

“GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN ENSAMBLAJES DE PERFORACIÓN  
(BHA) PARA POZOS DE ALTA COMPLEJIDAD”



MONOGRAFÍA PARA OBTENER EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE  
INTEGRIDAD Y CORROSIÓN  
PRESENTA:

ING. EDISON JAVIER VIDAL SALDARRIAGA.



UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
TUNJA  
2022



**Uptc**<sup>®</sup>  
Universidad Pedagógica y  
Tecnológica de Colombia



“GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN ENSAMBLAJES DE PERFORACIÓN  
(BHA) PARA POZOS DE ALTA COMPLEJIDAD”

EDISON JAVIER VIDAL SALDARRIAGA

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
TUNJA  
2022



**Uptc**<sup>®</sup>  
Universidad Pedagógica y  
Tecnológica de Colombia



“GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN ENSAMBLAJES DE PERFORACIÓN  
(BHA) PARA POZOS DE ALTA COMPLEJIDAD”

EDISON JAVIER VIDAL SALDARRIAGA.

MONOGRAFÍA PARA OBTENER EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN  
DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

DIRIGIDO POR: ING. PhD JOSÉ ANÍBAL SERNA GIL.

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
TUNJA  
2022



**Uptc**<sup>®</sup>  
Universidad Pedagógica y  
Tecnológica de Colombia



## Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

Firma de jurado

---

Firma del jurado



## TABLA DE CONTENIDO

	Pag
<b>GLOSARIO .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>1. RESUMEN.....</b>	<b>2</b>
<b>2. OBJETIVOS .....</b>	<b>3</b>
2.1. <b>Objetivo general .....</b>	<b>3</b>
2.2. <b>Objetivos específicos .....</b>	<b>3</b>
<b>3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....</b>	<b>4</b>
3.1 <b>Formulación del problema .....</b>	<b>4</b>
3.2 <b>Descripción del problema .....</b>	<b>4</b>
<b>4. JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>5. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>6</b>
5.1 <b>Gestión de integridad actual.....</b>	<b>6</b>
5.2 <b>Métodos de inspección usados actualmente en los ensamblajes             de fondo .....</b>	<b>8</b>
5.3 <b>Frecuencias de Inspección recomendadas.....</b>	<b>10</b>
5.4 <b>Elementos / Componentes de un BHA de fondo usados la para             perforación de pozos .....</b>	<b>11</b>
<b>6. MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>20</b>
6.1 <b>Propuesta de mejora en los procedimientos y en las             frecuencias de Inspección de los BHA usados en pozos de alta             complejidad. ....</b>	<b>20</b>
<b>7. CONCLUSIONES.....</b>	<b>23</b>
<b>8. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>24</b>
<b>9. BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>25</b>

## LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pag
<b>Ilustración 1.</b> - Broca PDC 716 de 10.625" .....	12
<b>Ilustración 2.</b> - Sistema Rotativo Direccional – RSS de 6 ¾" x 10 5/8" .....	13
<b>Ilustración 3.</b> - MWD & LWD de 8 ¼" .....	14
<b>Ilustración 4.</b> - Near Bit Stabilizer & String Stabilizer de 10 3/8" y 10 ½". .....	15
<b>Ilustración 5.</b> -Tubería Pesada de Perforación de 5 7/8" 49.17 lb-ft.....	16
<b>Ilustración 6.</b> - Drill Collars o botellas de perforación.....	17
<b>Ilustración 7.</b> - Conjunto martillo y acelerador hidráulicos de 8 ¼" .....	18

## LISTA DE TABLAS

	Pag
<b>Tabla 1.</b> Categorías de inspección de acuerdo con estándar DS1 para BHA .....	8
<b>Tabla 2.</b> Frecuencias iniciales de inspección recomendadas por DS 1.....	10
<b>Tabla 3.</b> BHA direccional de 10 5/8". .....	19
<b>Tabla 4.</b> BSR Recomendado .....	21

## GLOSARIO

**Acelerador:** Herramienta hidráulica o mecánica que amortigua y hace efectivo el impacto del martillo de perforación en operaciones de liberación de la tubería cuando se presenta una pega de esta, evento no deseado que puede ocurrir durante las actividades de perforación de pozos de petróleo y gas.

**BHA:** Por sus siglas en inglés **Bottom Hole Assembly**, es el ensamblaje de fondo usado para la perforación de pozos de petróleo y gas, consiste en elementos de perforación como son: la broca de perforación, estabilizadores de perforación, herramientas direccionales, botellas de perforación DC (Drill Collars), tubería pesada de perforación HWDP (Heavy Weight Drill Pipe), Martillo de perforación, Acelerador, sustitutos, entre otros.

**Botellas de perforación:** Tubería de gran espesor de pared, que ayuda a dar peso a la sarta de perforación, con el objetivo de transferir peso a la broca durante las operaciones de perforación de pozos de petróleo y gas.

**Broca de perforación:** Herramienta usada en el extremo del BHA, con estructura de corte, que permite la perforación a través de diferentes formaciones litológicas. Este elemento o componente del BHA es el que da el diámetro del hueco que se está perforando.

**DS1:** Estándar utilizado en la industria de perforación de pozos de petróleo y gas, que establece criterios para diseño de componentes de BHA, así como lineamientos y recomendaciones de inspección de los elementos o componentes usados durante la perforación.

**Estabilizadores de perforación:** Componente del BHA, que permite estabilizar la sarta de perforación, dando centralización, estabilización y rigidez, así, como permite que se disminuyan las vibraciones.

**Herramientas direccionales:** Componente del BHA de perforación que permite a través de movimientos de tubería en superficie o comandos enviados por pulsos de presión mantener una trayectoria deseada, direccionando el pozo en ángulo y azimut de acuerdo con un plan direccional específico y a un objetivo deseado.



**Heat Checking:** Indicación o fenómeno de agrietamiento que se observa durante la inspección de los tubulares de perforación y componentes de BHA, este agrietamiento es generado cuando han sido sometidos a calentamiento por alta fricción, que en ocasiones puede generar cambio en la estructura del acero y fallas de los componentes.

