

MANUAL PARA LA IDENTIFICACION DE HERRAMIENTAS QUE FINALIZAN SU
VIDA UTIL EN LA LINEA RENTAL PRESENTES EN LA BASE YOPAL DE
WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

LUZ ADRIANA RUEDA AYALA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2015

MANUAL PARA LA IDENTIFICACION DE HERRAMIENTAS QUE FINALIZAN SU
VIDA UTIL EN LA LINEA RENTAL PRESENTES EN LA BASE YOPAL DE
WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

LUZ ADRIANA RUEDA AYALA

Trabajo de Grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

JOSE CARLOS CARDENAS MONTES

Ingeniero de Petróleos

Codirector:

JHON ALEXANDER MOJICA GALEANO

Ingeniero Metalúrgico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2015

DEDICATORIA

A Dios el dueño de mi más profundo amor y adoración, Por guiar mis pasos cada día y darme la fortaleza y sabiduría para alcanzar esta meta. A él siempre la honra y la gloria.

A mis padres Matilde y Daniel, quienes con amor y buen ejemplo han inculcado en mí los valores que me han ayudado a crecer como persona a lo largo de mi vida, gracias por creer en mí y apoyarme día a día en cada uno de mis proyectos, sin su trabajo incansable y sus ganas de verme salir adelante este logro no habría sido posible.

A mis hermanas, mejores amigas y confidentes Laura y Jenny, siempre pacientes e incondicionales brindándome su apoyo, escuchándome, llenándome de amor, buenos consejos y motivación para continuar cada día.

A mis abuelitos, Dios me ha dado el privilegio de tenerlos vivos para compartir tantos momentos hermosos y escuchar sus historias que siempre me llenan de motivación y alegría; inmensamente agradecida por su paciencia, colaboración y todo el amor que me han ofrecido.

A mis familiares que siempre han tenido el deseo de verme llegar lejos y que su colaboración de una u otra forma han hecho parte importante de este camino.

AGRADECIMIENTOS

A mis padrinos Martha y Vicente y mis primos, por ser como mis padres y hermanos en Bucaramanga, al acogerme en su casa y manifestarme su cariño y respaldo.

A esos buenos amigos que me deja la carrera con los que tuve la oportunidad de batallar para alcanzar esta meta: Perla, Nayla, Laura, Anny, Carolina, Keidy, Mauricio, José, Oscar, Carlos, Andrés, entre otros. Con ustedes aprendí muchas cosas y viví momentos de los que me quedan recuerdos inolvidables, como nuestras jornadas de estudio, salidas de campo, fiestas, recochas, etc.

A Jessica porque no fue casualidad que empezaras a estudiar esta carrera; no continuaste pero te convertiste en una gran amiga. Contigo he vivido momentos valiosos y has sido un apoyo muy importante para mí durante esta etapa.

A Arturo por todo el amor y colaboración que me ha brindado, por ser además mi amigo y compañero con quien he trabajado para alcanzar esta meta.

A la Universidad Industrial de Santander por abrirme sus puertas, así mismo a mi Director, Co-director y demás profesores que han hecho parte de este proceso de aprendizaje, por su amabilidad, enseñanzas y sabios consejos.

A Weatherford por darme la oportunidad de tener mi primera experiencia laboral y a todo el equipo de trabajo por sus enseñanzas y amabilidad.

CONTENIDO

INTRODUCCION	19
1. HERRAMIENTAS DE ESTUDIO	21
1.1. TUBERIA DE PERFORACION (DRILL PIPE).....	21
1.1.1. Características	22
1.1.2. Componentes:.....	24
1.2. HEAVY WEIGHT DRILL PIPE (HWDP).....	28
1.2.1. Clasificación.....	28
1.2.2. Características	30
1.3. DRILL COLLARS	31
1.3.1. Clasificación.....	31
1.3.2. Características	32
1.4. SUBSTITUTOS ROTARIOS “SUBS”	36
1.4.1. Clasificación.....	36
1.5. ESTABILIZADORES	39
1.5.1. Clasificación.....	39
1.5.2. Componentes.....	40
1.6. CONEXIONES ROSCADAS	43
1.6.1. Conexiones Estándar.....	44
1.6.2. Conexiones Premium.....	47
1.6.3. Intercambiabilidad de las roscas	52

2.	FALLAS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	53
2.1.	FALLAS POR FATIGA	53
2.1.1.	Factores que contribuyen a la fatiga	54
2.1.2.	Análisis de fallas por fatiga	56
2.2.	FALLA POR TORSIÓN	61
2.3.	FALLA POR TENSIÓN	63
2.3.1.	Análisis de fallas por tensión.....	64
2.4.	FALLA POR REVENTÓN	65
2.5.	FALLA POR APLASTAMIENTO	65
2.6.	FALLAS POR CARGAS COMBINADAS.....	66
2.7.	AGRIETAMIENTO POR ESFUERZOS DE SULFURO	68
3.	NORMAS Y METODOS DE INSPECCIÓN	70
3.1.	NORMAS API & ISO	71
3.2.	FEARNLEY PROCTER GROUP NS-1 Y NS-2.....	71
3.3.	NORMA DS-1 TH HILL	72
3.4.	INSPECCIÓN VISUAL	74
3.5.	INSPECCION DIMENSIONAL	74
3.6.	INSPECCIÓN DE PARTÍCULAS MAGNÉTICAS O MPI.....	74
3.6.1.	MPI-Fluorescente Húmedo “Luz negra”	75
3.6.2.	Inspección de partículas magnéticas secas “MPI seco”.....	76
3.7.	INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA (EMI).....	77

3.7.1.	Unidades de planta de inducción electromagnética (EMI)	78
3.8.	INSPECCION ULTRASONICA	79
3.8.1.	Inspección de espesor de pared ultrasónico	79
3.8.2.	Inspección ultrasónica de onda de corte	80
3.9.	PRUEBA PENETRANTE (PT)	81
4.	PROGRAMAS DE INSPECCION	83
4.1.	PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CONEXIONES	83
4.1.1.	Inspección visual de conexiones	84
4.8.1.	Inspección dimensional de conexiones	89
4.8.2.	Inspección de conexiones con Luz negra	99
4.8.3.	Heat Cheacking	100
4.8.4.	Inspección de conexiones con líquidos penetrantes	101
4.8.5.	Refrenteo de conexiones	101
4.8.6.	Corte y nuevo roscado de conexiones	103
4.8.7.	Componentes y protectores para roscas	104
4.2.	PROGRAMA DE INSPECCION PARA TUBERIA DRILL PIPE	105
4.2.1.	Inspección visual del tubo	106
4.2.2.	Inspección del tubo medición OD (OD GAGE)	110
4.2.3.	Espesor de pared ultrasonico UT	111
4.2.4.	Inspección electromagnética EMI	111
4.2.5.	Inspección MPI SLIP/UPSET	112
4.2.6.	Inspección ultrasónica de onda de corte UT Slip/Upset	113
4.3.	PROGRAMAS DE INSPECCION PARA HWDP	114

4.4.	PROGRAMAS DE INSPECCION PARA DRILL COLLARS	115
4.4.1.	Inspección de ranuras para cuña y elevador	115
4.5.	PROGRAMAS DE INSPECCIÓN PARA ESTABILIZADORES	118
4.5.1.	Inspección de estabilizadores	118
4.6.	PROGRAMA DE INSPECCION PARA SUBS	121
4.6.1.	Inspeccion de subs	122
5.	PROCESO DE BAJA	126
5.1.	Herramientas dadas de baja	128
6.	CONCLUSIONES.....	132
7.	RECOMENDACIONES.....	134
	BIBLIOGRAFIA	135
	ANEXOS	136

LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1. Tool Joint de una conexión rotaria con hombro.....	25
Imagen 2. Tipos de Upset en tuberías Drill Pipe	26
Imagen 3. Partes de la tubería de perforación	27
Imagen 4. Partes de la Heavy Weight Drill Pipe estándar.....	28
Imagen 5. Partes de la Heavy Weight Drill Pipe espiral	29
Imagen 6. Partes de la Heavy Weight Drill Pipe Tri-espiral.....	30
Imagen 7. Tipos de Drill Collar	32
Imagen 8. Módulo de la sección para conexiones.....	33
Imagen 9. Balance de una conexión de DC para maximizar la vida por fatiga	35
Imagen 10. Tipos de substitutos rotarios.....	38
Imagen 11. Tipos de substitutos elevadores	38
Imagen 12. Tipos de estabilizadores básicos.....	40
Imagen 13. Tipos de endurecido superficial.....	42
Imagen 14. Cuerpo de un estabilizador integral espiral	42
Imagen 15. Tipos de conexiones rotarias.....	43
Imagen 16. Características de alivio de esfuerzos	45
Imagen 17. Puntos de mayor concentración de esfuerzos en las conexiones	45

Imagen 18. Proceso de rodamiento en frio para conexiones	46
Imagen 19. Características de la conexión VAM EIS	48
Imagen 20. Características de la conexión VAM Express™	50
Imagen 21. Perfil de la conexión Grant Prideco High Torque®	51
Imagen 22. Diferencia entre las conexiones Grant Prideco XT y HT™	51
Imagen 23. Puntos de concentración de esfuerzos.....	54
Imagen 24. Comparación de muescas.....	55
Imagen 25. Grieta por fatiga en un Drill Pipe	57
Imagen 26. Washout (Izquierda), Grieta por fatiga (Derecha).....	59
Imagen 27. Falla por fatiga típica: Box de Drill Collar de 8” (Izquierda), conexión Pin (Derecha).....	60
Imagen 28. Falla split box (izquierda) asociada con “heat checks” (mostradas bajo luz ultravioleta a la derecha)	61
Imagen 29. Falla por torsión en el Box y Pin.....	63
Imagen 30. Apariencia de la falla por tensión.....	65
Imagen 31. Superficie de fractura de la falla de cargas combinadas	67
Imagen 32. Melladuras en el sello y roscas	68
Imagen 33. Clasificación de los métodos de inspección	73
Imagen 34. Comportamiento de las líneas de campo magnético en la inspección MPI	75

Imagen 35. Inspección con partículas magnéticas húmedas	76
Imagen 36. Inspección con partículas magnéticas secas.	76
Imagen 37. Salida de una prueba de inducción electromagnética EMI.....	77
Imagen 38. Unidades EMI: de planta (Izquierda), Bugí (Derecha)	79
Imagen 39. Prueba de Ultrasonido Puntual.....	80
Imagen 40. Inspección ultrasónica de onda de corte	81
Imagen 41. Inspección con líquidos penetrantes	82
Imagen 42. Métodos de inspección empleados para conexiones de Drill Pipe	83
Imagen 43. Métodos de inspección empleados para conexiones de Drill Pipe y HWDP.....	84
Imagen 44. Dimensiones del tool joint para conexiones API y similares sin propietario.....	93
Imagen 45. Características medidas en el Upset central de HWDP	94
Imagen 46. Dimensiones para conexiones con características de alivio de tensión	94
Imagen 47. Dimensiones del tool joint para conexiones NOV Grant Prideco HI TORQUE® y eXtreme™ Torque.....	96
Imagen 48. Dimensiones del tool joint para conexiones VAM Drilling VAM Express™ y VAM EIS®	98
Imagen 49. Procedimiento de refrenteo	102
Imagen 50. Corte y nuevo roscado de conexiones	104

Imagen 51. Componente y protectores para roscas.....	104
Imagen 52. Programa de inspección para Drill Pipe	105
Imagen 53. Revestimiento plástico interno.....	108
Imagen 54. Condición del revestimiento plástico interno	109
Imagen 55. Calibración de OD	110
Imagen 56. Programa de inspección para HWDP	114
Imagen 57. Programa de inspección para HWDP	115
Imagen 58. Dimensiones de las ranuras para cuña y elevador en Drill Collar ...	116
Imagen 59. Programa de inspección para estabilizadores	118
Imagen 60. Calibración del OD del estabilizador.....	120
Imagen 61. Programa de inspección para Subs.....	121
Imagen 62. Medición de la longitud de subs	124
Imagen 63. Dimensiones del float bore (agujero).....	124
Imagen 64. Proceso para la selección de herramientas a dar de baja.....	126
Imagen 65. Problemas no reparables por espacio de llave corto.....	130
Imagen 66. Fisuras transversales y longitudinales en área del taper	130
Imagen 67. Crack entre tungsteno y material base estructural	131
Imagen 69. Desgaste severo de las cuchillas	131

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Rangos de tubería	22
Tabla 2. Fuerza de Rotura para los Grados de Drill Pipe	24
Tabla 3. Rangos recomendados de BSR	35
Tabla 4. Tipos de Conexiones Estándar.....	44
Tabla 5. Tipos de conexiones Premium para perforación de la línea Rental.....	47
Tabla 6. Intercambiabilidad de conexiones	52
Tabla 7. Criterios de aceptación de la inspección visual para conexiones	85
Tabla 8. Procedimientos para medición de las características dimensionales	91
Tabla 9. Criterios de aceptación para conexiones API y similares sin propietario.	95
Tabla 10. Aceptación NOV Grant Prideco HI TORQUE® y eXtreme™ Torque	97
Tabla 11. Aceptación VAM Drilling VAM Express™ y VAM EIS®	98
Tabla 12. Criterios de aceptación para la superficie exterior	107
Tabla 13. Profundidad del receso para elevador y cuña dependiendo del OD ...	117
Tabla 14. Longitud de cuello de pesca	119
Tabla 15. Diámetros de bisel para bit subs y estabilizadores uniendo brocas	123
Tabla 16. Requerimientos de longitud para subs	123
Tabla 17. Causas de baja diferentes componentes de la sarta de perforación ...	129

TABLA DE ANEXOS

ANEXO A: TABLAS DEL ESTANDAR DS-1 DE TH-HILL PARA VERIFICACION DIMENSIONAL DE LAS HERRAMIENTAS	136
---	------------

RESUMEN

TITULO: MANUAL PARA LA IDENTIFICACION DE HERRAMIENTAS QUE FINALIZAN SU VIDA UTIL EN LA LINEA RENTAL PRESENTES EN LA BASE YOPAL DE WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED*

AUTORA: LUZ ADRIANA RUEDA AYALA**

PALABRAS CLAVE: Rental, activo, inspección, baja, reportes, norma, Criterios, aceptación.

