Pulgada(s)
°	Grado(s)
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
°API	Gravedad API
<i>F</i>	Flujos de caja en cada escenario.
ft	Pies (feet)
<b>AISI</b>	American Iron and Steel Institute
<b>ANH</b>	Agencia Nacional De Hidrocarburos
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>AUTO.</b>	Automatizado
<b>BFPD</b>	Barriles de fluido por día
<b>BHA</b>	Ensamblaje de fondo ( <i>Bottom Hole Assembly</i> )
<b>Bls</b>	Barriles
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>BP</b>	Bombeo Mecánico
<b>BPD</b>	Barriles por día
<b>Bped</b>	Barriles de petróleo equivalentes por día
<b>BSW</b>	Porcentaje de Agua libre y Sedimentos
<b>CAPEX</b>	Costos de Inversión
<b>CHP</b>	Presión en el Casing
<b>Cp</b>	Centipoise
<b>CAUE</b>	Costo Anual Uniforme Equivalente
<b>DC</b>	Collares de perforación ( <i>Drill Collar</i> )
<b>DP</b>	Tubería de perforación ( <i>Drill Pipe</i> )
<b>DTO</b>	Optimización del Tiempo de Perforación ( <i>Drilling Time Optimization</i> )
<b>ECP</b>	Ecopetrol
<b>Ft</b>	Pie(s)
<b>GAM</b>	Gerencia del Alto Magdalena.
<b>H</b>	Espesor
<b>HP</b>	Caballos de fuerza ( <i>Horse power</i> )

<b>Hrs</b>	Horas
<b>HWDP</b>	Tubería de perforación extra pesada ( <b>Heavy Weight Drill Pipe</b> )
<b>I</b>	Tasa de interés
<b>ICP</b>	Instituto Colombiano de Petróleo
<b>ID</b>	Diámetro Interno
<b>Jar</b>	Martillo de operación
<b>Km</b>	Kilómetros
<b>km<sup>2</sup></b>	Kilómetros cuadrados
<b>Lb</b>	Libra
<b>MBLS</b>	Miles de Barriles
<b>MD</b>	Profundidad Medida ( <b>Measured Depth</b> )
<b>Md</b>	Milidarcy
<b>N</b>	Norte
<b>N</b>	Periodo de tiempo
<b>N/A</b>	No Aplica
<b>OD</b>	Diámetro externo
<b>OPEX</b>	Costos de Operación
<b>pág.</b>	Página
<b>PDC</b>	Diamante Compacto Policristalino ( <b>Polycrystalline Diamond Compact</b> )
<b>Ppm</b>	Partes por millón
<b>Psi</b>	Libras por pulgada cuadrada ( <b>Pound per square inches</b> )
<b>T</b>	Temperatura
<b>TIO</b>	Tasa de interés de oportunidad
<b>TVD</b>	Profundidad Vertical Verdadera ( <b>True Vertical Depth</b> )
<b>USD</b>	Dólares americanos ( <b>United States Dollars</b> )
<b>VPN</b>	Valor Presente NETO
<b>WOB</b>	Peso sobre la broca ( <b>Weight On Bit</b> )

## GLOSARIO

**AMBIENTE CONTINENTAL:** ambiente sedimentario que está dominado por la erosión y la deposición determinada por las corrientes.

**AMBIENTE CONTINENTAL FLUVIAL:** ambiente continental en el cual el agente dominante son las corrientes que erosionan, transportan y depositan sedimentos.

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** aquellas condiciones físicas en las cual se depositan los sedimentos, en este ambiente se tiene en cuenta la fuente de los sedimentos, los procesos de depositación, localización y clima.

**AMBIENTE MARINO:** medio comprendido por los océanos de La Tierra, donde las cuencas son las receptoras finales de aquellos materiales transportados por los agentes.

**ARCILLA:** roca sedimentaria que está conformada por un grupo de silicatos hidroaluminicos que pueden tener otros minerales. Sus propiedades dependen de la estructura y tamaño de grano  $<0.1039\text{mm}$ .

**ARCILLOLITA:** roca sedimentaria con tamaño menor a  $0,039\text{mm}$ . Posee una textura clástica compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio.

**ARENA:** material sedimentario detrítico no cementado formado por clastos cuyo diámetro oscila entre  $1/16$  micras y 4 milímetros. Están compuestas en su mayoría de cuarzo y feldespatos conteniendo además otros minerales, tomando el nombre del mineral de importancia económica. Las arenas son depositadas en las playas, depresiones y desiertos. Son transportadas por el mar y ríos, pero principalmente por el viento.

**ARENISCA:** roca sedimentaria detrítica compuesta por partículas de tamaño entre 2 mm y  $1/16\text{mm}$ . Contienen espacios intersticiales entre sus granos

**BASAMENTO:** capa de la roca donde se deposita la secuencia sedimentaria de la cuenca como tal. Está conformado por rocas ígneas o metamórficas deformadas, las cuales rara vez desarrollan propiedades petrofísicas para comportarse como un yacimiento de hidrocarburos.

**BOX:** Unión o rosca que funciona para conectar dos tubos o herramientas, tiene diferentes tamaños y tipos de enroscados. Se conecta al pin.

**BROCA:** herramienta usada para cortar y/o triturar la roca. El equipo de perforación asiste directa o indirectamente a la broca para la trituración o el corte

de las rocas. La broca se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y debe cambiarse cuando se desgasta excesivamente y deja de avanzar.

**BROCA PDC:** herramienta de perforación que utiliza cortadores de diamante compacto policristalino (PDC) para cortar la roca con un movimiento continuo de raspado. Las brocas de PDC son efectivas para la perforación de formaciones de lutitas.

**BUZAMIENTO:** ángulo que forma la línea de máxima pendiente de una superficie de un estrato o falla con su proyección sobre el plano horizontal.

**CALIZA:** roca sedimentaria cuyo principal componente es el carbonato de calcio. Se origina en el mar o lagos. Se forma debido a la acumulación de restos de organismos.

**CAMPO:** área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de uno o más yacimientos.

**CAÑONEO:** procedimiento en el cual se perforan las paredes de un pozo revestido, en un intervalo con el fin de producir la zona de interés del yacimiento.

**CAPA:** unidad estratigráfica más pequeña. Para que se considere capa, el estrato se debe poder distinguir de las capas adyacentes.

**CASING:** tubería de revestimiento de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. Hace parte de los componentes estructurales más importantes del pozo y cumple con diferentes funciones.

**CEMENTACIÓN:** proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de agua y cemento, que al fraguar proporciona soporte a la tubería de revestimiento brindando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

**CENOZOICO:** era geológica que inició hace 65 millones de años y se extiende hasta la actualidad. Se divide en tres periodos: Paleógeno, Neógeno y Cuaternario.

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

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** representación gráfica de las formaciones que se encuentran en el subsuelo de una zona en específico.

**CONTRATO DE CONCESIÓN:** contrato entre dos partes con el fin de otorgar a una parte llamada concesionario, la prestación, operación, explotación, organización y/o gestión de un producto, marca o servicio, o la construcción, explotación o conservación de una obra o bien, destinados al servicio o uso público.

**CRETÁCEO:** periodo geológico más reciente de la Era Mesozoica, que tiene una duración de 80 millones de años. Infrayace a los estratos de Paleoceno y suprayace a los del Jurásico.

**CRUDO:** mezcla de hidrocarburos líquidos que se encuentran en los yacimientos de hidrocarburos. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros y metales.

**CUARZO:** mineral abundante formador de rocas, compuesto de silicio y oxígeno. Los granos de la arena cuarzosa son uno de los componentes principales de la arenisca y de otras rocas sedimentarias clásticas.

**CUCHILLA:** parte de los raspadores cuya función es raspar el diámetro interno de una tubería de revestimiento. Estas cuchillas están fabricadas con acero fundido de alta calidad para que tengan una larga duración.

**CUENCA SEDIMENTARIA:** depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. Bajo determinadas condiciones y por composición de la materia orgánica se pueden generar hidrocarburos.

**DIAGÉNESIS:** proceso de formación de rocas sedimentarias que son resultado de alteraciones físicas, químicas o biológicas de los sedimentos.

**DRILL OUT:** proceso de perforación para entrar o remover bloques del pozo. Puede ser también para perforar cemento fuera de la tubería de revestimiento. Se usa para completar o eliminar un obstáculo que se encuentre en el trayecto del pozo.

**ENSAMBLE DE FONDO:** sección de la sarta de perforación que incluye el conjunto de herramientas entre la broca y la tubería de perforación, consiste en collares de perforación, tubería pesada, estabilizadora y accesorios, dependiendo de la necesidad. El BHA o ensamblaje de fondo tiene como funciones proporcionar el peso requerido sobre la broca para hacer romper las formaciones a perforar y minimizar vibraciones y pegamentos de la sarta de perforación.

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

**ESTRATO:** capa de roca sedimentaria.

**FACTOR DE RECOBRO:** porcentaje de petróleo que se puede extraer de un yacimiento con respecto al petróleo original in situ, bajo condiciones de un mecanismo de producción predominante.

**FALLA:** fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se mueven los bloques de rocas que son separados por ella. Se genera por esfuerzos de compresión, tensionales o de cizallamiento. Se clasifican en falla normal, inversa, o de rumbo.

**FALLA INVERSA:** falla en la cual, el bloque colgante ha ascendido con relación al bloque yacente.

**FALLA NORMAL:** falla en la cual, el bloque colgante ha descendido con relación al bloque yacente.

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

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

**GRAVEDAD API:** escala arbitraria designada por el Instituto Americano del Petróleo en donde se designa por medio de la gravedad específica del hidrocarburo, la calidad y el tipo de crudo.

**GRUPO:** unidad de rango superior, que contiene dos o más formaciones asociadas continuas.

**HIDROCARBURO:** grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrogeno. Compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que derivan todos los demás compuestos orgánicos.

**LITOLOGÍA:** parte de la geología dedicada al estudio de las rocas, su estructura y composición.

**LUTITA:** roca sedimentaria que presenta estructura laminar, muy fina. Tiene componentes como hematita, dolomita, sulfuros y limonita. El tamaño de la partícula es menor a 0.0625 milímetros.

**MARCO GEOLÓGICO:** conjunto de información geológica de un área de interés la cual contiene la columna estratigráfica, sistema petrolífero, propiedades del yacimiento, procesos de migración y entrapamiento del petróleo y demás datos geológicos que sirven para caracterizar el yacimiento.

**MARTILLO:** dispositivo mecánico, hidráulico o hidromecánico que se ubica en la sarta de perforación para entregar una fuerza de impacto a otro componente de fondo de pozo, especialmente cuando hay pega de tubería o se ha quedado atascado ese componente.

**MEASUREMENT WHILE DRILLING:** procedimiento a realizar en los pozos direccionales donde se mide en fondo del pozo, las propiedades físicas como presión, temperatura y trayectoria del pozo.

**MIGRACIÓN:** movimiento de hidrocarburos desde la roca generadora hasta la roca almacenadora. El transporte de hidrocarburos desde la roca generadora es denominado migración primaria.

**MIOCENO:** cuarta época geológica de la era Cenozoica y la primera época del periodo Neógeno. Comenzó hace 23 millones de años y terminó hace 5 millones de años.

**OLIGOCENO:** tercera época del periodo Paleógeno, abarca desde 35,7 a 23,5 millones de años. Bastantes colisiones de las placas de la corteza terrestre y fenómenos durante esta época, contribuyeron a elevar una extensión o sistema de cadenas de montañas.

**PALEOCENO:** primera época del periodo Paleógeno de la era Cenozoica o terciaria. Abarcó un tiempo desde 65 millones de años hasta 58 millones de años.

**PIN:** unión masculina o rosca que se ve en la parte exterior de la tubería que conecta dos tubos, tiene diferentes tamaños y tipos de enroscados. Se conecta al box.

**POZO:** hoyo o hueco profundo que se hace en el subsuelo, especialmente para explotar agua o petróleo que están en los yacimientos.

**POZO A2:** nombre del pozo en estudio en este proyecto.

**POZO DE DESARROLLO:** pozo perforado en un área ya probada y conocida con el objetivo de producir hidrocarburos.

**POZO DIRECCIONAL:** pozo que requiere para la construcción de este, el uso de herramientas y/o técnicas especiales para asegurar que la trayectoria del pozo sea la deseada y así, llegue a un objetivo particular.

**POZO EXPLORATORIO:** pozo que se perfora sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente con el fin de encontrar hidrocarburos cuya explotación sea económicamente rentable.

**PROFUNDIDAD TOTAL (TD):** mayor profundidad alcanzada durante la perforación.

**PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD):** distancia vertical entre un punto en el pozo y un punto en la superficie.

**RASPADOR:** herramienta usada en operaciones de limpieza de pozo, para la limpiar el diámetro interior de una tubería de revestimiento.

**REGISTROS DE CEMENTACIÓN:** representación de la integridad de la operación de cementación en un pozo.

**REGISTRO ELÉCTRICO:** representación de parámetros mediante un evaluación hecha al yacimiento utilizando un cable eléctrico que permite identificar propiedades de la roca y del fluido.

**RESERVORIO:** aquella roca permeable que tiene poros conectados, permitiendo el almacenamiento del hidrocarburo.

**REVOQUE:** residuo depositado sobre un medio permeable cuando una lechada, tal como un fluido de perforación, es forzado contra el medio bajo presión.

**ROCA ALMACENADORA:** roca sedimentaria con alta permeabilidad que permite que el petróleo migre hacia ellas, y dadas sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evita el escape de los hidrocarburos.

**ROCA GENERADORA:** roca sedimentaria compuesta de grano muy fino y con abundante contenido de carbono orgánico que se deposita bajo condiciones reductoras, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos.

**ROCA SELLO:** conjunto de rocas impermeables superpuestas a las rocas almacén que impiden el escape de los hidrocarburos.

**SEDIMENTACIÓN:** formación, transporte y depositación de los sedimentos.

**SEDIMENTO:** granos no consolidados de minerales, rocas preexistentes o materia orgánica que pueden ser transportados por el agua o el viento, para luego ser depositados.

**SUPRAYACENTE:** palabra que define la ubicación por arriba de algo.

**TALADRO:** equipo utilizado para realizar la perforación del subsuelo hasta llegar a la zona deseada. Los principales componentes de un taladro son los tanques de lodo, las bombas de lodo, mástil, el malacate, la mesa giratoria, la sarta de perforación, el equipo de generación de energía y equipos auxiliares.

**TALLY:** documento donde el perforador lleva un control de las longitudes de las tuberías agregadas en la sarta durante la construcción del pozo.

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

**TORQUE DE PERFORACIÓN:** fuerza mecánica generada por la mesa rotaria el top drive, necesaria o aplicada para hacer rotar la sarta de perforación para vencer las fuerzas presentes a lo largo de la construcción del pozo.

**TORQUE Y ARRASTRE:** fuerza que se produce entre las superficies de contacto de las conexiones de la tubería y las paredes del pozo causado por la rotación de la sarta de perforación. Estas fuerzas disminuyen la capacidad de poder girar la sarta de perforación, deben ser reducidas para evitar vibraciones y daños en las herramientas entre otros.

**TRAMPA:** configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, estas se encuentran selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual se evita que los hidrocarburos puedan migrar.

**TUBERÍA DE REVESTIMIENTO:** tubería de gran diámetro que se instala en un pozo abierto y se cementa en su lugar. El diseño debe tener en cuenta una gran variedad de fuerzas, tales como colapso, tensión y estallido. La mayoría de las conexiones de los revestimientos se fabrican con roscas pin en cada extremo. Así mismo, está diseñada para proteger las formaciones de agua dulce o aislar formaciones con diferentes gradientes de presión.

**VIAJE:** Operación de llevar a superficie la sarta de perforación o de sustituirla en el fondo del pozo. Un viaje de tubería se realiza por lo general para un hacer cambio en el BHA.

**YACIMIENTO:** roca porosa y permeable, en la cual están acumulados los hidrocarburos y su comportamiento es independiente en cuanto a propiedades de los fluidos y mecanismos de producción.

**ZONA PRODUCTIVA:** un yacimiento o porción de un yacimiento que contiene hidrocarburos producibles económicamente. El término deriva del hecho de que puede "producir" ganancias. El intervalo en donde están las secciones productivas presentes es la zona productiva total; las porciones más pequeñas de la zona productiva total que satisfacen los criterios locales de zona productiva (tales como un grado mínimo de porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos) corresponden a la zona productiva neta.

## RESUMEN

El Campo Hato Nuevo está localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena de Colombia y hace parte de los campos administrados por la Gerencia del Alto Magdalena de ECOPETROL S.A.

Dentro de las operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento de los pozos en el Campo Hato Nuevo, se ha identificado que el poder de limpieza de los raspadores utilizados no ha sido la esperada, pues se ha incurrido en tiempos no planeados por viajes de limpieza adicionales cuando se presentan obstrucciones durante la bajada de herramientas, principalmente en la corrida de registros eléctricos y se evidencia en la mala interpretación de estos.

Por ello, realidad que lleva a otro tipo de raspadores de movimiento rotativo, que presentan una mejora en el diseño con respecto al raspador convencional, pues sus cuchillas son más resistentes y fijas al cuerpo de la herramienta, además de tener cerdas metálicas haciendo la función de cepillos, permiten alcanzar una mejor limpieza ya que se pueden reciprocarse y girar simultáneamente.

La empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S. ha desarrollado una herramienta de tipo rotativo con algunas mejoras al diseño original, buscando darle solución a los problemas presentados por la inadecuada limpieza de la tubería de revestimiento 7" en el Pozo A2 del Campo Hato Nuevo durante las operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, buscando por medio de la experimentación conocer la eficiencia de esta nueva herramienta comparándola con raspadores anteriormente utilizados y evaluar su viabilidad financiera frente al uso de las otras.

Para lo anterior, se evaluaron dos escenarios, uno donde se usa el raspador convencional y el otro el raspador rotativo, donde se identificaron cada uno de los parámetros que estos debían tener en cuenta para poder ser operados de manera óptima. Así mismo, se realizó la comparación tanto del diseño de los raspadores, como del procedimiento operacional de cada uno para así dar como resultado la evaluación técnica de este nuevo diseño de raspador. Adicionalmente, se evaluó financieramente el proyecto por medio de la metodología del Costo Anual Uniforme Equivalente.

**PALABRAS CLAVES:** Raspador Rotativo, Limpieza Revestimiento, Campo Hato Nuevo, Cuenca Valle Superior Magdalena.

## INTRODUCCIÓN

La acumulación de residuos sólidos por cemento, incrustaciones, parafinas y asfáltenos en el interior del revestimiento, genera obstrucciones durante la corrida de herramientas en los pozos, lo que lleva a la necesidad de retirar estos sólidos mediante el uso de raspadores mecánicos, que dependiendo de su diseño pueden ser de maniobra recíproca o rotativa.

Durante las operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos en el Campo Hato Nuevo, se ha evidenciado que la eficiencia de limpieza de los raspadores convencionales no es la adecuada, lo que ocasiona tiempos no planeados como por ejemplo obstrucciones al correr herramientas en el pozo y malas interpretaciones durante la corrida de registros eléctricos en hueco revestido. Esto genera costos adicionales no planeados por viajes adicionales de limpieza, entre otros.

Por ello, la empresa de Petróleo y Gas y Energías Renovables S.A.S, ha desarrollado un raspador rotativo buscando mejorar la limpieza del interior de la tubería de revestimiento durante las operaciones anteriormente indicadas, probando mediante la corrida de esta herramienta rediseñada en el Pozo A2, ubicado en el Campo Hato Nuevo.

Inicialmente en este proyecto se habla de las características geológicas que tiene el Campo Hato Nuevo, luego se describen las características de los raspadores tanto convencional como rotativo, se continúa haciendo una descripción general del procedimiento del uso operacional de la herramienta convencional y el procedimiento de la operación del raspador rotativo para posteriormente comparar la eficiencia técnica entre el uso operacional de los dos raspadores correspondientes en el Campo Hato Nuevo.

Una vez realizada la evaluación técnica, se procede a evaluar los dos escenarios financieramente, para lo cual se utiliza la metodología del Costo Anual Uniforme Equivalente. De esta manera se define su viabilidad y se da por concluido el proyecto.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico financieramente el uso de un raspador rotativo utilizado en operaciones de limpieza del revestimiento 7" en el Pozo A2 ubicado en el Campo Hato Nuevo.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo Hato Nuevo.
2. Describir las generalidades de los raspadores de revestimiento utilizados en el Pozo A2 y las características del rediseño del raspador rotativo.
3. Presentar los resultados de la corrida con la herramienta convencional.
4. Realizar la maniobra con la herramienta rotativa según las recomendaciones técnico operacionales del fabricante en el Pozo A2.
5. Comparar los resultados obtenidos después de la corrida de la herramienta de estudio teniendo en cuenta los tiempos no planeados que se generaron con el uso de la herramienta convencional.
6. Determinar la eficiencia del raspador rotativo con respecto al convencional.
7. Evaluar la viabilidad financiera del uso de la herramienta raspadora de revestimiento para las operaciones en el Campo Hato Nuevo, mediante el indicador financiero del Costo Anual Uniforme Equivalente.

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO HATO NUEVO

Este capítulo contiene una breve descripción de las características generales en cuanto a historia, localización, marco geológico e historial de producción del Campo Hato Nuevo en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La historia del inicio de la industria petrolera en el departamento del Huila de acuerdo a como lo expreso el Diario del Huila el 9 de febrero de 1994, comienza en 1948, cuando la empresa Richmond Petroleum Company por medio de Marco A Ortega representante de la compañía en Colombia le propone al Ministerio de Minas y Petróleos una concesión que le permitiera la exploración y explotación de hidrocarburos en una área de una extensión de 49.000 hectáreas “localizadas en la jurisdicción de los municipios de Neiva, Tello, Villavieja, Aipe, Palermo, y Yaguará conocida como la concesión Tello”<sup>1</sup>.

La propuesta realizada por Marco A. Ortega quien representaba los intereses de la Richmond Petroleum Company fue aceptada el 16 de marzo de 1949 mediante la resolución No. 206 del Ministerio de Minas y Petróleos, pero fue transferida oficialmente el 7 de mayo de 1951 a la empresa Orinoco Petroleum Company. El 13 de abril de 1953 mediante el documento público No. 285 del Ministerio de Minas y Petróleo fue transferido nuevamente a la empresa International Petroleum Company - INTERCOL.

El 31 de agosto de 1956 y bajo la escritura pública No. 174 empresa International Petroleum Company INTERCOL se hace al aval del Ministerio de Minas y Petróleos para explorar y explotar hidrocarburos a la que se denominó la concesión Neiva-540<sup>2</sup> constituida por una extensión de 49.000 hectáreas.

El 14 de marzo de 1961, 5 años después de la firma del contrato de la concesión Neiva-540, la empresa International Petroleum Company - INTERCOL y su socia, la firma norteamericana TENNESSEE, anunciaron la perforación del primer pozo petrolero en el Departamento del Huila conocido como el DINA 1, perforado en el municipio de Aipe y que debido a problemas mecánicos tuvo que ser declarado como no comercial aunque era productivo.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> DIARIO DEL HUILA. El Petróleo y la reversión en el Huila. Primera Página. Neiva. Diario del Huila, 1994.

<sup>2</sup> SALAS, Ortiz Camilo. Huila - La montaña Luminosa. Neiva: Fondo de autores Huilenses, 2000. 185p.

<sup>3</sup> RUBIANO DAZA, Henry. la industria petrolera en el Huila en la década del 90. Trabajo de investigación (Magister en Historia). Bogotá, Universidad Nacional De Colombia. Facultad de ciencias sociales y humanas. 2010, 133p.

El 29 de diciembre de 1967, la empresa naciente con capital nacional proveniente de firmas nacionales como Alpina, Cementos Samper, Corporación del Valle, Corporación de la Costa, Corporación Nacional, Coltabaco y Coltejer Petróleos Colombianos Limited, pasa a llamarse PETROCOL.

Corría el año de 1970 cuando la empresa PETROCOL decide vender algunas acciones que son adquiridas por la empresa estadounidense PELTO OIL; para la época se realizaron acciones exploratorias que trajeron como resultado la comercialización del Campo Palogrande y el descubrimiento del Campo Tello.<sup>4</sup>

En 1972 la empresa Petróleos Brasileños conocida como PETROBRÁS firma que constituyó en abril de 1971 su sucursal en Colombia mediante la escritura pública No. 2.300 del circuito de Bogotá, adquiere las acciones que PELTO OIL había comprado a PETROCOL y se constituye la empresa COLBRAS.<sup>5</sup> Esta unión trae grandes resultados para el Departamento del Huila. Las experiencias técnicas de Petrobras hacen que las ventas de crudo aumenten. Con la llegada de esta compañía también se hace una inversión considerable en operaciones de exploración y producción que tienen como resultado es descubrimiento de nuevos pozos.

Para el año de 1979, siendo Colombia un país atractivo para la inversión en el sector de los hidrocarburos, el grupo estadounidense Houston Oil And Minerals hace una gran oferta a COLBRAS por sus acciones, propuesta que termina siendo aceptada.

La nueva empresa HOCOL (Houston Oil Colombia) siendo un gigante conocedor del sector introduce su sistema de gestión y organización avanzada que potencia la capacidad productiva de la compañía; transcurridos apenas 3 años desde su llegada a Colombia HOCOL es comprada por TENNECO.

Bajo la administración de TENNECO se descubren importantes campos como San Francisco, Balcón, Palermo y La Jagua.

El Campo Hato Nuevo fue descubierto en mayo de 1984 con la perforación del pozo HN-01, con una producción inicial de 1200 BFPD y un corte de agua de 0.4% de BSW. El campo fue desarrollado con la perforación de cuatro pozos más, uno de los cuales salió seco (Hato Nuevo 5). El pozo HN-02 fue perforado en agosto de 1984, el HN-03 en septiembre de 1984, el HN-04 en octubre de 1984 y el HN-05 en noviembre de 1984. **(Ver Figura 1)**

---

<sup>4</sup> MOSQUERA MESA, Ricardo. Economía Política y Cultura - Huila años 80. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 1995. 24p.