**Martillo de perforación:** Herramienta hidráulica o mecánica que genera un impacto durante las operaciones de liberación de la tubería cuando se presenta una pega de esta, evento no deseado que puede ocurrir durante las actividades de perforación de pozos de petróleo y gas. Generalmente en operaciones de perforación se usan martillos de doble impacto, es decir, que pueden dar golpes hacia arriba o hacia abajo, dependiendo de lo que se requiera, su activación, se hace desde superficie, manipulando la tubería de acuerdo con lo que se desee.

**Pozos de alta complejidad:** se definen como pozos profundos y con retos técnicos durante la perforación, tales como: altas vibraciones de la sarta de perforación, altas tensiones de la tubería, altos valores de torque durante la perforación, altas presiones de circulación, altas temperaturas, entre otros.

**Sarta de perforación:** es el conjunto de herramientas o tubulares usados para la perforación de pozos de petróleo y gas, esta incluye todos los componentes del BHA, así como la tubería de perforación.

**Sustitutos:** También conocidos en el área de perforación como crossovers, consiste en un componente del BHA de perforación que permite cambiar de una conexión o tamaño a otro.

**Tubería de perforación:** Tubería utilizada desde superficie y hasta el BHA durante la perforación de pozos de petróleo y gas, permite la circulación de fluidos al interior de esta, así como transmitir la rotación y torque al BHA de perforación.

**Tubería pesada de perforación:** por sus siglas en ingles HWDP (Heavy Weight Drill Pipe), es la tubería que se utiliza para realizar la transición entre las botellas de perforación y la tubería de perforación, es tubería de menor espesor de pared que las botellas de perforación, pero de mayor espesor de pared que la tubería de perforación.



## INTRODUCCIÓN

Los pozos de petróleo y gas son activos diseñados para un ciclo de vida específico, que varía dependiendo de múltiples factores, y uno de esos factores es su costo inicial, este depende de muchas variables, y una de ellas es “La gestión de integridad” de los componentes usados durante la perforación, específicamente los componentes del BHA. En este documento se propone un cambio en la gestión de integridad de los ensamblajes de fondo usados durante la perforación de pozos de alta complejidad, y en donde la gestión en la mayoría de los casos se ha venido manejando, teniendo en cuenta los mismos parámetros que pozos menos complejos, es decir no se diferencia o se tiene en cuenta la complejidad de los pozos. El criterio que ha venido predominando para inspeccionar es el que se conoce como horas de rotación de los ensamblajes de fondo, y en donde el estándar DS1 recomienda como máximo 350 horas de rotación, una vez se llega a este tiempo se procede con inspecciones de ensayos no destructivos, que buscan defectos puntuales, sin embargo, en algunos casos no se están teniendo en cuenta variables operativas específicas de cada pozo y que pueden llegar a impactar la integridad de este. Las fallas de componentes de BHA se dan generalmente sin exceder los límites operacionales de diseño de las herramientas, estas fallas en la mayoría de los casos son asociadas a fatiga, catastróficas y costosas, la fatiga es un fenómeno que es impredecible, pero si se llevara una trazabilidad completa, ayudaría mucho en la toma de decisiones de los ingenieros de integridad en el área de perforación y evitaría en gran medida la ocurrencia de este tipo de fallas.

Los pozos de alta complejidad, que se trataran en este documento, son pozos que su fase de perforación dura más de 6 meses y su costo está por encima de los 50 millones de dólares, profundidades mayores a 17000 ft (pozos profundos) y con retos técnicos durante la perforación, tales como: altas vibraciones de la sarta de perforación, altas tensiones/esfuerzos de la tubería, altos valores de torque durante la perforación, altas presiones de circulación, altas temperaturas, trayectorias direccionales complejas, pozos de más de 4 fases o tamaños, entre otros.

Este documento propone incluir otras variables en la gestión de integridad de las herramientas de fondo usadas durante la perforación de pozos de alta complejidad.

## 1. RESUMEN

El presente trabajo, propone identificar la gestión de integridad que se lleva a cabo actualmente e incluir o proponer la exigencia de puntos adicionales, tales como: temas de trazabilidad operacional, así como la trazabilidad total de cada uno de los componentes de los ensamblajes de fondo usados durante la perforación de pozos de petróleo y gas de alta complejidad. En la actualidad, la trazabilidad no tiene en cuenta puntos importantes como ciclos por fatiga y se concentra en su gran mayoría es aspectos relacionados a horas de rotación y circulación para periodos de inspección y no está teniendo en cuenta la acumulación de esfuerzos por procesos o cargas cíclicas, dejando de lado toda la historia y trazabilidad operacional de las herramientas o componentes, es por ello que se propone iniciar a tratar cada una de las herramientas o componentes de los ensamblajes de fondo por separado, creando un historial de las horas de rotación, condiciones de operación, años de uso, entre otros.

Este trabajo propone una gestión plena de integridad de los componentes de ensamblajes de fondo, la cual ayudara a los ingenieros de integridad y de perforación a tomar decisiones, basadas en la información, actualmente las decisiones se toman teniendo en cuenta, criterios como: certificados de material de los componentes, certificados de inspección y horas de rotación durante el último uso. Sin embargo, se desconocen las circunstancias o condiciones operativas a las que las herramientas/elementos de BHA han sido sometidos, tales como: cantidad de pegas de tubería a los que han estado expuestos, esfuerzos máximos durante las operaciones, tanto de tensión y torsión, tortuosidad, tipos de fluidos en los que han estado en contacto, entre otros.

Conocer y entender todas las variables y condiciones a que han sido sometidos los componentes del BHA durante su ciclo de vida o vida en servicio, permite tener una trazabilidad integral, realizar los cálculos correspondientes que permitan retirar de servicio los componentes a tiempo, mejorando la toma de decisiones, todo basado en la información real de las condiciones y ciclos de trabajo acumulados (ciclos de fatiga antes de falla).