DESCRIPCION

Los diversos componentes empleados en la sarta de perforación constituyen los activos de la línea de negocio Rental en Weatherford. Dadas las condiciones críticas en que estos deben operar, es una tarea fundamental asegurarse que siempre se encuentren en las condiciones adecuadas para su servicio. Con este fin la industria ha desarrollado varios métodos de inspección y criterios de aceptación para las áreas críticas de cada herramienta. A partir de la inspección es posible identificar a tiempo cualquier daño para repararlo y reducir la posibilidad de fallas catastróficas a corto o largo plazo; también permite que los componentes que ya no cumplen los requerimientos sean reconocidos con el fin de desecharlos a través de un proceso de baja.

El presente trabajo tiene como propósito brindar información que permita identificar si un componente de la sarta de perforación, exceptuando brocas, es apto para su propósito, puede repararse o como medida final debe ser dada de baja. Para esto se parte de brindar información referente a la función, partes y áreas críticas de inspección de cada uno. Posteriormente se estudiarán los diferentes problemas que pueden afectar la integridad de las herramientas y a partir del estándar DS-1 de TH-HILL se realiza un análisis de los diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir. Finalmente de este mismo estándar se reúnen los programas de inspección y criterios de aceptación para cada componente que deben considerarse para determinar su condición y el proceso a seguir.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: José Carlos Cárdenas Montes; Codirector: Jhon Alexander Mojica Galeano

ABSTRACT

TITLE: MANUAL PARA LA IDENTIFICACION DE HERRAMIENTAS QUE FINALIZAN SU VIDA UTIL EN LA LINEA RENTAL PRESENTES EN LA BASE YOPAL DE WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED*

AUTHOR: LUZ ADRIANA RUEDA AYALA**

KEY WORDS: Rental, asset, inspection, retire, report, standard, criteria, acceptance.

DESCRIPTION

The various components used in the drill string represent the assets of Rental business line in Weatherford. Given the critical conditions in which they must operate, it is an essential task to ensure that they are always in the right conditions for their service. For this purpose, petroleum industry has developed several inspection methods and acceptance criteria for critical areas in each tool. From inspection is possible early identification of any damage to repair it and reduce the chance of short-term or long-term catastrophic failure; this also allows components that no longer meet the requirements to be recognized for disposal them through an asset retirement process.

This paper is intended to provide information to identify if a component of the drill string, excepting bits, is suitable for its purpose, can be repaired or as a final measure must be retired and disposed. In order to do so, information about the function, parts and inspection critical areas of each tool is provided. Subsequently the different problems that can affect components integrity are studied and from TH-HILL DS-1 standard an analysis of the different types of drill string faults that may occur is performed. Finally from the same standard, inspection programs and acceptance criteria to be considered to determine each component status and what process must be followed are gathered.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: José Carlos Cárdenas Montes; Codirector: Jhon Alexander Mojica Galeano

INTRODUCCION

Debido a las condiciones críticas a las que se encuentran sometidas, la integridad de las herramientas de perforación es de vital importancia para el desarrollo exitoso de las operaciones. Estas constituyen los activos y razón de negocio de la línea Rental, al ser parte del equipo que es alquilado a diversas compañías operadoras para resolver sus necesidades de perforación en las diferentes condiciones que se pueden presentar. De modo que la línea se encarga del proceso de administración que se hace de estos activos, el cual cubre las etapas de creación o adquisición, uso, mantenimiento y por ultimo reparación o baja. Donde la etapa de mantenimiento juega un papel crítico porque de esta depende garantizar que las herramientas que van a ser rentadas se encuentren adecuadas para su propósito.

Con el fin de asegurar la integridad de las herramientas se emplean métodos de inspección, los cuales permiten identificar de manera temprana cualquier indicación que pueda conducir a una falla y repararla. De igual forma permiten reconocer aquellos componentes que ya no cumplen con los estándares y que deben ser retirados mediante un proceso de baja de acuerdo a las políticas de la compañía. Seguir de manera rigurosa los criterios de aceptación para los diferentes métodos de inspección evita que activos reparables sean desechados implicando costos adicionales o que aquellos que no cumplen los requerimientos sean aceptados aumentando las probabilidades de fallas. Así mismo llevar a cabo el proceso de baja garantiza que se mantenga un inventario en condiciones favorables para la prestación de servicios, evitando que cualquier confusión conduzca al despacho de herramientas en mal estado. Sin embargo, los procesos de baja no son siempre llevados a cabo de manera oportuna debido a que la

información que se debe conocer no se encuentra compilada en una sola fuente que facilite su acceso.

A través de este manual se busca capacitar al personal sobre los diferentes criterios que se tienen en cuenta para determinar el proceso a seguir con cada herramienta. Para esto se parte de brindar información referente a estas y los problemas que pueden afectar su integridad. Además se compilan los programas de inspección y criterios de aceptación establecidos por norma para que sea posible definir si un componente de la sarta es aceptable, puede ser reparado o como medida final debe darse de baja.

1. HERRAMIENTAS DE ESTUDIO

La línea Rental cuenta con un amplio inventario de equipo para renta, compuesto principalmente por herramientas de la sarta de perforación. La sarta está comprendida por varios componentes unidos por medio de conexiones para facilitar la rotación, lubricación, enfriamiento, limpieza, elevación y descenso de la broca de perforación. La relación entre los componentes es simbiótica, lo que significa en términos sencillos, que cada componente individual de la sarta de perforación depende de los demás componentes para completar el sistema. Cuando cualquier parte del sistema no cumpla con su propósito, se determina que toda la sarta de perforación es inadecuada, por tanto se dice que esta solamente es tan fuerte como su miembro más débil.

Los componentes básicos que conforman la sarta de perforación que son objetivo de este proyecto se describen a continuación:

1.1. TUBERIA DE PERFORACION (DRILL PIPE)¹

La tubería de perforación es un tubo sin costura, agujereado, de acero forjado o aluminio, estirado por presión que sirve como conductor para el fluido de perforación y transmite la rotación de la mesa rotaria o sistema de impulsión superior (“top drive”) a los componentes del BHA y finalmente a la broca.

¹ WEATHERFORD. Drilling Rental Tools. [Online] Weatherford. [Bogotá: Colombia] Weatherford, 2011. [citado: 3 abril 2015]

1.1.1. Características

- a) Tamaño, diámetro externo:** El tamaño de tubería de perforación se determina por el diámetro externo del tubo. El tamaño de un tramo de tubería de perforación variará con un diámetro externo entre 2 3/8" y 6 5/8".
- b) Peso:** El peso de tubería de perforación dependerá del tamaño del tubo y su espesor de pared.
- c) Longitud:** La tubería de perforación es suministrada en longitudes estandarizadas. Dado que las alturas de las torres de perforación varían, los fabricantes producen tres rangos de longitudes, como se muestra en la tabla 1 (estas medidas no incluyen los tool joint):

Tabla 1. Rangos de tubería

TIPO DE TUBERIA	LONGITUD
Rango 1	18 – 22 pies
Rango 2	27 – 30 pies (más común)
Rango 3	38 – 45 pies

Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

- d) Resistencia:** La resistencia de la tubería de perforación se determina por el método de tratamiento térmico utilizado en la fabricación de la tubería. Los métodos de tratamiento térmico incluyen:
- **Austenizar:** Se expone la tubería a una temperatura extremadamente alta conocida como temperatura de austenización la cual se escoge dependiendo del tipo de material. Con esto se busca que el material alcance la máxima dureza y al mismo tiempo mantenga una estructura de grano fino.

- **Normalizar:** Se calientan las piezas a temperaturas ligeramente más elevadas que la crítica superior, para que pase al estado austenítico y luego después de un determinado tiempo de permanencia a esa temperatura, se hace un enfriamiento a temperatura ambiente.
- **Enfriar:** Se somete a un enfriamiento rápido el material.
- **Templar:** Se expone el metal a una cocción lenta y se controla el aumento y reducción de la temperatura.

API también proporciona información sobre la resistencia a diferentes condiciones de los grados normales de tubería:

- **Fuerza de rotura mínima:** Punto en el cual la tubería comienza a deformarse (elástico a plástico).
 - **Resistencia a la tensión:** Punto en el cual la tubería se partirá.
 - **Resistencia a la torsión:** Cantidad de torsión que una tubería puede soportar.
 - **Resistencia al estallido:** Cantidad de presión interna que una tubería puede soportar sin reventar.
 - **Resistencia al colapso:** Cantidad de presión externa que una tubería puede soportar sin aplastarse.
- e) **Grado:** El grado de la tubería indica la presión que dañará la misma. Las tuberías de acero de grados mayores son más resistentes, lo que las permite soportar mayor fuerza. El grado de la tubería de perforación se determina por dos factores:
- **Fuerza de rotura:** Para cada grado de tubería de perforación el Instituto Americano de Petróleo (API) ha establecido un rango de fuerzas de rotura mínimas.
 - **Método de tratamiento térmico:** Si la fuerza de rotura de una muestra de material se encuentra en el rango asignado a más de un grado, su grado se

determina por el método de tratamiento térmico utilizado. La tubería del grado E es normalizada y los grados X, G, S y V son enfriadas y templadas.

Todos los grados excepto E-75 se consideran de alta resistencia. El número al lado de cada letra indica la fuerza de rotura mínima de la tubería. El grado E-75 tiene una fuerza de rotura mínima de 75,000 psi. La tabla 2 indica los rangos de resistencia para cada grado de tubería.

Tabla 2. Fuerza de Rotura para los Grados de Drill Pipe

Grado de Tubería	Fuerza de Rotura Mínima	Fuerza de Rotura Máxima
E-75	75,000 psi	105,000 psi
X-95	95,000 psi	125,000 psi
G-105	105,000 psi	135,000 psi
S-135	135,000 psi	165,000 psi
V-150	150,000 psi	180,000 psi

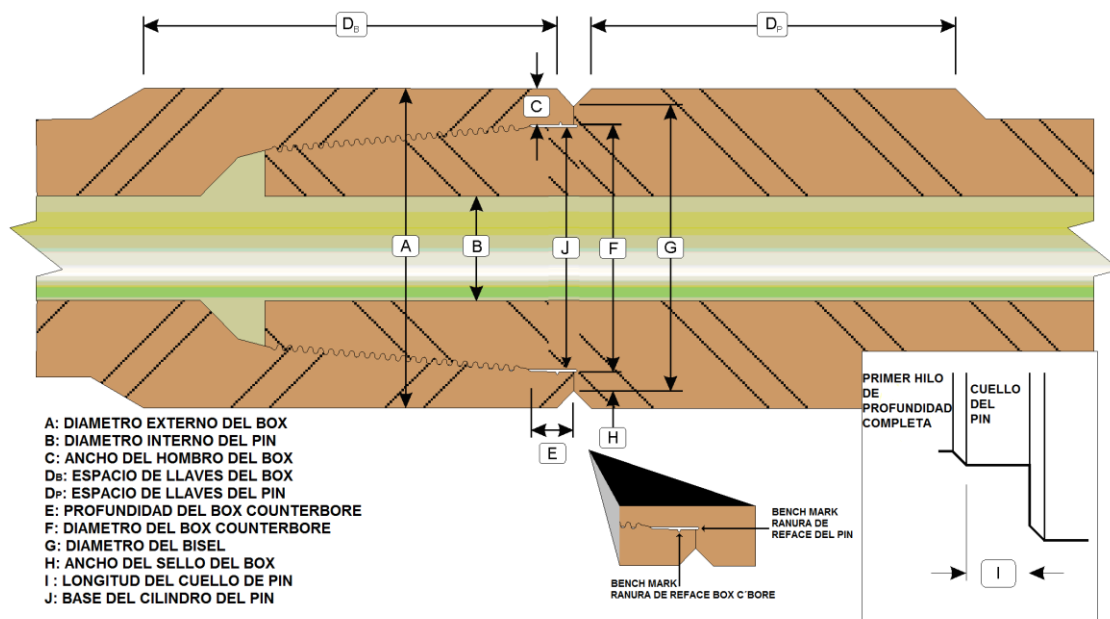
Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

1.1.2. Componentes:

a) Roscas de unión “Tool Joint”: El tool joint estándar es de acero forjado que se somete a tratamiento térmico para obtener una fuerza de rotura mínima de 120,000 psi. Después del tratamiento térmico, se corta la rosca, se colocan las bandas de metal duro “hardband” (si aplica), y se prepara el tool joint para ser soldado al tubo excéntrico. El tool joint generalmente tiene una longitud aproximada de 1 pie y un espesor de pared aproximado de 2 pulgadas, el cual es suficiente para cortar la conexión pin o box. Las conexiones en los tool joint

forman su sello solamente por los contactos metálicos de los hombros a diferencia de las conexiones roscadas normales. Las roscas actúan conjuntamente para forzar los dos hombros más firmemente el uno contra el otro para formar un sello de metal a metal. En la imagen 1 se muestran las partes que conforman el tool joint de una conexión estándar.