<sup>5</sup> GIRALDO, Martha. Historia de Hocol en Colombia. {En línea}. {05 mayo de 2018} disponible en: (<https://www.hocol.com.co/nosotros/historia>)

**Figura 1.** Imagen Satelital Campo Hato Nuevo



**Fuente.** En línea [www.googlemaps.co]. Google Maps; Modificado por los autores.

El Campo Hato Nuevo hace parte de los campos administrados por la Gerencia Alto Magdalena (GAM) de ECOPETROL, la cual se constituyó a partir de la reversión de la Concesión Neiva-540 en noviembre de 1994. Actualmente la producción del campo es del orden de 50 BOPD de aceite liviano de 34°API y 95% de producción de agua, proveniente de la Formación Caballos, a través de 2 pozos productores, Hato Nuevo 1 y Hato Nuevo 2.

## 1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Hato Nuevo está ubicado al sur oeste colombiano, se encuentra en el Departamento del Huila a 325 Km de la capital Bogotá, en la jurisdicción del municipio de Villavieja. El Campo Hato Nuevo se encuentra a una altura promedio de 1498 msnm, tiene una temperatura promedio de 32°C y tiene una extensión de 540 hectáreas. Hace parte del Bloque Hato Nuevo. **(Ver Figura 2)**

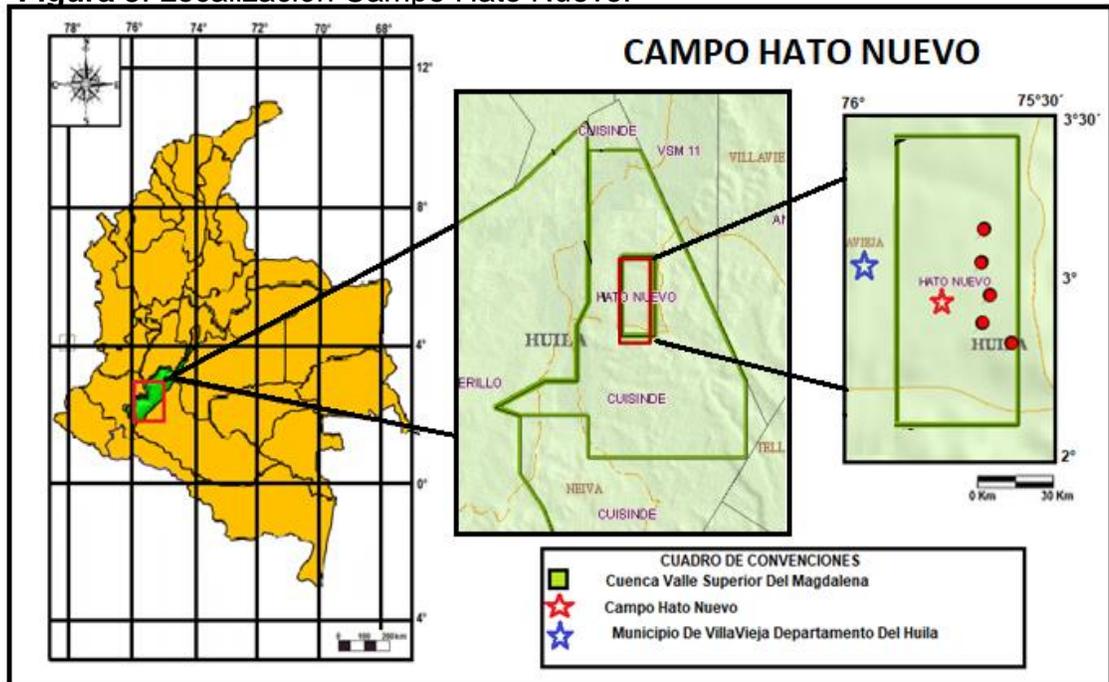
**Figura 2.** Ubicación Campo Hato Nuevo



**Fuente.** En línea [www.googlemaps.co]. Google Maps; Modificado por los autores.

A continuación en la **Figura 3**, se puede ver la localización del Campo Hato Nuevo en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, donde se evidencia que el municipio más cercano es Villavieja en el Departamento del Huila.

**Figura 3.** Localización Campo Hato Nuevo.



**Fuente.** En línea [www.googlemaps.co]. Google Maps; Modificado por los autores.

Los pozos del Campo Hato Nuevo han sido perforados como pozos verticales pero las características de buzamiento de las formaciones cretácicas han ocasionado desviación natural en todos los pozos.

Los pozos fueron perforados en tres bloques diferentes, el HN-01 y HN-03 quedaron en un mismo bloque y HN-02 y HN-04 en bloques diferentes. El pozo HN-05 quedó por fuera de la estructura al otro lado de la Falla Hato Nuevo. En la **Tabla 1** se pueden observar las coordenadas del campo en estudio en los cuatro vértices que lo determinan.

**Tabla 1.** Coordenadas Campo Hato Nuevo

COORDENADAS CAMPO HATO NUEVO		
VÉRTICE	NORTE	ESTE
A	841,500	870,000
B	841,500	871,500
C	838,000	871,500
D	838,000	870,000

**Fuente.** MINISTERIO DE AMBIENTE. Dirección de Licencias, Permisos y Trámites Auto No. 736. Bogotá. Ministerio de Ambiente, 2007.

La **Tabla 2** muestra las coordenadas según la Dirección de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales de los pozos del Campo Hato Nuevo.

**Tabla 2.** Coordenadas Pozo Campos Hato Nuevo

COORDENADAS DE LOS POZOS		
POZO	NORTE	ESTE
HATO NUEVO-1	839.423,00	870.996,49
HATO NUEVO-2	839.809,99	870.900,77
HATO NUEVO-3	839.080,53	870.888,23
HATO NUEVO-4	840.209,25	870.941,32
HATO NUEVO-5	838.828,20	871.254,11
POLONIA - 1	841.475,00	871.010,00

**Fuente.** MINISTERIO DE AMBIENTE. Dirección de Licencias, Permisos y Trámites Auto No. 736. Bogotá. Ministerio de Ambiente, 2007.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección del capítulo geológico se describe la columna estratigráfica, la geología estructural y del petróleo de la Cuenca del Valle Superior Del Magdalena.

**1.3.1 Generalidades.** La Cuenca Valle Superior del Magdalena tiene una extensión aproximada de 21,513 km<sup>2</sup>. Ha sido el resultado de cuencas que han sido depositadas con sedimentos provenientes de la erosión de material montañoso de los alrededores dando origen a una Cuenca intramontana, limitada al este y al oeste por los afloramientos del basamento Precámbrico y Jurásico de las cordilleras Oriental y Central.

El Campo Hato Nuevo está ubicado en la Subcuenca de Neiva de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena al suroeste de la prolongación hacia el sur del alto de Natagaima (Basamento). Este campo se encuentra cerca a la terminación de la deformación con vergencia hacia el oriente del sistema de fallamiento originado desde la falla de Chusma al oeste del Bloque Neiva. La estructuración en este sector está caracterizada por una serie de imbricaciones que incluyen las formaciones de la parte inferior del Cretáceo, comprometiendo la Formación Caballos en cabalgamientos altamente prospectivos.

A continuación en la **Tabla 3** se muestran algunas generalidades del Campo Hato Nuevo:

**Tabla 3.** Generalidades Del Campo Hato Nuevo

<b>GENERALIDADES DEL CAMPO HATO NUEVO</b>
<p><b>UBICACIÓN:</b> Se encuentra 30 km al Noroeste de Neiva por la vía al municipio de Villavieja Departamento del Huila Distante 50 km de las instalaciones de la GAM.</p>
<p><b>POZOS PRODUCTORES:</b> HN-02: 730 BFPD 96%BSW 30 BOPD, 12 KPCD de gas HN-01: 1033 BFPD 100%BSW 0 BOPD desde el 4 de marzo de 1998</p>
<p><b>POZOS CERRADOS:</b> HN-03: Cerrado por alto corte de agua HN-04: Cerrado por alto corte de agua HN-05: Pozo Seco / Perforado fuera de la estructura</p>
<p><b>FACILIDADES DE PRODUCCIÓN:</b>  1 Estación de deshidratación de crudo con unidad filtrante y bombas para inyección de agua.</p>

**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.2; Modificado por los autores.

**1.3.2 Columna Estratigráfica.** La **Figura 4**, presenta las unidades estratigráficas atravesadas por los pozos del Campo Hato Nuevo, involucrando el sistema petrolero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y sus principales procesos de migración y entrapamiento.

**Figura 4.** Columna Estratigráfica de la Cuenca Valle Superior del Magdalena.

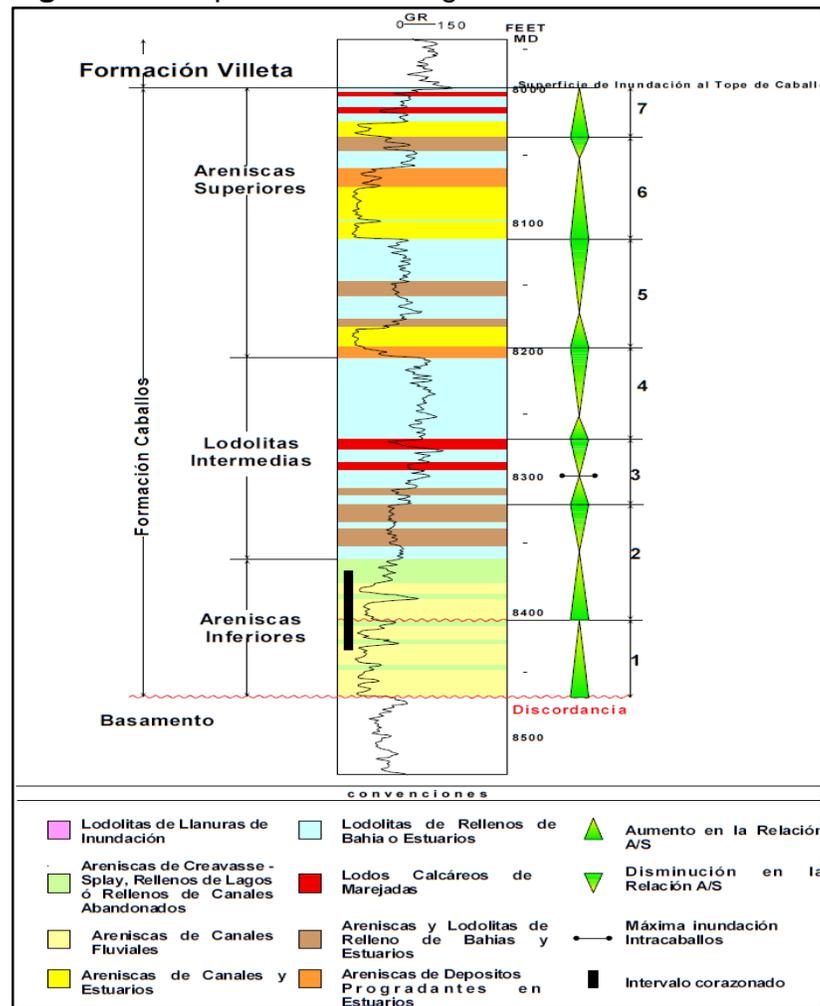
EDAD		GRUPO	FORMACION	AMBIENTE	LITOLOGIA		
CUATERNARIO							
TERCIARIO	Neogeno	Secuencia Sin-Orogenica	Plioceno	Gigante (1000 mts)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.		
			Mioceno	Honda (2500 mts)	Terrestre, Llanuras Aluviales.		
			Oligoceno	Barzalosa (50 - 300 mts)	Terrestre, Lagunar		
	Eoceno Superior	Gualanday	Doima	(1100 - 3000 mts)	Terrestre, Rios entrelazados.		
			Potrerillo				
			Chicoral				
	Paleoceno	Guaduala	Teruel	(400 - 1200 mts)	Terrestre, Paráfico.		
			San Francisco				
	CRETACEO	Superior	Secuencia Preorogenica	Maastrichtiano	Monserate (150 - 200 mts)		Marino Inter a Inframareal.
				Maastrichtiano Campaniano			
Inferior		Secuencia Preorogenica	Santoniano albiano	Villeta (700 - 1100 mts)	Plataforma Detritico - Calcárea		
			Albiano	Caballos (90 - 200 mts)	Fluvial Salobre		
			Aptiano	Bermejo	Alpujarra (150 mts)	Supra a intermareal Terrestre.	
Yavi (385 mts)							
JURASICO			Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclastico			

**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.7; Modificado por los autores.

**1.3.3 Estratigrafía.** Los pozos del Campo Hato Nuevo se perforaron a una profundidad promedio de 6700 pies, y atraviesan una secuencia sedimentaria conformada por rocas que van desde el Terciario (Formaciones Honda, Barzalosa, Doima, Chicoral y Guaduas), el Cretácico (Formaciones Monserrate, Villeta y Caballos) hasta el basamento, que para el sector corresponden a rocas de edad Jurásica (Formación Saldaña). Ver la Columna Estratigráfica tipo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. En la **Figura 5**, se muestra la interpretación estratigráfica del Pozo HN-01.

La Formación Caballos es la formación productora en el Campo Hato Nuevo y está constituida principalmente por areniscas entre 40 y 120 pies de espesor, de grano medio a fino, intercaladas con niveles delgados de arcillas y lentes de carbón.

**Figura 5.** Interpretación estratigráfica Pozo HN-01.



**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.6; Modificado por los autores.

**1.3.3.1 Formación Saldaña.** Según Cediel<sup>6</sup>, la formación Saldaña es una unidad vulcano-sedimentaria que contiene fósiles indicativos también del Noriano. Así mismo, tiene un conjunto de vulcanitas, aglomerados y limolitas verdosas. En la Formación Saldaña se combinan rocas de origen mixto, tanto continental como marino.

**1.3.3.2 Formación Bermejo.** Según Mojica<sup>7</sup>, la Formación Bermejo nace de la unión de las Formaciones Alpujarra y Yaví. Esta formación está compuesta por cuarzoarenitas. El ambiente de deposición de la Formación Bermejo perteneciente al Aptiano, es continental.

**1.3.3.3 Formación Caballos.** Puede describirse una vez dividida en tres unidades litológicas, la inferior y superior consisten de areniscas cuarzosas de grano medio a grueso y la parte media compuesta de calizas y shales. El ambiente de deposición de la Formación Caballos es continental transicional.

**1.3.3.4 Formación Villeta.** Para Mojica<sup>8</sup>, la Formación Villeta está formada por intercalaciones de shales negros (algunos calcáreos), calizas micríticas y esparíticas, y chert negro. Abarca desde el Albiano medio hasta el Cretáceo superior. El ambiente de deposición de la Formación Villeta es marino.

**1.3.3.5 Formación Monserrate.** La Formación Monserrate está constituida por cuarzo areniscas de grano fino a medio principalmente con restos fósiles. Hace parte del Cretáceo superior. El ambiente de deposición de la Formación Monserrate es marino.

**1.3.3.6 Formación Guaduala.** Según Jiménez<sup>9</sup>, la Formación Guaduala está constituida por areniscas compuestas principalmente por chert e intraclastos de lodos. Pertenecen al Paleoceno y su ambiente de deposición es terrestre y fluvial.

**1.3.3.7 Formación Gualanday.** La Formación Gualanday la conforman una secuencia de areniscas, conglomerados y arcillolitas compactas. Pertenecen al Eoceno superior y parte del Oligoceno y su ambiente de deposición es continental.

**1.3.3.8 Formación Barzalosa.** Está constituida por arcillas abigarradas con capas de conglomerados, arcillas con yeso y arcillas con areniscas rojas. Hace parte del Oligoceno.

---

<sup>6</sup> CEDIEL, F. & MOJICA, J. Definición del Triásico en Colombia, Suramérica. Formaciones Luisa, Payandé y Saldaña. En: Newsletters on Stratigraphy Volume 9 Number 2. Bogotá: (24 noviembre, 1980). P. 73-104.

<sup>7</sup> MOJICA, J. & MACIA, C. Características estratigráficas y edad de la Formación Yaví, Mesozoico, de la región entre Prado Dolores, Tolima, Colombia. En: Geología Colombiana No. 12. Bogotá: (1983). p. 8.

<sup>8</sup> Ibid., p. 11.

<sup>9</sup> JIMÉNEZ DÍAZ, Giovanny. Análisis de la deformación y modelo estructural basado en datos paleomagnéticos y cinemáticos en el sector sur del Valle Superior del Magdalena (anticlinal de la Hocha). Trabajo de investigación (Master en Geología). Bogotá, Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias. 2008, 46p.

**1.3.3.9 Formación Honda.** En la investigación de Jiménez<sup>10</sup>, esta Unidad está constituida por paquetes de areniscas verdosas de grano medio con un alto contenido de material volcánico en afloramientos muy meteorizados. Sus depósitos son fluvio volcánicos y aluviales.

**1.3.3.10 Formación Gigante.** Jiménez<sup>11</sup> menciona que, la Formación Gigante está constituida por intercalaciones de conglomerados, areniscas y arcillolitas, alternando con depósitos piroclásticos, tobas, pumitas y lahares. La edad de esta formación es Mioceno superior y fue depositada en un ambiente continental.

**1.3.4 Geología Estructural.** El Campo Hato Nuevo se encuentra dentro de un sistema estructural de tipo compresivo, definido por el sistema de la falla de cabalgamiento Dina-Cretáceo-Palgrande que en las cercanías del campo Hato Nuevo corresponde a la falla de Hato Nuevo. Este cabalgamiento inicialmente tuvo un gran desplazamiento a lo largo de una superficie de la unidad Inferior de la Formación Caballos, acunándose contra la Formación Villeta de carácter sellante, formándose así la respectiva trampa. El Campo Hato Nuevo estructuralmente corresponde a un monoclinal limitado al este por la Falla de Hato Nuevo y al oeste por un contacto agua/petróleo.

### **1.3.5 Geología del Petróleo**

**1.3.5.1 Roca Generadora.** Dos eventos anóxicos mundiales en el Albiano medio y Turoniano son los responsables de la deposición de lutitas y calizas con alto contenido de materia orgánica en las formaciones Tetuán, Bambucá y La Luna. El Kerógeno predominante es tipo II, con reflectancia de vitrinita (Ro) entre 0,5 y 1,35. Temperatura máxima 450 °C y TOC > 5%.

**1.3.5.2 Roca Reservorio.** En el campo Hato Nuevo, el principal yacimiento productor es la Formación Caballos del Cretáceo (Aptiano-Albiano). Sin embargo, las calizas de Tetuán de la Formación Villeta presentan expectativas de producción.

La Formación Caballos en el área Neiva presenta tres unidades operacionales (Caballos Superior, Medio e Inferior). En el Campo Hato Nuevo se encuentra presente las tres unidades de la Formación Caballos, a diferencia del Campo Tenay localizado en el área de Neiva, en donde sólo se pueden identificar la unidad superior de la Formación Caballos.

Tres importantes unidades de areniscas están distribuidas en la cuenca: Las formaciones Caballos y Monserrate en el Cretácico y la Formación Honda en el Mioceno. Existen además rocas calcáreas fracturadas que pueden presentar un

---

<sup>10</sup> JIMÉNEZ DÍAZ, op. cit, p.19

<sup>11</sup> JIMÉNEZ DÍAZ, op. cit, p.20

alto potencial como reservorios. Las facies arenosas de la Formación Tetuán, las cuales producen actualmente petróleo, son un nuevo objetivo para la exploración.

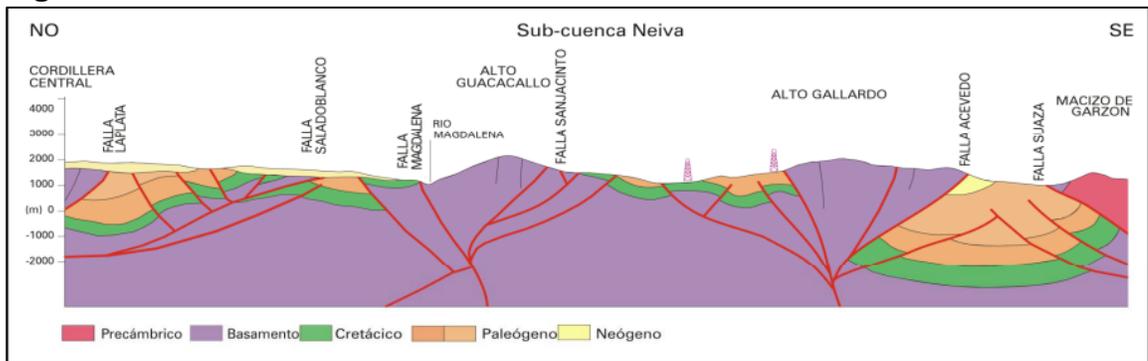
**1.3.5.3 Roca Sello.** El sello superior y lateral está representado por un importante espesor de arcillolitas plásticas de la Formación Bambucá. Las formaciones Guaduala y Honda son otros importantes sellos en la cuenca.

**1.3.5.4 Migración.** La migración comienza inmediatamente después del primer evento compresivo del Cretácico tardío y continúa hasta el presente. A lo largo de la cuenca se han documentado rutas de migración tanto horizontal como vertical. El principal transportador de hidrocarburos son las areniscas de la Formación Caballos y en menor escala las areniscas de la Formación Monserrate.

**1.3.5.5 Trampa.** Según la ANH<sup>12</sup>, dentro de las trampas halladas en la cuenca se encuentran: Pliegues asociados a flexión de falla, anticlinales fallados, sub-cabalgamientos, abanicos imbricados, retro-cabalgamientos y anticlinales asociados a transcurrencia, las cuales están distribuidas a lo largo de la cuenca. Adicionalmente, existe un potencial no explorado asociado a diferentes trampas de tipo estratigráfico.

En la **Figura 6**, se observa la estructura de la Sub-cuenca Neiva que hace parte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

**Figura 6.** Estructura de la Sub-cuenca Neiva



**Fuente.** ANH. Colombian Sedimentary Basins, Colombia 2009, p.52; Modificado por los autores.

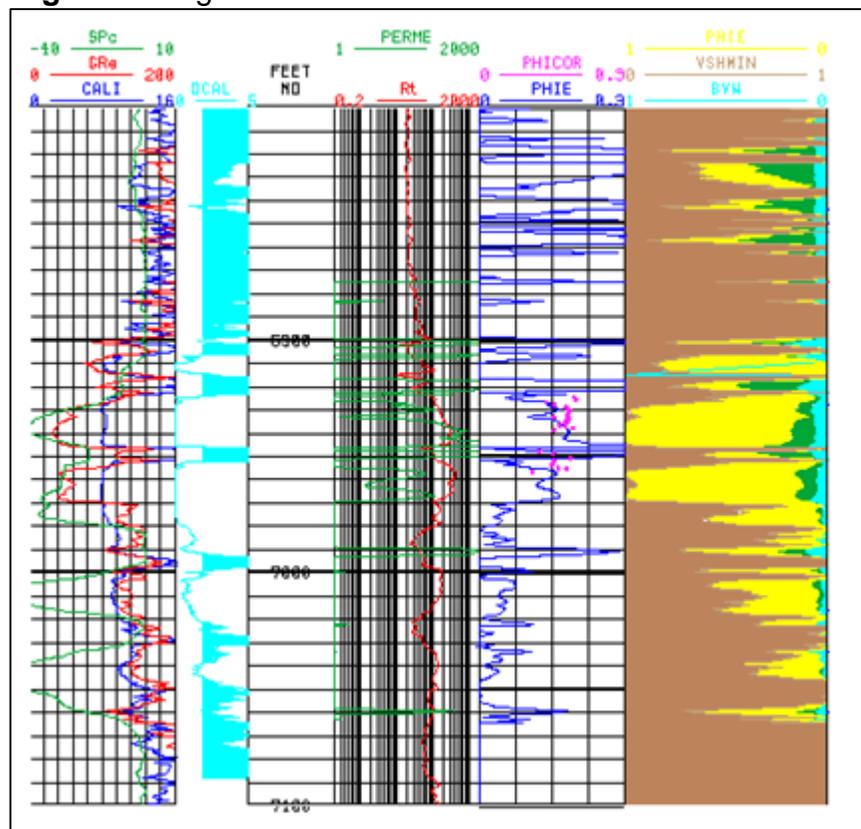
## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

<sup>12</sup> ANH. Colombia: The perfect environment for Hydrocarbons. {En línea}. {05 mayo de 2018} Disponible en: (<http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=52&dec=70>)

El campo tiene oficialmente 6.54 MBls de aceite original y se han producido 2.03 MbIs a octubre de 1998 con un factor de recobro actual de 31.05% y las reservas remanentes son de 98.800 barriles. El factor de recobro final del campo se vió afectado por la conificación o canalización del agua del acuífero por mala explotación del yacimiento.

Respecto al yacimiento, se tiene que la porosidad promedio es del 15%, la permeabilidad de 150 md, la saturación de agua de 30% como se puede observar en el registro eléctrico (**Ver Figura 7**). El espesor promedio del yacimiento es de 80 pies. La presión original del yacimiento es de 2.800 psia a 5.200 pies y la actual de 2.000 psia.