## 2. OBJETIVOS

### 2.1. Objetivo general

Proponer una nueva forma de gestionar la integridad de los componentes de los ensamblajes de fondo “BHA” usados durante la perforación de pozos de alta complejidad.

### 2.2. Objetivos específicos

Proponer la información necesaria para tener la hoja de vida de cada uno de los componentes de los ensamblajes de fondo BHA, en donde aparezca el certificado de material, certificado de tratamiento térmico, certificados de fabricación, certificados de mecanizado de las conexiones emitido por un taller certificado.

Incluir dentro de la trazabilidad de los componentes de los ensamblajes de fondo “BHA”, el historial de las operaciones que han realizado, esfuerzos a los que han sido sometidos, máximas tensiones, máximos torques/torsiones, fluidos y propiedades usados durante las operaciones, temperaturas a las que han sido sometidos, horas de rotación acumuladas durante su ciclo de vida y, condiciones específicas de operación como martilleo durante pegas de tubería, presiones de trabajo, vibraciones y tipos de vibraciones.

### **3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **3.1 Formulación del problema**

¿Es conveniente gestionar la integridad de los componentes de los ensamblajes de fondo, sin diferenciar la complejidad de los pozos y sin tener en cuenta las condiciones operacionales?

#### **3.2 Descripción del problema**

Actualmente la gestión de integridad de los componentes o herramientas usados para la perforación de pozos de petróleo y gas se ha venido manejando teniendo en cuenta únicamente las horas de rotación, esta práctica funciona y ha venido siendo efectiva a lo largo de los años, sin embargo los retos técnicos de los pozos son cada vez mayores, el desarrollo de nuevas herramientas ha permitido llegar cada vez a mayores profundidades, con condiciones de perforación cada vez más severas, que invitan a incrementar la rigurosidad de la gestión de integridad y no limitarse únicamente a horas de rotación y trabajos de inspección, que es lo que se hace actualmente. Teniendo en cuenta esto, en pozos de alta complejidad, las fallas han incrementado y cada vez se es más vulnerable a las mismas, es el momento de incrementar los requisitos y trazabilidad de las herramientas usadas, así como el manejo de integridad de estos componentes que, en ocasiones, cuentan con más de 20 años de servicio, acumulando esfuerzos y exponiendo las actividades y operaciones a fallas.

#### 4. JUSTIFICACIÓN

Con el objetivo de minimizar las fallas en los componentes de BHA o herramientas de fondo usados durante la perforación de pozos de petróleo y gas, se propone un sistema o método de gestionar la integridad que tenga en cuenta todas las condiciones operacionales a las que se exponen estos elementos o componentes, todo en búsqueda de minimizar y por qué no, evitar las fallas de los mismos, para ello es necesario tener una trazabilidad de cada uno de los elementos que no se limite a certificados de material y certificados de inspección, si no, conocer a que han sido expuestos los componentes, para ello se propone crear una hoja de vida de cada componente, en donde se deje trazabilidad por parte de los ingenieros de perforación y de los ingenieros de integridad de herramientas de fondo, de las condiciones a las que se somete el elemento o herramienta durante cada corrida o uso, incluyendo variables como; Temperatura, presión, tensiones, torques, tipos de vibraciones (laterales, rotacionales, axiales, etc.) horas acumuladas de cada una de las vibraciones experimentadas durante cada trabajo o BHA, registro de cada una de las inspecciones realizadas, dejar registrados los trabajos de reparación que permita identificar que fallas ha tenido, si la herramienta o herramientas han sido sujetas a trabajos de pega de tubería y a trabajos de martillo, así como todo comentarios específicos como bombeos de ácidos, bombeos de cemento, horas de rotación por corrida y acumuladas, velocidades de rotación en revoluciones por minuto que permitan llevar trazabilidad de la cantidad de ciclos, desviación de los pozos y tasas máximas de desviación cada 100 pies (DLS-Dog Leg Severity) y todo lo que permita generar una estrategia en donde se saquen las herramientas de uso antes de que fallen al interior del pozo.

Poder gestionar la integridad de los elementos de fondo o componentes de BHA usados durante la perforación, incluyendo variables operativas y condiciones a que han sido expuestos los elementos permitirá disminuir el tiempo entre fallas y ayudará a optimizar los tiempos y costos de perforación, haciendo los proyectos más viables y confiables.

## 5. MARCO TEÓRICO

### 5.1 Gestión de integridad actual

La gestión de la integridad de las herramientas de fondo o del BHA de perforación no ha evolucionado, a excepción de las operaciones costa afuera, desde tiempo atrás se viene llevando de la misma manera, sin discriminar o diferenciar la complejidad de los pozos y de los requerimientos técnicos de los mismos. En la actualidad en la mayoría de empresas operadoras los esfuerzos se centran en técnicas de inspección, todo enfocado en la búsqueda de defectos en los componentes del BHA a través de métodos o tecnologías de inspección o ensayos no destructivos, que se limitan en identificar daños o anomalías, sin tener en cuenta las condiciones a las que han estado sometidos los componentes de las sartas de perforación, los cuales pueden ser acumulativos (fatiga), adicionalmente este método o sistema de gestión de integridad no diferencia o tiene en cuenta la complejidad de los pozos o requerimientos técnicos particulares de cada uno de ellos.

La mayoría de las inspecciones están enfocadas en la búsqueda de defectos puntuales, esto sin diferenciar el estándar o norma que se utilice, y básicamente se limita a lo establecido en las siguientes normas, las cuales no se referenciarán en algunos puntos de este documento:

- API Spec 7-1 Specification for Rotary Drill Stem Elements
- API Spec 7-2 Specification for Threading and Gauging of Rotary Shouldered Thread Connections
- API RP 7G Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits
- API RP 7G-2 Inspection and Classification of Used Drill Stem Elements
- DS-1 Standards vol 1,2, 3, 4 y 5. Bureau Veritas.