Imagen 1. Tool Joint de una conexión rotaria con hombro



Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

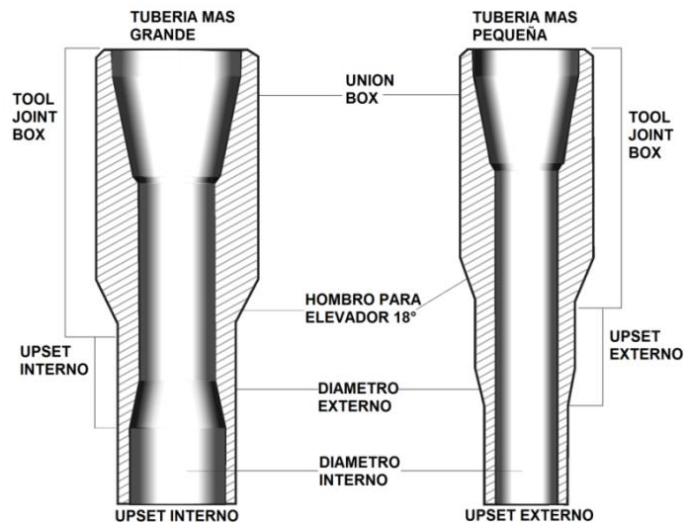
b) Área para llaves y hombro para elevador²: El área para llaves refiere al lugar donde se colocan las llaves para enroscar o desenroscar los tool joints. El espacio mínimo para las llaves varía desde una longitud de 5 ½” hasta 9 ¼”,

² NATIONAL OILWELL VARCO. Rotary Shoulder Handbook. [Online] NOV Grant Prideco. [Houston: Texas, E.U] National Oilwell Varco, 2010. [Citado: 10 Mayo 2015]

dependiendo del tamaño de la tubería. Los tool joint tendrán hombros cuadrados (poco común) o ahusados (típicos) que se denominan hombros de elevador “*taper*”. El taper para elevador es ahusado para permitir que la tubería se deslice más fácilmente por dobleces pata de perro y curvas en el hoyo. El taper para conexiones box tiene un ahusado de 18 grados mientras el taper de la conexión pin tiene un ahusado de 35 grados. El tipo de taper en el tool joint y el diámetro externo de la tubería de perforación determinan el tamaño y tipo de elevadores requeridos.

- c) **Recalcado “Upset”**: Es un recalcado en el extremo del tubo que se hace para preparar la tubería de perforación para soldar el tool joint. Se calientan los extremos de la tubería a temperaturas muy elevadas de forjadura y luego utilizando una gran fuerza, se comprimen los extremos para crear una pared más gruesa. Esta área recalcada (“upset”) es suficientemente gruesa para proporcionar un fundamento sólido para instalar el tool joint en el tubo. Existen 2 tipos de upset:

Imagen 2. Tipos de Upset en tuberías Drill Pipe

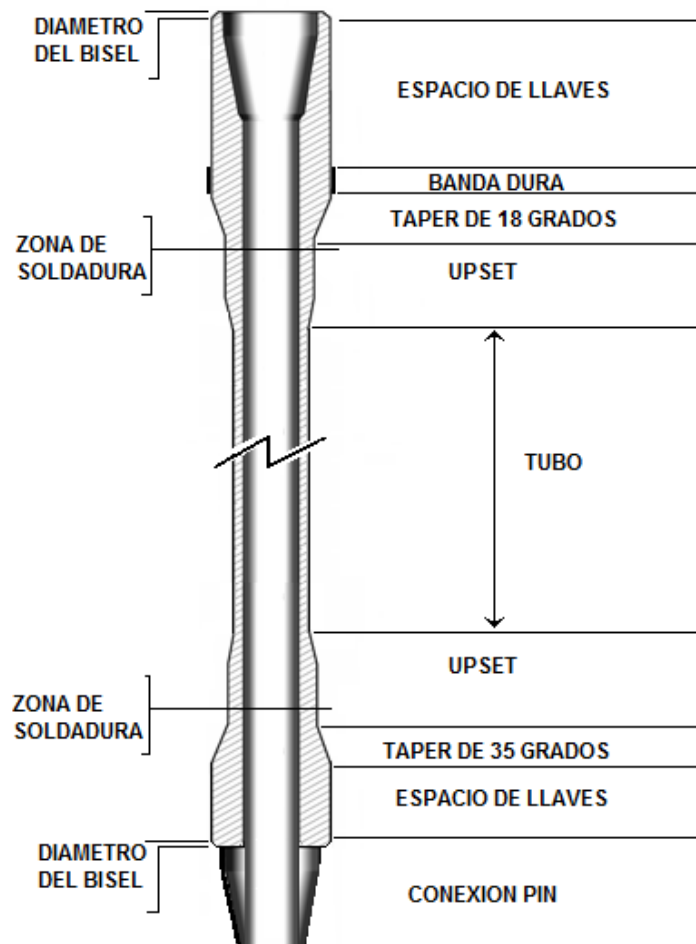


Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

- **Upset interno:** Donde el tubo tiene un diámetro interno reducido. Al observar el tubo desde afuera no se nota ningún área engrosada.
- **Upset externo:** Donde el tubo tiene un diámetro externo aumentado. El diámetro interno típicamente será ligeramente reducido.

Conjuntamente los dos tool joint y el tubo de tubería de perforación forman una junta de tubería de perforación. Los componentes de una tubería de perforación se muestran en la imagen 3.

Imagen 3. Partes de la tubería de perforación



Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

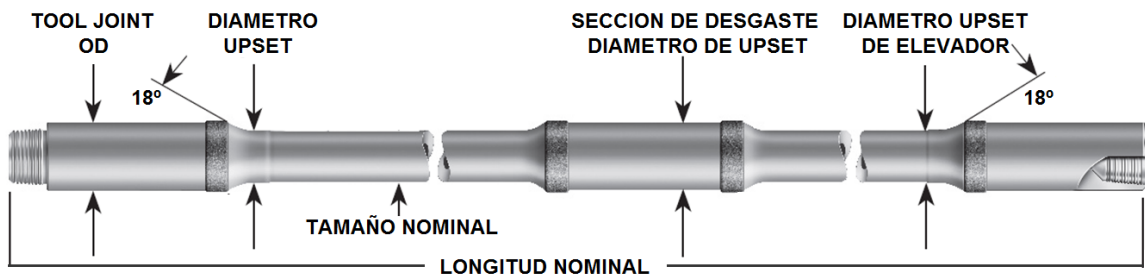
1.2. HEAVY WEIGHT DRILL PIPE (HWDP)³

La tubería de perforación Heavy Weight (HWDP) una transición gradual desde los pesados drill collar a los drill pipe de peso relativamente ligero. Es una tubería con paredes más gruesas que la tubería de perforación estándar, lo que significa que pesa casi el doble y más flexible que los collares de perforación. Se puede correr la HWDP en lugar de cuellos de perforación en caso que la carga sobre el gancho del taladro sea excesiva. Existen tres tipos, cada uno con respectivas ventajas para adaptarse a diferentes ambientes de perforación.

1.2.1. Clasificación

a) **HWDP estándar**⁴: Cuenta con un protector de desgaste central y tool joints más largos que los normales. Lleva aplicadas bandas duras en los tool joint y en el upset central, las cuales pueden ser con base de tungsteno (más comúnmente) o con base de cromo. Las bandas duras ayudan a extender la vida útil de la tubería reduciendo el desgaste de las roscas de unión y protectores centrales.

Imagen 4. Partes de la Heavy Weight Drill Pipe estándar



Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO. Rotary Shoulder Handbook

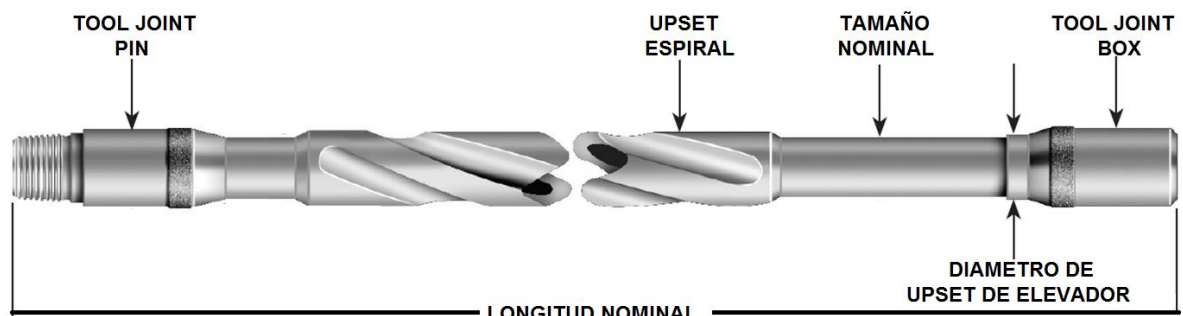
³ WEATHERFORD, Op. Cit. p.13-17

⁴ NATIONAL OILWELL VARCO, Op. Cit. p.47

- a) **HWDP Spiral-Wate**⁵: Tiene un diseño en espiral que reduce problemas de pega diferencial, minimiza desgaste y mejora circulación. Es entre 7 y 10% más pesada que la tubería de perforación “Heavy-Weight” y tiene ranuras que van en forma espiral por la longitud de la junta, favoreciendo la limpieza de pozo.

No tiene un protector de desgaste central pero en ocasiones tiene bandas de metal duro al ras o incrustadas (no con tungsteno). Alguna tubería de perforación “Spiral-Wate” puede tener bandas de metal duro salientes, pero no es fabricada de esta manera originalmente.

Imagen 5. Partes de la Heavy Weight Drill Pipe espiral

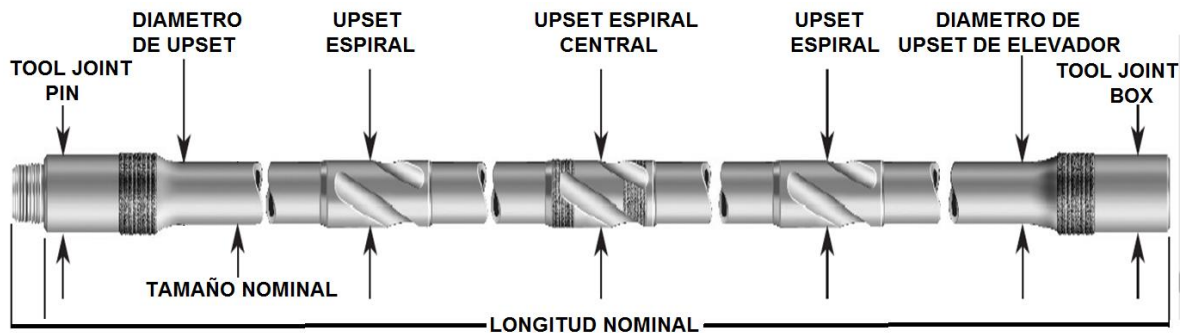


Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO. Rotary Shoulder Handbook

- b) **HWDP Tri-Spiral**: Desarrollada para aplicaciones de alto ángulo como perforación horizontal y de áreas difíciles de alcanzar. El diseño igualmente espaciado de triple upset espiral ayuda a mejorar la remoción de cortes, reduce las tendencias de pega diferencial, torque y arrastre.

⁵ NATIONAL OILWELL VARCO, Op. Cit. p. 48-49

Imagen 6. Partes de la Heavy Weight Drill Pipe Tri-espiral



Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO. Rotary Shoulder Handbook

1.2.2. Características⁶

- Elimina la necesidad de lifting sub, lo que reduce el tiempo de viaje.
- Puede reducir la torsión y arrastre debido a menos contacto con la pared (en comparación con los Drill collars)
- Debe tener conexiones compatibles con las de la tubería de perforación de la sarta existente para no requerir herramientas de manejo adicionales.
- Puede ser transportada más fácilmente que los cuellos de perforación porque pesa menos.
- Tiene generalmente el mismo OD de la Drill Pipe con la cual se corre, lo que permite usar las mismas herramientas de manejo. No se requieren elevadores y cuñas adicionales.
- Puede reducir la carga en gancho cuando sustituya cuellos de perforación.
- Dado que se considera como parte del conjunto de fondo (BHA), puede ser expuesta a fuerzas compresivas.

⁶ WEATHERFORD, Op. Cit. p.15

1.3. DRILL COLLARS⁷

Los Drill Collars son tubos con paredes más gruesas y por lo tanto más pesadas que la tubería de perforación, son utilizados para aplicar el peso sobre la broca. Tienen diámetros externos que varían entre 2” y 14”, y pueden tener un peso hasta 350 lbs/pie, su tamaño se determina según su diámetro externo y peso por pie. Estos también son lo suficientemente rígidos para que se permanezcan derechos al girar la sarta de perforación, lo que resulta en mayor estabilidad direccional, al proporcionar un efecto de péndulo que ayuda a perforar un mejor hoyo.