**Figura 7.** Registro Eléctrico del Pozo HN-01.



**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.11; Modificado por los autores.

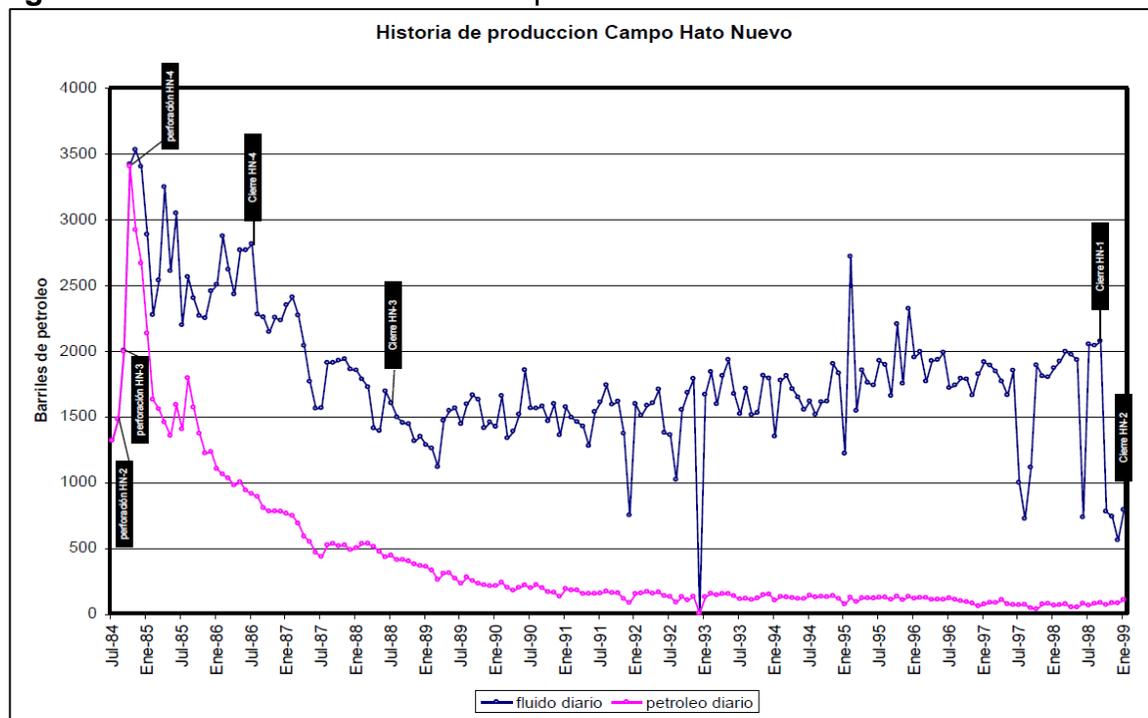
**1.4.1 Método de Producción.** El mecanismo de producción predominante en la Formación Caballos del Campo Hato Nuevo es el empuje fuerte de agua combinada con la expansión de fluidos (Gas en solución).

**1.4.2 Comportamiento de Producción.** De acuerdo con la producción del campo, es claro que la presencia del acuífero cerca de los pozos y la influencia

fuerte de este, indujo una conificación o canalización de producción de agua en todos los pozos del campo por un mal manejo de explotación. El comportamiento de producción de cada uno de los pozos muestra un decrecimiento rápido de la producción de aceite por un aumento del corte de agua, especialmente los pozos Hato Nuevo 3 y Hato Nuevo 4, que hubo que cerrarlos en menos de tres años de producción.

A continuación en la Figura 8, se puede observar el comportamiento que ha tenido a lo largo de los años el Campo Hato Nuevo, desde su inicio de producción con la perforación del HN-001, el 3 de Julio de 1984 hasta mes de enero del 1999. **(Ver Figura 8).**

**Figura 8.** Historia de Producción Campo Hato Nuevo.



**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.12; Modificado por los autores.

Debido a la baja producción en enero de 1999 y a los precios registrados del petróleo para esa fecha donde el barril estaba por los USD11.34, la empresa HOCOL junto con Ecopetrol, se vieron en la necesidad de intervenir y cesar las actividades de producción del Campo Hato Nuevo hasta el año 2007.

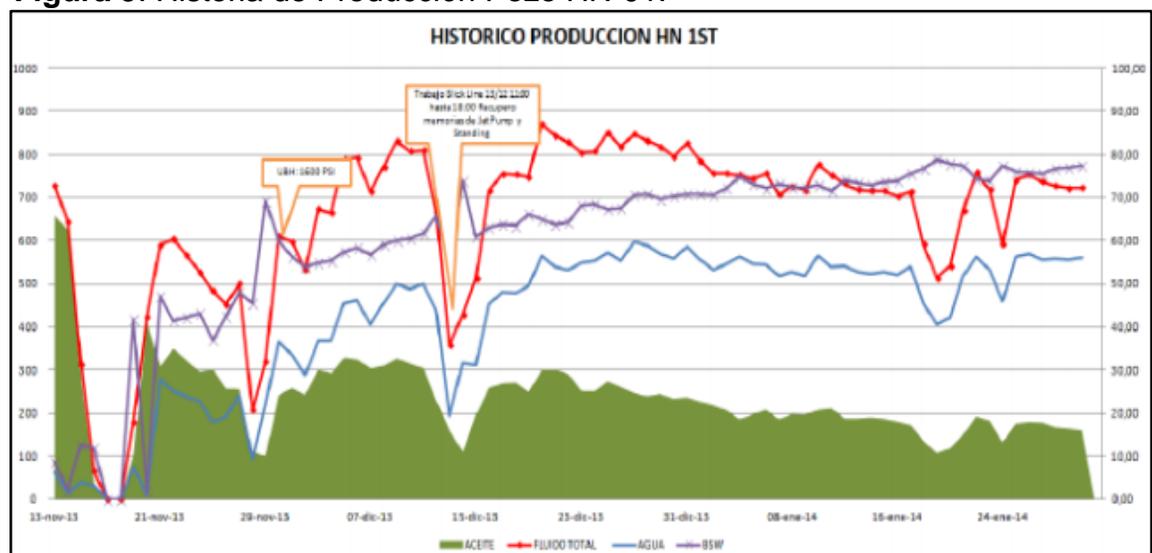
Para el 2007, según el Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial<sup>13</sup>, mediante el oficio radicado bajo el N. 4120-E1-19737 con fecha del 26 de febrero del 2007, la empresa Consorcio Empesa – NCT solicitó el establecimiento del plan de manejo ambiental para la reactivación del Campo Hato Nuevo, localizado en jurisdicción del municipio de Villavieja en el Departamento del Huila, el cual estuvo en producción desde 1984. A partir del 2007 hasta noviembre del 2013 no se tiene disposición de los datos.

Hoy en día el Campo Hato Nuevo es manejado por el Consorcio Empesa-NCT bajo el nombre de Contrato De Producción con Riesgo Para Campos Descubiertos no Desarrollados y Campos In activos CDNDI HATO NUEVO.

El Consorcio Empesa tiene una participación de 59% junto a Ecopetrol con una participación de 41%. Se tiene como con fecha del 14 de noviembre del 2014 una producción con Caudal Inicial de aproximadamente 900 BOPD y un BSW menor al 2%, sin embargo, el BSW ha aumentado hasta el 70%. En estos momentos el pozo se encuentra con una producción de 130 BOPD y un BSW de 70%.

En la **Figura 9**, se observa el histórico de producción que va desde el 13 de noviembre del 2013 hasta el 24 de enero del 2014 (**Ver Figura 9**).

**Figura 9.** Historia de Producción Pozo HN-01.



**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.16; Modificado por los autores.

<sup>13</sup> Dirección de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales. Auto No. 736. [En línea]. 26 de marzo del 2007. [6 de mayo del 2018]. Disponible en: [http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/Otros/Autos/2007/auto\\_0736\\_260307.pdf](http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/Otros/Autos/2007/auto_0736_260307.pdf)

## 2. GENERALIDADES DE LOS RASPADORES Y CARACTERÍSTICAS DEL RASPADOR ROTATIVO

En este capítulo se describen las características, funciones, construcción, operación y uso de los raspadores en las operaciones Workover. Además, se caracteriza y se describe el raspador rotativo utilizado en el Pozo A2 en el Campo Hato Nuevo.

### 2.1 RASPADORES

Los raspadores son herramientas que tienen como función limpiar las paredes internas del casing de contaminantes como lodo, restos de cemento, rípios de perforación, oxidación, parafinas y demás elementos incrustados.

Según Botil Oil Tools India Pvt<sup>14</sup> el uso del raspador es importante para mantener la limpieza en la superficie de trabajo debido a que las operaciones posteriores en el pozo son afectadas por las condiciones del diámetro interno del casing.

Así mismo, se debe tener en cuenta que un casing sin obstrucciones es fundamental para la realización posterior de operaciones eficientes en el fondo de pozo durante la perforación, el completamiento, mantenimiento y reparación de pozos.

Las características principales de un raspador son:

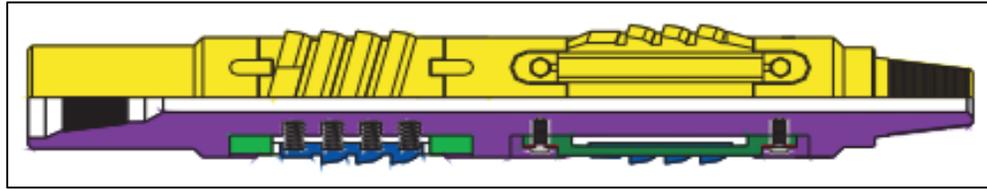
- El cuerpo del raspador es mecanizado desde una barra sólida.
- Las cuchillas del raspador están fabricadas de acero al carbono para que tengan solidez y resistencia frente a la obstrucción presente en el diámetro interno del casing.
- Los raspadores pueden tener acción giratoria o recíproca.
- El diseño del raspador permite que la herramienta sea armada según se requiera en la operación de limpieza.

El diseño del raspador convencional, cumpliendo las características mencionadas, se pueden ver las cuchillas y la barra sólida de la herramienta. **(Ver Figura 10).**

---

<sup>14</sup> BOTIL OIL TOOLS INDIA PVT. Casing Clean Up Tools. {En línea}. {27 de febrero de 2018} Disponible en: (<http://www.botilindia.com/Casing%20Clean%20Up%20Tools.pdf>)

**Figura 10.** Diseño del raspador convencional



**Fuente.** BOTIL OIL TOOLS INDIA PVT. Casing Clean Up Tools. {En línea}. {27 de febrero de 2018} Disponible en: (<http://www.botilindia.com/Casing%20Clean%20Up%20Tools.pdf>)

## 2.2 USOS DEL RASPADOR

En el año 1990 surgió un enfoque dirigido hacia los tiempos no productivos generados por la repetición de operaciones *wireline*, la mala calidad en la toma de los registros eléctricos, mal sello en los empaques, entre otros, dados por la limpieza irregular en el revestimiento. Se presentaron inconvenientes por ser herramientas de operación restringida y para esto, se innovó con la tecnología y se agregaron una serie de dispositivos para hacer que estos tiempos (NPT) se pudieran reducir. Esto llevó a una creciente competencia de las grandes prestadoras del servicio de limpieza para los pozos.

La limpieza del diámetro interno del casing es importante para las herramientas como los empaques, parches y demás similares, que se necesiten adherirse y agarrarse a la superficie del I.D. del casing y así lograr que estas herramientas no fallen al momento de instalarlas y no se generen problemas a futuro.

Para Logan Oil Tools<sup>15</sup> el raspador elimina irregularidades del casing que podrían ocasionar problemas durante la operación de empaques u otras operaciones. Así mismo, Logan Oil Tools define los siguientes principales usos del raspador:

- Limpia la parafina, el cemento endurecido y el lodo.
- Elimina las imperfecciones de algunas herramientas que hayan quedado durante la perforación (astillas del metal).
- Raspa las esquirlas generadas por las balas incrustadas en el casing.
- Elimina las mellas causadas por brocas o herramientas de pesca.

Teniendo en cuenta los usos que define Logan Oil Tools para los raspadores, se puede decir que esta herramienta es esencial para las operaciones de limpieza y así podrá generar mejores tiempos en la acomodación del pozo para las distintas operaciones que se vayan a realizar.

---

<sup>15</sup> LOGAN OIL TOOLS. Casing Scrapers. {En línea}. {27 de febrero de 2018} Disponible en: (<http://www.rubicon-oilfield.com/wp-content/uploads/Rubicon-F620-Casing-Scrapers.pdf>)

Así como se tienen los usos del raspador, hay ciertas ventajas que acompañan a la operación de esta herramienta. De acuerdo con la empresa Tasman Oil Tools<sup>16</sup>, las siguientes son las ventajas del raspador:

- Las cuchillas circulares del raspador entran en contacto con la superficie de 360° a la vez.
- Es una herramienta corta, compacta y fácil de montar y desmontar.
- Una guía más larga en las cuchillas para pasar a través de las juntas sin colgar.
- Las cuchillas de acero ofrecen una capacidad de raspado máxima.

### 2.3 CONSTRUCCIÓN DEL RASPADOR CONVENCIONAL

Para construcción de toda herramienta, se debe tener en cuenta la complejidad que traerá esta para que su operación sea la más eficaz.

En el caso del raspador, el diseño es simple y debe ser resistente para que sea fácil ensamblar y desinstalar la herramienta, también para que la operación sea sencilla, ya que se desea que limpie obstrucciones de la cara interna del casing lo más eficiente posible.

Del mismo modo, los raspadores deben estar construidos para que puedan ser operados en tuberías desde dos pulgadas hasta 13 pulgadas, por consiguiente se deben tener disponibles diferentes tamaños. En la siguiente tabla se muestran algunas especificaciones para los raspadores más usados en la industria, según sus conexiones caja y pin:

**Tabla 4.** Especificaciones Raspador de Tubería de Revestimiento

Tamaño de la tubería de revestimiento (in)(mm)	Conexión	Cuerpo OD (in)(mm)	OAL(in) (mm)	Cuerpo ID(in) (mm)	Cantidad de hojas (in) (mm)
4-1/2'	2-3/8'REG	3-5/8'(91)	38-1/4'(971.2)	3/4'(20)	2×3
5'	NC26	3-5/7'(94)	38-1/4'(971.2)	3/4'(20)	2×3
5-1/2'	NC31	4-5/16'(110)	43-5/16'(1100)	1'(25)	2×3
6-5/8'	3-1/2'REG	5-1/8'(130)	3-5/16'(1100)	1'(25)	2×3
7'	3-1/2'REG	5-3/8'(136)	3-5/16'(1100)	1-3/16'(30)	2×3
9-5/8'	4-1/2'REG	8'(203)	52'(1320)	2-1/4'(57)	2×5
13-3/8'	6-5/8'REG	11-1/4'(286)	59'(1500)	2-13/16'(71)	2×7

**Fuente.** RUGAO YAOU CO., LTD. Herramientas de reacondicionamiento. {En línea}. {4 marzo de 2018} Disponible en: (<http://yaoumachinery.es/6-workover-tool.html>)

<sup>16</sup> TASMAN OIL TOOLS. Casing Scrapers. {En línea}. {4 de marzo de 2018}. Disponible en: (<https://www.tasmanoiltools.com/wp-content/uploads/Casing-Scraper-1.pdf>)

De acuerdo con Logan Oil Tools<sup>17</sup>, los raspadores generalmente están contruidos con un cuerpo, un retenedor de cuchillas, seis cuchillas raspadoras con resortes, dos anillos retenedores, un anillo de retención superior e inferior, y dos tornillos de fijación del anillo de retención.

En el mercado, se encuentran dos tipos de cuerpo de raspador. El primero es compacto y liso permitiendo que sea una pieza resistente. El otro cuerpo de raspador es el ranurado que se encarga de bloquear cada cuchilla en la parte integral del cuerpo para garantizar seguridad y protección.

Por otro lado, Logan Oil Tools tiene dos juegos de tres cuchillas. Estas cuchillas están fabricadas con acero fundido de alta calidad para que tengan una larga duración y sean excelentes en el momento de raspar. Estas cuchillas están diseñadas para que puedan raspar más de 360° en diámetro interno del casing.

Estas cuchillas tienen con un cono largo para que pasen a través de las conexiones del casing con la menor posibilidad que queden colgando. Debido a esto, tiene resortes que mantienen las cuchillas presionadas contra la tubería y permiten que las cuchillas se compriman y depriman durante el raspado.

Las cuchillas y los resortes son mantenidos en su lugar en el cuerpo del raspador con el retenedor de cuchillas y los dos anillos retenedores.

Por último, los dos tornillos de fijación son usados por seguridad para que los anillos no se muevan de su posición.

## **2.4 OPERACIÓN DEL RASPADOR CONVENCIONAL**

El raspador normalmente se compone de la sarta de trabajo conectada a una broca a la conexión inferior. La operación es tan sencilla que solo consta en colocar el raspador dentro del casing usando rotación para limpiar la pared interior del casing.

Para la compañía Odfjell Well Services<sup>18</sup>, los raspadores se deben operar teniendo en cuenta los siguientes ítems operacionales:

- Mientras se corre la herramienta en el hoyo, las cuchillas del raspador raspan la pared del casing removiendo los restos de cemento y otros desechos.

---

<sup>17</sup> LOGAN OIL TOOLS. Casing Scrapers. {En línea}. {27 de febrero de 2018} Disponible en: (<http://www.rubicon-oilfield.com/wp-content/uploads/Rubicon-F620-Casing-Scrapers.pdf>)

<sup>18</sup> ODFJELL WELL SERVICES. OWS Wellbore clean-up technology. {En Línea}. {4 de marzo del 2018}. Disponible en: ([https://www.odfjellwellservices.com/media/1363/razrdillo\\_casing\\_scraper\\_20170302.pdf](https://www.odfjellwellservices.com/media/1363/razrdillo_casing_scraper_20170302.pdf))

- Los tapones de cemento se pueden perforar dentro del casing según se requiera.
- Durante la corrida de la herramienta, la sarta de perforación puede rotarse o moverse recíprocamente para mejorar la limpieza del pozo sin temor a daños o desgaste en la tubería de perforación o en las herramientas de limpieza de pozo.

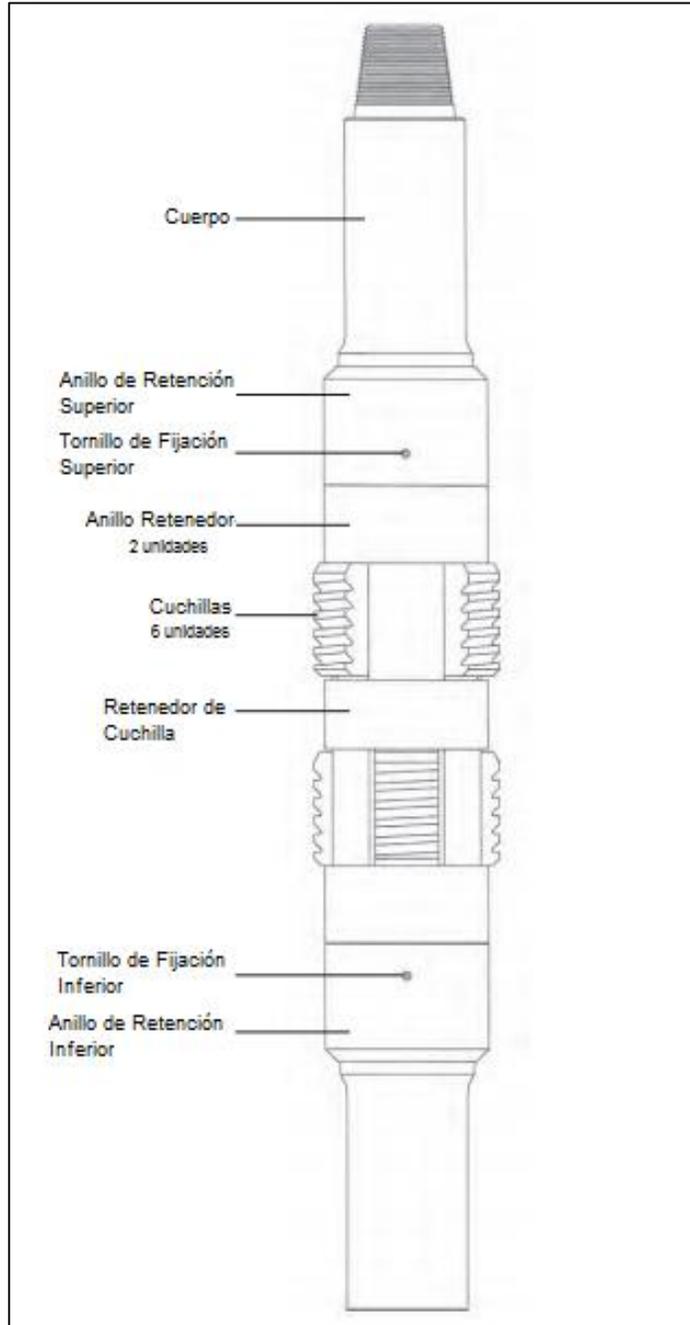
Para la debida operación del raspador se cuenta con la integridad de la herramienta. Esto tiene en cuenta que en las operaciones de limpieza de pozos, se pueden configurar con cualquier tipo de conexiones hacía la plataforma, incluidas las conexiones de torsión superior. Esto es necesario para que no se tengan que usar *crossovers*.

Así mismo, el mandril no tiene conexiones internas para que tenga una mayor resistencia en la operación del raspador.

La operación del raspador es simple pero robusta, para que cada uno de los componentes de la herramienta sean funcionales y así disminuir los tiempos no productivos durante la finalización del pozo, así como limpiar las obstrucciones que pueden ocasionar problemas en válvulas, componentes electrónicos, entre otros.

A continuación en la **Figura 11** se pueden ver las partes que conforman al raspador y como se constituye este:

**Figura 11.** Construcción de un raspador



**Fuente.** LOGAN OIL TOOLS. Casing Scrapers. {En línea}. {27 de febrero de 2018} Disponible en: (<http://www.rubicon-oilfield.com/wp-content/uploads/Rubicon-F620-Casing-Scrapers.pdf>)

## **2.5 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA INEFICIENTE LIMPIEZA DEL CASING Y GENERADOS POR EL RASPADOR**

Se debe tener en cuenta ciertas causas de la inadecuada limpieza que puede tener un revestimiento en el diámetro interno para poder evaluar los efectos que dan como resultado de dichas causas. En primer lugar, teniendo en cuenta la evaluación financiera, se tiene falta de recursos para la aplicación de nuevas prácticas en esa área y falta de la implementación de nuevas tecnologías en los raspadores. Por parte de la evaluación técnica, una causa de la ineficiente limpieza es no tener en cuenta los parámetros de limpieza después de un Drill Out.

Esto da como resultado, los problemas ocasionados por la ineficiente limpieza del revestimiento que son los siguientes:

- Mal sello de los empaques al revestimiento. Este es uno de los principales problemas que se pueden generar en el revestimiento ya que puede generar que la tubería de producción, mediante los empaques, no se adhieren a la superficie del revestimiento ocasionando una posible caída y posterior operaciones de pesca.
- Dificultad en operaciones wireline. Se tendrán problemas para la operación en el recorrido a fondo de las herramientas y equipos si no se realiza la correcta limpieza.
- Mala calidad de toma de registros de cementación. Al tener un recorrido irregular debido a la limpieza parcial del revestimiento, habrán irregularidades en los datos que se deberán tomar en cuenta, si no los datos no serán los correctos y se darán lecturas erróneas en dichos registros.
- Dificultad en bajar herramientas en el revestimiento en operaciones post cañoneo. Irregularidades dentro del revestimiento debido a la ineficiente limpieza harán que los recorridos tomen más tiempo. Pueden hasta generar un atascamiento de una herramienta.
- Aumento de gastos al repetir operaciones. Si se debe realizar nuevamente la toma de un registro debido a los datos erróneos, se incurrirán en gastos no planeados

Así mismo, también hay problemas que pueden ser generados por el raspador al momento de operarse. Entre ellos están:

- Desgaste de material del revestimiento. Al ser una herramienta que exige el contacto físico directo entre materiales, existe cierto mínimo riesgo de que haya un desgaste en la superficie del material del revestimiento. Esto puede ser debido a las cuchillas que no sean compatibles con el material del revestimiento. Sin embargo, esto se debe evaluar previo a la operación para así evitar dicho desgaste.

- Mala operación de las cuchillas al momento de accionarse, puede generar un atascamiento de las herramientas durante el recorrido.
- Debido a la fricción de las cuchillas del raspador puede generar posibles grietas en el revestimiento, generando un serio problema y necesitando una cementación secundaria.

Cabe aclarar que los materiales que componen el raspador y sus cuchillas (acero al carbono) están diseñadas para que no afecten la integridad del revestimiento, sin embargo existe un mínimo margen de posible desgaste por la fricción.

## 2.6 RASPADOR ROTATIVO

Los raspadores convencionales no rotativos son los más utilizados en industria dentro de las operaciones de mantenimiento de pozos, tienen sujetados unas piezas llamadas cuchillas que con la ayuda de resortes les permiten entrar y salir generando la limpieza. Para su uso, la maniobra se limita a un movimiento reciproco “subida-bajada” lo cual genera un barrido parcial sobre la tubería de revestimiento y que las áreas no queden completamente pulidas, ocasionando mínimas restricciones que pueden formar acumulaciones de los diferentes sólidos.

Dado lo anterior, las empresas buscando disminuir los tiempos no productivos, se dedicaron a diseñar una herramienta cuya innovación realizada se basó en dos principales características las cuales son:

- Rotación:** Es necesaria para hacer girar la herramienta y proporcionar una limpieza de 360° al casing, además este movimiento ocasiona que el fluido tenga un comportamiento turbulento ayudando al transporte de los residuos sólidos y a la mezcla homogénea de productos químicos que contribuyan a la eliminación de estos residuos.
- Reciprocidad:** El movimiento alternativo generado en la herramienta que corresponde a subirla y bajarla para ir raspando los sólidos adheridos a la pared del revestimiento. Mediante este movimiento se generan oleadas del fluido mientras se empujan la tubería hacia abajo, lo que produce flujos turbulentos ayudando mecánicamente a mover los residuos del pozo.

Por ello, el uso de otro tipo de raspadores de movimiento rotativo, que presentan una mejora en el diseño con respecto al anterior, pues sus cuchillas son más resistentes y fijas al cuerpo de la herramienta, además de tener cerdas metálicas haciendo la función de cepillos, permiten alcanzar una mejor limpieza ya que se pueden reciprocarse y girar simultáneamente.

El principio de funcionamiento del raspador rotativo está accionado mecánicamente por la rotación originada desde la sarta en la mesa rotaria que a

su vez obtiene su rotación de un motor eléctrico. Para el correcto funcionamiento, es recomendable realizar una rotación de 40 y 60 RPM.