Las normas anteriormente citadas no tienen en cuenta las condiciones a las que han sido sometidas las herramientas de fondo o componentes de BHA y se limitan a establecer lineamientos como:

- Establecer recomendaciones y criterios de fabricación, tales como: las herramientas, equipos y componentes de fondo (BHA) a ser utilizados en operaciones de pozo, deben ser componentes integrales, maquinados o fabricados en una sola pieza. No se aceptarán componentes soldados o adheridos, es decir, estos deben ser fabricados o mecanizados en uno solo componente; esto aplica para bit subs, estabilizadores, rimadores, sustitutos, cuerpo de ensanchadores, y todos los elementos usados en los BHA de perforación de pozos de petróleo y gas. (Tomado de "Documento enlace Operaciones de Perforación y Completamiento en pozos de alta complejidad",

en proceso de revisión, documento propuesto por el autor de esta monografía para las operaciones de perforación y completamiento).

- El material aceptado para los componentes de fondo debe cumplir con lo establecido en el API Spec 7-2 y deben ser maquinados o forjados a partir de una barra o pieza sólida en material AISI 4145H / 4140 H / 4137 H. El material debe haber sido sometido a un tratamiento térmico de templado y revenido (Quenched & Tempered), debe tener unos rangos de dureza entre 285 Brinell (mínimo) y 341 Brinell (máximo) y una resistencia al impacto (Charpy V Notch) de mínimo 40 ft.lbs a 70 °F. (API Spec 7-2)
- Todas las herramientas, equipos y componentes de fondo (BHA) con conexiones rotarias mayores o iguales a 3 ½” deberán contar con ranuras para alivio de esfuerzos en los pines y maquinado de alivio en el cilindro final de las cajas según lo establecido en la norma API SPEC 7-2.
- Para las operaciones de perforación en pozos de alta complejidad o donde cada compañía operadora lo establezca, los estabilizadores deberán ser integrales, sin aletas soldadas y con configuraciones de aletas tipo “Watermelon”, la transición de las aletas debe ser entre 20° y 30°. Para las operaciones en ambientes abrasivos e intercalados los estabilizadores para perforación deben tener insertos trapezoidales de carburo de tungsteno o equivalentes. El valor de dureza de los insertos y/o la superficie de las aletas debe ser de mínimo de 1150 HV (Dureza Vickers) o 70 HRC (Rockwell C). (La parte superior de la transición de las aletas debe tener recubrimiento de metal duro de las mismas características del colocado en el cuerpo tanto para reaming/parte inferior de la aleta como para back reaming/parte superior de la aleta. La densidad de los insertos deberá ser de mínimo 4 insertos por pulgada lineal. El fabricante de los estabilizadores debe garantizar la respectiva resistencia a la abrasión, asegurando durabilidad de las aletas y minimizando el riesgo de exposición del alma de acero del estabilizador o desgastes extremos. La geometría recomendada de los insertos es de 1” x 1/4” x 3/8”, en caso de que esta cambie, deberá ser sustentada por el proveedor de los estabilizadores y aprobada por el equipo de ingeniería y la Autoridad Técnica de Herramientas de Fondo. (Tomado de “Documento enlace Operaciones de Perforación y Completamiento en pozos de alta complejidad”, en proceso de revisión, documento propuesto por el autor de esta monografía para las operaciones de perforación y completamiento).
- La tubería de perforación y los componentes de los ensamblajes de fondo deberán ser inspeccionados de acuerdo con lo establecido en las normas API vigentes y en lo establecido en el estándar DS-1 de Bureau Veritas, quien establece que no podrán sobrepasar de 350-400 horas de rotación, para ensamblajes de fondo usados en la perforación de pozos de petróleo y gas.

De acuerdo con la experiencia adquirida en pozos de alta complejidad, se establece que el alcance de los servicios de inspección que se requieren para la tubería de perforación corresponde a la categoría 5 del Standard DS-1, así como la categoría 3-5 para las herramientas de fondo o BHA, establecido en el mismo estándar. Se debe tener en cuenta todo el alcance establecido en todos los volúmenes de dicho estándar, así como los criterios de aceptación y rechazo. (Tomado de “Documento enlace Operaciones de Perforación y Completamiento en pozos de alta complejidad”, en proceso de revisión, documento propuesto por el autor de esta monografía).

## 5.2 Métodos de inspección usados actualmente en los ensamblajes de fondo

Las compañías operadoras que perforan pozos en Colombia, incluidos los de alta complejidad, rigen o alinean sus prácticas de inspección de acuerdo a lo que establece el Standard DS-1 Volume 3 “Drill Stem Inspection” de Bureau Veritas, quinta edición de Agosto de 2020, este documento recomienda en su tabla 2.4 “Programa de Inspección Recomendado para Otros Componentes” , otros componentes se refiere a los componentes de BHA tratados en este documento, sin embargo como se evidencia en la Tabla 1, no se tienen en cuenta aspectos de trazabilidad, a excepción de la categoría de servicio HDLS (Heavy Duty Landing String), que hace referencia a tubulares de aterrizaje o sarta de aterrizaje, que son usados en operaciones costa afuera (off Shore) y que no aplican hasta la fecha para operaciones en tierra (On Shore).

**Tabla 1.** Categorías de inspección de acuerdo con estándar DS1 para BHA

"Programa de Inspección Recomendado para Otros Componentes"				
Componente	Categoría de Servicio			
	1	2	3-5	HDLS <sup>2</sup>
DC & HWDP Tool Joints	Visual a la Conexión Ranura de cuña (si aplica)	Visual a la Conexión Luz negra a la Conexión <sup>1</sup> Ranura de cuña (si aplica) Heat Checking (Solo a la HWDP)	Visual a la Conexión Luz negra a la Conexión <sup>1</sup> Dimensional 3 Ranura de cuña (si aplica) Heat Checking (Solo a la HWDP)	--