1.3.1. Clasificación⁸

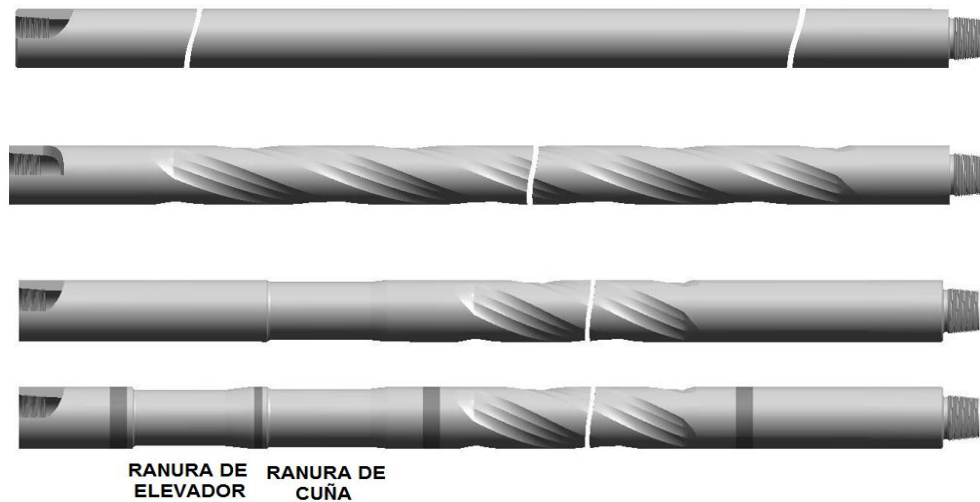
- a) **Liso (“slick”) o convencional:** Tienen un diámetro externo liso y consistente. Unos de las ventajas del cuello de perforación liso es que pesa aproximadamente el 4% más que el cuello de perforación espiral y hace que entubar “snubbing” sea menos complicado. Se puede utilizar cuellos de perforación lisos en hoyos revestidos o en operaciones de pesca.
- b) **Espiral:** Tienen ranuras alrededor del cuerpo del tubo. Típicamente las ranuras comienzan a 18-24 pulgadas desde el extremo de la conexión hembra y terminan a una distancia no mayor de 12 pulgadas del extremo de la conexión macho. Los Drill Collar espirales ayudan a prevenir o minimizar la pega diferencial porque las ranuras proporcionan un espacio para que el lodo fluya y entre en la formación de baja presión.

⁷ WEATHERFORD, Op. Cit. p.8-10

⁸ NATIONAL OILWELL VARCO, Op. Cit. p.53

- c) **Con ranuras para elevador y cuña:** Las ranuras para elevador y cuña pueden ser mecanizadas en ambos tipos de drill collar, justo abajo de la conexión del box. El drill collar se puede mecanizar ya sea con una o ambas ranuras dependiendo del requisito, esto proporciona un hombro cuadrado y un OD mecanizado para acoplarse con el elevador de drill collar. La ranura de la cuña está ubicada más allá a lo largo del Drill Collar y está diseñado para permitir el uso seguro de las cuñas de drill collar.

Imagen 7. Tipos de Drill Collar



NATIONAL OILWELL VARCO. Rotary Shoulder Handbook

1.3.2. Características

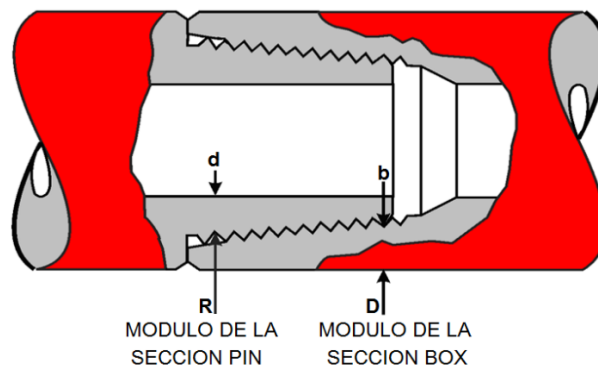
- a) **Tamaño adecuado:** Para determinar el tamaño correcto del Drill Collar que se debe utilizar, se debe tomar en consideración los siguientes aspectos:
- Las dimensiones externas deben contar con un cuello de pesca apropiado.
 - Las dimensiones internas deben permitir una circulación óptima y no restringir el flujo.

- Las conexiones deben tener Relaciones de Resistencia a la Flexión aceptables.

b) Relación de resistencia a la flexión⁹: Se utiliza la Relación de Resistencia a la Flexión para evaluar el diámetro externo, diámetro interno y combinaciones de conexión. La Relación de Resistencia a la Flexión es un número que describe la capacidad relativa de la conexión hembra y macho para resistir fallas de fatiga por flexión.

Para su determinación es necesario determinar el módulo de la sección tanto para la conexión Box como para la conexión Pin. El módulo de la sección es un término refinado para referirse al área y grado de alejamiento de una forma de material dividido por la distancia desde el extremo de la forma hasta el punto donde los esfuerzos son cero.

Imagen 8. Módulo de la sección para conexiones



Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

Se calcula a partir de la ecuación 1:

⁹ WEATHERFORD, Op. Cit. p.11-15

$$z = 2x I \div OD = \frac{\pi(OD^4 - ID^4)}{32OD} \quad \text{Ecuacion 1}$$

Dónde:

Z= Modulo de la sección, in³

I= Segundo momento del área, in⁴

OD= Diámetro externo, in

ID= Diámetro interno, in

Con los módulos de la sección se calcula el BSR a partir de la ecuación 2:

$$BSR = \frac{Z_{box}}{Z_{pin}} = \frac{\frac{(D^4 - b^4)}{D}}{\frac{(R^4 - d^4)}{R}} \quad \text{Ecuacion 2}$$

Donde:

Zbox= Módulo de la sección del Box

Zpin= Módulo de la sección del Pin

D= Diámetro externo del Box

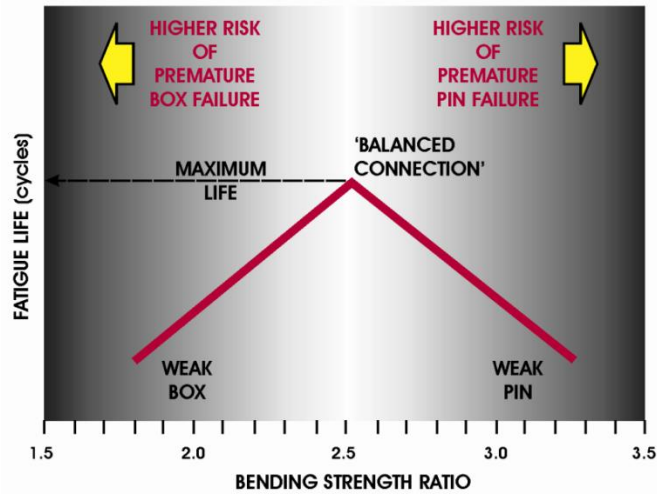
b= Diámetro de la raíz de la rosca box al canal del Pin

R= Diámetro de la rosca de los hilos del pin ¾ de pulgada del hombro del Pin.

d= Diámetro interno

La industria generalmente acepta una Relación de Resistencia a la Flexión de 2.50:1 como promedio para una conexión balanceada. Sin embargo, esta relación debe variar dependiendo de otros factores tales como las condiciones de perforación, velocidades rotatorias y el diámetro externo de los cuellos de perforación.

Imagen 9. Balance de una conexión de DC para maximizar la vida por fatiga



Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

Para perforación somera, de rutina o con poca experiencia de falla, un rango de BSR aceptable será 2.0 – 3.0. Para perforaciones más severas con una experiencia de tasa de falla significativa, un rango de BSR aceptable será 2.25 – 2.75. En la tabla 3 se muestran rangos recomendados de BSR dependiendo del diámetro externo de Drill Collar.

Tabla 3. Rangos recomendados de BSR

Rangos recomendados de BSR		
OD Drill Collar	Rango tradicional de BSR	Rango recomendado BSR
<6"	2.25-2.75	1.8-2.5
6"- 7 7/8"	2.25-2.75	2.25-2.75
≥8"	2.25-2.75	2.5-3.2

Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

1.4. SUBSTITUTOS ROTARIOS “SUBS”¹⁰

Los substitutos rotatorios (“subs”) son adaptadores de acero roscados en ambos extremos empleados para conectar partes de la sarta de perforación cuando estas tengan roscas incompatibles. La longitud de los substitutos rotatorios varía entre 10” y 8 pies. Pueden ser configurados en conexiones de doble pin, doble box o con una conexión pin en un extremo y box en el otro. La Especificación API 7 incluye un resumen que clasifica los tubos substitutos de tubería perforación en cuatro grupos. Tres tipos son tubos substitutos rotatorios y el otro tipo es un elevador “lift sub”.

1.4.1. Clasificación

a) Substitutos tipos A y B: Incluyen todos los tubos substitutos combinados “crossover subs”, bit sub, substitutos de Drill Collar y substitutos de junta Kelly (“saver”). La Especificación API 7 establece los requerimientos mínimos de fabricación para los tubos substitutos tipo A que incluye todos los substitutos box x box, pin x pin y box x pin que tienen una sola dimensión externa. Los tubos substitutos del Tipo B incluyen las mismas configuraciones para todos los substitutos con doble diámetro externo.

- **Bit Sub:** Los Bit Sub son tubos substitutos rotatorios con doble conexión box. Este conecta la broca a un ensanchador “reamer”, raspador “casing scraper” u otro accesorio que se instala próximo a esta. Los Bit Sub pueden tener un diámetro interno que acepta una válvula de flotación, cuyo propósito principal es ayudar a reducir las probabilidades de un reventón que puede ocurrir a través de la tubería de perforación.

¹⁰ WEATHERFORD, Op. Cit. p. 30-32

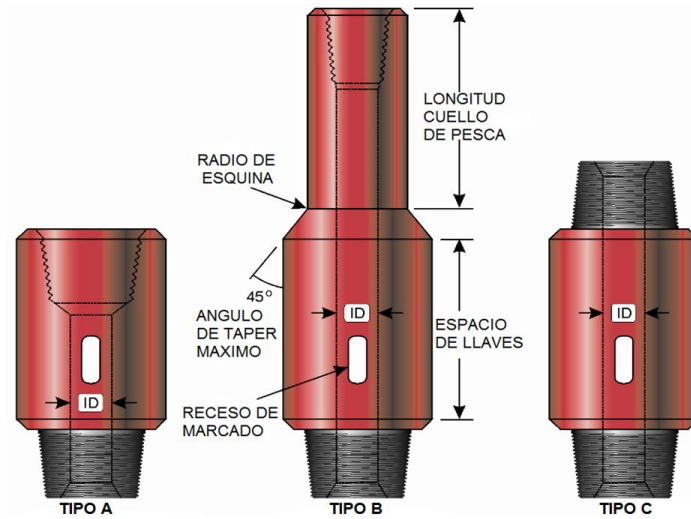
- **Substitutos de combinación “crossover subs”:** Tienen una conexión pin y una conexión box, pueden ser de diámetro externo sencillo o doble y pueden conectar componentes de la sarta de perforación que tienen roscas incompatibles.
- **Substitutos de diámetro externo doble:** Cuando sea necesario cambiar de un Drill Collar con un diámetro externo grande a un componente de la sarta de perforación con una rosca más pequeña, podría ser necesario tener dimensiones externas dobles. Tener diámetros externos dobles es necesario para mantener una conexión equilibrada en cuanto a su Relación de Resistencia a la Flexión (BSR).

El tubo sustituto que une la conexión en una herramienta con un diámetro externo más pequeño a una que es más grande, puede ser más susceptible a falla debido a su resistencia a la fatiga por flexión. Al reducir el diámetro externo del tubo sustituto en un extremo, la conexión brindará mejor servicio. Cuando se va a utilizar el tubo sustituto de diámetro externo doble, se debe tomar en consideración todas las dimensiones del tubo sustituto y del cuello de pesca.

b) Substitutos tipo C: Incluye los subs giratorios “swivel sub” y de rosca izquierda “left handle”

- **Substituto del Sistema de Impulsión Superior (“Top Drive Sub”):** El tubo sustituto utilizado para conectar un sistema de impulsión superior (“top drive”) a la sarta de perforación es un tubo sustituto de conexión pin doble. Estos tubos sustitutos son típicamente más cortos y tienen un diámetro externo reducido para brindar un mejor espaciado, además de ser compatibles con el sistema de impulsión superior en un equipo de perforación. El tamaño de la rosca, el diámetro externo y el diámetro interno son aspectos de igual importancia para satisfacer los requerimientos.

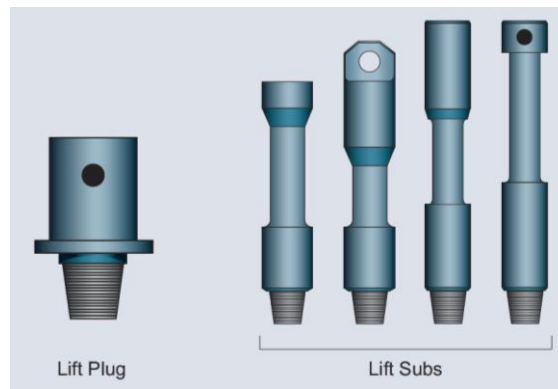
Imagen 10. Tipos de substitutos rotarios



Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

- c) **Tubos substitutos tipo D:** Incluye los subs elevadores. Estos son elaborados de una sola pieza de acero y se utilizan para levantar herramientas como las Drill Collar que no cuentan con un taper para el elevador.

Imagen 11. Tipos de substitutos elevadores



Fuente: VAM DRILLING: Vallourec Group.

1.5. ESTABILIZADORES¹¹

Los estabilizadores son herramientas que se incluyen en el conjunto de fondo para cambiar o ayudar a mantener la dirección del hoyo, dependiendo de la configuración. Generalmente tienen por lo menos tres hojas cortadoras que sobresalen directamente o en forma espiral del cuerpo del estabilizador, las cuales pueden estar soldadas en o maquinadas al cuerpo de la herramienta.