## 2.7 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LIMPIEZA CON RASPADORES

Para la correcta operación de limpieza con los raspadores se establecieron los siguientes parámetros:

- a. PESO SOBRE EL GANCHO: Con un peso del bloque de 8 Klbs, y el factor de fricción usado fue de 0.25 en casing. Se puede observar un peso bajando de 88.4 Klbs y un peso subiendo de 114.7 Klbs (**Tabla 5**)

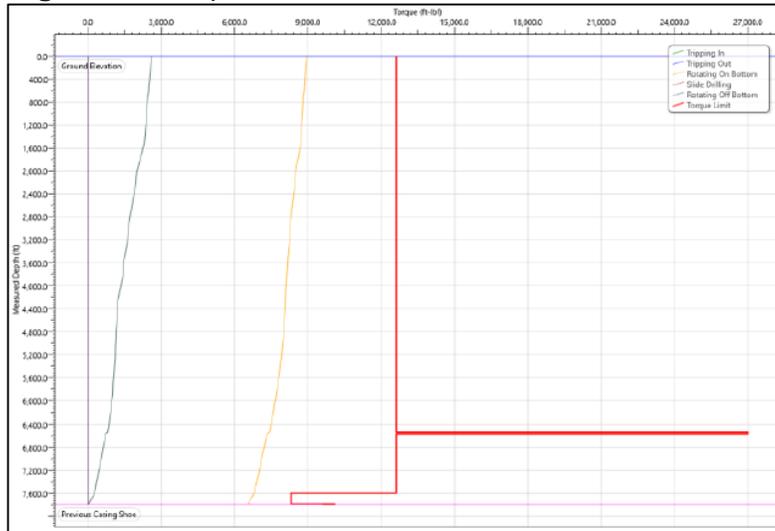
**Tabla 5.** Peso sobre el gancho

	Peso (Kips)
Peso Subiendo	114.7
Peso Bajando	88.4

**Fuente.** Elaboración propia

- b. TORQUE A LO LARGO DE LA SARTA: No se presenta alerta de torque durante el trabajo. Se está por debajo del límite de torque tanto para tubería como para las herramientas de fondo. (**Figura 12**)
  - a. Torque esperando es superficie para rotar la sarta: 2,599 lb-ft
  - b. Torque esperado en superficie 8,982 lb-ft; con un peso en la broca de 20klbs y un torque en fondo de 6,500 ft-lbs.

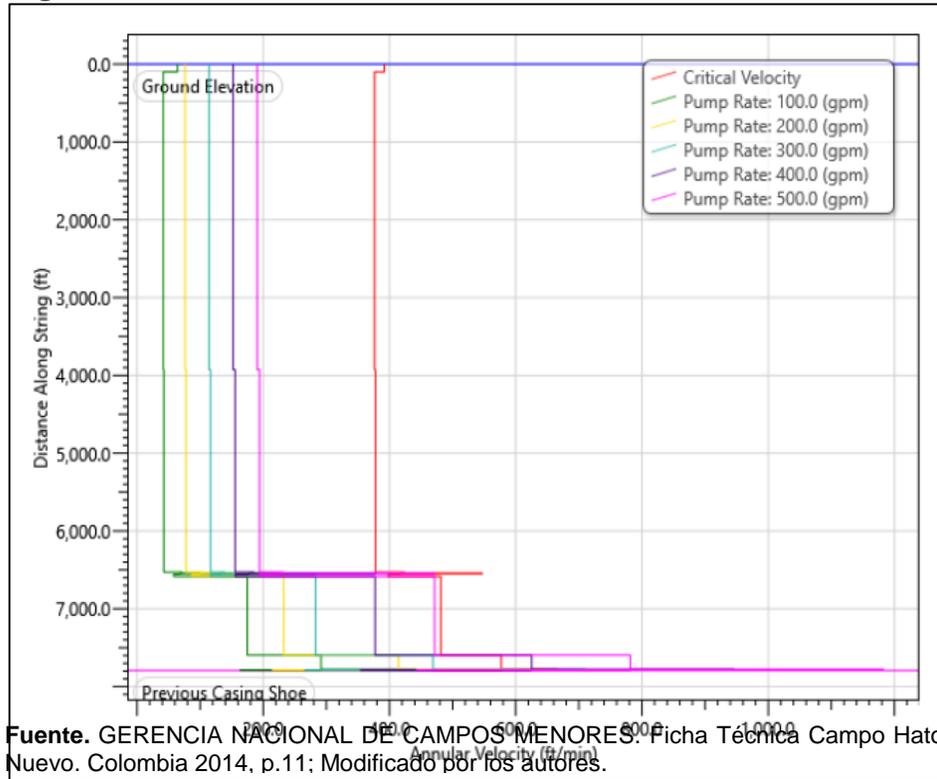
**Figura 12.** Torque VS Profundidad



**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.11; Modificado por los autores.

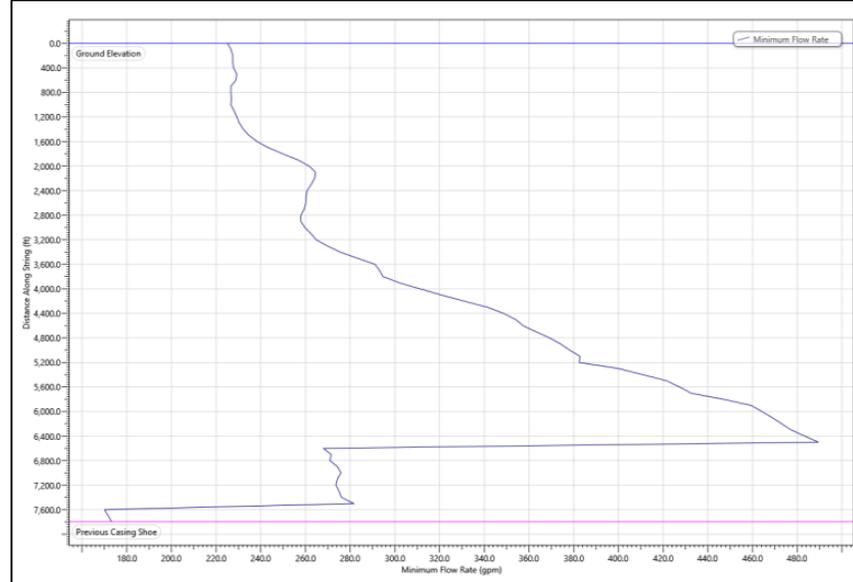
- c. VELOCIDAD ANULAR: Para mantener una velocidad anular mayor o igual a 150 fpm, la rata de bombeo se requiere de mínimo 400 gpm que sería mínimo recomendado. Con 189 gpm, se tiene una velocidad de 232 ft/min en el revestimiento de 7". **(Figura 13)**

**Figura 13.** Velocidad Anular VS Distancia



- d. CAUDAL DE FLUJO: Se recomienda una tasa de bombeo de mínimo 480 gpm para garantizar la evacuación de los sólidos suspendidos en el anular, con un caudal de bombeo de 189 gpm se observa que no es suficiente para evacuar la totalidad de sólidos a superficie el fluido de trabajo. **(Figura 14)**

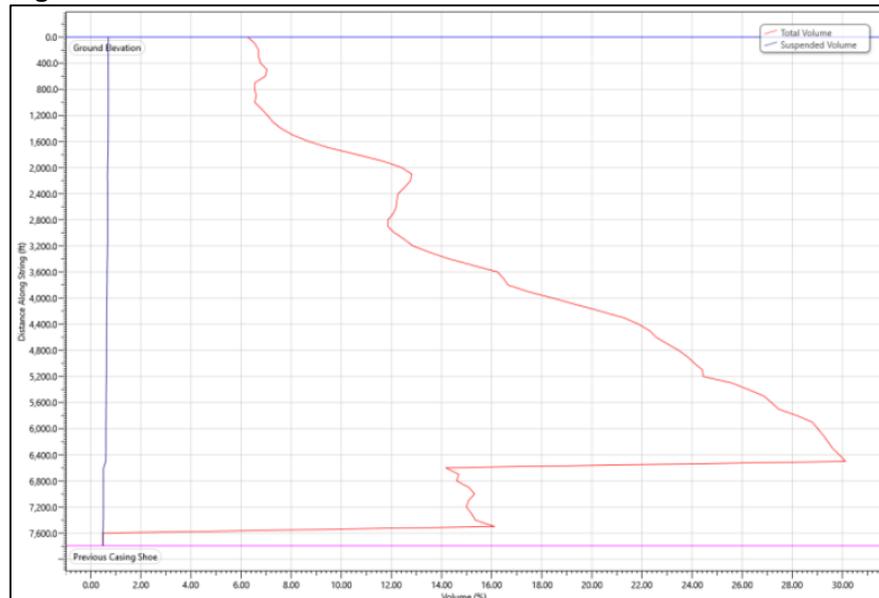
**Figura 14. Caudal VS Distancia**



**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.11; Modificado por los autores.

- e. **HIDRÁULICA DE CORTES:** Para tener un porcentaje de sólidos menor al 1% se debe manejar un caudal mayor o igual a 480 gpm, con una caudal de bombeo de 189 gpm, se espera que en el pozo quede un porcentaje de sólidos cercano al 30% suspendidos en el anular. Durante el trabajo, el mínimo caudal recomendado es de 480 gpm para garantizar que todos los sólidos suspendidos en el anular sean evacuados a superficie.

**Figura 15. Hidráulica de cortes**



**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.11; Modificado por los autores.

### 3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS PROCEDIMIENTOS CORRESPONDIENTES A LA CORRIDA DE LA HERRAMIENTA CONVENCIONAL

En este capítulo, se presentará el procedimiento de funcionamiento respectivo a la herramienta convencional y el arquetipo del ensamble para que la operación sea la deseada.

De acuerdo a la evaluación que se está realizando al raspador rotatorio, se plantean dos escenarios (A y B). El Escenario A corresponde al raspador convencional, mostrando el diseño de la sarta y el procedimiento para la corrida de la herramienta. Así mismo, el Escenario B corresponde al raspador rotatorio y se muestra también el diseño de la sarta correspondiente para la operación de limpieza con el raspador rotatorio.

#### 3.1 DISEÑO SARTA DE OPERACIÓN CON EL RASPADOR CONVENCIONAL

Teniendo en cuenta el diseño propuesto para la corrida del raspador convencional, se seleccionó un BHA (Bottom Hole Assembly) de acuerdo a las herramientas y equipos que se tenían a disposición.

Por lo anterior, el diseño de la sarta de operación o del BHA para el Escenario A incluyen las siguientes herramientas:

- a. Broca.
- b. Porta Broca (Bit Sub).
- c. Raspador convencional.
- d. Collares de perforación (Drill Collar).
- e. Tubería de perforación pesada (Heavy Weight Drill Pipe).
- f. Martillo (Jar).
- g. Tubería de perforación (Drill Pipe).

De acuerdo a lo anterior, el diseño del BHA para estas operaciones de limpieza con el raspador convencional es simple y no requiere herramientas complejas. Así mismo, recordar que cada una de estas herramientas cumple con una función específica o varias funciones al mismo tiempo.

**3.1.1 Broca.** Este es el primer componente del BHA propuesto y su función es cortar y/o triturar la formación durante la perforación. Existen dos tipos de broca fundamentales y los más usados en la industria que se clasifican de acuerdo al funcionamiento de sus cortadores: La broca tricónica que aplasta, comprime y deforma la roca y por otro lado, la broca PDC (Diamante Compacto Policristalino) que barre la cara de la roca por medio de cortes. **(Ver Figura 16)**

**Figura 16. Broca PDC**



**Fuente.** ROCKPECKER. Bits. {En Línea}. {20 de mayo de 2018}. Disponible en: (<http://rockpecker.com/bits/>)

**3.1.2 Porta Broca (Bit Sub).** Es un tubo cuya conexión es box-box y se ubica arriba de la broca cuando no se está usando un estabilizador cerca de la broca. La función es conectar la broca con el raspador. **(Ver Figura 17)**

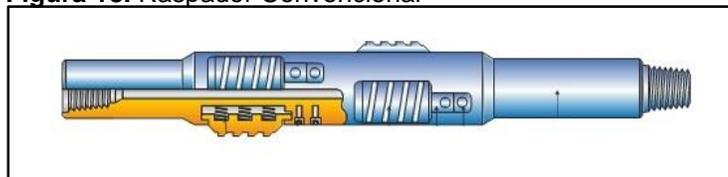
**Figura 17. Porta broca (box-box)**



**Fuente.** MAGNUM OIL TOOLS. Pump-Off Bit Sub. {En línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: (<http://www.magnumoiltools.com/products/pump-off-bit-sub>)

**3.1.3. Raspador Convencional.** Es una herramienta usada para realizar la remoción de incrustaciones o residuos de la superficie interna de la tubería de revestimiento. El movimiento de esta herramienta convencional es reciproco “subida-bajada”, lo cual genera un barrido parcial en el diámetro interior de la tubería de revestimiento. **(Ver Figura 18)**

**Figura 18. Raspador Convencional**



**Fuente.** AMERICAN COMPLETION TOOLS. Casing Scraper. {En línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: (<https://americancompletiontools.com/casing-scraper/>)

**3.1.4. Collares de Perforación (Drill Collar).** Los collares de perforación son tubos de acero pesado y rígido. Estos son usados al fondo del BHA para dar peso sobre la broca (WOB), además de rigidez y así evitar problemas en el funcionamiento de la broca. Los collares de perforación pueden ser lisos y también espirales. Según el ingeniero Moret<sup>19</sup>, en la perforación direccional comúnmente se usa el espiral ya que reduce el área de contacto en un 40% con una reducción de peso en un 4%, reduciendo la pegadura diferencial. **(Ver Figura 19)**

**Figura 19.** Collares de Perforación



**Fuente.** LAKE PETRO. Drill Collar. {En línea} {20 de mayo de 2018} Disponible en: (<http://www.lakepetro.com/ProductShow.asp?ClassID=21&ID=1556&name=Drill%20Collar>)

**3.1.5 Martillo (Jar).** Esta herramienta está diseñada para desarrollar un impacto ya sea hacia arriba o hacia abajo en el pozo, para que en dado caso de un estancamiento de la sarta mientras sube o baja en el viaje, logre librarse y así continuar con el recorrido. Los martillos son comúnmente usados en pozos desviados y así, en caso de pega de tubería, librarse lo más pronto posible. Los martillos pueden ser mecánicos, hidráulicos o ambos. **(Ver Figura 20)**

**Figura 20.** Martillo Hidráulico

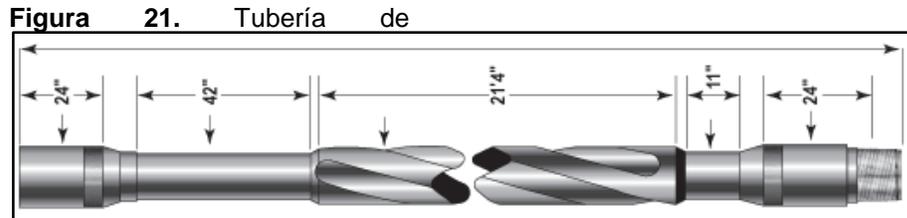


**Fuente.** WENZEL DOWNHOLE. Hydraulic/Mechanical Drilling Jar. {En línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: <http://downhole.com/portfolio-items/hydraulic-mechanical/>

---

<sup>19</sup> MORET, Gregorio. BHA y Diseño de BHA. Trabajo de investigación (Maestría en Perforación Petrolera). Anaco, Universidad Nacional Experimental Politécnica De La Fuerza Armada Nacional. Facultad de Ingenierías. 2012, 23p.

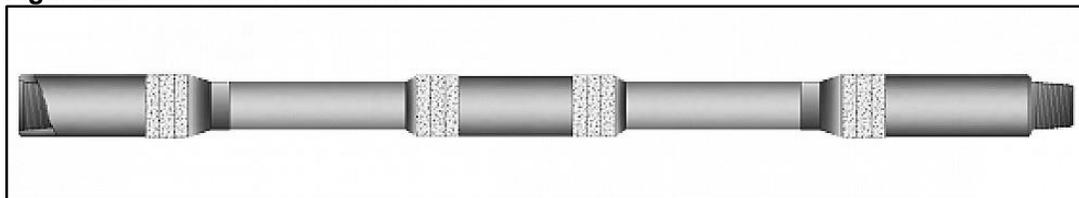
**3.1.6 Tubería de Perforación (Drill Pipe).** Es el tipo de tubería que se utiliza para facilitar la perforación agregando torques a la broca, al mismo tiempo que ejerce peso sobre ella y transporta el fluido de perforación. Los datos principales que deben conocerse sobre las tuberías de perforación son diámetro nominal, peso nominal, clase grado, resistencia a la tensión, colapso y torsión. Es importante lo anterior mencionado ya que gran parte de la sarta se compone de esta tubería y se deben evitar los problemas de cualquier magnitud. **(Ver Figura 21)**



**Fuente.** GLOBAL SPEC. Drill Pipe Information. {En línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: [https://www.globalspec.com/learnmore/specialized\\_industrial\\_products/mining\\_equipment/drill\\_pipe](https://www.globalspec.com/learnmore/specialized_industrial_products/mining_equipment/drill_pipe)

**3.1.7 Tubería de Perforación Pesada (Heavy Weight Drill Pipe).** Es la tubería de perforación de peso intermedio con dimensiones similares a la tubería de perforación. El diámetro externo del tubo es protegido del desgaste por abrasión, ya que es un problema común, por un protector de desgaste. Para Moret<sup>20</sup>, los Heavy Weight Drill Pipe (HWDP) son menos rígidos que los collares de perforación y tienen menos contacto en las paredes permitiendo alcanzar altas tasas de perforación con un torque reducido. Lo anterior permite que el BHA minimice el uso de los collares de perforación y así, aumente el uso de HWDP para compensar el peso sobre la broca (WOB). **(Ver Figura 22)**

**Figura 22.** Tubería de Perforación Pesada

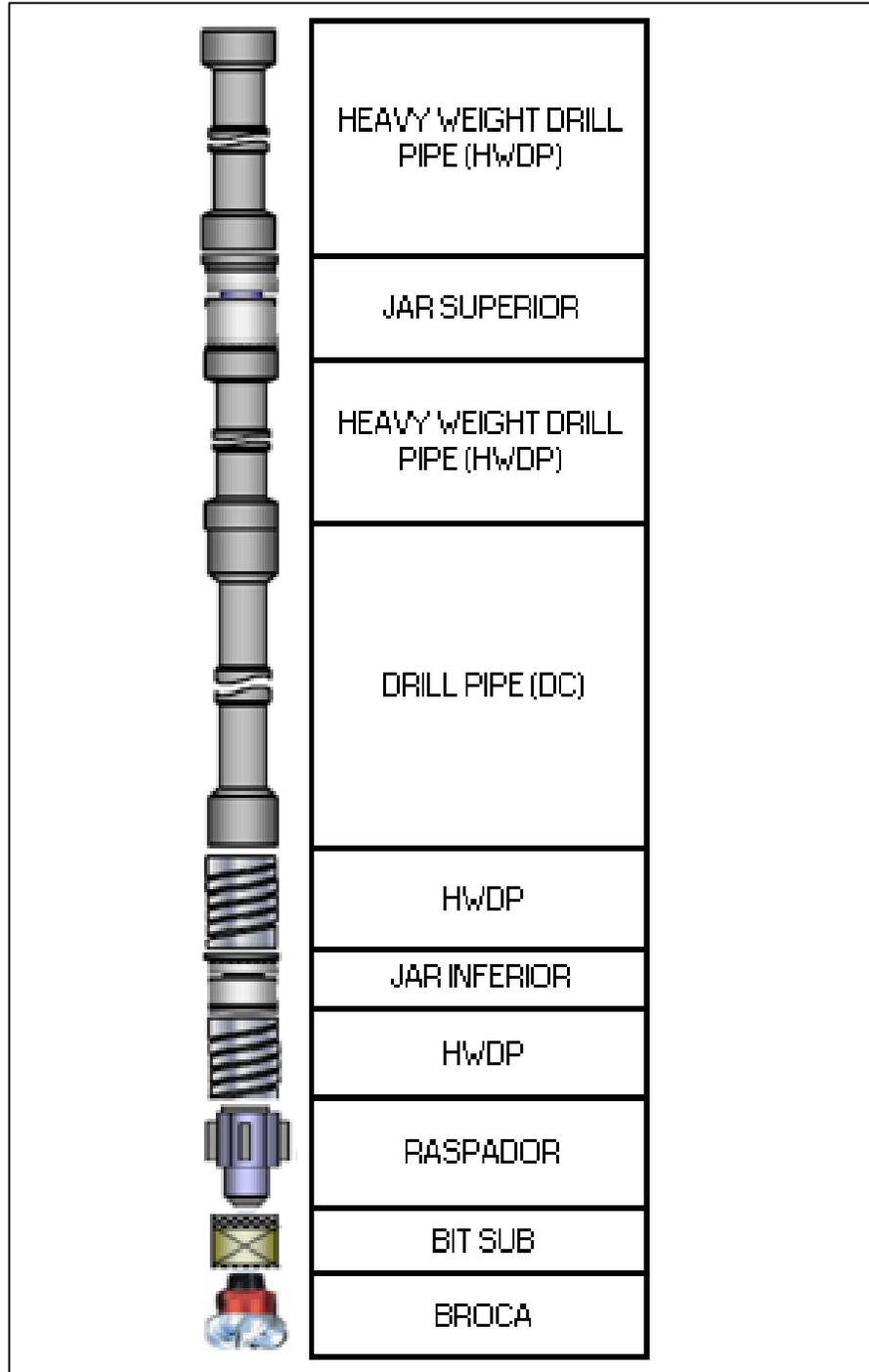


**Fuente.** ROYAL WAGENBORG. Heavy Weight Drill Pipes. {En Línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: <https://www.wagenborg.com/our-companies/wagenborg-oilfield-services/services/drilling-tools-rental/heavy-weight-drill-pipes>

En la **Figura 23** que se presenta a continuación, se muestra el diseño de un BHA con la herramienta convencional:

<sup>20</sup> Ibid., p. 6.

**Figura 23.** BHA con Raspador Convencional.



**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

### **3.2 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DEL BHA CON EL RASPADOR CONVENCIONAL**

El siguiente es el procedimiento operacional del BHA incluyendo el raspador convencional para la limpieza del revestimiento de 7 pulgadas, toma de registros de cementación y drill out en un pozo:

- a. Se arma el BHA con raspador convencional así:
  - i. Broca PDC 6 (1/8)"
  - ii. Bit Sub 4 (3/4)"
  - iii. Raspador Convencional 4 (3/4)"
  - iv. 2 paradas x 4" HWDP
  - v. Jar Inferior.
  - vi. 2 paradas x 4" HWDP
  - vii. 54 paradas x 4" DP
  - viii. 23 paradas x 4" HWDP
  - ix. Jar Superior
  - x. 9 paradas x 4" HWDP
- b. Hacer drill out desde 3.715' hasta 3.754' según el procedimiento del operador.
- c. Circular y bombear píldoras de limpieza hasta superficie en fondo.
- d. Realizar operaciones de limpieza en fondo, raspando con las cuchillas del raspador.
- e. Sacar tubería y BHA hasta superficie.
- f. Ya realizada la limpieza del revestimiento, se procede a correr los registros de cementación (Gamma Ray, USIT, CBL, VDL. CCL) para verificar la integridad del cemento.

## **4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS PROCEDIMIENTOS CORRESPONDIENTES A LA CORRIDA DEL RASPADOR ROTATIVO**

Anteriormente se propuso presentar dos escenarios diferentes en donde se muestra el ensamble de dos herramientas, por un lado, se presenta un BHA que incorpora un raspador que ha sido denominado como una herramienta convencional, esta herramienta se presentó en el capítulo 3.

El capítulo 4, presentará el procedimiento del funcionamiento respectivo a la herramienta convencional y el arquetipo del ensamble para que la operación sea la deseada. Con el diseño del ensamble con el raspador rotativo se espera que genere unos tiempos óptimos de respuesta y así mismo, la puesta en marcha de esta herramienta genere un excelente trabajo que sea congruente con la inversión, con los costos y con los resultados de la operación.

### **4.1 DISEÑO SARTA DE OPERACIÓN CON EL RASPADOR ROTATIVO**

Teniendo en cuenta las características del Campo Hato Nuevo se realizó la selección del diseño más acertado, más completo que pudiera desenvolverse en la operación de la mejor manera, un diseño que fuera consecuente con el objetivo de la operación, que lograra realizar una limpieza más eficiente sin tener que incurrir en gastos adicionales. Para esto se seleccionó un BHA (Bottom Hole Assembly) de acuerdo a las herramientas y equipos que se tenían a disposición y cuyo ensamble representarían un equipo más robusto más completo y confiable.

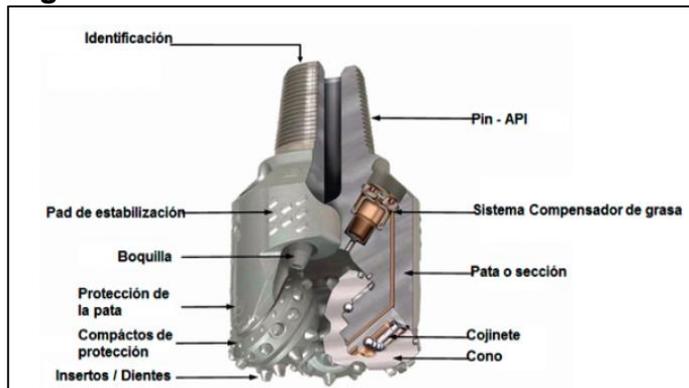
De acuerdo a los argumentos anteriormente descritos el diseño de la sarta de operación para el Escenario B, está constituido por el siguiente conjunto de herramientas:

- A. 6-1/8" Broca tricónica (full open) - Torque de apriete 3-1/2" REG: 5500 lb-ft
- B. Bit sub 3-1/2" Reg x 3-1/2" IF
- C. Raspador (7" - 23 lb-ft) - Torque de apriete 3-1/2" IF: 11000 lb-ft
- D. Cepillo (7" - 23 lb-ft) - Torque de apriete 3-1/2" IF: 11000 lb-ft
- E. 1 paradas x 4" HWDP
- F. 20 paradas x 4" DP
- G. 24 paradas x 4" HWDP
- H. 13 paradas x 4" DP

El anterior ensamble describe el arquetipo de un ensamble BHA utilizado en operaciones de limpieza con un raspador rotativo, a continuación, se puede apreciar en detalle el funcionamiento de cada una de las herramientas que componen la herramienta y entender así la importancia de la selección de estas dentro de la operación.