HWDP cuerpo del tubo	Visual al cuerpo del tubo	Visual al cuerpo del tubo	Visual al cuerpo del tubo MPI (Inspección con partículas magnéticas) Área de cuña y al Upset <sup>3</sup>	--
DC & HWDP Marcado	Marcado después de inspección	Marcado después de inspección	Marcado después de inspección	--
Sustitutos, Estabilizadores, Kellys	--	--	Inspección de Sustitutos, Estabilizadores o Kellys (según corresponda)	Inspección de Sustitutos, Estabilizadores o Kellys (según corresponda) Trazabilidad
Herramientas de pesca	--	--	Inspección en taller de las herramientas de pesca	--
Pup Joints (Integrales & con Soldadura)	--	Pup Joint 1	Pup Joint 2	Pup Joint 2
<p>Nota 1: Para componentes no magnéticos, usar inspección UT (ultrasonido) o líquidos penetrantes en la conexión. Se recomienda UT en componentes no magnéticos.</p> <p>Nota 2: Inspección de otros componentes de HDLS de acuerdo con los requerimientos su fabricante o del cliente. También se requiere documentación de trazabilidad.</p> <p>Nota 3: Para componentes ferromagnéticos, Inspección de contraste magnético con partículas húmedas puede ser sustituida por inspección MPI en el área de cuña y al Upset</p>				

Fuente: Tomado de la tabla 2.4 del estándar DS 1 de Bureau Veritas, Volume 3, Drill Stem Inspection, Fifth Edition, August 2020.

Para la mayoría de pozos que se perforan en tierra y teniendo en cuenta la información de la Tabla 1 se realiza de manera periódica y antes del inicio de cada pozo una inspección de categoría de servicio para los componentes de BHA 3-5, sin embargo y como se ha venido mencionando, se desconoce el historial y las condiciones a las que han estado expuestos los componentes de BHA, es decir, la trazabilidad y cálculos de ciclos de fatiga, esta información se vuelve relevante en pozos de alta complejidad y a la fecha no está siendo tomada en cuenta en la mayoría de proyectos complejos, sobre todo los desarrollados en los pozos de alta complejidad del Piedemonte Llanero Colombiano.

### 5.3 Frecuencias de Inspección recomendadas.

Cada compañía operadora entre sus prácticas y procedimientos establece o define los periodos de inspección tanto de las tuberías de perforación como de los ensamblajes de fondo, esto dependerá de la complejidad en las actividades, así como de características del subsuelo, sin embargo la mayoría de frecuencias de inspección de los ensamblajes de fondo están ligadas o definidas de acuerdo a recomendaciones de la industria, es importante tener en cuenta que no todos los pozos y campos petroleros son iguales, y que hay compañías operadoras que tienen operaciones en todas las regiones o zonas del país, y aplican los mismos criterios para todos los campos, algo que resulta un poco cuestionable, a continuación se muestra en la Tabla 2, las frecuencias de inspección recomendadas para los ensamblajes de fondo establecidas en el Standard DS-1 Volume 3 “Drill Stem Inspection” de Bureau Veritas, quinta edición de Agosto de 2020, este documento recomienda en su tabla 2.5 “Frecuencias de Inspección Inicial Recomendadas”, se establecen en horas y teniendo en cuenta las horas de rotación de los componentes de los ensamblajes de fondo o BHA, nótese que en ninguna parte se involucran o tienen en cuenta temas como trazabilidad de los materiales de los componentes, condiciones de operación, parámetros de perforación, ciclos de fatiga, máxima desviación de los pozos, entre otros. Factores que podrían con el tiempo generar daños catastróficos o fallas por fatiga, así como trazabilidad de fluidos corrosivos o abrasivos bombeados a través de los componentes del BHA o a los cuales estos componenestes hayan sido expuestos y que podrían generar deterioro de los materiales.

**Tabla 2.** Frecuencias iniciales de inspección recomendadas por DS 1.

Frecuencias de Inspección Inicial Recomendadas				
	<b>Categoría de Servicio (También ver requerimientos para el Grupo de Diseño específico)</b>			
<b>Componente</b>	1	2-3	4-5	HDLS
Drill Pipe (tubería de perforación)	Cuando se levante la tubería	Cuando se levante la tubería	Cuando se levante la tubería	Ver Nota 2
HWDP, Drill Collars DCs, Sustitutos, Estabilizadores.	Cuando se levanten los componentes de BHA & después de 250-400 horas de rotación	Cuando se levanten los componentes de BHA & después de 150-300 horas de rotación	Cuando se levanten los componentes de BHA & después de 150-250 horas de rotación	Antes de cada operación de aterrizaje.

Pup Joints (Integrales & con Soldadura)	--	Cuando se levanten para uso	Antes de cada pozo	Antes de cada operación de aterri-zaje.
<p>Nota 1: Definir una guía de frecuencias de inspección que aplique a todos los campos o áreas es imposible, debido a las diferentes condiciones de cada campo. Las frecuencias definidas arriba solo sirven como punto de partida si no se tiene experiencia de un área específica. Estas deben ser ajustadas basado en la experiencia y el historial de fallas.</p> <p>Nota 2: Inspeccionar antes de cada operación de aterrizaje si ha sido usado para otra operación como perforación o martilleo, o si ha sido tensionado a un valor por encima del 90% de su capacidad de tensión, de lo contrario inspeccionar cada 3 operaciones de aterrizaje.</p>				

Fuente: Tomado de la tabla 2.5 del estándar DS 1 de Bureau Veritas, Volume 3, Drill Stem Inspection, Fifth Edition, August 2020.

Arriba se muestran las frecuencias de inspección recomendadas, sin embargo, estas son frecuencias iniciales mínimas, y es necesario que cada compañía operadora establezca las propias, dependiendo de la complejidad de los pozos, de las condiciones y de la estadística o trazabilidad que se tenga de las fallas ocurridas y del conocimiento particular de cada área o campo.