Estas herramientas pueden estar ubicadas cerca de la mecha, en el conjunto de fondo (BHA) o en algunos casos, en la sección de tubería de perforación de la sarta. Cuando se diseña un BHA rígido para mantener la dirección del agujero, un mínimo de tres estabilizadores puede proporcionar estabilidad adecuada. La longitud entre estabilizadores afectara el resultado de la perforación ya que la rigidez del BHA variara. Esta configuración cambiara de acuerdo con la dureza de la formación, abrasividad y tendencias de inclinación del agujero. Otro factor que puede afectar la rigidez del BHA es utilizar un drill collar de OD más grande.

1.5.1. Clasificación

- a) **Estabilizadores de cuchilla integral “Integral Blade Stabilizers – IBS”:** Son herramientas de perforación comunes y son fabricados de una sola pieza de acero forjado. Este es el tipo de estabilizador más común para operaciones de perforación y dos estilos de cuchillas son comunes en este tipo de estabilizador, cuchilla en espiral estándar y cuchilla recta.

- b) **Estabilizadores de cuchillas soldadas “Weld Blade”:** El estabilizador de cuchilla soldada ofrece una alternativa de bajo costo al estilo de IBS. Puede

¹¹ WEATHERFORD. Weatherford employee connect. [Online] Weatherford. [Houston: Texas] Weatherford, 2015. [Citado: 15 abril 2015]

tener las mismas configuraciones básicas de cuchilla que el tipo IBS, pero las cuchillas están soldadas a un cuerpo de mandril forjado. También están disponibles con cuchillas en espiral o rectas, y pueden configurarse en estilos de tres o de cuatro cuchillas. Debido al proceso de manufactura, se requieren criterios de inspección adicionales alrededor de las áreas soldadas. Este no es recomendado para perforar aunque comúnmente se utiliza en recuperación.

Imagen 12. Tipos de estabilizadores básicos



Fuente: WEATHERFORD. Weatherford employee connect

1.5.2. Componentes

- a) Cuchillas:** Por lo general hay tres o más cuchillas. Estas pueden ser soldadas o mecanizadas en el cuerpo de la herramienta. En formaciones medias a suaves, el número y tamaño de las cuchillas necesitara ser mayor para evitar hacer surcos en la formación, las cuchillas rectas tienen un área de “junk slot” mayor y puede experimentar menor arrastre cuando pasan a través de un lecho de recortes, sin embargo las cuchillas en espiral reducen el remolino de la broca.

El OD de las cuchillas es comúnmente solo de 1/16 a 1/8 por debajo del tamaño de la broca para ayudar a mantenerla estable y mantener la sarta

rígida. Esto ayuda en las dos funciones principales del estabilizador, mantener el ángulo del agujero y reducir las vibraciones. El estilo de las cuchillas estabilizadoras depende principalmente de la inclinación y formación del agujero. La imagen 12 muestra un estabilizador integral de cuchillas en espiral (Derecha) y uno de cuchillas rectas soldadas (Izquierda).

b) Recubrimiento superficial endurecido: Los bordes de las cuchillas estabilizadoras son tratados también con un material de endurecido superficial para ayudar a reducir el desgaste y ampliar la vida de la herramienta. Las opciones para el recubrimiento duro varían, dependiendo del área del mundo donde se realicen las operaciones. Generalmente, hay cuatro tipos de recubrimiento duro que son adecuados para la mayoría de los requerimientos de perforación. Incluyen el tungsteno triturado, insertos de carburo y recubrimientos duros de propietarios. La selección final dependerá de las condiciones de perforación.

Existen varias opciones de endurecido superficial:

- **Carburo de tungsteno triturado:** Conservado en una matriz níquel-bronce, ideal para formaciones suaves.
- **Carburo de tungsteno trapezoidal:** Conservado en una matriz de carburo-níquel-bronce sinterizada, ideal para perforaciones de alta desviación en formaciones abrasivas.
- **Insertos de carburo de tungsteno:** Colocados en un depósito de spray en polvo para formaciones abrasivas. Recomendado para estabilizadores no magnéticos.
- **Insertos de carburo tungsteno tipo botón:** Insertos desarrollados para permitir inserción fría y mantener ajuste de cierre. Una mayor concentración de insertos en el fondo de la cuchilla y el borde principal incrementara el

contacto de superficies para reducir el desgaste en formaciones altamente abrasivas.

Imagen 13. Tipos de endurecido superficial



Fuente: WEATHERFORD. Weatherford employee connect

c) Cuerpo: En el cuerpo el extremo del box es más largo que el del pin para hacer más fácil la búsqueda y recuperación de la herramienta.

Imagen 14. Cuerpo de un estabilizador integral espiral



Fuente: VAM DRILLING: Vallourec Group

1.6. CONEXIONES ROSCADAS¹²

Las conexiones roscadas se encuentran en toda la industria petrolera y son muy importantes dentro de las herramientas de perforación. Debido a que antes de seleccionar una herramienta, se debe asegurar que la herramienta sea apta para el propósito, se encuentre en buenas condiciones y sea compatible con la herramienta que va a ser conectada.

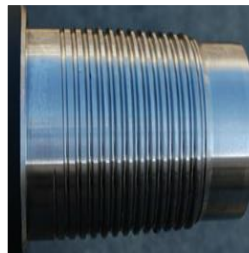
Básicamente una conexión son dos piezas de distintas herramientas conectadas por una rosca. Las conexiones rotarias con hombro típicamente forman su sello solo por el contacto de metal con metal de los dos hombros que actúan conjuntamente, las roscas no forman un sello. Por lo cual si las conexiones no realizan el torque requerido, pueden tener fugas y resultar en un tiempo no productivo o NPT en la forma de una corrida innecesaria o fallas en el pozo. Los daños a estos hombros de sello también pueden resultar en fugas y NPT. Existen dos tipos principales de conexiones rotarias con hombro, las conexiones Estándar y las Premium.

Imagen 15. Tipos de conexiones rotarias

Conexiones Estándar



Conexiones Premium



Fuente: WEATHERFORD. Weatherford employee connect

¹² WEATHERFORD, Op. Cit. p. 34-35

Se hace referencia a las conexiones roscadas según:

- **La marca registrada del tipo de rosca:** (por ejemplo, “Internal Flush”, “API Regular”)
- **Tamaño nominal de la conexión:** Sencillamente es un método que se utiliza para identificar el tamaño de la rosca y no es una medida dimensional, dado que no corresponde a ninguna dimensión en particular en las roscas, (por ejemplo, 3 ½, 2 7/8).
- **Número de conexión:** designado por API (por ejemplo, NC38)

1.6.1. Conexiones Estándar

Se caracterizan porque gran parte de estas llevan más tiempo en el mercado que las conexiones Premium, como es el caso de la conexión API REGULAR. Aunque las conexiones Estándar tienden a tener menor torque y capacidad de sellado, aun se usan con frecuencia ya que son considerablemente más baratas que las conexiones Premium.

Tabla 4. Tipos de Conexiones Estándar

Nombre de la conexión	Abreviación	Hilos por pulgada	Conicidad por pie (TPF), pulgadas
API Regular	REG	4-7	2-3
API Internal Flush	IF	4	2
API Full Hole	FH	4-7	2
API Extra Hole	XH	4	2
API Numbered Connection	NC	4-7	2-3
Phillip A Conell	PAC	3.5	1.25

Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

La conexión numerada NC es un estándar de API reciente, que ha sustituido a Internal Flush. Es compatible con Internal Flush IF y muchas roscas más. Tiene una rosca ligeramente diferente de IF, lo que la hace más duradera.

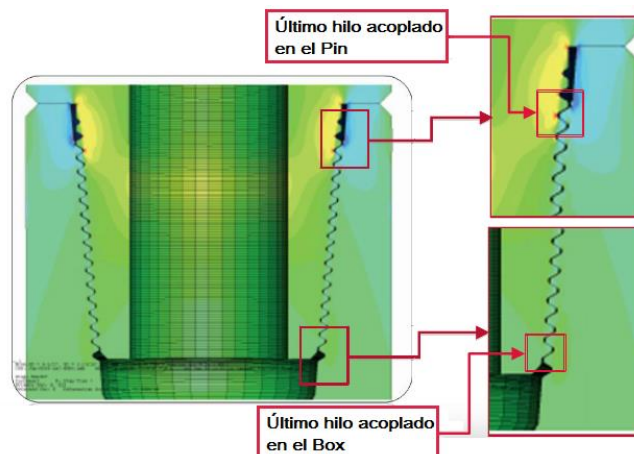
➤ **Características de alivio de esfuerzos en conexiones**

Las características de alivio de esfuerzo deberán estar especificadas en todas las conexiones NC-38 o mayores, del BHA y HWDP. Estas características incluyen la ranura de alivio de esfuerzos del pin y el boreback del box, Imagen 16. Ambos extienden la vida de la conexión por fatiga mediante la eliminación de los últimos hilos de la rosca, sometidos a la mayor cantidad de esfuerzos, Imagen 17.

Imagen 16. Características de alivio de esfuerzos



Imagen 17. Puntos de mayor concentración de esfuerzos en las conexiones



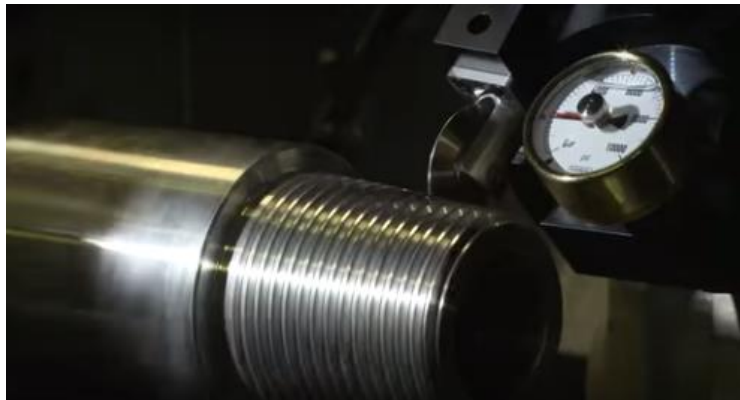
Fuente: WEATHERFORD. Weatherford employee connect

Las ranuras de alivio de esfuerzos del pin, no son recomendados para conexiones menores al NC-38, porque podrían debilitar las fuerzas de tensión y torsión de las conexiones y porque la fatiga es muchas veces un problema menor que las cargas no-cíclicas en conexiones pequeñas. El boreback podría ser utilizado en conexiones más pequeñas sin debilitarlas y debería ser considerado en caso de la fatiga de la caja, este ocurriendo¹³.

➤ **Rodamiento en Frío “Cold Rolling”**

El rodamiento en frío de las raíces de roscas del BHA y de las superficies de alivio de esfuerzo, incrementa la vida por fatiga mediante la colocación de un esfuerzo compresivo residual en las raíces de las roscas. Esto no es beneficioso en tubería de perforación de peso normal, en donde la fatiga es rara vez un problema, debido a la relativa inflexibilidad de las juntas comparada a los tubos.

Imagen 18. Proceso de rodamiento en frío para conexiones



¹³ WEATHERFORD, Weatherford employee connect

1.6.2. Conexiones Premium. Las conexiones Premium tienen un diseño superior al compararlas con las conexiones Estándar. La mayoría tienen doble hombro, algunas tienen roscas de doble comienzo y todas generalmente tienen mejores capacidades de sellado y torque. Muchas son compatibles con conexiones estándar, aun cuando la rosca no es exactamente la misma y sus características son diferentes. A veces les llamamos Conexiones de Marca Registrada cuando son fabricadas con un nuevo estándar por un fabricante y no son compatibles con otros.¹⁴

Estos tipos de rosca especializadas permiten obtener logros que no se podían obtener usando conexiones API Estándar como, ambientes altamente corrosivos, pozos profundos y agujeros estrechos. También debe notarse que como cualquier herramienta de marca registrada el costo para mantener y reparar estas conexiones es considerablemente mayor que el costo para reparar conexiones Estándar. Lo cual debe tomarse en consideración cuando se selecciona drill pipe. En la tabla 5 se muestran las conexiones Premium para perforación en la base Yopal.

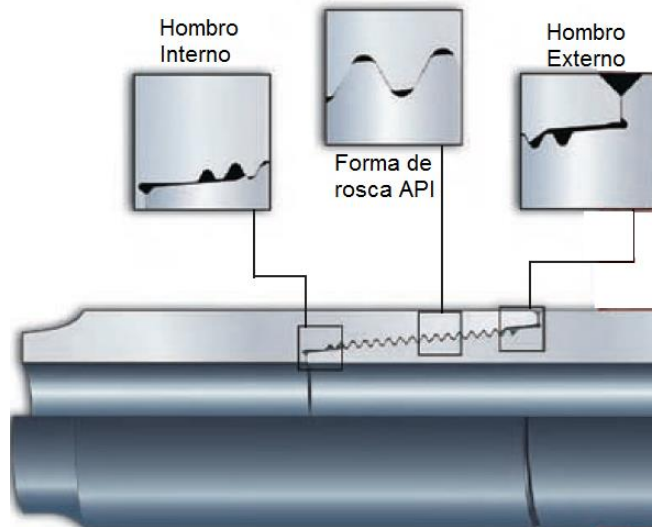
Tabla 5. Tipos de conexiones Premium para perforación de la línea Rental

Tipo de conexión	Características
VAM EIS	Fuerza de torsión mayor, intercambiable,
VAM EXPRESS (VX)	Fuerza de torsión extrema, delgada
Grant Prideco Extreme Torque (XT)	Torque elevado, perfil delgado
Grant Prideco High Torque (HT)	

¹⁴ WEATHERFORD, Op. Cit. p. 38

a) **VAM EIS** ¹⁵: VAM EIS [®] es una conexión de alto torque es completamente intercambiable con conexiones API pero incorpora un diseño de tool joint de doble hombro. Al aplicar torque adicional, la nariz del pin hace contacto con el hombro interno. El hombro interno absorbe la carga friccional más alta, proporcionando una conexión con capacidad de torque mejorada. La resistencia torsional adicional brinda un rendimiento excepcional en las condiciones mas difíciles de pozos, como pozos altamente desviados o de alcance mas extenso. Disponible de 2 7/8 a 6 5/8 de OD.