**4.1.1 Broca. (Broca de fricción de acero de pulido de pedazo del diente del hilo TCI del 6 ¼")** Esta broca en su configuración es hueca dispone de boquillas que permiten la expulsión del fluido de perforación, a gran velocidad y a alta presión con el fin de lograr una limpieza continua de la broca, en el caso de formaciones intermedias-suaves, ayuda a romper la roca. La superficie que comprende los pedazos tricónicos constan en su parte móvil, de acero nuevo y usado del carburo de tungsteno, fabricados a partir de un tamaño estándar de 3 3/8" (85.7m m) **(Ver Figura 24)**

**Figura 24. Broca Ticónica.**



**Fuente.** GORDON, Orlando. Seminario de rocas de perforación. Nivel básico. Caracas. PDVSA, 2011.

En la **Figura 25** se presenta el modelo de la broca que se va utilizar en el escenario B, esta broca corresponde a una broca triconica de carburo de tungsteno y acero utilizada en formaciones duras y semiduras, esta broca es de tipo **RC 217** y tiene un serial **5274030**.

**Figura 25. Broca Ticónica Tipo RC 217**



**Fuente.** SOLLROC. Sollroc Drilling. Tools. {En línea}. {10 de mayo de 2018} Disponible en: (<http://spanish.dth-tools.com/tricone-drill-bit-for-hard-medium>)

**4.1.2 Porta Broca (Bit Sub).** El Bit sub es una herramienta indispensable a la hora de realizar conexiones en este caso se utiliza para generar un sello uniforme que garantice la conexión en este caso su diseño cumple el objetivo de conectar la parte inferior de la broca con la primera pieza del equipo BHA. **(Ver Figura 26)**

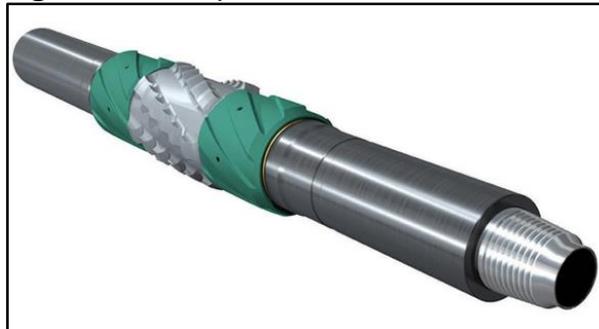
**Figura 26.** Porta Broca.



**Fuente.** WORKSTRINGS INTERNATIONAL. Equipment. {En línea}. {7 de mayo del 2018}. Disponible en: <http://workstringsinternational.com/equipment/accessories/subs/>

**4.1.3. Raspador Rotativo.** El raspador rotativo es una herramienta de limpieza configurada y diseñada para cumplir con el objetivo de chocar al ras con las paredes internas de la tubería provocando una limpieza del tipo mecánico, al entrar en contacto la superficie superior del raspador con la tubería este logrará desprender de la superficie interna de esta, las películas de lodo y otros materiales que van causando acumulación generando un efecto de restricción que influyen en la reducción del diámetro del drill pipe. **(Ver Figura 27)**

**Figura 27.** Raspador rotativo.



**Fuente.** ODFJELL WELL SERVICES. OWS Wellbore clean-up technology. {En Línea}. {4 de marzo del 2018}. Disponible en: ([https://www.odfjellwellservices.com/media/1363/razrdill\\_o\\_casing\\_scraper\\_20170302.pdf](https://www.odfjellwellservices.com/media/1363/razrdill_o_casing_scraper_20170302.pdf))

La herramienta se puede utilizar como un dispositivo independiente para ejecuciones de limpieza donde la profundidad total de la conexión puede necesitar establecerse o integrarse en un sistema de viaje único en combinación con otras herramientas de limpieza del pozo. El diseño del componente adaptable permite que la herramienta se construya según se requiera para la aplicación del uso.

En la **Figura 28**, se muestra el raspador rotativo que se utilizó en la operación de limpieza en el Campo Hato Nuevo. Este tiene una medida aproximada de 1.6 metros, es decir 5.249 pies.

**Figura 28.** Raspador rotativo utilizado en el Campo Hato Nuevo.



**Fuente.** Elaboración propia

**4.1.4. Collares de Perforación (Drill Collar).** Los collares de perforación hacen referencia a un componente que se integra dentro de la sarta de perforación, se describen como piezas cilíndricas tubulares con un diámetro grueso fabricados a partir de barras de acero al carbono, los diseños de un collar de perforación traen una abertura en cada extremo por donde se genera un canal apto para bombear fluidos a través de ellos. **(Ver Figura 29)**

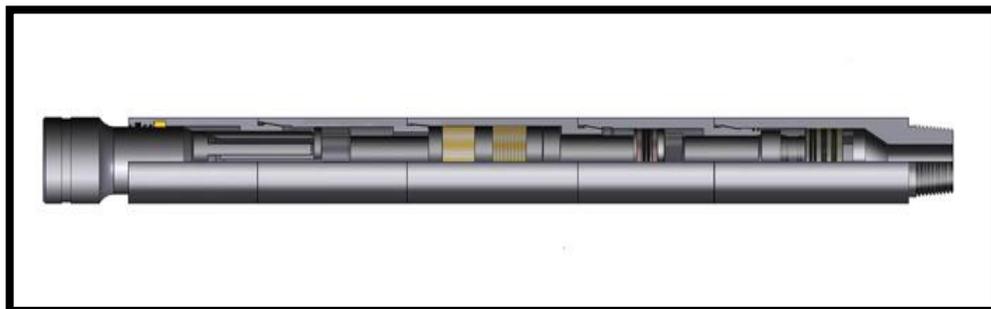
**Figura 29.** Herramienta Drill pipe.



**Fuente.** E&M PETRO GROUP. Drill Collar. {En línea}. {20 de mayo de 2018}. Disponible en: (<https://www.drillpipesupply.com/project/drill-collars/>)

**4.1.5 Martillo (Jar).** Los martillos son dispositivos utilizados en el ensamble de una sarta de perforación están diseñados para proporcionar impactos contundentes a la sarta de perforación en sentido vertical, tanto hacia arriba como hacia abajo, estos pueden ser activados hidráulica o mecánicamente, funcionando básicamente con el mismo propósito; un mecanismo de aceleración y desaceleración. Los martillos están constituidos por un tubo de diámetro mayor que está unido a la parte inferior de la sarta y a un mandril de diámetro inferior, que a su vez está unido a la tubería libre que puede desplegarse liberando una gran energía que se convierte en aceleración hacia arriba o hacia abajo. **(Ver Figura 30)**

**Figura 30.** Martillo integrado de perforación.



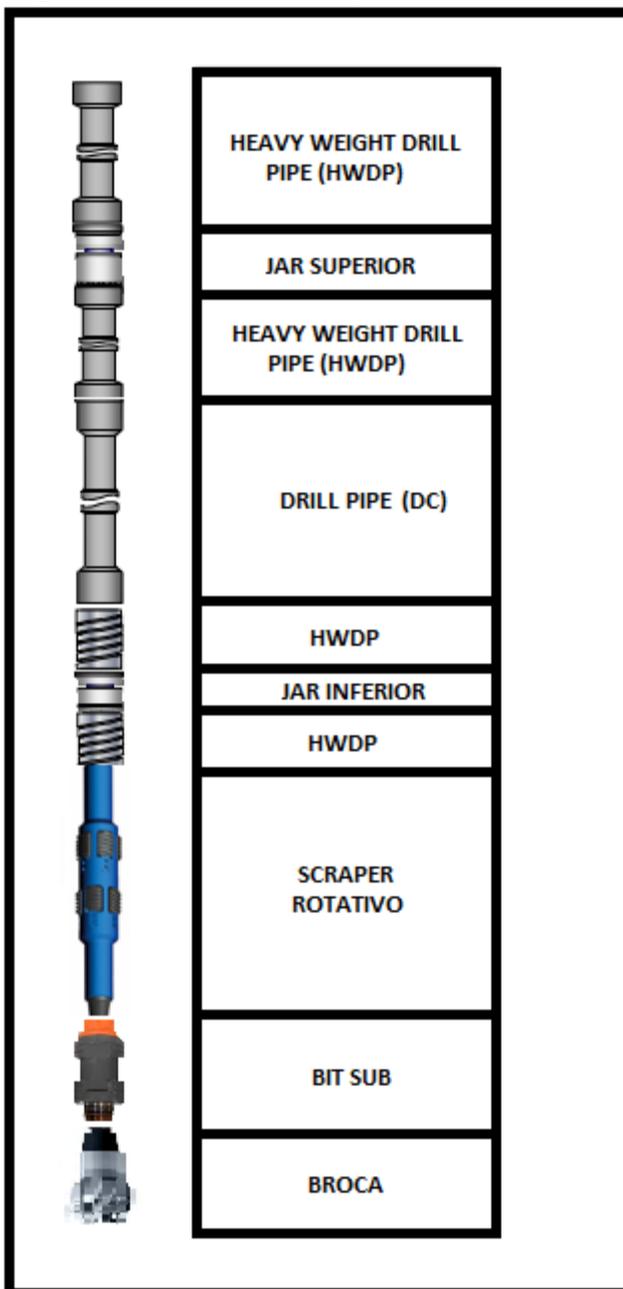
**Fuente.** GAOFENG PETRO. Jar Dual. {En Línea}. {28 de mayo de 2018}. Disponible en: (<http://www.gaofeng-petro.com/Products/Drilling-Jars/Integral-Mechanical-Drilling-Jar-Type-JSZ.html#.Wxg6k0gvzI>)

**4.1.6 Tubería de Perforación (Drill Pipe). (Ver Figura 21)**

**4.1.7 Tubería de Perforación Pesada (Heavy Weight Drill Pipe). (Ver Figura 22)**

A continuación en la **Figura 31**, se muestra el BHA diseñado con el raspador rotativo:

**Figura 31.** BHA con Raspador Rotativo.



**Fuente.** CONSORCIO EMPESA - NCT.  
Modificado por los autores.

## 4.2 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DEL BHA CON EL RASPADOR ROTATIVO

El siguiente es el procedimiento operacional del BHA incluyendo el raspador rotativo para la limpieza del revestimiento de 7 pulgadas, toma de registros de cementación y drill out en un pozo:

- a. Se arma el BHA de limpieza con raspador rotativo así:
  - i. 6-1/8" Broca tricónica (full open) -Torque de apriete 3-1/2" REG:5500 lb-ft
  - ii. Bit sub 3-1/2" Reg x 3-1/2" IF
  - iii. Raspador (7" - 23 lb-ft) - Torque de apriete 3-1/2" IF: 11000 lb-ft
  - iv. Cepillo (7" - 23 lb-ft) - Torque de apriete 3-1/2" IF: 11000 lb-ft
  - v. 1 paradas x 4" HWDP
  - vi. 20 paradas x 4" DP
  - vii. 24 paradas x 4" HWDP
  - viii. 13 paradas x 4" DP
  
- a. Bajar tubería libre hasta la parada # 29 de DP 4" @ 3391 ft, 200 ft antes de tope teórico en condiciones normales del TOC.
- b. Conectar top drive en la parada #30 de DP 4", llenar tubería y romper circulación, tomar pesos de la sarta (peso subiendo, bajando, neutro y rotando libre).
- c. Continuar bajando con precaución y circulación en mínima sin rotación. En caso de encontrar anillos de cemento, rotar y reparar la sarta hasta eliminar restricciones según instrucciones.
- d. Bajar lentamente hasta tocar tope de cemento (tope estimado @ 3594 ft), verificar con WOB: 5 Klbs.
- e. Levantar 10 ft y ajustar parámetros así: Q: 200-300 gpm, RPM: 40-50. Bajar y moler cemento, tapones de cemento, collar flotador (Tope collar flotador @ 3619 ft) y cemento hasta 3700 ft (5 Ft por encima del tope del zapato @ 3703'). **Torque máximo: 7K lb-ft.**
- f. Reparar paso anterior cada parada según instrucciones.
- g. Bombear 3 píldoras viscosas (FV mín: 120 seg/qt) de 20 Bbl. Esperar que cada píldora retorne a superficie para el envío de la siguiente y detrás de la última píldora desplazar agua-cemento por agua limpia reciprocando y rotando la sarta hasta obtener agua limpia en superficie con Q: 450 – 500 gpm, RPM: 20-80.
- h. Sacar tubería de perforación y BHA de limpieza a superficie.

## 5. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS Y DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL RASPADOR ROTATIVO

En este capítulo, se hace una comparación general de lo que fueron las corridas de las dos herramientas, la convencional y la de estudio que es la rotativa, para así brindar con mayor claridad la eficiencia de la herramienta rotativa en este tipo de operaciones de limpieza.

### 5.1 RESULTADOS RASPADOR CONVENCIONAL

Una vez realizada la corrida de la herramienta convencional, se hace la toma de cada uno de los parámetros por el perforador que es quien lleva el control de la tubería y de las herramientas que bajan a fondo.

De acuerdo al ensamble de BHA propuesto se corrieron los siguientes registros de cementación Gamma Ray, CCL y CBL, y en el intervalo de 6750'-6800' se obtuvo datos inusuales de residuos que se muestran en la pared interna del revestimiento.

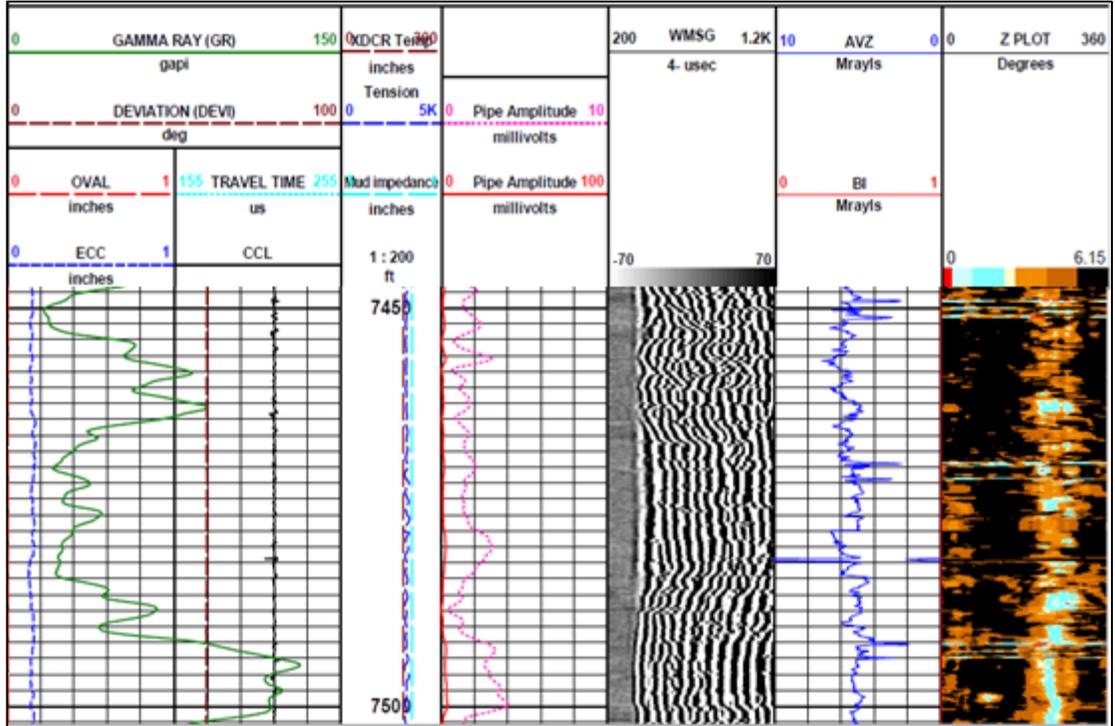
Estos residuos obtenidos por los registros a esta profundidad mostraron una ineficiente limpieza en ese intervalo que a futuro pueden incurrir en gastos operacionales, en aumento de tiempos no planeado, al tener que repetir la operación de limpieza y cambiando el ensamble proponiendo una herramienta más eficiente.

Para lograr un procedimiento eficiente, se recomienda realizar un desplazamiento de fluido lodo – salmuera. Lo más recomendado es bajar herramientas de limpieza como el raspador convencional que se utilizó en este ensamble anexándole cepillos y magnetos que ayudará a tener una mejor limpieza del pozo, ya que los raspadores quitarán todo lo que se encuentra adherido a las paredes internas del revestimiento como cemento,  $\text{CaCO}_3$ , entre otros.

Los cepillos facilitarán el cambio de humectabilidad en las paredes internas del revestimiento.

A continuación, se observa el registro en la zona 6750' – 6800' donde se presentó la irregularidad del cemento. **(Figura 32)**

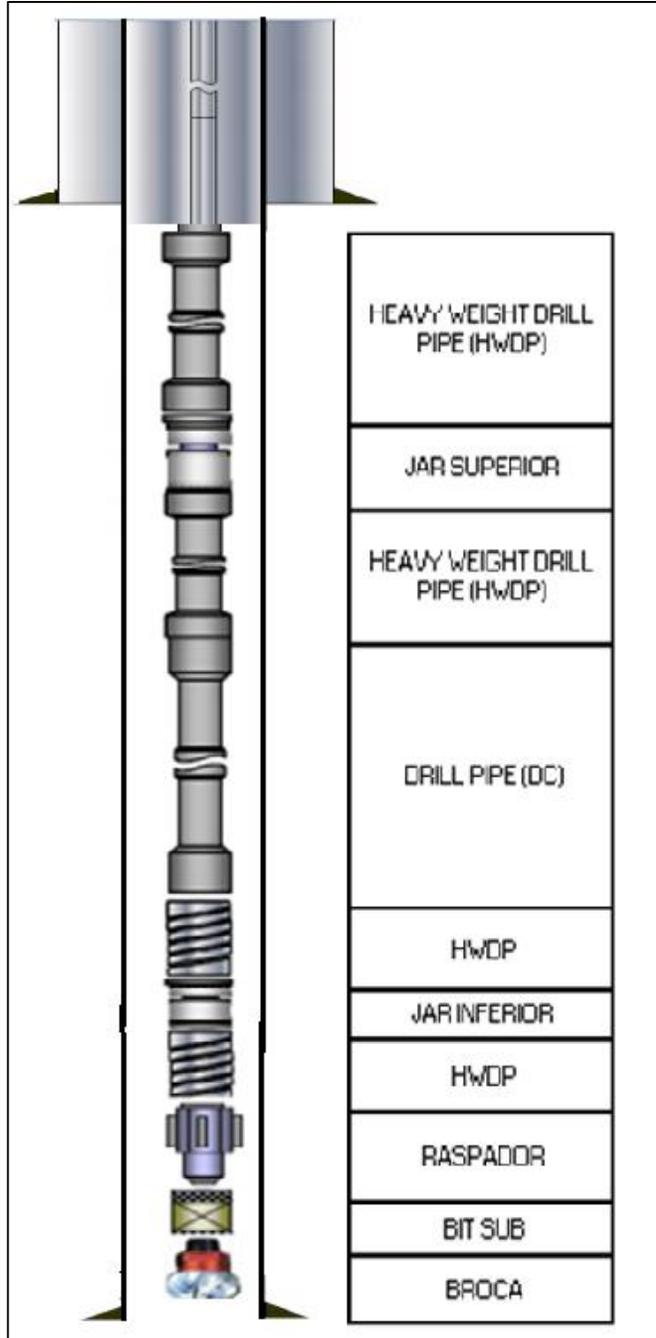
**Figura 32.** Registro de Gamma Ray, CCL y CBL



**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.11; Modificado por los autores.

A continuación, se presenta el estado mecánico para el escenario A. **(Figura 33)**

**Figura 33.** Estado mecánico Campo Hato Nuevo Herramienta convencional.



**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

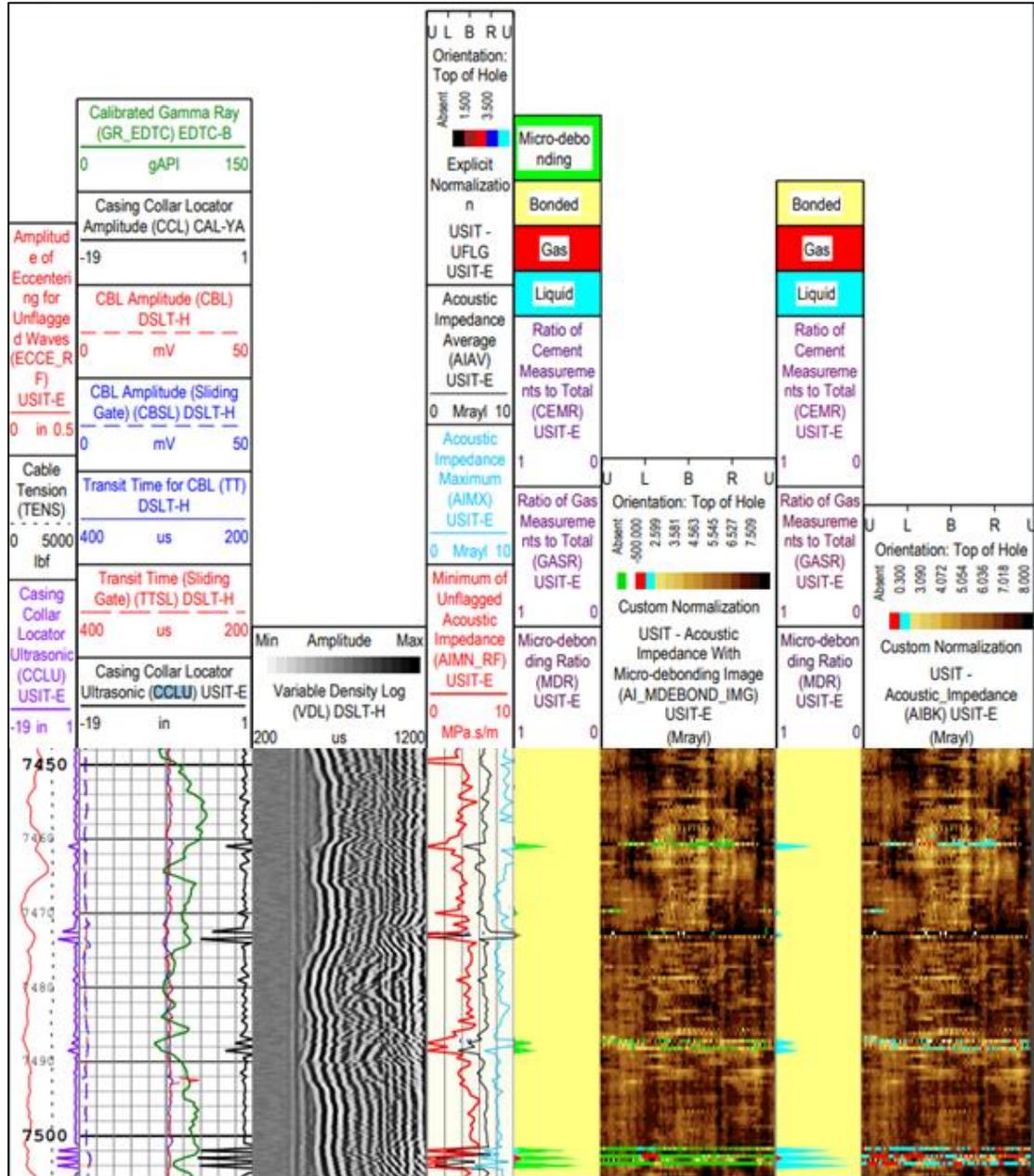
## 5.2 RESULTADOS RASPADOR ROTATIVO

De acuerdo a la selección del ensamble para la operación que incluirá la herramienta de estudio, el Raspador Rotativo se dispuso a realizar la operación de acuerdo al procedimiento explicado en el capítulo 4, que abarca el paso a paso de la operación a realizar en el Campo Hato Nuevo con el fin de llevar a cabo una operación de limpieza.

Una vez se realizó la corrida del ensamble con el raspador rotativo, se obtuvo un compilado de la información adquirida con un discriminado de los parámetros de interés.