#### **5.4 Elementos / Componentes de un BHA de fondo usados la para perforación de pozos**

A continuación, se muestran los componentes más comunes usados durante la perforación de pozos, las siguientes imágenes fueron tomadas por el autor de este trabajo, en un pozo de alta complejidad del Piedemonte Llanero Colombiano el cual tiene como profundidad medida planeada 21000 ft, pozo que se encuentra actualmente en su etapa de perforación y que tiene tiempo planeado de perforación un total de 300 días, esto sin tener en cuenta su etapa de completamiento o puesta en producción, las imágenes corresponden a herramientas o componentes de BHA de diferentes compañías y no se muestran en orden de conexión o entrada al pozo, iniciando con una broca de perforación, seguido de una herramienta de perforación direccional de tipo RSS-Rotary Steerable System (Sistema Rotativo Direccional) por sus siglas en inglés, de herramientas MWD-Measure While Drilling & LWD Logging While Drilling por sus siglas en inglés (Herramientas de medición y herramientas de registro mientras se perfora) de un Near Bit Stabilizer (Estabilizador cerca a broca) & un String Stabilizer (estabilizador de sarta), HWDP- Heavy Weigth Drill Pipe (Tubería pesada de perforación), Drill Collar-DCs (Collares o Botellas de perforación), Drilling Jar and Accelerator (Martillos y aceleradores de perforación).

Se describen cada una de ellas así:

- **Broca de perforación:** La figura 1, muestra una broca de perforación tipo PDC de 7 aletas con cortadores de 16 milímetros, su tamaño es de 10.625 pulgadas de diámetro, antes de ingresar al pozo a la broca se le realiza una inspección dimensional y una inspección con partículas magnéticas húmedas en la conexión, para el resto de la broca se realiza una inspección con tintas penetrantes, esto debido a que su matriz es no magnética, una vez se evidencia o comprueba que la broca está libre de defectos, se finaliza con la calibración de su diámetro, esta medida se toma haciendo uso de un calibrador o anillo.

**Ilustración 1.** - Broca PDC 716 de 10.625”



Fuente: autor.

- **RSS-Rotary Steerable System (Sistema Rotativo Direccional):** Herramienta usada para realizar el trabajo direccional en el pozo, a través de comandos que se envían desde superficie, estos comandos se envían a través de cambios de presión de circulación, la herramienta obedece a ordenes en términos de inclinación y azimut, así como a cambios de fuerzas, a su vez cuenta con sistemas de medición continua de dirección y azimut que ayudan a la toma de decisiones en tiempo real.

**Ilustración 2.-** Sistema Rotativo Direccional – RSS de 6 3/4" x 10 5/8"



Fuente: autor.

- **Herramientas MWD-Measure While Drilling & LWD Logging While Drilling:** Herramientas con componentes electrónicos, cuya función es generar energía eléctrica para encender sensores de fondo, así como registrar presiones, temperaturas, vibraciones de fondo, entre otros. Una de sus funciones principales es dar datos de orientación, como son profundidad vertical verdadera, profundidad total medida, inclinación real del pozo en un punto específico, azimut real del pozo en un punto específico, registrar radiactividad de las formaciones a través de rayos gama, entre otros. Todos los componentes electrónicos se encuentran alojados al interior de un collar de un acero inoxidable austenítico no magnético.

**Ilustración 3.- MWD & LWD de 8 ¼"**



Fuente: autor.

- **Near Bit Stabilizer (Estabilizador cerca a broca) & un String Stabilizer (estabilizador de sarta):** Son elementos del BHA que como su nombre lo indica sirven para estabilizar la sarta de perforación, reducir las vibraciones, mantener las botellas de perforación lejos de las paredes del pozo para así poder transmitir de manera más efectiva el peso a la broca, generalmente son de tamaños muy cercanos al tamaño de la broca, por lo que también ayudan en la trayectoria direccional del pozo, haciendo del BHA un conjunto más rígido o más flexible, dependiendo de la cantidad empleada de estos elementos, la diferencia entre el near bit stabilizer y el string stabilizer es básicamente que el primero es con conexiones caja en ambos extremos y va conectado directamente a la broca, cuando se hace uso del near bit no se llevan herramientas de control direccional como son los RSS o los motores de fondo y se denominan generalmente ensamblajes de fondo rotarios.

**Ilustración 4.-** Near Bit Stabilizer & String Stabilizer de 10 3/8" y 10 1/2".



Fuente: autor.

- **HWDP- Heavy Weigth Drill Pipe (Tubería pesada de perforación):** Esta tubería pesada o HWDP es usada para dar peso al BHA por debajo y por arriba de los martillos de perforación, una de sus funciones principales es generar una transición gradual entre elementos de gran diámetro como son las botellas o drill collars y la tubería de perforación. También tiene funciones desde el punto de vista direccional, ya que presentan mayor capacidad para doblarse que un drill collar y desde el punto de vista de fatiga.

**Ilustración 5.**-Tubería Pesada de Perforación de 5 7/8" 49.17 lb-ft.



Fuente: autor.



- **Drill Collar-DCs (Collares o Botellas de perforación):** su principal función es la de proveer peso a la broca para que esta pueda perforar a través de una formación, sin embargo, este componente también sirve como absorbedor de choque y de vibraciones ya que con su peso y volumen estabiliza la dinámica de la perforación.

**Ilustración 6.-** Drill Collars o botellas de perforación.



Fuente: autor.

- **Drilling Jar and Accelerator (Martillos y acelerador de perforación):** Los martillos y aceleradores de perforación tienen como función la de generar un impacto cuando por algún motivo se presenta una pega en el fondo del pozo, generalmente son hidráulicos. El acelerador por su parte ayuda a intensificar el golpe generado por el martillo.


















**Ilustración 7.-** Conjunto martillo y acelerador hidráulicos de 8 ¼”



Fuente: autor.