Imagen 19. Características de la conexión VAM EIS



Fuente: VAM DRILLING: Vallourec Group

¹⁵ VAM DRILLING: Vallourec Group. From simple to complex drill strings, VAM Drilling manufactures it all. [Online] Vallourec Group. [Boulogne-Billancourt, France]. Vam Drilling, 2011, p-14-15

El diseño de tool joint VAM EIS brinda:

- **Alto torque:** Capacidad de torque mas del 50% mayor que con API.
- **Mayor ID:** Mejora el rendimiento hidráulico con el torque requerido.
- **Menor OD:** Tiene un perfil más delgado que las conexiones API actuales, mientras la resistencia requerida, controla torque y arrastre.
- **Vida de servicio extendida:** Capacidad de desgaste 30% mas alta que las conexiones API.
- **Flexibilidad:** Intercambiables con conexiones API nuevas o usadas. VAM Express™ (Fuerza de torsión extrema)

b) VAM Express™¹⁶: La conexión VAM Express™ incorpora un perfil de rosca del propietario y un diseño de doble hombro de alto rendimiento produciendo una de las conexiones de mayor torque disponibles. El hombro de torque primario provee el sello inicial y carga previa durante el enrosque hasta el torque total recomendado y el hombro de torque secundario brinda alta capacidad de torque.

La rosca VAM Express™ (VX) cuenta con cresta de emboque larga y redondeada y un flanco de emboque tendido hacia abajo, el cual permite el facil emboque de la conexión. Una cresta biselada hacia abajo reduce el chance de acuñar la rosca e incrementa la libertad de movimiento, permitiendo el torque facil de la conexión. La raiz eliptica incrementa la resistencia a la fatiga por flexion rotacional inducida, Imagen 20.

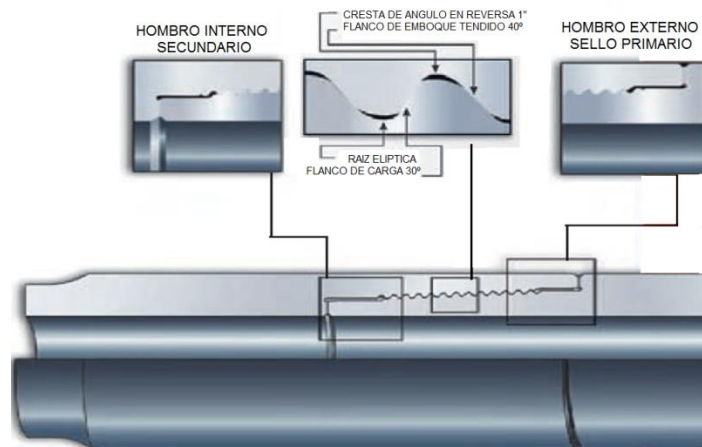
El diseño de la conexión VAM express patentado brinda:

- **Rápido enrosque en el rig:** 6 a 7 vueltas desde el emboque hasta el enrosque completo.

¹⁶ VAM DRILLING: Vallourec Group. Op. Cit. p. 16-17

- **Torque mayor:** La capacidad de torque 150 a 200% mayor que las conexiones API.
- **Uso amigable:** Reduce el daño por emboque.
- **Durabilidad:** Reduce riesgo de acuñamiento, resultando en menor tasa de daño y baja tasa de recorte.
- **Resistencia:** Permite el cambio de OD/ID para mejorar el rendimiento de la hidráulica.
- **Hermética al gas:** Hasta 5000 psi de presión de trabajo diferencial.
-

Imagen 20. Características de la conexión VAM Express™



Fuente: VAM DRILLING: Vallourec Group

c) **Grant Prideco High Torque® (HT™)**¹⁷: Primera generación de conexiones de doble hombro, brinda aproximadamente 40 % más capacidad de torque que las conexiones API de dimensiones equivalentes. No es intercambiable con conexiones API.

¹⁷ NATIONAL OILWELL VARCO., Op. Cit. p-12

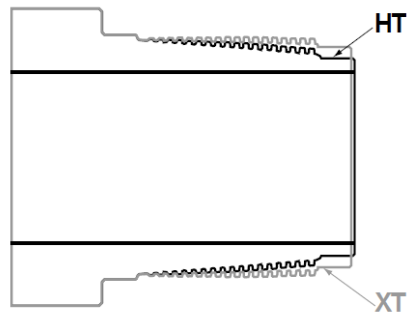
Imagen 21. Perfil de la conexión Grant Prideco High Torque®



Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO. Rotary Shoulder Handbook

- d) Grant Prideco Extreme® Torque (XT®)¹⁸:** Segunda generación de conexiones de doble hombro, brinda aproximadamente 65% más capacidad de torque que las conexiones API de dimensiones equivalentes. No es intercambiable con conexiones API. Las diferencias primarias entre las conexiones HT y XT son que XT tiene un taper más somero y una forma de rosca resistente a la fatiga.

Imagen 22. Diferencia entre las conexiones Grant Prideco XT y HT™



Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO. Rotary Shoulder Handbook

¹⁸ NATIONAL OILWELL VARCO., Op. Cit. p.-13

1.6.3. Intercambiabilidad de las roscas¹⁹: Algunos tipos de rosca son intercambiables; es decir, que la forma y dimensiones de las conexiones son lo suficientemente similares para permitir que se enrosquen juntas sin riesgo de causar daños a las roscas. Entre las características que deben ser similares se tiene:

- Número de hilos por pulgada
- Ángulo de flanco de rosca y la conicidad

Algunas roscas fueron fabricadas con un propósito en particular en mente. Eran compatibles con otras roscas ya disponibles pero se les asigno otro nombre.

Tabla 6. Intercambiabilidad de conexiones

NOMBRE	TAMAÑO							
	26		31		38	40	46	50
conexión numerada (NC)	26		31		38	40	46	50
Internal Flush (IF)	2 3/8		2 7/8		3 1/2		4	4 1/2
Slim Hole (SH)	2 7/8		3 1/2	4	4 1/2			
Full Hole (FH)						4		
Double Streamline (DSL)		3 1/2				4 1/2		5 1/2
Extra Hole (XH)		2 7/8		3 1/2			4 1/2	5
External Flush (EF)				4 1/2				

Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

¹⁹ WEATHERFORD, Op. Cit. p.45

2. FALLAS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Durante una operación de perforación, hay pocos problemas tan serios o costosos como las fallas de la sarta de perforación. Una sarta falla por ser sujeta a una fuerza, un defecto en uno de los componentes de la sarta de perforación o una combinación de las dos causas.

2.1. FALLAS POR FATIGA²⁰

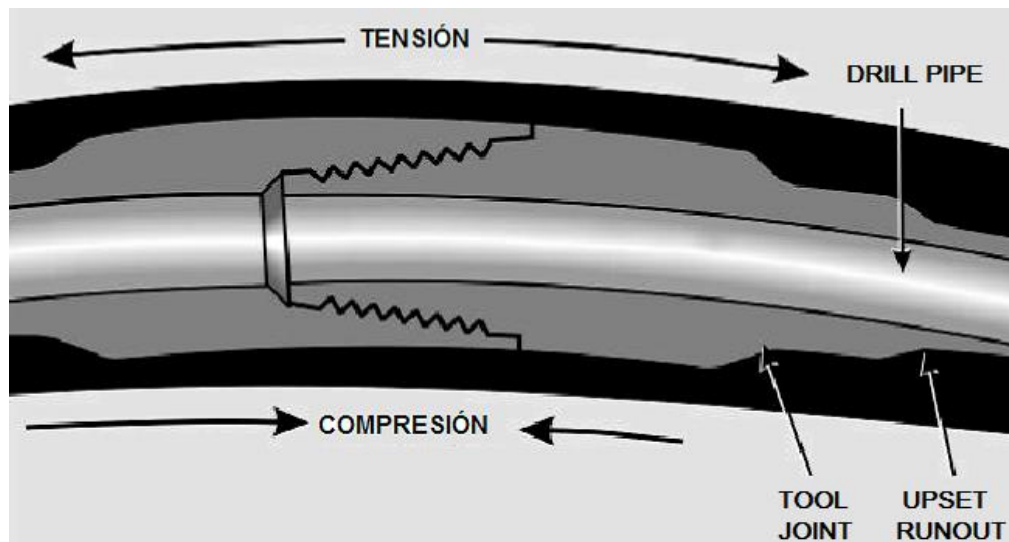
La causa más común de fallas de la sarta de perforación es la fatiga de la tubería de perforación. La fatiga de la sarta de perforación es un daño progresivo y acumulativo que ocurre cuando la tubería está sujeta a ciclos de esfuerzos (tensión, compresión y torsión) que exceden la resistencia a la tensión del material. Los esfuerzos alternos generan calor en la sección del metal que se mueve de un lado a otro y a través del tiempo, el calor puede reducir la resistencia del metal. Se forman grietas submicroscópicas y eventualmente las mismas se unen y forman una grieta visible, la cual puede crecer y afectar una parte completa de la sarta de perforación o crear un lugar que forma un derrumbamiento en la tubería.

Los mayores esfuerzos sobre la tubería de perforación ocurren en el “upset runout”, como se muestra en la imagen 23, es decir, el punto donde el upset termina y se une con la pared de la tubería. La mayoría de la flexión ocurre en las paredes relativamente delgadas de la tubería de perforación. Se estima que el límite de fatiga es entre un tercio y la mitad de la resistencia a la tensión mínima

²⁰ WEATHERFORD, Op. Cit. p. 47

del tubo. En teoría, si los esfuerzos nunca exceden el límite de fatiga, la tubería no fallará sin importar el número de veces que esté sujeta a esfuerzos.

Imagen 23. Puntos de concentración de esfuerzos



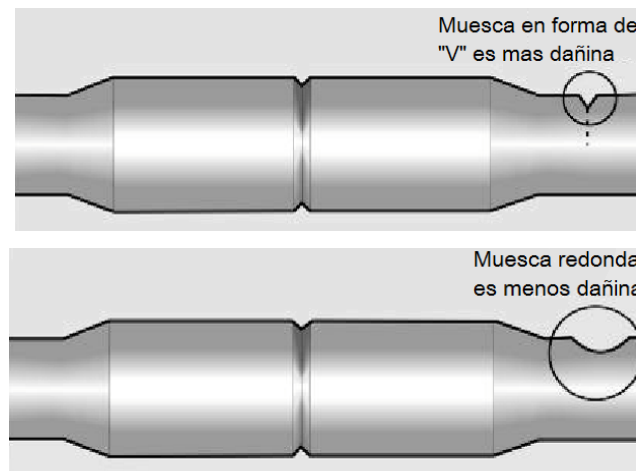
Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

2.1.1. Factores que contribuyen a la fatiga

a) Hoyos desviados: Girar la sarta de perforación en un hoyo recto generalmente ayuda a mantener los esfuerzos que actúan sobre la misma, muy por debajo del límite de fatiga. Sin embargo, frecuentemente la sarta gira en un hoyo desviado. Doblar la tubería en un hoyo desviado y girarla al mismo tiempo causa ciclos alternos de flexión y compresión o tensión. Con cada giro, el lado de la tubería que estaba sujeto a tensión ahora se sujeta a compresión y el lado que estaba sujeto a compresión ahora está sujeto a tensión. Cuando la desviación del hoyo sea más cerrada, mayores serán los esfuerzos que actúan sobre la sarta de perforación.

b) Muecas y cortes: Los desperfectos superficiales del metal de la tubería de perforación también afectan el límite de fatiga. Los esfuerzos se concentrarán en una muesca o depresión y acelerarán la descomposición del metal. Si la muesca o depresión se encuentra dentro de una distancia de 20 pulgadas del tool joint donde ocurre la máxima flexión, puede formar una rotura por fatiga. Una muesca que tiene la forma de un platillo con un fondo redondo será relativamente inofensiva en comparación con una raspadura con un fondo afilado.

Imagen 24. Comparación de muescas



Fuente: WEATHERFORD. Drilling Rental Tools

Varias abolladuras y raspaduras en la superficie pueden causar la falla eventual de la tubería de perforación.

c) Tubería doblada: La tubería doblada siempre representa una falla potencial debido a que el ciclo de esfuerzos es ampliado en el doblado. Nunca se debe utilizar tubería doblada mientras que se perfora o gira activamente. Si la tubería está doblada después de un trabajo, debe ser enderezada antes de utilizarse de nuevo.

Cualquier junta de tubería de perforación puede ser doblada y enderezada muchas veces durante su vida útil sin causar una falla hoyo abajo. Sin embargo, cuando se doble una junta de tubería de perforación el material de la misma es levemente modificado, las limitaciones elásticas han sido excedidas y han extendido a la deformación plástica. Estos esfuerzos pueden ser un factor que puede llevar a niveles de fatiga perjudiciales de manera prematura.

d) Corrosión: La corrosión es la modificación y degradación de material causada por su ambiente. La corrosión es una causa común de y contribuyente a fallas de sartas de perforación. Con fluido de perforación a base de agua, los agentes corrosivos principales que atacan la tubería de perforación son: Gases disueltos (oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno), sales disueltas y ácidos. En un ambiente corrosivo, la sarta de perforación fallará debido a la corrosión, sin considerar si los esfuerzos aplicados exceden o no el límite de fatiga.