De acuerdo al ensamble de BHA propuesto se corrieron los siguientes registros de cementación Gamma Ray, USIT-CBL-VDL-CCL, y a lo largo del recorrido, se observó que no hubo irregularidades, como se puede observar en la siguiente figura. **(Figura 34)**

**Figura 34.** Gamma Ray, USIT-CBL-VDL-CCL



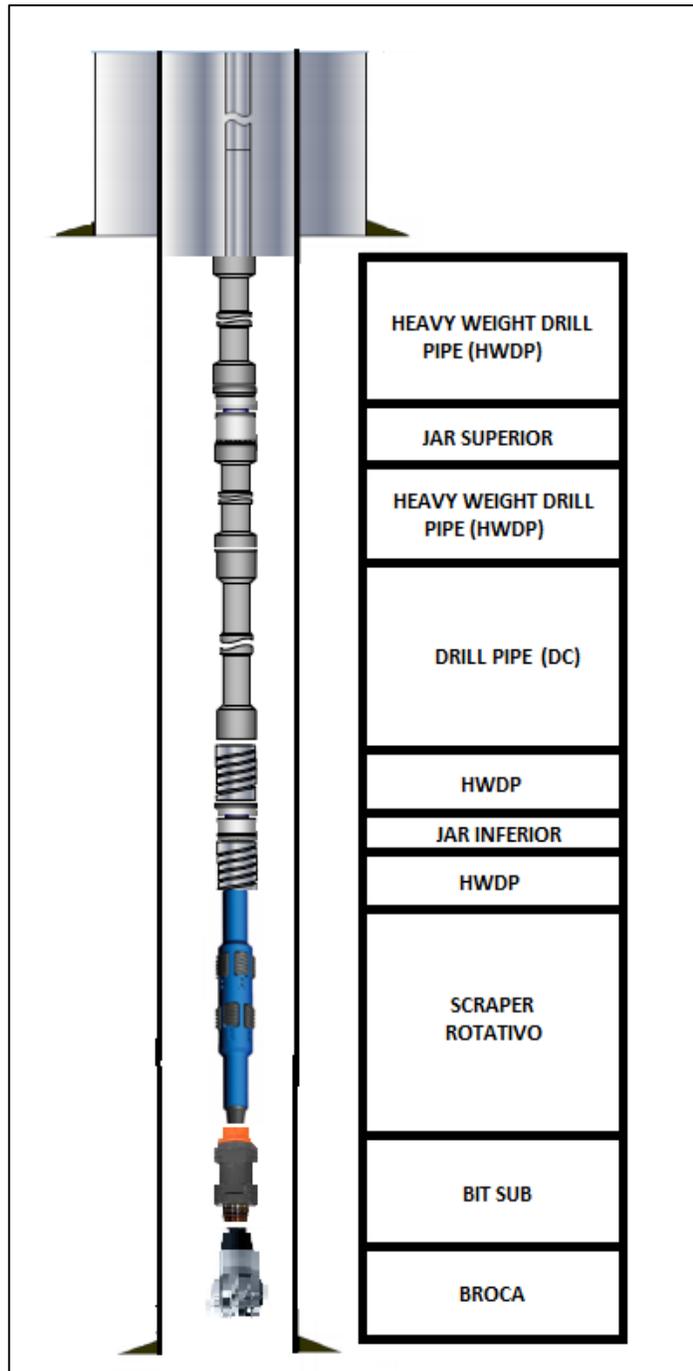
**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia 2014, p.11; Modificado por los autores.

Para lograr esta limpieza eficiente, se utilizó el raspador rotativo bajo las siguientes premisas:

- Se registró el peso subiendo, peso bajando, peso rotando, presión, caudal y torque (P/U, S/O, ROT. T, P, Q). Máxima velocidad durante el viaje 200 ft/min.
- Se establecieron rotaciones a 70 y 50 RPM.
- Se usó un WOB de 5 – 10 Klbs.
- Para obtener velocidades anulares optimas, se recomienda utilizar un caudal de bombeo mínimo de 480 gal/min.
- Para la extracción o recuperación, no exceder los parámetros permitidos, velocidad de sacada máxima menor de 200ft/min durante el viaje.

En la Figura 35 se ve el estado mecánico Campo Hato Nuevo herramienta raspador Rotativo.

**Figura 35.** Estado mecánico Campo Hato Nuevo Herramienta Raspador Rotativo.



**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

### 5.3 COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS

Al inicio de este capítulo se presentaron los datos correspondientes de las corridas de las herramientas a comparar, por un lado, se evalúa la operación de limpieza con la herramienta convencional, un raspador en acero con principio de funcionamiento opera recíprocamente y, por otro lado, se evalúa la operación de limpieza en el Pozo A2 del Campo Hato Nuevo, usando el raspado rotativo que es el principal objetivo de estudio en este proyecto.

Teniendo en cuenta la información obtenida en el Tally de la herramienta convencional, se observa un correcto funcionamiento a la hora de realizar la operación de limpieza en dicho pozo.

Efectivamente, el ensamble seleccionado, con el raspador convencional, de acuerdo al presupuesto y a las herramientas disponibles en pozo, contribuyeron a un destacable trabajo de limpieza que se vio representado en unos tiempos congruentes con los anteriormente obtenidos a la hora de realizar el mismo procedimiento.

En primera instancia, no es posible evidenciar los escenarios en donde el diseño va a generar que la limpieza sea poco eficiente. Esto de acuerdo a su configuración, pues el raspador convencional simplemente realiza un barrido de raspado de arriba hacia abajo y viceversa, siendo limitada la limpieza en el diámetro interior del revestimiento.

Así mismo, posterior a la corrida de la herramienta convencional, el riesgo es mayor en tener unas lecturas o tomas de registros de cementación alteradas, debido a esos sedimentos que se adhieren a la pared interna de la tubería, generando una distorsión en la medida.

Por otro lado, la acumulación de dichos sedimentos que van desde lodo que circulan por las tuberías, hasta los ripios y el aceite que van generando una reducción del diámetro interno de la tubería de revestimiento, provocando una obstrucción que produce una limitación en el recorrido de las herramientas que van a producir atascamientos e incurrirán en operaciones adicionales. Esto es perjudicial, pues afecta de manera directa los tiempos planeados por la empresa operadora que se verán reflejados en aumentos de costos y retrasos en otras operaciones.

El Escenario B, plantea un ensamble similar pero no igual al ensamble usado en el Escenario A en donde se utilizó el raspador convencional. Bajo este argumento, se esperaba que los resultados tanto en el Escenario A, como en el Escenario B no tuvieran mayor variación.

El raspador rotativo que fue usado en el Escenario B, tiene como mecanismo de funcionamiento un movimiento reciproco que asegura la limpieza vertical y, además, con la modificación realizada implementa un dispositivo que garantiza la limpieza de 360° debido a su rotación.

Una limitante del raspador convencional, era que no garantizaba una limpieza del área completa, razón por la que el raspador rotativo sobresale a la hora de realizar la misma operación en el mismo tiempo, pero con menos riesgos que hacen que los resultados sean más eficientes.

El objetivo de incorporar el raspador rotativo en operaciones de limpieza que se venían realizando con un raspador convencional, era el de garantizar una limpieza eficiente que disminuyera los tiempos no planeados que se presentaban en el Campo Hato Nuevo.

#### 5.4 EFICIENCIA DEL RASPADOR ROTATIVO MEDIANTE PARÁMETROS TEÓRICOS

Como anteriormente se mencionó, el raspador rotativo presenta mayores ventajas en su uso frente al convencional. Para esto se definieron unos parámetros para poder evaluar la herramienta rotativa correctamente mediante una matriz de evaluación.

La matriz de evaluación se encuentra en las siguientes tablas:

<b>Deficiente</b>	<b>1</b>
<b>Insuficiente</b>	<b>2</b>
<b>Aceptable</b>	<b>3</b>
<b>Bueno</b>	<b>4</b>
<b>Excelente</b>	<b>5</b>

**Tabla 6.** Matriz de Evaluación de Parámetros Técnicos

<b>Parámetros</b>	<b>Porcentaje</b>	<b>Convencional</b>	<b>Rotativo</b>
Barrido de Limpieza	43%	3	5
Costo	15%	4	3
Mantenimiento	13%	2	3
Operación	10%	3	4
Vida Útil de la herramienta	10%	3	4
Disponibilidad de las herramientas	3%	4	4
Facilidad de Instalación	3%	4	3
Traslados	3%	4	4
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>3.11</b>	<b>4.12</b>

**Fuente.** Elaboración propia.

Como resultado de la matriz, se puede decir que el rotativo al tener una calificación de 4.12 puntos de 5, es mejor herramienta que el raspador convencional que tuvo 3.11 de 5 puntos posibles. Esto se realizó teniendo en cuenta los parámetros operacionales a evaluar para cada herramienta.

Para realizar la matriz de evaluación, se asignaron porcentajes a cada uno de los parámetros, ya que cada uno de ellos tiene una importancia diferente. En este caso, el parámetro con mayor valor es el barrido de limpieza. Es el más alto debido a que esa es la función principal del raspador.

Como se mencionó anteriormente, entre los parámetros se encuentra el barrido de limpieza y la herramienta que tuvo mayor calificación fue la herramienta rotativa. Esta herramienta, como se mencionó en la comparación, garantiza una mayor limpieza ya que cubre más área para raspar y así cumplir en menor tiempo la operación, siendo eficiente.

Otro parámetro técnico, que se analizó es el mantenimiento. Esta influye ya que el raspador convencional tiende a no tener en si un mantenimiento, ya que es más desechable. Por lo tanto, la vida útil también tiende a ser más corta para esta herramienta.

La operación de la herramienta, otro parámetro a evaluar, muestra como a pesar de ser más simple el diseño del raspador convencional, la operación de la rotativa es buena debido a que no necesita un BHA muy diferente al convencional, por lo tanto también es simple pero ofreciendo una mayor facilidad en el ensamble.

Para finalizar el capítulo, las ventajas del raspador rotativo son mayores, tanto técnicas como en la práctica que se realizó en el Campo Hato Nuevo. Así mismo, tener en cuenta que a pesar de que el raspador convencional, también realiza una buena labor, los riesgos son mayores post-limpieza provocando posibles alteraciones en los registros o mediciones que se deseen realizar, así como tiempos no planeados e incremento en costos.

## **5.5 EFICIENCIA DEL RASPADOR ROTATIVO MEDIANTE COMPARACIÓN TÉCNICA**

Según los datos tomados históricamente, demuestran que el 30% de los tiempos no productivos (NPT) durante las fases de completamiento y terminación de pozos se deben a los residuos, elementos restrictivos y escorias que quedan en el pozo debido a una ineficiente limpieza mecánica e hidráulica.

La empresa Petróleo y Gas & Energías Renovables S.A.S conoce estos datos históricos y como resultado han diseñado y fabricado nuevas herramientas para realizar limpieza mecánica dentro de los revestimientos. El raspador rotativo

resiste altos torques y tensiones de manera que soportan altas RPM, lo cual mejora la limpieza mecánica de los revestimientos.

La reducción del riesgo operacional y el mejoramiento en general de las herramientas son factores claves en el diseño de estas herramientas.

Para tener una limpieza efectiva, en la etapa previa al completamiento del pozo, se debe diseñar un programa adecuado donde las herramientas mecánicas y los fluidos realicen un trabajo en conjunto para obtener los mejores resultados.

Verificar la simulación de hidráulica en el momento de hacer cualquier cambio de fluido que se esté trabajando diferente al que se usó en el desarrollo del diseño del servicio.

La utilización de magnetos de alta capacidad de recolección dentro de cada tamaño de revestimiento facilitará la recolección de limadura metálica. Se recomienda seguir utilizando estas herramientas de alto desempeño y alta capacidad de recuperación.

Con la utilización de raspadores rotativos se remueve mecánicamente toda aquella película de lodo o cemento que pudo haberse adherido a las paredes internas de los revestimientos garantizando total acceso en cada una de las secciones.

Continuar haciendo el uso del raspador rotativo de la empresa Petróleo y Gas & Energías Renovables S.A.S, ya que debido a su tecnología están diseñadas para ayudar en la limpieza mecánica de revestimientos de pozos, limando, puliendo y eliminado la película de lodo y otros materiales restrictivos de la pared interna de los mismos. Tiene un excelente desempeño de cobertura de 720° de la pared interna, rotando y están diseñadas para no causar daño en el revestimiento.

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

En este capítulo se realiza el análisis financiero con su respectiva evaluación para determinar la viabilidad del uso de la herramienta raspadora de revestimiento para las operaciones en el Campo Hato Nuevo, mediante el indicador del Costo Anual Uniforme Equivalente.

### 6.1 INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera es indispensable implementar y operar herramientas para que los tiempos no productivos durante las operaciones de limpieza, sean los mínimos para generar mayores costos. Esto es tenido en cuenta, si la limpieza con la herramienta del raspador rotativo es más eficiente que la herramienta convencional anteriormente evaluada. Así mismo, la ineficiente limpieza del revestimiento provocará que algunas operaciones como la corrida de un registro u operaciones *wireline*, se deban repetir incurriendo en mayores costos.

El proyecto a desarrollar pretende evaluar la viabilidad financiera del uso del raspador rotativo en las operaciones de limpieza, disminuyendo los costos por tiempos no productivos en relación con la eficiencia de la herramienta.

Dentro de las operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento del pozo en el Campo Hato Nuevo, se ha identificado que el poder de limpieza de los raspadores utilizados no ha sido la esperada, pues se ha incurrido en tiempos no planeados por viajes de limpieza adicionales cuando se presentan obstrucciones durante la bajada de herramientas, principalmente en la corrida de registros. Con lo anterior se espera una disminución en los tiempos no planeados, reducción de repeticiones de operaciones por limpieza ineficiente y así mismo, una disminución en los costos de operación en más o menos 30%.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se utilizó la metodología del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) desde el punto de vista de la empresa prestadora de servicios Petróleo y Gas & Energías Renovables S.A.S. Se utilizó como unidad monetaria de valor corriente, el dólar estadounidense. La tasa de interés de la compañía es de 15% efectivo anual con un horizonte de tiempo de un año evaluado.

El proyecto requiere análisis de costos de operación (OPEX), teniendo en cuenta un escenario que hace referencia al uso de la herramienta rotativa.

### 6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Son los costos incurridos en el lanzamiento de un producto, un negocio o una empresa. Serían los costos del día a día en los que incurre la compañía, que irían

desde los costos por ventas, administración, mantenimiento, producción, hasta los de publicidad, salarios, materia prima o suministros, entre otros. En definitiva, serían la suma de costos operativos de una empresa<sup>21</sup>.

Para el análisis de los escenarios evaluados, la empresa establece la Campaña de operaciones de limpieza en el Pozo A2 perteneciente al Campo Hato Nuevo, como se puede observar en la Tabla 7.

**Tabla 7.** Campaña de operación de limpieza.

CAMPAÑA DE OPERACIONES DE LIMPIEZA PARA TRABAJOS DE WORKOVER	
HERRAMIENTA	CAMPO HATO NUEVO POZO
CONVENCIONAL	A2
CONVENCIONAL	A2
ROTATIVO	A2
ROTATIVO	A2

**Fuente.** GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Modificado por los autores.

### 6.2.1 Escenario A (Herramienta Convencional)

En este escenario se realizan un análisis detallado que tiene como fin exponer completamente las diferentes operaciones y las herramientas que intervienen en cada una de ellas, el poner en evidencia cada una de las herramientas contribuyen a que se pueda realizar una comparación más allá de lo técnico entre las herramientas de estudio.

La **Tabla 10** presenta un resumen de los costos de perforación del Pozo A2. Se discrimina los valores de las herramientas que intervienen en esta operación, se debe tener en cuenta que entre el ensamble diseñado para el Escenario A y el ensamble dispuesto para el Escenario B, no varían las herramientas de mayor robustez.

---

<sup>21</sup> BACA CURREO, Guillermo. Ingeniería económica, 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2007, p. 197.

**Tabla 8.** Costos de operación Escenario A - Equipos de perforación.

<b>COSTOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
EQUIPO EN MOVILIZACIÓN ENTRE LOCALIZACIONES.	USD1.313,14
EQUIPO ACTIVO CON TUBERÍA EN OPERACIONES	USD1.443,14
TARIFA POR COMIDA SERVIDA INCLUIDA CAMARERÍA.	USD16,26
TARIFA POR VEHÍCULO 4 PUERTAS 4X4, CON CONDUCTOR DISPONIBLE 24 HORAS.	USD505,64
SERVICIO DE PERSONAL ADICIONAL NIVEL C5 (CUÑERO)	USD151,08
SERVICIO DE PERSONAL ADICIONAL NIVEL A2 (OBRERO)	USD150,51
SERVICIO DE DISPONIBILIDAD Y USO DE UNA CAMA BAJA, CON CONDUCTOR LAS 24 HORAS DEL DÍA.	USD 1.677,58
TARIFA POR USO DEL CARGADOR A UNA DISTANCIA MAYOR DE 10 KM FUERA DE LA LOCALIZACIÓN.	USD90,50
TARIFA POR REPOSICIÓN DE UN (1) DC 6 1/2".	USD8.945,88
TARIFA POR REPOSICIÓN DE UN (1) HWDP.	USD 7.523,48
REPOSICIÓN TUBULAR < DEL BHA (CROSSOVER,BITSUB,PUP JOINT) CUALQUIER TAMAÑO Y CONEX TUB Y COMPTES BHA	USD 4.927,60
VIAJES DE TUBERÍA	
<b>TOTAL</b>	<b>USD 26.593,7</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

Teniendo en cuenta los costos en que se incurren en el momento de realizar una operación de limpieza, se han presentado por separado las operaciones y los respectivos equipos que intervienen en ellas. En la siguiente tabla se presentan las herramientas tubulares que hacen parte de los ensambles seleccionados para la operación. **(Ver Tabla 9)**

**Tabla 9.** Costos herramientas tubulares

<b>COSTOS EQUIPOS TUBULARES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
DRILL PIPE 5 7/8" OD, XT 57 P/B, 26,3 LB/PIE, S135 (GLOBAL)	USD5.042,52
PUP JOINTS 5-7/8" OD, 26.3 LB/PIE, S135, XT57, 15 FT LENGTH	USD530,94
SLIPS DRILL PIPE DRESSED WITH 5-7/8" INSERTS	USD114,84
CROSSOVERS CONVENCIONALES XT57 X CONEXIÓN ACORDADA (GLOBAL)	USD2.644,80
<b>TOTAL</b>	<b>USD8.333,1</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

En la **Tabla 10**, se presentan los costos de fletes generados para el transporte tanto de personal como de las herramientas.

**Tabla 10.** Costos de personal y herramientas

<b>COSTOS TRANSPORTE DE PERSONAL / HERRAMIENTAS</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS Ó PERSONAL BASE BOGOTÁ – BASE NEIVA (VEHÍCULO TIPO 100 CAMIONETA).	USD 432,68
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS Ó PERSONAL BASE OPERACIONES – HATO NUEVO (VEHÍCULO TIPO 100)	USD 429,20
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS BASE BOGOTÁ – BASE NEIVA	USD 895,52
VEHÍCULO TIPO TRACTOMULA	USD 1.586,88
<b>TOTAL</b>	<b>USD 3.344,28</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

Dentro de la selección de las herramientas utilizadas en el ensamble con el que se va llevar a cabo las operaciones de limpieza se encuentra el Martillo o JAR como comúnmente se conoce en la industria, este dispositivo toma un papel de suma importancia convirtiéndose en una herramienta preventiva que evite pegas, que a su vez generaran tiempos no planeados.

La **Tabla 11** muestra los valores y la descripción de los martillos utilizados en la operación.

**Tabla 11.** Costos martillos.

<b>COSTOS MARTILLOS POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
REPOSICIÓN DE MARTILLO DE 6 1/2"- 6 1/4" OD	USD 122.380,00
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE MARTILLOS MARTILLO ENTRE 6 1/2" - 6 1/4" (GLOBAL INF-SUP)	USD 2.540,40
<b>TOTAL</b>	<b>USD 124.920</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

Los costos que se generaron del control de calidad de las herramientas y los equipos que participaron en la operación se pueden observar en la **Tabla 12**.

**Tabla 12.** Costos aseguramiento de la calidad

<b>COSTOS ASEGURAMIENTO DE CALIDAD POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
CONSULTOR ASEGURAMIENTO CALIDAD SENIOR	USD 536,84
CONSULTOR ASEGURAMIENTO CALIDAD JUNIOR I	USD 320,48
TRANSPORTE DE PERSONAL ÁREA GERENCIA CENTRAL-HATO NUEVO CALIDAD	USD 226,60
<b>TOTAL</b>	<b>USD 1.083,92</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

Las locaciones petroleras en Colombia por lo general tienden a encontrarse en lugares distantes de las ciudades en donde además de dificultarse el transporte, el tema de las comunicaciones es nulo, los operadores comerciales no tienen la infraestructura para operar con el mismo alcance. Por eso se hace necesario recurrir a operadores satelitales que suministren el servicio de redes satelitales.

La **Tabla 13**. Presenta los costos del servicio de comunicaciones satelitales.

**Tabla 13. Costos Comunicaciones.**

<b>COSTOS COMUNICACIONES POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
INTEGRACIÓN, MONTAJE, CONFIG SERV UNIDAD MOVIL SERV TECNO EQUIPOS TELE Y APLICA RTO/POZO UND TIPO 1	USD 5.839,16
MANTENIMIENTO, CONFIGURACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE EQUIPOS EN POZO PARA PROYECTOS.	USD 1.634,47
ALQUILER UND MOVIL SERV TECNO, EQUIPOS TELEMÁTICOS, APLICACIONES RTO POR POZO	USD 301,37
ALQUILER SERV TECNO EN TIEMPO REAL PARA SEGURIDAD FÍSICA EN EL POZO	USD 120,09
ALQUILER UNIDAD MÓVIL DE SERVICIOS Y EQUIPOS TECNOLÓGICOS Y APLICACIONES RTO PARA POZO. INCLUYE EQUIPOS INTRINSECAMENTE SEGUROS, DETECTOR DE TORMENTAS, SERVICIOS TECNOLÓGICOS DE SEGURIDAD FÍSICA (24 ALERTA), BOTÓN DE PÁNICO, CONECTIVIDAD 1 MBPS CON PLATAFORMA AX HUB. CONTENCIÓN Y SERVICIOS DESCRITOS EN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS (SISTEMA DE HASTA 15 USUARIOS). UNIDAD TIPO 1.	USD 522,81
ALQUILER ENLACE SATELITAL E-SCPC (384 KBPS) BANDA C Y VALOR AGREGADO.	USD 112,57
INTEGRACIÓN, MONTAJE, CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA UNIDAD MÓVIL DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS, EQUIPOS TELEMÁTICOS Y APLICACIONES RTO POR POZO. INCLUYE EQUIPOS INTRÍNSECAMENTE SEGUROS, DETECTOR DE TORMENTAS Y SERVICIOS DESCRITOS EN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.	USD 5.958,33
INTEGRACIÓN, MONTAJE, CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA UNIDAD MÓVIL DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS, EQUIPO TELEMÁTICOS Y APLICACIONES RTO POR POZO (INCLUYE EQUIPOS INTRÍNSECAMENTE SEGUROS, DETECTOR DE TORMENTAS Y SERVICIOS DESCRITOS EN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS).	USD 301,37
<b>TOTAL</b>	<b>USD 14.488,8</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

En la **Tabla 14** se presentan los salarios de los profesionales especializados que son requeridos para dirigir y llevar a cabo la operación.

**Tabla 14.** Costos salarios profesionales especializados.

<b>COSTOS SERVICIOS PROFESIONALES POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
Líder de operaciones	USD 22.296,5
Company Man Tipo A1	USD 15.276,2
SERVICIO DE ASISTENCIA DE GEOLOGÍA EN OFICINA (OPERACIONES), OFICINA	USD 561,4516
Ing. Operaciones en campo - Senior	USD 7728,9
<b>TOTAL</b>	<b>USD 45.301,6</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

En la **Tabla 15**, se muestran los costos de las brocas utilizadas en el ensamble del escenario, con la herramienta convencional.

**Tabla 15.** Costos brocas.

<b>COSTOS BROCAS POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
Broca <b>PDC</b> 61/8" SUPER PREMIUM	USD 63.579,60
BIT SUB	USD 2.540,40
<b>TOTAL</b>	<b>USD 66.120</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

Se presentan a continuación los costos generados por concepto del raspador convencional herramienta de estudio en la comparación de su eficiencia asociados al raspador rotativo.

**Tabla 16.** Raspador Convencional.

<b>COSTOS RASPADOR CONVENCIONAL POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
RASPADOR CONVENCIONAL	US\$ 3.855,24
<b>TOTAL</b>	<b>US\$ 3.855,24</b>

**Tabla 17.** Costos totales de la operación.

<b>COSTOS POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
COSTOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN	US\$ 26.593,7
COSTOS EQUIPOS TUBULARES	US\$8333.1
COSTOS TRANSPORTE DE PERSONAL / HERRAMIENTAS	US\$ 3.344,28
COSTOS MARTILLOS	US\$ 124.920
COSTOS ASEGURAMIENTO DE CALIDAD	US\$ 1.083,92
COSTOS COMUNICACIONES	US\$ 14.488,8
COSTOS SERVICIOS PROFESIONALES	US\$ 45.301,6
COSTOS BROCAS	US\$ 66.120
RASPADOR CONVENCIONAL	US\$ 3.855,24
<b>TOTAL</b>	<b>US\$ 267.447</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

**6.2.2 Escenario B (Herramienta Rotativa).** A continuación en la **Tabla 18**, se muestra un resumen de los costos de operación en los que se incurren para realizar la operación de limpieza con la herramienta a evaluar que es el raspador rotativo para el Pozo A2 en el Campo Hato Nuevo.

**Tabla 18.** Costos de operación Escenario B equipos de perforación.

<b>COSTOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
EQUIPO EN MOVILIZACIÓN ENTRE LOCALIZACIONES.	USD 1.313,14
EQUIPO ACTIVO CON TUBERÍA EN OPERACIONES	USD 1.443,14
TARIFA POR COMIDA SERVIDA INCLUIDA CAMARERÍA.	USD 16,26
TARIFA POR VEHÍCULO 4 PUERTAS 4X4, CON CONDUCTOR DISPONIBLE 24 HORAS.	USD 505,64
SERVICIO DE PERSONAL ADICIONAL NIVEL C5 (CUÑERO)	USD 151,08
SERVICIO DE PERSONAL ADICIONAL NIVEL A2 (OBRERO)	USD 150,51
SERVICIO DE DISPONIBILIDAD Y USO DE UNA CAMA BAJA, CON CONDUCTOR LAS 24 HORAS DEL DÍA.	USD 1.677,58
TARIFA POR USO DEL CARGADOR A UNA DISTANCIA MAYOR DE 10 KM FUERA DE LA LOCALIZACIÓN.	USD 90,50
TARIFA POR REPOSICIÓN DE UN (1) DC 6 1/2".	USD 8.945,88
TARIFA POR REPOSICIÓN DE UN (1) HWDP.	USD 7.523,48
REPOSICIÓN TUBULAR < DEL BHA (CROSSOVER,BITSUB,PUP JOINT) CUALQUIER TAMAÑO Y CONEX TUB Y COMPTES BHA	USD 4.927,60
VIAJES DE TUBERÍA	
<b>TOTAL</b>	<b>USD 26.593,7</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

En la siguiente **Tabla 19** se muestra un resumen de los costos de operación en las herramientas Tubulares que intervienen en el montaje de la sarta utilizada para realizar la operación de limpieza con el raspador convencional.