- Grafica que representa todos los componentes de un ensamble de fondo direccional

**Tabla 3.** BHA direccional de 10 5/8".

Esquemático de BHA direccional de perforación		
Grafico	Herramienta	Conexión
	(3) HWDP 5 7/8" OD XT57	XT57 BOX XT57 PIN
	Accelerator	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	(4) HWDP 5 7/8" OD XT57	XT57 PIN XT57 BOX
	Hidráulica jar	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	HWDP 5 7/8" OD XT57	XT57 BOX XT57 PIN
	Crossover XT57 box X 6 5/8" REG pin	XT57 BOX 6 5/8 REG PIN
	(6) Drill Collar 8 1/4" OD	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	Estabilizador de sartar 10 1/2" OD	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	Drill Collars 8 1/4" OD	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	Estabilizador de sarta 10 1/2"	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	Filtro	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	Válvula flotadora	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	Herramienta MWD- Resistividad-GammaRay- APWD)	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	Herramienta LWD - Vibraciones, Bending Moment, Peso sobre la broca y torque en fondo	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	Estabilizador de sarta de 10 1/2"	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG PIN
	RSS de 6 3/4" x 10 5/8"	6 5/8 REG BOX 6 5/8 REG BOX
	Broca 10 5/8" 716	6 5/8 REG PIN

Fuente: autor.

## 6. MARCO METODOLÓGICO

El procedimiento que se propone para realizar la inspección de los ensamblajes de fondo en pozos de alta complejidad o componentes de BHA, el cual busca y tiene como objetivo prevenir y/o eliminar las fallas de dichos elementos durante las operaciones de perforación de dichos pozos en ir más allá de lo que establece la categoría de servicio 3-5 del Estándar DS 1, Volumen 3 y el cual consiste en:

- Visual a la Conexión
- Luz negra a la Conexión
- Dimensional 3
- Ranura de cuña (si aplica)
- Heat Checking (Solo a la HWDP)

Como vemos en los cinco métodos o técnicas arriba mencionadas, para algunos componentes aplican 3 pasos de 5 propuestos por el estándar, teniendo en cuenta la mayor vulnerabilidad a falla existente en los pozos de alta complejidad, así como el incremento de los retos técnicos de los pozos se propone ser más rigurosos con la inspección inicial, así como con los requerimientos y exigencias de trazabilidad los componentes de ensamblajes de fondo o BHA.

### 6.1 Propuesta de mejora en los procedimientos y en las frecuencias de Inspección de los BHA usados en pozos de alta complejidad.

Se propone adicional a la categoría de inspección 3-5 del DS1 de Bureau veritas para ensamblajes de fondo, incluir:

#### **Para la inspección inicial, es decir antes de iniciar un pozo, se deberá:**

- Hacer verificación interna con baroscopio, principalmente a las herramientas largas como son las botellas de perforación (Drill collars) y la tubería pesada de perforación (HWDP), esto con el fin de conocer la condición interna e identificar anomalías, defectos o problemas de corrosión interna.
- Para garantizar y asegurar el cumplimiento de los requerimientos de material establecidos en el API Spec 7-2, se deberá hacer una prueba de dureza y los valores deberán estar de acuerdo con la norma anteriormente mencionada entre mínimo 285 Brinell y un máximo de 341 Brinell.

- Se debe garantizar el BSR (Bending Strength Ratio) o Relación de Resistencia a la Tensión por sus siglas en inglés, de los componentes de BHA o elementos de ensamblaje de fondo, es por ello por lo que adicional a las dimensiones o diámetros, en el certificado de inspección deberá incluirse esta relación, los criterios de aceptación y rechazo serán los establecidos en el DS1 Vol 2 de Bureau Veritas como aparece en la Tabla 4:

**Tabla 4.** BSR Recomendado

<b>Diámetro Externo del componente de BHA</b>	<b>Relación de Resistencia a la Tensión - BSR</b>
< 6 pulgadas	entre 1.8 y 2.5
entre 6 pulgadas y 7 7/8 pulgadas	entre 2.25 y 2.75
> 8 pulgadas	entre 2.5 y 3.2

Fuente: Estándar DS1 Vol. 2- Tabla 4.2

- La inspección con luz negra y partículas magnéticas húmedas deberá cubrir todo el cuerpo y no limitarse al área de conexiones y cuñas.
- La inspección dimensional de la conexión deberá tener en cuenta la interferencia de la conexión, siendo muy estrictos en temas de “Pitch Diameter”, en otras palabras, se deberá garantizar que la caja no este desgastada (Oversized) y que el pin tampoco este desgastado (Undersized), todo con el fin de disminuir la probabilidad de daños por fatiga en las operaciones de perforación de pozos complejos.
- Exigir que todas las conexiones de los componentes de BHA sean mecanizadas nuevas y que cumplan con todo lo establecido en las normas, como son tratamientos químicos, terminados en frio, entre otros
- El dueño de los componentes de fondo, que en una gran mayoría pertenecen a la compañía de taladros, deberá suministrar la trazabilidad de cada componente, historial durante el ciclo de vida del componente o herramienta, esta trazabilidad incluye, sin limitarse a ello:
  - Certificado de material.
  - Certificado de tratamiento térmico y propiedades mecánicas.
  - Año de fabricación del componente de BHA.
  - Certificado de mecanizado, incluyendo las conexiones, este deberá ser emitido por un taller licenciado para la conexión específica del componente de BHA.
  - Historial de los pozos en donde ha sido usado, con nombre y fecha.
  - Trazabilidad de los fluidos de perforación, completamiento, ácidos, etc. Que han sido circulados a través del componente de BHA específico.



- Horas de rotación, horas de circulación y trazabilidad de los BHAs en donde ha sido usado el elemento.
  - Máximas tensiones a las que ha sido sometido durante cada uso, así como máximos esfuerzos de torsión.
  - Historial de las vibraciones acumuladas, por tipo de vibración; Axial, Lateral, Rotacional, etc. En las vibraciones se deberá llevar trazabilidad por nivel, esto dependerá del tipo de medición o escala usado por cada compañía de perforación direccional y horas.
  - Cantidad de inspecciones a que ha sido sometido el elemento de BHA.
  - Cantidad y tipo de reparaciones a que ha sido sometido el elemento BHA.
  - Máximo DLS (dog leg severity) en el que ha trabajado la herramienta.
  - Cuando se haga uso de herramientas que midan el Momento de Flexión (Bending Moment) deberá quedar documentado/registrado el valor en la hoja de vida de la herramienta.
  - Informar si la herramienta o componente ha sido sometida o estado en contacto con H<sub>2</sub>S (Ácido sulfhídrico) y/o CO<sub>2</sub> (Dióxido de carbono).
  - Información de pegadas de tubería a los que ha sido expuesto el componente, incluyendo máxima tensión aplicada, números de golpes y valor del impacto, cuando han estado sometidos a operaciones de martilleo.
- Los componentes del BHA la sarta de perforación que no cuenten con todos los documentos de trazabilidad, No podrán ser aceptados para ser usados en pozos de alta complejidad.
  - Incluir en la hoja de vida de los componentes una hoja de calculo que permita determinar la cantidad de ciclos acumulados, para poder hacer análisis de fatiga acumulada, para ello es necesario tener información respecto a parámetros de perforación usados durante las operaciones de cada componente de BHA, principalmente las RPM acumuladas y valores específicos de Esfuerzo de Flexión (Bending Stress).