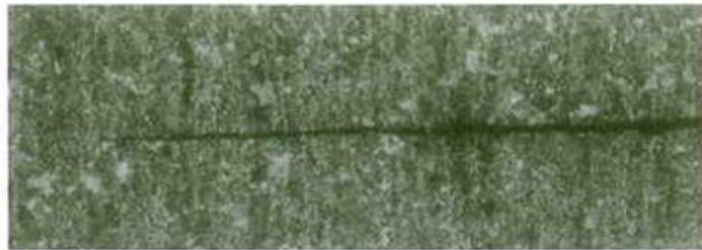
2.1.2. Análisis de fallas por fatiga²¹: Un mecanismo de falla constituye un nombre abreviado dado a una cadena de condiciones y eventos que provocan falla en la sarta de perforación. Para el reconocimiento de los efectos de las fallas

²¹ T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection. 4ed. Standar DS-1. Houston: Texas, T H Hill Associates, Mayo 2012, p. 293-295

por fatiga nos deberemos focalizar en la ubicación, apariencia y orientación de la fractura.

a) Ubicación de la falla: Las fallas por fatiga se producen regularmente tanto en drill pipe como en las conexiones de BHA. Sin embargo, son relativamente raras en los tool joint de drill pipe. La imagen 25, muestra una fisura por fatiga en un drill pipe, Los canales perpendiculares observados son el resultado de corrosión.

Imagen 25.Grieta por fatiga en un Drill Pipe



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

Las ubicaciones usuales de las fisuras por fatiga son:

- **Tubería Drill Pipe:** La mayoría de grietas por fatiga se forman en concentraciones de esfuerzos de cortes de cuñas y de upsets internos. Las fallas por fatiga se producen principalmente en el área cercana al upset interno, usualmente 16-24 pulgadas desde el extremo del pin o del box, y en el área de cuñas. Las mismas son menos comunes pero también se pueden producir en otras ubicaciones entre upsets.

- **Conexiones de BHA:** Las últimas roscas enganchadas del pin o del box son normalmente los puntos de inicio de grietas de fatiga en la conexión, debido a que son las regiones sometidas a esfuerzos de tensión más altos,

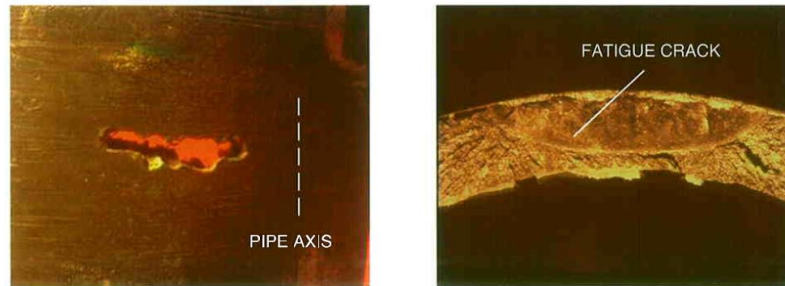
Imagen 17. Las conexiones más susceptibles a fatiga son el final de las conexiones en componentes rígidos del BHA y las conexiones centrales en las herramientas especiales como martillos y motores. En general, la fatiga es más probable en una conexión que en componentes rígidos, y menos probable en conexiones de componentes flexibles.

- **Otras ubicaciones:** Las fisuras por fatiga también se producen en las ranuras del elevador en los Drill Collar, en los cuerpos del estabilizador (a menudo cerca de las soldaduras en los estabilizadores de aletas soldadas), y en otras ubicaciones donde la columna de perforación experimenta un cambio abrupto de sección.

b) Apariencia de las fallas por fatiga: La fatiga a menudo tiene una apariencia característica que la diferencia de las fisuras por sobrecarga.

- **Tubos:** En tubos una fisura por fatiga será aplanada y perpendicular al eje del tubo. Si la fisura ha penetrado la pared del tubo, el lodo de perforación al filtrar puede haber erosionado la fisura en lo que comúnmente se denomina una lavadura del tubo “washouts”, (Imagen 26 Izquierda), en Drill Pipe estos son casi siempre causados por fatiga. Sin embargo, aun habiendo sido erosionada por el lodo de perforación, la fisura por fatiga normalmente retiene su orientación transversal. En Drill Pipe muy frágiles, la fractura rápida catastrófica se puede producir antes que la fisura sea lo suficientemente grande como para haber penetrado la pared del tubo (Imagen 26 derecha).

Imagen 26. Washout (Izquierda), Grieta por fatiga (Derecha)



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

- **Conexiones:** Las fisuras por fatiga en las conexiones serán planas, aplanadas y perpendiculares al eje del tubo. La superficie de la grieta por fatiga puede estar con desgaste suave, lavada y erosionada por el lodo filtrado, y a menudo se puede observar daño mecánico de las operaciones de pesca o al rotar las superficies separadas una sobre otra.

Si se hubiese producido una separación de la columna y las superficies están relativamente sin daño, la superficie de la fisura por fatiga ocupará menos que la cara de la fractura en su totalidad. El resto se habrá separado cuando la fisura por fatiga crezca tanto que el metal sólido restante no puede soportar más carga aplicada. Esta superficie sin fisura a menudo tendrá una orientación de 45 grados típica de una falla por tensión, Imagen 27. La parte sin fisura de la fractura también puede mostrar una buena cantidad de deformación plástica, pero poca deformación plástica estará asociada con la fisura por fatiga en sí misma.

Los tamaños relativos de las superficies con o sin fisura de una fractura variarán dependiendo de las propiedades y cargas sufridas por el material, aunque en general el material más fuerte soportará fisuras más grandes sin separarse, si se mantienen las otras condiciones

Imagen 27. Falla por fatiga típica: Box de Drill Collar de 8" (Izquierda), conexión Pin (Derecha)



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

c) Split Box (Box Fisurado): Este constituye un tipo especial de fatiga que se produce cuando los tool joint Box se operan con un Índice de Curvatura alto. Una falla de box fisurado a menudo se encuentra acompañado y asociado por heat checkings (indicaciones de temperatura) que resulta del mismo ambiente de operación.

Los heat checkings (Imagen 28) son fisuras longitudinales superficiales que, aunque no son dañinas en sí mismas, producen concentraciones de tensión que aceleran la formación de fisuras por fatiga en el Box longitudinalmente. A diferencia de los Box fisurados debido a un sobrefrentado y sobrecarga de torsión, las fisuras por fatiga de un box como la de la imagen 28 muestra poca o nada de deformación plástica.

Imagen 28. Falla split box (izquierda) asociada con “heat checks” (mostradas bajo luz ultravioleta a la derecha)



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

2.2. FALLA POR TORSIÓN ²²

La falla por torsión es la fractura del componente de la sarta de perforación debido a las cargas de torsión (torcedura). Las cargas de torsión pueden ser residuales, especialmente en el tool joint de la conexión, en caso que se exceda la torsión de enrosque recomendada. Una vez que se aplique la torsión para enroscar una conexión, la conexión sostiene dicha cantidad de torsión hasta que se aplique una fuerza igual o mayor para desenroscar la conexión. La torsión de enrosque debe ser el 60% de la resistencia a la torsión de la conexión del tool joint y nunca se debe exceder los valores de torsión de enrosque recomendados.

2.2.1. Análisis de fallas por torsión ²³

²² WEATHERFORD, Op. Cit. p. 53

²³ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 295-297

a) Ubicación de la Falla: Debido a que la torsión se aplica desde la superficie, las conexiones que se encuentran más arriba en el pozo tienen más probabilidades de fallar, aunque las variaciones en resistencia o dimensiones de una unión a la otra pueden afectar esto. Además, las conexiones de BHA son típicamente más fuertes que los tool joint por encima de ellas, por lo que las fallas por torsión en las conexiones BHA son raras excepto cuando se usan componentes delgados “Slim” o cuando el BHA está bajo condiciones de vibración torsional (stick-slip).

La falla por torsión puede producirse en un tool joint o en un tubo de Drill Pipe, a pesar de que la primera es más común debido a que las conexiones API de dimensiones estándar son más débiles en torsión que los tubos a los cuales las mismas se encuentran soldadas. Sin embargo, la única vez que la torsión aplicada en forma externa afectará una conexión será cuando la carga sea lo bastante alta como para causar la rotación relativa entre el pin y el box. Si la torsión aplicada no es suficiente para causar movimiento pin-box, la misma es transmitida a través de la conexión sin efecto significativo sobre la tensión de la conexión.

En los pozos verticales, las cargas de torsión serán relativamente bajas debido a que la mayoría del peso de la columna se encuentra soportado por un bloque con muy poco apoyo a los lados del pozo. A medida que aumentan el ángulo del pozo y el alcance, se carga el lado de la columna y el torque requerido para la rotación.

b) Apariencia: Una falla por torsión en una conexión primero se mostrará como un pin estirado o un box acampanado, lo cual depende de cuál es más débil. En casos extremos, el pin puede ser separado o el box dividido. Sin embargo,

un box que ha sido dividido por la torsión solamente (no fatiga) también mostrará gran deformación plástica y abultamiento, Imagen 29.

En la imagen 29 se observa que la Falla por torsión de box débil comienza cuando se ensancha el box (arriba izquierda) y puede progresar al estado extremo del cuadro arriba a la derecha. La falla por torsión de pin débil comienza cuando se estira el pin (abajo izquierda) y puede progresar hasta la separación final del cuello del pin (abajo derecha).

Imagen 29. Falla por torsión en el Box y Pin



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

2.3. FALLA POR TENSIÓN²⁴

Las fallas por tensión ocurren cuando la carga de tensión aplicada a la sarta de perforación exceda la capacidad de tensión del miembro más débil de la sarta. Las

²⁴ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 297

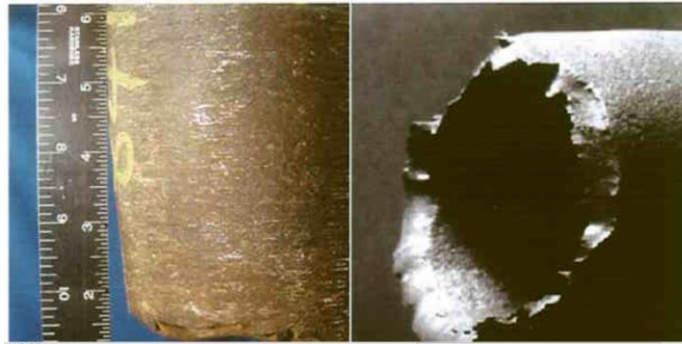
fallas por tensión generalmente ocurren en la tubería de perforación cerca de la parte superior del hoyo. Las capacidades de tensión indicadas en la mayoría de las normas se calculan basándose en la fuerza de rotura mínima del acero y el área de corte transversal del miembro afectado de la sarta.

En pozos profundos, verticales y casi verticales, la tensión normalmente es la carga de mayor importancia. La falla por tensión constituye un mecanismo de sobrecarga cuya identificación y prevención es relativamente directa.

2.3.1. Análisis de fallas por tensión

- a) Ubicación:** Una falla por tensión normalmente se producirá en tubos de Drill Pipe entre upsets y cerca de la superficie o en la parte superior de una sección. Sin embargo, variaciones en el espesor de pared y en la resistencia a la tracción entre tubos puede provocar una falla por tensión en otras ubicaciones también. Las fallas por tensión en los tool joint pin son raras debido a que los cuellos del pin en la mayoría de los tool joint de tamaños estándar tienen secciones transversales capaces de soportar tanto tensiones inducidas por el enrosque como tensiones de la columna externa. Puede haber excepciones a esto, y la capacidad de tensión de la base del pin puede degradarse por el exceso del torque de enrosque.
- b) Apariencia:** Las fallas por tensión a menudo son dentadas en apariencia, y el tubo está generalmente como un cuello de botella cerca de la fractura. Las superficies de fracturas por tensión a menudo muestran una deformación plástica extensa, a pesar de que en material frágil, este puede no ser el caso. Las superficies de fractura estarán orientadas a 45 grados hacia el eje del tubo (Imagen 30) salvo que el material sea demasiado frágil.

Imagen 30. Apariencia de la falla por tensión.



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

2.4. FALLA POR REVENTÓN²⁵

La tubería de perforación se revienta cuando la presión en la tubería es mayor que la presión en el hoyo por una cantidad que excede la resistencia al reventón del tubo. Fallas por reventón son poco frecuentes en sartas de perforación, excepto cuando el tubo haya sido cortado.

2.5. FALLA POR APLASTAMIENTO²⁶

El aplastamiento de la tubería de perforación ocurre cuando la presión en el hoyo es mayor que la presión en la tubería por una cantidad que excede la resistencia al aplastamiento del tubo.

²⁵ WEATHERFORD, Op. Cit. p. 53

²⁶ lbit., p. 53

2.6. FALLAS POR CARGAS COMBINADAS²⁷

Las cargas de tensión y de torsión interactúan, y la capacidad de un componente para soportar las cargas en forma simultánea normalmente será menor que la capacidad para manejar cualquier carga en forma individual. Por ejemplo, La capacidad de torsión de un componente de la sarta de perforación se reduce a través de la aplicación simultánea de tensión, y viceversa. Así mismo la resistencia al aplastamiento se reduce cuando se someta la sarta de perforación a altas cargas de tensión.