**Tabla 19.** Costo de herramientas tubulares que intervienen en el ensamble.

<b>COSTOS EQUIPOS TUBULARES POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
DRILL PIPE 5 7/8" OD, XT 57 P/B, 26,3 LB/PIE, S135 (GLOBAL)	USD 5.042,52
PUP JOINTS 5-7/8" OD, 26.3 LB/PIE, S135, XT57, 15 FT LENGTH	USD 530,94
SLIPS DRILL PIPE DRESSED WITH 5-7/8" INSERTS	USD 114,84
CROSSOVERS CONVENCIONALES XT57 X CONEXIÓN ACORDADA (GLOBAL)	USD 2.644,80
Transporte de herramientas Base Bogotá – Base Neiva	USD 1.586,88
VEHÍCULO TIPO TRACTOMULA	USD 1.563,68
<b>TOTAL</b>	<b>USD 11.483,7</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

**Tabla 20.** Costos de personal y herramientas

<b>COSTOS TRANSPORTE DE PERSONAL / HERRAMIENTAS POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS Ó PERSONAL BASE BOGOTÁ – BASE NEIVA (VEHÍCULO TIPO 100 CAMIONETA).	USD 432,68
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS Ó PERSONAL BASE OPERACIONES – HATO NUEVO (VEHÍCULO TIPO 100)	USD 429,20
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS BASE BOGOTÁ – BASE NEIVA	USD 895,52
VEHÍCULO TIPO TRACTOMULA	USD 1.586,88
<b>TOTAL</b>	<b>USD 3.344,28</b>

**Fuente:** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

La **Tabla 21** presenta un resumen de los costos de la operación de limpieza del Pozo A2.

**Tabla 21.** Costos martillos.

<b>COSTOS MARTILLOS POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
REPOSICIÓN DE MARTILLO DE 6 1/2"- 6 1/4" OD	USD 122.380,00
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE MARTILLOS MARTILLO ENTRE 6 1/2" - 6 1/4" (GLOBAL INF-SUP)	USD 2.540,40
<b>TOTAL</b>	<b>USD 124.920</b>

**Fuente:** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

**Tabla 22.** Costos aseguramiento de la calidad

<b>COSTOS ASEGURAMIENTO DE CALIDAD POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
CONSULTOR ASEGURAMIENTO CALIDAD SENIOR	USD 536,84
CONSULTOR ASEGURAMIENTO CALIDAD JUNIOR I	USD 420,48
CONSULTOR ASEGURAMIENTO CALIDAD JUNIOR II	USD 350,3
TRANSPORTE DE PERSONAL ÁREA GERENCIA CENTRAL- HATO NUEVO CALIDAD	USD 226,60
<b>TOTAL</b>	<b>USD 1.534,22</b>

**Fuente:** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

**Tabla 23. Costos Comunicaciones.**

<b>COSTOS COMUNICACIONES POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
INTEGRACIÓN, MONTAJE, CONFIG SERV UNIDAD MOVIL SERV TECNO EQUIPOS TELE Y APLICA RTO/POZO UND TIPO 1	USD 5.839,16
MANTENIMIENTO, CONFIGURACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE EQUIPOS EN POZO PARA PROYECTOS.	USD 1.634,47
ALQUILER UND MOVIL SERV TECNO, EQUIPOS TELEMÁTICOS, APLICACIONES RTO POR POZO	USD 301,37
ALQUILER SERV TECNO EN TIEMPO REAL PARA SEGURIDAD FÍSICA EN EL POZO	USD 120,09
ALQUILER UNIDAD MOVIL DE SERVICIOS Y EQUIPOS TECNOLÓGICOS Y APLICACIONES RTO PARA POZO. INCLUYE EQUIPOS INTRINSECAMENTE SEGUROS, DETECTOR DE TORMENTAS, SERVICIOS TECNOLÓGICOS DE SEGURIDAD FÍSICA (24 ALERTA), BOTÓN DE PÁNICO, CONECTIVIDAD 1 MBPS CON PLATAFORMA AX HUB. CONTENCIÓN Y SERVICIOS DESCRITOS EN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS (SISTEMA DE HASTA 15 USUARIOS). UNIDAD TIPO 1.	USD 522,81
ALQUILER ENLACE SATELITAL E-SCPC (384 KBPS) BANDA C Y VALOR AGREGADO.	USD 112,57
INTEGRACIÓN, MONTAJE, CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA UNIDAD MÓVIL DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS, EQUIPOS TELEMÁTICOS Y APLICACIONES RTO POR POZO. INCLUYE EQUIPOS INTRINSECAMENTE SEGUROS, DETECTOR DE TORMENTAS Y SERVICIOS DESCRITOS EN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.	USD 5.958,33
INTEGRACIÓN, MONTAJE, CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA UNIDAD MÓVIL DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS, EQUIPO TELEMÁTICOS Y APLICACIONES RTO POR POZO (INCLUYE EQUIPOS INTRINSECAMENTE SEGUROS, DETECTOR DE TORMENTAS Y SERVICIOS DESCRITOS EN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS).	USD 301,37
ALQUILER SERV CONECT ENLACE TERR 1 MBPS POZOS EXPL DLLO ENLACE SATELITAL 128 KBPS PROJ. ONSHORE.	USD 1.327,7
<b>TOTAL</b>	<b>USD 15.816,5</b>

**Fuente:** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

**Tabla 24.** Costos salarios profesionales especializados.

<b>COSTOS SERVICIOS PROFESIONALES POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
LÍDER DE OPERACIONES	USD 22.296,5
COMPANY MAN TIPO A1	USD 15.276,2
SERVICIO DE ASISTENCIA DE GEOLOGÍA EN OFICINA (OPERACIONES), OFICINA	USD 561,4516
ING. OPERACIONES EN CAMPO – SENIOR	USD 7728,9
SERVICIO DE INGENIERÍA EN CAMPO EN CONTROL Y MANEJO DE FLUIDOS	USD 2345,9
<b>TOTAL</b>	<b>USD 47.647,5</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

**Tabla 25.** Costos brocas.

<b>COSTOS BROCAS POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DOLARES (USD)</b>
Broca Tricónica 6 1/2"	USD 39.585,00
BIT SUB	USD 2.540,40
<b>TOTAL</b>	<b>USD 42.125.4</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

La **Tabla 26** presenta un resumen de los costos de la operación de limpieza del Pozo A2.

**Tabla 26.** Raspador Rotativo.

<b>COSTOS RASPADOR CONVENCIONAL POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
RASPADOR ROTATIVO	USD 7.376.4
OPERADOR RASPADOR ROTATIVO	USD 877,2
VEHÍCULO TIPO TRACTOMULA	USD 1.563,68
<b>TOTAL</b>	<b>USD 9.817,28</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

**Tabla 27.** Costos totales de la operación.

<b>COSTOS TOTALES DE LA OPERACIÓN POR MES</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>DÓLARES (USD)</b>
COSTOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN	USD 26.593,7
COSTOS EQUIPOS TUBULARES	USD 11.483,7
COSTOS TRANSPORTE DE PERSONAL / HERRAMIENTAS	USD 3.344,28
COSTOS MARTILLOS	USD 124.920
COSTOS ASEGURAMIENTO DE CALIDAD	USD 1.534,22
COSTOS COMUNICACIONES	USD 15.816,5
COSTOS SERVICIOS PROFESIONALES	USD 47.647,5
COSTOS BROCAS	USD 42.125.4
RASPADOR ROTATIVO	USD 9.817,28
<b>TOTAL</b>	<b>USD 283.283</b>

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

### **6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA**

En este capítulo se determina la viabilidad financiera de este proyecto utilizando la metodología del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), teniendo en cuenta el escenario de la corrida de la herramienta rotativa.

**6.3.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO).** Es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto<sup>22</sup>. La evaluación financiera se realizó utilizando una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 15% anual, esto de acuerdo al porcentaje esperado de ganancias comparando diferentes empresas que realizan el mismo servicio dentro de su portafolio de productos. La empresa Petróleo y Gas & Energías Renovables S.A.S estima que el realizar el servicio de las corridas del raspador rotativo, es atractiva debido a que es un equipo que tiene una inversión mínima, tiene un valor de salvamento recuperable y no genera mayores costos de mantenimiento.

**6.3.2 Flujo de caja.** El flujo de caja es una representación gráfica del proyecto, que presenta un detalle de ingresos y egresos de dinero que tiene una empresa

<sup>22</sup> BACA CURREO, Guillermo. Ingeniería económica, 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2007, p. 198.

en un período dado. Algunos ejemplos de ingresos son los ingresos por venta, el cobro de deudas, alquileres, el cobro de préstamos, intereses. Ejemplos de egresos o salidas de dinero, son el pago de facturas, pago de impuestos, pago de sueldos, préstamos, intereses, amortizaciones de deuda, servicios públicos, entre otros.

**6.3.2.1 Escenario A (Herramienta Convencional).** Continuación se presenta el análisis correspondiente sobre los costos de perforación del Pozo A.

En la **Tabla 28** se presentan los costos asociados a la campaña de la operación de limpieza que se llevó a cabo para el Escenario A, que contempla el uso de un Raspador Convencional.

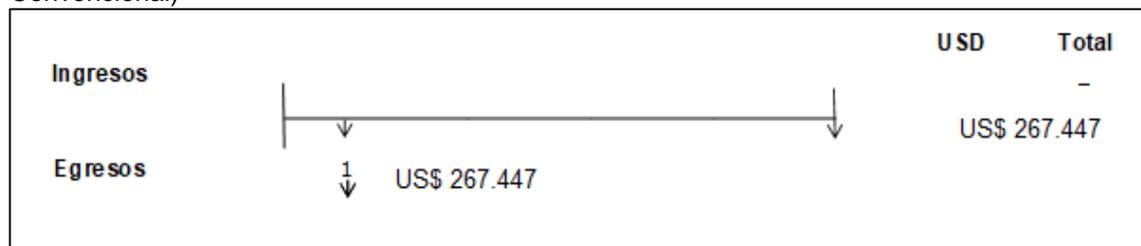
**Tabla 28.** Costo operación de limpieza con la herramienta convencional.

COSTOS OPERACIÓN DE LIMPIEZA CON EL RASPADOR CONVENCIONAL		
POZO	COSTO DE POZO (USD)	DOLARES (USD)
POZO A2 CAMPO HATO NUEVO	USD 267.447	USD 267.447

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

En la **Grafica 1**, se representa el flujo de caja para la operación de limpieza utilizando el Raspador Convencional.

**Gráfica 1.** Flujo de Caja Escenario Actual según las Operaciones (Cabezal de Pozo Tipo Convencional)



**Fuente.** Elaboración propia.

A continuación, se observa el procedimiento del cálculo del VPN (tomando como referencia la **Grafica 1**). Como es un estudio de costos donde no se tienen ingresos, se discrimina el signo negativo correspondiente a los egresos.

### Ecuación 1. VPN Raspador Convencional

$$VPN(15\%) = \frac{267.447}{(1 + 0,15)^1}$$
$$VPN(15\%) = USD 232.563$$

**6.3.2.2 Escenario B (Herramienta Rotativo).** El Escenario B presenta el análisis correspondiente sobre los costos de perforación del Pozo A2.

En la **Tabla 29** se presentan los costos asociados a la campaña de la operación de limpieza que se llevó a cabo para el Escenario A, que contempla el uso de un Raspador Convencional.

**Tabla 29.** Costo operación de limpieza con la herramienta rotativo.

COSTOS OPERACIÓN DE LIMPIEZA CON EL RASPADOR ROTATIVO		
POZO	COSTO DE POZO (USD)	DÓLARES (USD)
POZO A2 CAMPO HATO NUEVO	US\$ 283.283	US\$ 283.283

**Fuente.** CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

En la **Grafica 2**, se representa el flujo de caja para la operación de limpieza utilizando el Raspador Rotativo.

**Gráfica 2.** Flujo de Caja Escenario Actual según las Operaciones

		USD	Total
Ingresos			-
Egresos	1	US\$ 283.283	

**Fuente.** Elaboración propia.

A continuación, se observa el procedimiento del cálculo del VPN (tomando como referencia la **Grafica 2**). Como es un estudio de costos donde no se tienen ingresos, se discrimina el signo negativo correspondiente a los egresos.

### Ecuación 2. VPN Raspador Rotativo

$$VPN(15\%) = \frac{283283}{(1 + 0,15)^1}$$
$$VPN(15\%) = USD 246.333$$

### 6.3.3 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)

El costo anual uniforme equivalente tiene como objetivo convertir todos los ingresos y egresos, en una serie uniforme de pagos. Por lo tanto, si el CAUE es positivo, es porque los ingresos son mayores que los egresos y por lo tanto, el proyecto es viable y puede realizarse; pero, si el CAUE es negativo, es porque los ingresos son menores que los egresos y en consecuencia el proyecto no es viable financieramente.

Así mismo, el criterio de decisión se basará tanto en si el CAUE es positivo como en escoger el proyecto que genere un menor valor de CAUE.

Para efectos de cálculos, se deben tomar en cuenta que los costos se les asignan el signo positivo y a los ingresos el signo negativo.

La **Ecuación 3**, se utiliza para calcular el costo anual uniforme equivalente.

### Ecuación 3. Costo anual uniforme equivalente.

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

**Fuente.** G. Baca Currea, ingeniería económica, 8th ed. Bogotá: fondo Educativo Panamericano, 2007, p. 197.

Donde:

$VPN$  corresponde al valor presente neto.

$i$  corresponde a la tasa de interés de oportunidad.

$n$  corresponde al número de periodos.

### Ecuación 4. CAUE Escenario A.

$$CAUE_A = 232563 * \frac{(1 + 0,15)^1 * 0,15}{(1 + 0,15)^1 - 1}$$
$$CAUE_A = 267.447$$

**Ecuación 5. CAUE Escenario B.**

$$CAUE_B = 246333 * \frac{(1 + 0,15)^1 * 0,15}{(1 + 0,15)^1 - 1}$$

$$CAUE_B = 283.283$$

**6.4 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA**

Después de haber realizado las operaciones financieras correspondientes, en este caso, el flujo de caja seguido de un valor presente neto y un CAUE, evaluando los dos escenarios propuestos, el primero, el uso de un raspador convencional en una operación de limpieza y el segundo, que contemplaba la puesta en marcha de un raspador rotativo en el Pozo A2 del Campo Hato Nuevo, se obtuvo como resultado que aunque financieramente las cifras favorecieron al raspador convencional, ubicándolo como la principal opción representando el 48.56% de la inversión, es posible que el ineficiente desempeño de esta herramienta impacte significativamente la frecuencia de la operación representados en costos y tiempos no planeados.

## 7. CONCLUSIONES

- Las características de la herramienta rotativa contribuyen a que la limpieza del diámetro interno del revestimiento sea la más eficiente en el menor tiempo posible ya que permiten alcanzar una mejor limpieza debido al movimiento recíproco y rotatorio simultáneamente.
- Los raspadores convencionales a pesar de que cumplen el objetivo de limpiar el diámetro interno del revestimiento, hay mayor riesgo de que la limpieza haya sido insuficiente y genere lecturas y mediciones en los registros de cementación poco confiables.
- El diseño del BHA propuesto con el raspador rotativo fue el acertado para que la operación se realizara satisfactoriamente cumpliendo con las distancias previstas de limpieza donde se ubicaba el revestimiento de 7 pulgadas en el Pozo A2.
- El diseño del raspador es simple y resiste para que su instalación sea sencilla y su configuración sea de acuerdo al BHA seleccionado.
- La configuración de los BHA para las herramientas convencionales y rotativas, son similares, por lo que no hay mayor limitación para que se puedan operar estas herramientas en un pozo dado.
- En la operación de limpieza del Pozo A2, con las herramientas de estudio planteadas en el escenario A y B, se presentaron tiempos operacionales planos, que no representaron un tiempo significativo entre cada operación.
- Un desempeño ineficiente de las herramientas de limpieza de revestimiento prolongarían los tiempos planeados y operaciones posteriores programadas.
- Utilizar el raspador rotativo en el Pozo A2 representa una inversión de USD283.284 frente a la inversión del raspador convencional que corresponde a USD263.477 generando una diferencia porcentual de 2.88%, que no es considerable, por lo tanto se recomienda el raspador rotativo para evitar futuras campañas de limpieza.
- Se evidencia un desempeño favorable en la operación de limpieza con el raspador rotativo teniendo en cuenta el registro de no conformidades respecto al raspador convencional.

## 8. RECOMENDACIONES

- Ampliar el espectro de los pozos evaluados en la misma operación con parámetros de funcionamiento similares con el fin de llegar a un estudio más detallado que abarque más condiciones y situaciones que pueden afectar directamente los tiempos operacionales.
- Evaluar los resultados de un registro de cementación después de la corrida de las dos herramientas para determinar el riesgo y la variación en las medidas de este.
- Estudiar los posibles accesorios que se puedan agregarse al diseño del raspador rotativo con el fin de aumentar la eficiencia, reduciendo los tiempos de operación.
- Proponer un diseño de raspado rotativo que contenga, además del raspador, cepillos y magnetos que complementen la operación de limpieza de un revestimiento.

## BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN COMPLETION TOOLS. Casing Scraper. {En línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: (<https://americancompletiontools.com/casing-scraper/>)

ANH. Colombia: The perfect environment for Hydrocarbons. {En línea}. {05 mayo de 2018} Disponible en: (<http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=52&dec=70>)

BACA CURREO, Guillermo. Ingeniería económica, 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2007, p. 197.

BOTIL OIL TOOLS INDIA PVT. Casing Clean Up Tools. {En línea}. {27 de febrero de 2018} Disponible en: (<http://www.botilindia.com/Casing%20Clean%20Up%20Tools.pdf>)

CEDIEL, F. & MOJICA, J. Definición del Triásico en Colombia, Suramérica. Formaciones Luisa, Payandé y Saldaña. En: Newsletters on Stratigraphy Volume 9 Number 2. Bogotá: (24 noviembre, 1980). P. 73-104.

DIARIO DEL HUILA. El Petróleo y la reversión en el Huila. Primera Página. Neiva. Diario del Huila, 1994.

E&M PETRO GROUP. Drill Collar. {En línea}. {20 de mayo de 2018}. Disponible en: (<https://www.drillpipesupply.com/project/drill-collars/>)

GAOFENG PETRO. Jar Dual. {En Línea}. {28 de mayo de 2018}. Disponible en: (<http://www.gaofeng-petro.com/Products/Drilling-Jars/Integral-Mechanical-Drilling-Jar-Type-JSZ.html#.Wxg6k0gvzl>)

GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES. Ficha Técnica Campo Hato Nuevo. Colombia. 2014.

GIRALDO, Martha. Historia de Hocol en Colombia. {En línea}. {05 mayo de 2018} disponible en: (<https://www.hocol.com.co/nosotros/historia>).

GLOBAL SPEC. Drill Pipe Information. {En línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: ([https://www.globalspec.com/learnmore/specialized\\_industrial\\_products/mining\\_equipment/drill\\_pipe](https://www.globalspec.com/learnmore/specialized_industrial_products/mining_equipment/drill_pipe))

GORDON, Orlando. Seminario de rocas de perforación. Nivel básico. Caracas. PDVSA, 2011.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de

investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33 p.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 38 p.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. 1 ed. Bogotá: El instituto, 1998. 23 p.

JIMÉNEZ DÍAZ, Giovanni. Análisis de la deformación y modelo estructural basado en datos paleomagnéticos y cinemáticos en el sector sur del Valle Superior del Magdalena (anticlinal de la Hocha). Trabajo de investigación (Master en Geología). Bogotá, Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias. 2008, 46p.

LAKE PETRO. Drill Collar. {En línea} {20 de mayo de 2018} Disponible en: (<http://www.lakepetro.com/ProductShow.asp?ClassID=21&ID=1556&name=Drill%20Collar>)

LOGAN OIL TOOLS. Casing Scrapers. {En línea}. {27 de febrero de 2018} Disponible en: (<http://www.rubicon-oilfield.com/wp-content/uploads/Rubicon-F620-Casing-Scrapers.pdf>)

MAGNUM OIL TOOLS. Pump-Off Bit Sub. {En línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: (<http://www.magnumoiltools.com/products/pump-off-bit-sub>)

MINISTERIO DE AMBIENTE. Dirección de Licencias, Permisos y Trámites Auto No. 736. Bogotá. Ministerio de Ambiente, 2007.

MOJICA, J. & MACIA, C. Características estratigráficas y edad de la Formación Yaví, Mesozoico, de la región entre Prado Dolores, Tolima, Colombia. En: Geología Colombiana No. 12. Bogotá: (1983). p. 8.

MORET, Gregorio. BHA y Diseño de BHA. Trabajo de investigación (Maestría en Perforación Petrolera). Anaco, Universidad Nacional Experimental Politécnica De La Fuerza Armada Nacional. Facultad de Ingenierías. 2012, 23p.

MOSQUERA MESA, Ricardo. Economía Política y Cultura - Huila años 80. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 1995. 24p.

ODFJELL WELL SERVICES. OWS Wellbore clean-up technology. {En Línea}. {4 de marzo del 2018}. Disponible en: ([https://www.odfjellwellservices.com/media/1363/razrdillo\\_casing\\_scraper\\_20170302.pdf](https://www.odfjellwellservices.com/media/1363/razrdillo_casing_scraper_20170302.pdf))

ROCKPECKER. Bits. {En Línea}. {20 de mayo de 2018}. Disponible en: (<http://rockpecker.com/bits/>)

ROYAL WAGENBORG. Heavy Weight Drill Pipes. {En Línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: <https://www.wagenborg.com/our-companies/wagenborg-oilfield-services/services/drilling-tools-rental/heavy-weight-drill-pipes>

RUBIANO DAZA, Henry. La industria petrolera en el Huila en la década del 90. Trabajo de investigación (Magister en Historia). Bogotá, Universidad Nacional De Colombia. Facultad de ciencias sociales y humanas. 2010, 133p.

RUGAO YAOU CO., LTD. Herramientas de reacondicionamiento. {En línea}. {4 marzo de 2018} Disponible en: (<http://yaoumachinery.es/6-workover-tool.html>)

SALAS, Ortiz Camilo. Huila - La montaña Luminosa. Neiva: Fondo de autores Huilenses, 2000. 185p.