## 7. CONCLUSIONES

Existe un gran camino por recorrer en la gestión de integridad de los componentes de fondo o elementos de BHAs usados durante la perforación de pozos de alta complejidad, un manejo mas profundo de la informacion podría ayudar a disminuir las fallas de equipos y herramientas, así como a disminuir los costos generados por dichas fallas.

Un manejo adecuado de la informacion, sobre todo de los parámetros de perforación y las condiciones reales a las que se exponen los elementos de BHA en pozos de alta complejidad, ayudara a la toma de decisiones y a determinar cuando un equipo y/o herramienta debe ser sacado de operación antes de que falle.

Las operaciones de perforación y completamiento cada día son mas complejas, con mayores retos técnicos, pozos mas profundos, mayores temperaturas y presiones, mayor desplazamiento lateral, entre otros. Sin embargo, el manejo o gestión de la integridad en las operaciones de perforación sigue haciéndose de la misma forma y limitado a un reporte de inspección y unas horas de rotación para volver a inspeccionar y así repetir el ciclo hasta que la herramienta falle, es el momento en esta era digital, de empezar a documentar todas las actividades y parámetros con el fin de analizar dicha informacion y colocarla a disposición de los tomadores de decisiones, generar algoritmos o programas que permitan procesar esta informacion y ayudar a los análisis técnicos y de ingeniería.

La gestión de integridad ha sido limitada a herramientas, elementos, componentes o equipos de superficie y proceso, pero en pocas ocasiones se tienen profesionales que conozcan y entiendan la integridad desde el inicio del ciclo de vida de un pozo, y este inicio está en el diseño y la perforación del mismo, hay una oportunidad importante para que el sector de los hidrocarburos, incluyendo empresas e instituciones educativas empiecen a preocuparse por la gestión de integridad, desde el diseño de los pozos, pasando por las actividades de perforación, completamiento e intervenciones, sin limitarse únicamente a gestionar la integridad una vez el activo ya está en producción, y el cual viene con problemas generados en las fases anteriores.

## 8. RECOMENDACIONES

La mayoría de las compañías operadoras en Colombia no cuentan con profesionales capacitados o entrenados en gestión de integridad para operaciones de perforación, completamiento e intervención de pozos, más aún, son contados los profesionales con conocimientos en integridad de pozos, es por ello que la recomendación e invitación principal al sector de los hidrocarburos y a la academia es a crear espacios de conocimiento y entendimiento de estas áreas y no limitarse a ver la gestión de integridad a herramientas, elementos, componentes y equipos de superficie, entendamos que para producir y procesar hidrocarburos hay que primero perforar pozos. Pero perforar pozos con los más altos estándares de gestión de integridad desde todas las fases de la cadena requiere de un compromiso organizacional y entendimiento de las operaciones, es por ello que la recomendación principal es el de hacer la invitación a Gestionar la Integridad de Pozos desde el inicio y este inicio incluye entre otras las actividades de diseño y las operaciones de perforación, completamiento e intervención de pozos, así se podrá hacer del sector Oil & Gas del país un sector más productivo y competitivo.

Invitar a las compañías operadores a que se inicie con una transición hacia la gestión integral de las operaciones de perforación, completamiento e intervenciones, y esto se logra con la gestión de la integridad de las herramientas y equipos usados en las operaciones y durante todo el ciclo de vida de los pozos.

Invitar a las universidades a que en sus programas de pregrado y posgrado incluyan los temas de gestión de integridad de tuberías de perforación, de herramientas de fondo, de operaciones de intervención de pozos, de operaciones y seguimiento a pozos productores, entre otros.

Evaluar alternativas o métodos usados en la aviación que permiten medir el esfuerzo residual y aplicarlo a los componentes de BHA o ensamblajes de fondo, esto ayudara a la toma de decisiones y a identificar el momento en el que una herramienta o componente ha cumplido su ciclo de vida antes de falla.



## 9. BIBLIOGRAFIA

API Spec 7-1 Specification for Rotary Drill Stem Elements, First Edition, 2006.

API Spec 7-2 Specification for Threading and Gauging of Rotary Shouldered Thread Connections. First Edition, 2008.

API RP 7G Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits. Sixteenth Edition 1998, Reaffirmed 2015.

API RP 7G-2 Inspection and Classification of Used Drill Stem Elements. First edition 2009, Reaffirmed 2015.

“Documento enlace Operaciones de Perforación y Completamiento en pozos de alta complejidad”, en proceso de revisión, documento propuesto por el autor de esta monografía para operaciones de perforación. En proceso de revisión.

DS-1 Standard Vol 1, Specifications for newly manufactured tubular drilling products, Fifth Edition, August 2020. Bureau Veritas.

DS-1 Standard Vol 2, Risk-based design resources for prevention of drill string failure, Fifth Edition, August 2020. Bureau Veritas.

DS-1 Standard Vol 3, Inspection of used tubular drilling and completions equipment, Fifth Edition, August 2020. Bureau Veritas.

DS-1 Standard Vol 4, Specialty-tool maintenance (inspection, assembly, and testing) procedures, Fifth Edition, August 2020. Bureau Veritas.

DS-1 Standard Vol 5, Inspection of drilling bits and reamer cutting structures, Fifth Edition, August 2020. Bureau Veritas.