SOLLROC. Sollroc Drilling. Tools. {En línea}. {10 de mayo de 2018} Disponible en: (<http://spanish.dth-tools.com/tricone-drill-bit-for-hard-medium>)

TASMAN OIL TOOLS. Casing Scrapers. {En línea}. {{4 de marzo de 2018}. Disponible en: (<https://www.tasmanoiltools.com/wp-content/uploads/Casing-Scraper-1.pdf>)

WENZEL DOWNHOLE. Hydraulic/Mechanical Drilling Jar. {En línea}. {20 de mayo de 2018} Disponible en: (<http://downhole.com/portfolio-items/hydraulic-mechanical/>)

WORKSTRINGS INTERNATIONAL. Equipment. {En línea}. {7 de mayo del 2018}. Disponible en: (<http://workstringsinternational.com/equipment/accessories/subs/>)

# **ANEXOS**

## ANEXO A

### TALLY DE LA OPERACIÓN DE LIMPIEZA CON EL RASPADOR CONVENCIONAL

STD	JOINT	JOINT	CUM.	CUM.LENGHT	CUM.LENGHT CONEX
	No.	LONGITUD	INTERVALO	BHA+PIPE	BHA +PIPE - 2
	BIT 81/8"	0.73	0.73	0.73	---
	BIT SUB 4 3/4"	3.09	3.82	3.82	1.82
	RASPADOR	5.83	9.65	9.65	7.65
1	1 HWDP 4"	31.02	31.02	40.67	39.67
	2 HWDP 4"	31.03	62.05	71.70	69.70
	JAR INFERIOR	28.75	28.75	100.45	98.45
2	3 HWDP 4"	31.02	31.02	131.47	129.47
	4 HWDP 4"	31.01	62.03	162.48	160.48
1	1 DP 4"	31.60	31.60	194.08	192.08
	2 DP 4"	31.83	63.43	225.91	223.91
	3 DP 4"	31.73	95.16	257.64	255.64
2	4 DP 4"	31.73	126.89	289.37	287.37
	5 DP 4"	31.70	158.59	321.07	319.07
3	6 DP 4"	31.69	190.28	352.76	350.76
	7 DP 4"	31.73	222.01	384.49	382.49
4	8 DP 4"	31.76	253.77	416.25	414.25
	9 DP 4"	31.74	285.51	447.99	445.99
5	10 DP 4"	31.72	317.23	479.71	477.71
	11 DP 4"	31.71	348.94	511.42	509.42
6	12 DP 4"	31.68	380.62	543.10	541.10
	13 DP 4"	31.74	412.36	574.84	572.84
7	14 DP 4"	31.74	444.10	606.58	604.58
	15 DP 4"	31.74	475.84	638.32	636.32
8	16 DP 4"	31.20	507.04	669.52	667.52
	17 DP 4"	31.72	538.76	701.24	699.24
9	18 DP 4"	31.71	570.47	732.95	730.95
	19 DP 4"	31.70	602.17	764.65	762.65
10	20 DP 4"	31.74	633.91	796.39	794.39
	21 DP 4"	31.73	665.64	828.12	826.12
11	22 DP 4"	31.72	697.36	859.84	857.84
	23 DP 4"	31.67	729.03	891.51	889.51
12	24 DP 4"	31.72	760.75	923.23	921.23
	25 DP 4"	31.69	792.44	954.92	952.92
13	26 DP 4"	31.66	824.10	986.58	984.58
	27 DP 4"	31.70	855.80	1018.28	1016.28
14	28 DP 4"	31.72	887.52	1050.00	1048.00
	29 DP 4"	31.72	919.24	1081.72	1079.72
15	30 DP 4"	31.72	950.96	1113.44	1111.44
	31 DP 4"	31.73	982.69	1145.17	1143.17
16	32 DP 4"	31.65	1014.34	1176.82	1174.82
	33 DP 4"	31.80	1046.14	1208.62	1206.62
17	34 DP 4"	31.72	1077.86	1240.34	1238.34
	35 DP 4"	31.73	1109.59	1272.07	1270.07
18	36 DP 4"	31.66	1141.25	1303.73	1301.73
	37 DP 4"	31.53	1172.78	1335.26	1333.26
19	38 DP 4"	31.73	1204.51	1366.99	1364.99
	39 DP 4"	31.71	1236.22	1398.70	1396.70
20	40 DP 4"	31.73	1267.95	1430.43	1428.43
	41 DP 4"	31.74	1299.69	1462.17	1460.17
21	42 DP 4"	31.71	1331.40	1493.88	1491.88
	43 DP 4"	31.74	1363.14	1525.62	1523.62
22	44 DP 4"	31.73	1394.87	1557.35	1555.35
	45 DP 4"	31.72	1426.59	1589.07	1587.07
23	46 DP 4"	31.68	1458.27	1620.75	1618.75
	47 DP 4"	31.69	1489.96	1652.44	1650.44
24	48 DP 4"	31.72	1521.68	1684.16	1682.16

25	49 DP 4"	31.74	1553.42	1715.90	1713.90
	50 DP 4"	31.74	1585.16	1747.64	1745.64
26	51 DP 4"	31.73	1616.89	1779.37	1777.37
	52 DP 4"	31.70	1648.59	1811.07	1809.07
27	53 DP 4"	31.74	1680.33	1842.81	1840.81
	54 DP 4"	31.70	1712.03	1874.51	1872.51
3	5 HWDP 4"	31.02	31.02	1905.53	1903.53
	6 HWDP 4"	31.02	62.04	1936.55	1934.55
4	7 HWDP 4"	31.02	93.06	1967.57	1965.57
	8 HWDP 4"	31.03	124.09	1998.60	1996.60
5	9 HWDP 4"	31.02	155.11	2029.62	2027.62
	10 HWDP 4"	31.03	186.14	2060.65	2058.65
6	11 HWDP 4"	31.02	217.16	2091.67	2089.67
	12 HWDP 4"	31.03	248.19	2122.70	2120.70
7	13 HWDP 4"	31.02	279.21	2153.72	2151.72
	14 HWDP 4"	31.01	310.22	2184.73	2182.73
8	15 HWDP 4"	31.03	341.25	2215.76	2213.76
	16 HWDP 4"	31.02	372.27	2246.78	2244.78
9	17 HWDP 4"	31.03	403.30	2277.81	2275.81
	18 HWDP 4"	31.02	434.32	2308.83	2306.83
10	19 HWDP 4"	31.02	465.34	2339.85	2337.85
	20 HWDP 4"	31.02	496.36	2370.87	2368.87
11	21 HWDP 4"	31.02	527.38	2401.89	2399.89
	22 HWDP 4"	31.01	558.39	2432.90	2430.90
12	23 HWDP 4"	31.02	589.41	2463.92	2461.92
	24 HWDP 4"	31.02	620.43	2494.94	2492.94
13	25 HWDP 4"	29.98	650.41	2524.92	2522.92
	26 HWDP 4"	31.02	681.43	2555.94	2553.94
XX	27 HWDP 4"	31.01	712.44	2586.95	2584.95
	JAR SUPERIOR	28.77	28.77	2615.72	2613.72
14	28 HWDP 4"	31.02	31.02	2646.74	2644.74
	29 HWDP 4"	31.02	62.04	2677.76	2675.76
15	30 HWDP 4"	31.01	93.05	2708.77	2706.77
	31 HWDP 4"	31.03	124.08	2739.80	2737.80
16	32 HWDP 4"	31.04	155.12	2770.84	2768.84
	33 HWDP 4"	31.02	186.14	2801.86	2799.86
17	34 HWDP 4"	31.03	217.17	2832.89	2830.89
	35 HWDP 4"	31.01	248.18	2863.90	2861.90
XX	36 HWDP 4"	31.02	279.20	2894.92	2892.92
28	55 DP 4"	31.71	31.71	2926.63	2924.63
	56 DP 4"	31.70	63.41	2958.33	2956.33
29	57 DP 4"	31.68	95.09	2990.01	2988.01
	58 DP 4"	31.71	126.80	3021.72	3019.72
30	59 DP 4"	31.73	158.53	3053.45	3051.45
	60 DP 4"	31.75	190.28	3085.20	3083.20
31	61 DP 4"	31.73	222.01	3116.93	3114.93
	62 DP 4"	31.72	253.73	3148.65	3146.65
32	63 DP 4"	31.73	285.46	3180.38	3178.38
	64 DP 4"	31.71	317.17	3212.09	3210.09
33	65 DP 4"	31.87	349.04	3243.96	3241.96
	66 DP 4"	31.73	380.77	3275.69	3273.69
34	67 DP 4"	31.74	412.51	3307.43	3305.43
	68 DP 4"	31.86	444.37	3339.29	3337.29
35	69 DP 4"	31.73	476.10	3371.02	3369.02
	70 DP 4"	31.74	507.84	3402.76	3400.76
36	71 DP 4"	31.72	539.56	3434.48	3432.48
	72 DP 4"	31.71	571.27	3466.19	3464.19
37	73 DP 4"	31.72	602.99	3497.91	3495.91
	74 DP 4"	31.68	634.67	3529.59	3527.59
38	75 DP 4"	31.73	666.40	3561.32	3559.32
	76 DP 4"	31.73	698.13	3593.05	3591.05
39	77 DP 4"	31.73	729.86	3624.78	3622.78
	78 DP 4"	31.73	761.59	3656.51	3654.51
40	79 DP 4"	31.75	793.34	3688.26	3686.26
	80 DP 4"	31.71	825.05	3719.97	3717.97
41	81 DP 4"	31.73	856.78	3751.70	3749.70
	82 DP 4"	31.72	888.50	3783.42	3781.42

Fuente: CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

## ANEXO B

### TALLY DE LA OPERACIÓN DE LIMPIEZA CON EL RASPADOR ROTATIVO

viernes, 18 de mayo de 2018						DP	HWDP
LONG BHA:		2446.42				OD	4"
PESO LODO:		8.4		ppg		ID	3.34"
FACT BOYANZA:		0.872				PESO	14.00
						TIPO	DS 38
							DS 38
DATOS DE BROCA		PROFUNDIDAD DE ENTRADA					
BROCA No.	3	TAMAÑO	6.125				
TIPO	RC 217	JETS	3'20				
SERIAL No.	5274030	TFA	0.9204				
JOINTS	STAND	TIPO	SINGLE\$	Long Stande	Accum. Length	TUB+BHA -2 FT	
BIT 6 1/8" TRIC			0.64	0.64	0.64		
BIT SUB - 14304151			1.88	1.88	2.52		
SCRAPER - 12685999			10.27	10.27	12.79	11.43	
BRUSH - 12686028			10.31	10.31	23.10	21.10	
1	1	HWDP 4"	31.16	61.17	54.26	52.26	BHA
2		HWDP 4"	30.01		84.27	82.27	
1	1	DP 4"	31.46	62.98	115.73	113.73	DP
2		DP 4"	31.52		147.25	145.25	
3	2	DP 4"	31.28	62.32	178.53	176.53	DP
4		DP 4"	31.04		209.57	207.57	
5	3	DP 4"	31.40	63.12	240.97	238.97	DP
6		DP 4"	31.72		272.69	270.69	
7	4	DP 4"	31.75	63.61	304.44	302.44	DP
8		DP 4"	31.86		336.30	334.30	
9	5	DP 4"	31.41	62.72	367.71	365.71	DP
10		DP 4"	31.31		399.02	397.02	
11	6	DP 4"	31.73	63.20	430.75	428.75	DP
12		DP 4"	31.47		462.22	460.22	
13	7	DP 4"	31.41	62.87	493.63	491.63	DP
14		DP 4"	31.46		525.09	523.09	
15	8	DP 4"	31.31	62.84	556.40	554.40	DP
16		DP 4"	31.53		587.93	585.93	
17	9	DP 4"	31.48	63.15	619.41	617.41	DP
18		DP 4"	31.67		651.08	649.08	
19	10	DP 4"	30.95	62.44	682.03	680.03	DP
20		DP 4"	31.49		713.52	711.52	
21	11	DP 4"	31.34	62.22	744.86	742.86	DP
22		DP 4"	30.88		775.74	773.74	
23	12	DP 4"	31.62	63.10	807.36	805.36	DP
24		DP 4"	31.48		838.84	836.84	
25	13	DP 4"	31.59	63.26	870.43	868.43	DP
26		DP 4"	31.67		902.10	900.10	
27	14	DP 4"	31.03	62.70	933.13	931.13	DP
28		DP 4"	31.67		964.80	962.80	
29	15	DP 4"	31.35	62.79	996.15	994.15	DP
30		DP 4"	31.44		1027.59	1025.59	
3	2	HWDP 4"	30.57	61.53	1058.16	1056.16	DP
4		HWDP 4"	30.96		1089.12	1087.12	
5	3	HWDP 4"	30.62	61.41	1119.74	1117.74	DP
6		HWDP 4"	30.79		1150.53	1148.53	
7	4	HWDP 4"	30.85	61.89	1181.38	1179.38	DP
8		HWDP 4"	31.04		1212.42	1210.42	
9	5	HWDP 4"	30.61	61.63	1243.03	1241.03	DP
10		HWDP 4"	31.02		1274.05	1272.05	
11	6	HWDP 4"	30.64	61.19	1304.69	1302.69	DP
12		HWDP 4"	30.55		1335.24	1333.24	
13	7	HWDP 4"	31.06	62.01	1366.30	1364.30	DP
14		HWDP 4"	30.95		1397.25	1395.25	
15	8	HWDP 4"	30.62	61.48	1427.87	1425.87	DP
16		HWDP 4"	30.86		1458.73	1456.73	
17	9	HWDP 4"	30.92	62.12	1489.65	1487.65	DP
18		HWDP 4"	31.20		1520.85	1518.85	
19	10	HWDP 4"	30.47	61.18	1551.32	1549.32	DP
20		HWDP 4"	30.71		1582.03	1580.03	
21	11	HWDP 4"	30.30	60.86	1612.33	1610.33	DP
22		HWDP 4"	30.56		1642.89	1640.89	
23	12	HWDP 4"	30.98	61.70	1673.87	1671.87	DP
24		HWDP 4"	30.72		1704.59	1702.59	

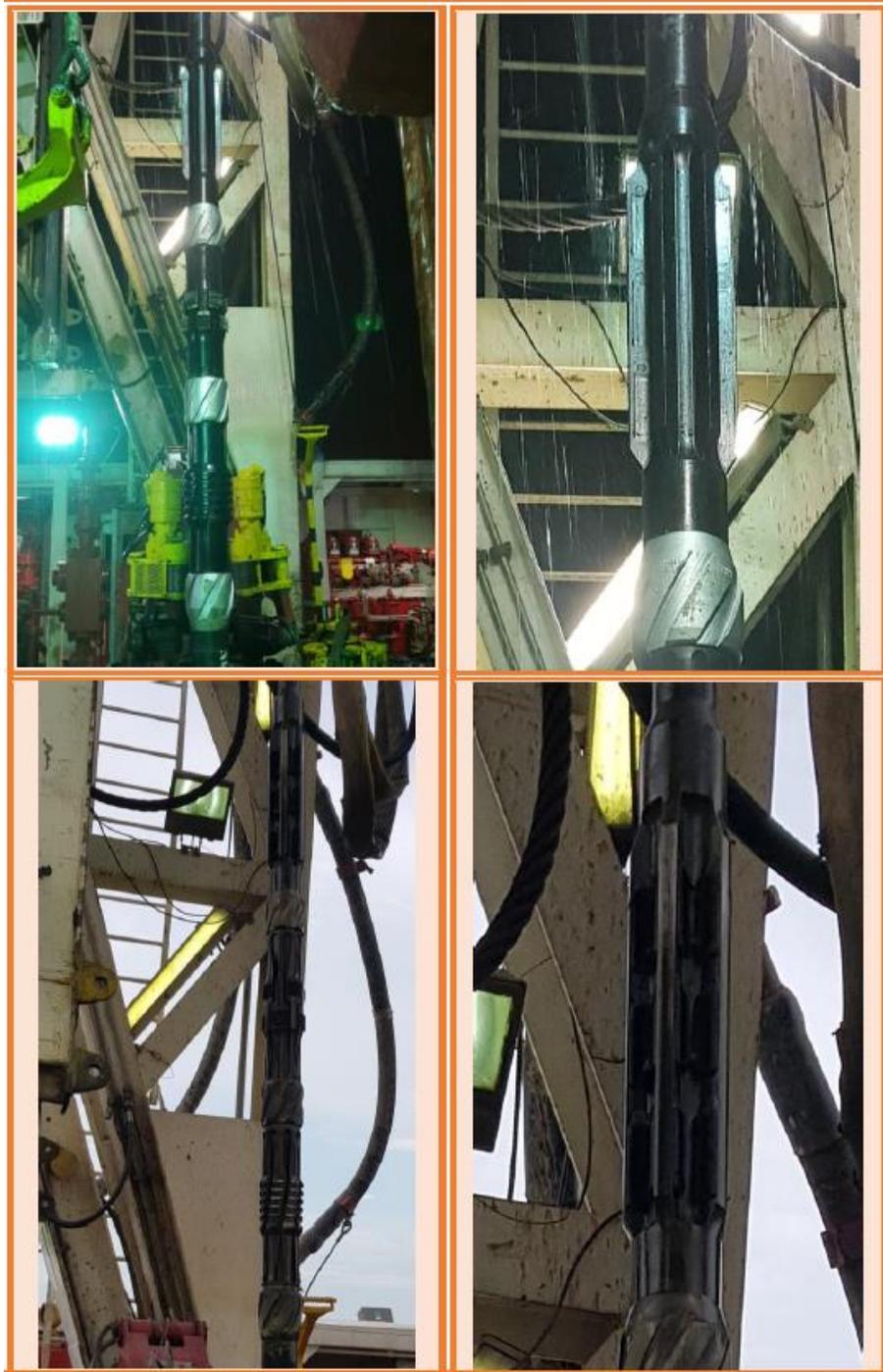
JOINTS	STAND	TIPO	SINGLES	Long Stands	Accum. Length	TUB+BHA - 2 FT	
25	13	HWDP 4"	31.08	61.67	1735.67	1733.67	HWDP
26		HWDP 4"	30.59		1766.26	1764.26	
27	14	HWDP 4"	30.95	61.87	1797.11	1795.11	
28		HWDP 4"	31.02		1828.13	1826.13	
29	15	HWDP 4"	30.66	61.40	1858.79	1856.79	
30		HWDP 4"	30.74		1889.53	1887.53	
31	16	HWDP 4"	31.12	61.78	1920.65	1918.65	
32		HWDP 4"	30.66		1951.31	1949.31	
33	17	HWDP 4"	31.18	62.19	1982.49	1980.49	
34		HWDP 4"	31.01		2013.50	2011.50	
35	18	HWDP 4"	31.24	62.26	2044.74	2042.74	
36		HWDP 4"	31.02		2075.76	2073.76	
37	19	HWDP 4"	30.18	61.18	2105.94	2103.94	
38		HWDP 4"	31.00		2136.94	2134.94	
39	20	HWDP 4"	30.94	62.17	2167.88	2165.88	
40		HWDP 4"	31.23		2199.11	2197.11	
41	21	HWDP 4"	30.31	61.31	2229.42	2227.42	
42		HWDP 4"	31.00		2260.42	2258.42	
43	22	HWDP 4"	30.59	61.80	2291.01	2289.01	
44		HWDP 4"	31.21		2322.22	2320.22	
45	23	HWDP 4"	30.92	61.57	2353.14	2351.14	
46		HWDP 4"	30.65		2383.79	2381.79	
47	24	HWDP 4"	31.02	61.63	2414.81	2412.81	
48		HWDP 4"	30.61		2445.42	2443.42	
31	16	DP 4"	31.66	63.15	2477.08	2475.08	
32		DP 4"	31.49		2508.57	2506.57	
33	17	DP 4"	31.39	62.33	2539.96	2537.96	
34		DP 4"	30.94		2570.90	2568.90	
35	18	DP 4"	31.45	63.13	2602.35	2600.35	
36		DP 4"	31.68		2634.03	2632.03	
37	19	DP 4"	31.44	63.17	2665.47	2663.47	
38		DP 4"	31.73		2697.20	2695.20	
39	20	DP 4"	31.66	63.40	2728.86	2726.86	
40		DP 4"	31.74		2760.60	2758.60	
41	21	DP 4"	31.48	62.79	2792.08	2790.08	
42		DP 4"	31.31		2823.39	2821.39	
43	22	DP 4"	31.70	63.41	2855.09	2853.09	
44		DP 4"	31.71		2886.80	2884.80	
45	23	DP 4"	31.67	63.33	2918.47	2916.47	
46		DP 4"	31.66		2950.13	2948.13	
47	24	DP 4"	31.46	63.07	2981.59	2979.59	
48		DP 4"	31.61		3013.20	3011.20	
49	25	DP 4"	31.71	63.41	3044.91	3042.91	
50		DP 4"	31.70		3076.61	3074.61	
51	26	DP 4"	31.47	63.06	3108.08	3106.08	
52		DP 4"	31.59		3139.67	3137.67	

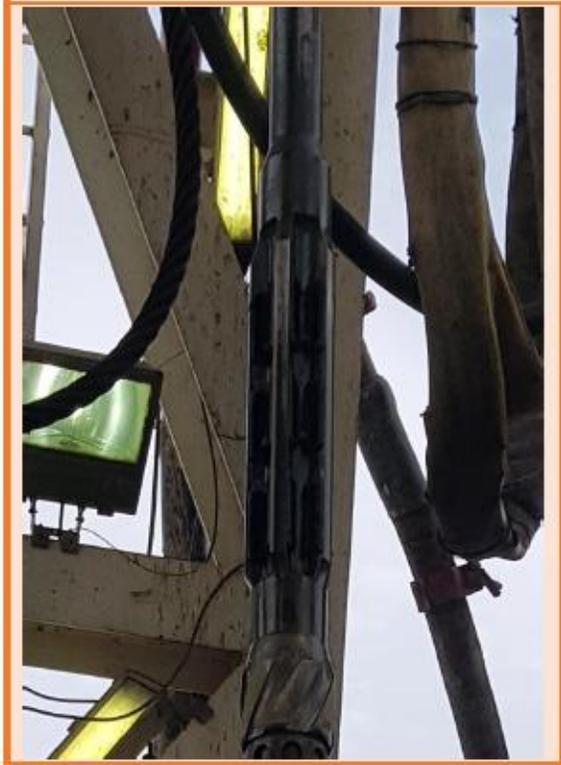
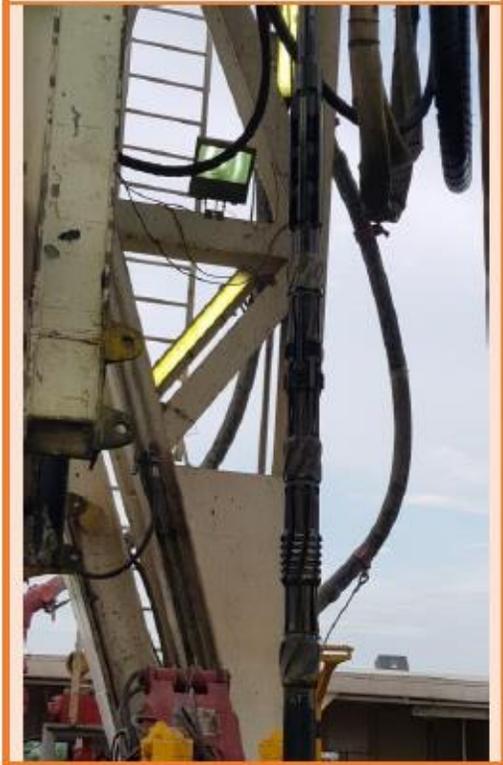
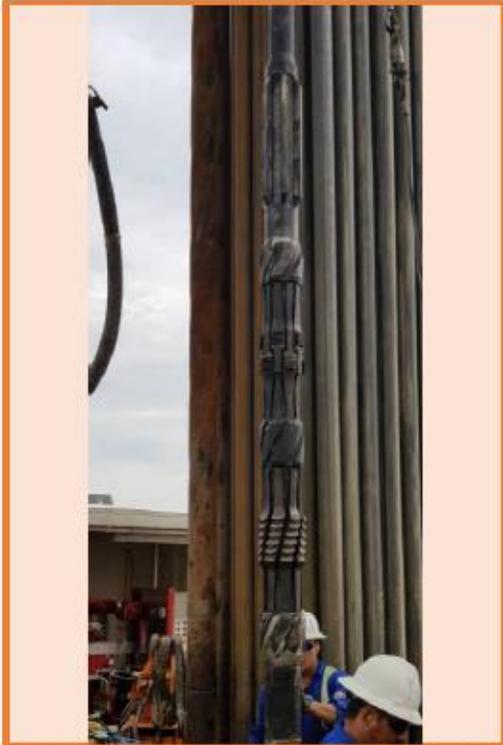
JOINTS	STAND	TIPO	SINGLES	Long stands	Accum. Length	TUB+BHA - 2 FT	
53	27	DP 4"	31.42	62.62	3171.09	3169.09	DP
54		DP 4"	31.20		3202.29	3200.29	
55	28	DP 4"	31.85	63.35	3234.14	3232.14	
56		DP 4"	31.50		3265.64	3263.64	
57	29	DP 4"	31.60	63.08	3297.24	3295.24	
58		DP 4"	31.48		3328.72	3326.72	
59	30	DP 4"	31.37	63.07	3360.09	3358.09	
60		DP 4"	31.70		3391.79	3389.79	
61	31	DP 4"	31.32	63.03	3423.11	3421.11	
62		DP 4"	31.71		3454.82	3452.82	
63	32	DP 4"	31.10	62.87	3485.92	3483.92	
64		DP 4"	31.77		3517.69	3515.69	
65	33	DP 4"	31.61	63.08	3549.30	3547.30	
66		DP 4"	31.47		3580.77	3578.77	
67	34	DP 4"	31.70	62.52	3612.47	3610.47	
68		DP 4"	30.82		3643.29	3641.29	
69	35	DP 4"	31.34	62.63	3674.63	3672.63	
70		DP 4"	31.29		3705.92	3703.92	
71	36	DP 4"	31.25	62.94	3737.18	3735.18	
72		DP 4"	31.68		3768.86	3766.86	
73	37	DP 4"	31.51	63.11	3800.37	3798.37	
74		DP 4"	31.60		3831.97	3829.97	
75	38	DP 4"	31.50	62.88	3863.47	3861.47	
76		DP 4"	31.38		3894.85	3892.85	
77	39	DP 4"	31.48	63.17	3926.33	3924.33	
78		DP 4"	31.69		3958.02	3956.02	
79	40	DP 4"	31.59	63.29	3989.61	3987.61	
80		DP 4"	31.70		4021.31	4019.31	
81	41	DP 4"	31.56	62.81	4052.87	4050.87	
82		DP 4"	31.25		4084.12	4082.12	
83	42	DP 4"	31.68	63.44	4115.80	4113.80	
84		DP 4"	31.76		4147.56	4145.56	
85	43	DP 4"	31.88	63.25	4179.44	4177.44	
86		DP 4"	31.37		4210.81	4208.81	
87	44	DP 4"	31.85	63.36	4242.66	4240.66	
88		DP 4"	31.51		4274.17	4272.17	
89	45	DP 4"	31.70	63.10	4305.87	4303.87	
90		DP 4"	31.40		4337.27	4335.27	
91	46	DP 4"	31.37	62.77	4368.64	4366.64	
92		DP 4"	31.40		4400.04	4398.04	
93	47	DP 4"	30.80	62.47	4430.84	4428.84	
94		DP 4"	31.67		4462.51	4460.51	
95	48	DP 4"	31.61	63.26	4494.12	4492.12	
96		DP 4"	31.65		4525.77	4523.77	
97	49	DP 4"	31.34	62.79	4557.11	4555.11	
98		DP 4"	31.45		4588.56	4586.56	
99	50	DP 4"	31.35	62.98	4619.91	4617.91	
100		DP 4"	31.63		4651.54	4649.54	

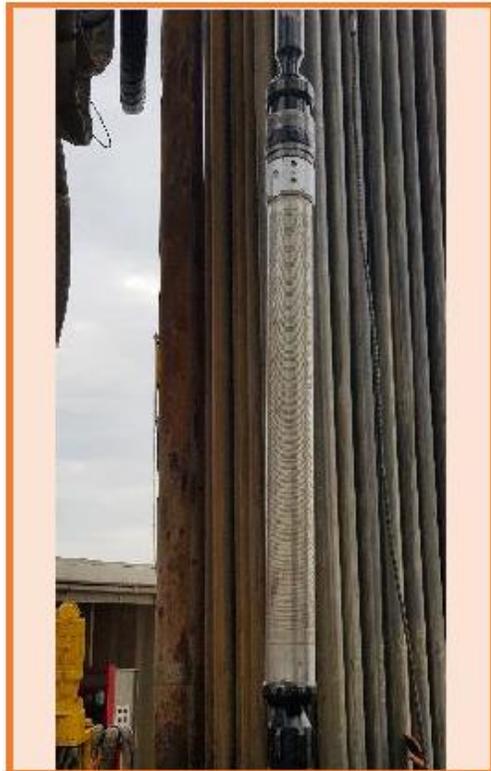
Fuente: CONSORCIO EMPESA-NCT. Modificado por los autores.

## ANEXO C

### REGISTRO FOTOGRÁFICO DEL ENSAMBLE DEL RASPADOR CONVENCIONAL







## ANEXO D

### REGISTRO FOTOGRÁFICO DEL ENSAMBLE DEL RASPADOR ROTATIVO