Las fallas debidas a torsión y tensión combinadas pueden producirse en tubos o tool joint pin; los tool joint box no fallaran por este mecanismo porque la falla del pin se produce primero. En los tubos de Drill Pipe, la falla normalmente mostrará deformación plástica y acogotamiento (cuello de botella) que caracteriza una falla por tensión. Una superficie fracturada helicoidal como la que se muestra en la imagen 31 también puede encontrarse presente. En tool joints, la apariencia de una falla de carga combinada será mucho más parecida a esta que una falla por torsión del pin. En las etapas iniciales, un pin estirado y en casos extremos, la separación total del pin serán los indicadores.

²⁷ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 298

Imagen 31. Superficie de fractura de la falla de cargas combinadas



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

2.6.1. Melladuras en las roscas “Galling”²⁸

a) **Causa:** Un problema que comúnmente afecta la capacidad de sello de las conexiones, es la generación de melladuras alrededor de los sellos y las roscas. Estas ocurren cuando la fricción o alguna deformación plástica de una superficie genera calor e incrementa la adhesión entre puntos superiores de otras superficies. Suficiente presión aplicada puede causar una deformación plástica en la zona de contacto entre estas superficies metálicas. Esto incrementa la temperatura y la oportunidad para la formación de enlaces químicos o metálicos entre las dos superficies. Las melladuras en las roscas pueden ser influenciadas por un número de factores, incluyendo:

- Tipo y dureza del acero
- Formas y dureza de las roscas y áreas de sello
- Cargas laterales
- Rotación inicio/parada

²⁸ WEATHERFORD, Weatherford employee Connect.

- Falta de lubricación: Los componentes de roscas aíslan las superficies metálicas para proteger contra las melladuras.

Imagen 32. Melladuras en el sello y roscas



2.7. AGRIETAMIENTO POR ESFUERZOS DE SULFURO²⁹

Cuando se perfora en ambientes de H₂S, una causa frecuente de fallas de la sarta de perforación es el agrietamiento por esfuerzos de sulfuro (SSC). El hidrógeno atómico, el átomo más pequeño, es un producto de la mayoría de las reacciones de corrosión. Normalmente, los átomos de hidrógeno rápidamente se combinan para formar hidrógeno molecular, el cual es demasiado grande para ser absorbido por el metal y forma burbujas de gas. Sin embargo, en la presencia de sulfuro, el hidrógeno permanece en la forma atómica durante un periodo considerablemente mayor y por lo tanto existe una mayor probabilidad que será absorbido por la tubería. Después de ser absorbido, el hidrógeno tiende a acumularse en el área de máximos esfuerzos y al alcanzar una concentración crítica, se forma una pequeña grieta. El hidrógeno se acumula en la parte superior de la grieta y la grieta crece. Este proceso continuo hasta que el metal restante no pueda sostener la carga aplicada y ocurre una fractura repentina

²⁹ WEATHERFORD, Op. Cit. p. 52

Las fallas por presencia de sulfuro de hidrógeno en las sartas de perforación son relativamente raras. El mecanismo es tan complejo y su identificación es mejor dejarla para los analistas profesionales de fallas. Un estado de resistencia a la tracción alto, concentraciones elevadas de H₂S, pH bajo, presión muy alta, concentración de cloruro alto, temperatura baja y material muy duro promueve todo junto el ataque de SSC. Por el contrario, si se mueven uno o más de estos factores en direcciones opuestas retrasará el ataque, si se mantienen las mismas condiciones. Las fuentes posibles de sulfuro de hidrógeno en los fluidos de perforación pueden incluir el fluido de la formación la formación, actividad bacteriana, o descomposición de químicos en el fluido de perforación. De estos, el fluido de la formación es obviamente la preocupación más importante.

3. NORMAS Y METODOS DE INSPECCIÓN

Como resultado de retrasos de perforación resultantes de escasez de equipos en el sitio de perforación a principios de siglo 20, el instituto de Petróleo Americano (API) asumió el reto de desarrollar normas amplias de la industria y las primeras normas se publicaron en 1924. Estas normas y prácticas recomendadas rigen la mayoría del trabajo ejecutado y el equipo usado en la industria del petróleo y del gas. Las mismas fueron desarrolladas para incluir posteriormente normas para la inspección.

La norma API que cubre la inspección de las herramientas de perforación es la norma API RP. 7G-2 conocida también como ISO 10407 parte 2, primera edición. La organización API e ISO, han adoptado la misma norma de inspección para permitir que las prácticas recomendadas y regulaciones para la inspección de herramientas de perforación sean consistentes globalmente. Actualmente se usan varias normas para asegurar que las herramientas sean adecuadas para su propósito, si bien las más comunes de la industria son las API & ISO; compañías de terceros han desarrollado sus propias normas tales como: DS-1 TH Hill, Fearnley Procter Group NS-1 y NS-2³⁰.

³⁰ WEATHERFORD, Weatherford employee connect

3.1. NORMAS API & ISO³¹

La norma especifica los requisitos y procedimientos para la inspección y prueba de elementos de la sarta de perforación usados. También especifican los requisitos para cada nivel de inspección junto con los procedimientos para inspección y prueba de los elementos de la sarta usados.

ISO 10407 cubre Drill pipe, tool joint, conexiones rotarias con hombro, Drill collars, HWDP (Heavy Weight Drill Pipe) y los extremos de otros elementos que se ajustan a ellas. La norma especifica, la calificación del personal de inspección, una descripción de los métodos de inspección y calibración de aparatos y procedimientos de normalización para varios métodos de inspección. Se incluyen, la evaluación de las imperfecciones y el marcado de los elementos de la sarta inspeccionados. La nueva norma, API RP-7G-2, conocida también como ISO 10407 parte 2., ha desarrollado niveles de inspección desde normal a crítico. Esta es similar a los niveles de inspección de terceros.

3.2. FEARNLEY PROCTER GROUP NS-1 Y NS-2³²

Originalmente la norma de Fearnley Procter Group fue una especificación de Exxon utilizada en los EE.UU. Y que luego fue expedida a Shell Expro por Exxon, como parte de un proyecto de mejora de la calidad para reducir fallas de la sarta de perforación. En 1999, se le entrego a Fearnley Procter UK la propiedad de la norma para desarrollo posterior y un uso más amplio en la industria. La primera revisión de la NS-2 fue publicada en noviembre de 1999.

³¹ Ibid

³² WEATHERFORD, Weatherford employee connect

La norma NS-1 detalla la calidad y los requisitos de inspección para el equipo de perforación y terminación, nuevo y renovado.

La norma NS-2 cubre muchas áreas de normas de inspección de la sarta de perforación tales como: Conexiones de alto torque, Equipos de perforación especializada, Inspección de recepción de Drill Pipe nueva, Lineamientos de frecuencia de inspección específica, Revestimiento plástico interno en Drill Pipe, Banda dura de aleación de cromo. Esta norma es actualmente por una cantidad de operadores en todo el mundo.

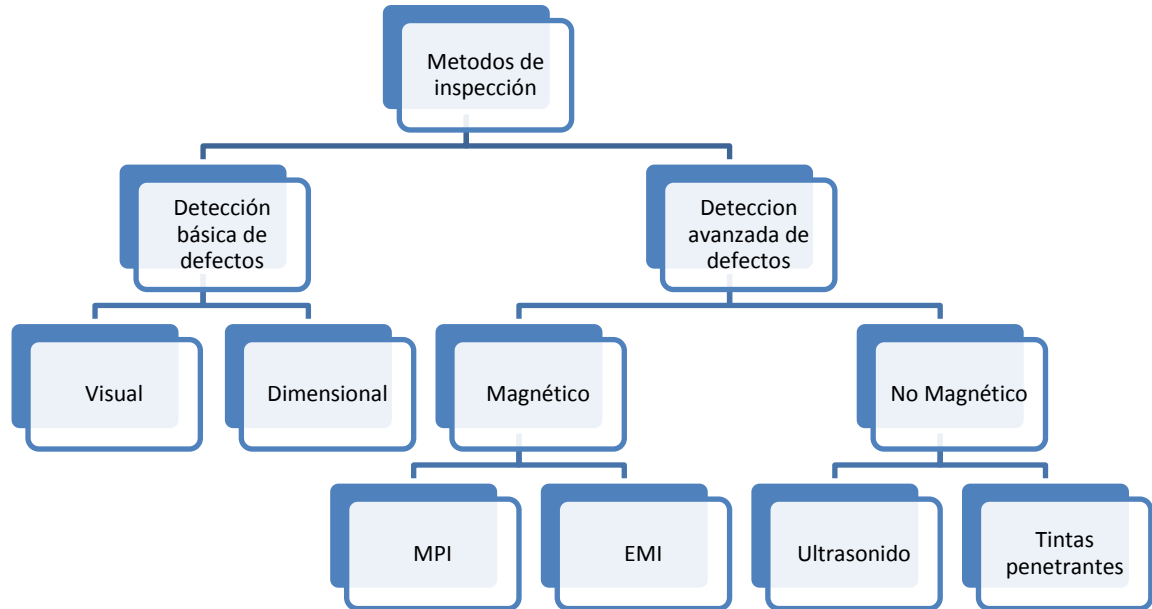
3.3. NORMA DS-1 TH HILL³³

La norma DS-1 TH Hill es otra norma de inspección de la industria generalmente aceptada para herramientas de perforación. La primera edición de esta norma fue publicada en 1992, DS-1 ha conseguido aceptación mundial y se usa en más de 60 países. Weatherford es un patrocinador corporativo de esta norma y ha contribuido al desarrollo técnico de normas.

DS-1 volumen 3 cubre la inspección de Drill pipe. El nivel de inspección varía en 5 categorías, siendo la categoría 1 una inspección visual del cuerpo de tubo y el Tool Joint, hasta la categoría 5 que incluye las mediciones detalladas y MPI, inspección electromagnética y UT. La norma cubre la fabricación, diseño e inspección de la sarta de perforación.

³³ WEATHERFORD, Weatherford employee connect

Imagen 33. Clasificación de los métodos de inspección



Los objetivos principales de la inspección de la sarta de perforación son asegurar la capacidad de carga y remover componentes defectuosos y propensos a fallas. Los procedimientos de inspección pueden variar desde una simple inspección visual hasta una inspección electromagnética altamente técnica. Cada conexión roscada, cuerpo de herramienta y todas las características esta sujetos a una forma de inspección y otra, tanto antes como después de un trabajo. Una minúscula grieta causada por fatiga puede conducir a una grieta más grande durante las operaciones y potencialmente causar la rotura en algún componente. Encontrar esa minúscula grieta durante la inspección puede ahorrar una enorme cantidad de tiempo, dinero y potenciales lesiones corporales³⁴.

³⁴ WEATHERFORD. Weatherford employee Connect.

3.4. INSPECCIÓN VISUAL³⁵

La inspección visual es un método rápido para establecer la condición de los componentes, esta técnica requiere que el inspector interprete la información visual y haga numerosos juicios sobre la condición del equipo. Con frecuencia, los distintos inspectores no coinciden sobre la misma evaluación visual. Si hay dudas acerca de algún defecto, se debe informar a un gerente de inspección. Si una conexión o tubo no pasa la inspección visual, el inspector probablemente no completara las Inspecciones dimensionales. Estas inspecciones se realizaran después de que la tubería haya sido reparada

3.5. INSPECCION DIMENSIONAL³⁶

Las inspecciones dimensionales aseguran la conformidad con los estándares dimensionales. Estas verificaciones normalmente se llevan a cabo con herramientas especiales que miden las dimensiones máxima y mínima. Es importante usar herramientas con precisión para que sus medidas sean exactas.

3.6. INSPECCIÓN DE PARTÍCULAS MAGNÉTICAS O MPI³⁷

La inspección de partículas magnéticas, más comúnmente conocida como MPI, se usa para detectar las grietas superficiales y ligeramente sub-superficiales en materiales magnetizables. El MPI solo localizara defectos superficiales y cercanos a la superficie.

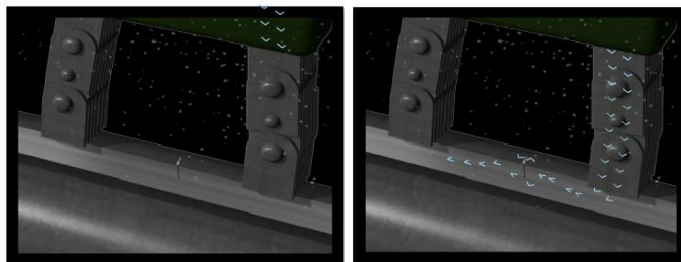
³⁵ WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

³⁶ Ibid

³⁷ Ibid

El magnetismo se induce primero en la herramienta, luego un polvo metálico es aplicado a la herramienta, la cual es examinada en busca de grietas y defectos. El polvo se puede aplicar húmedo o seco, por lo que existen dos tipos de inspección de partículas magnéticas: inspección de partículas magnéticas húmedas y de partículas magnéticas secas. Cualquiera de los métodos depende de las líneas del campo magnético para seguir el camino de menor resistencia. Las líneas del campo magnético pasan a través de espacios fácilmente y se dispersan cuando encuentran el pequeño espacio de aire creado por la grieta. Cuando el campo se dispersa, el magnetismo parece “fugarse” del material, así este proceso es llamado fuga de flujo, imagen 34. Las partículas metálicas en el polvo se adhieren entonces al magnetismo “fugado” y podemos ver más fácilmente donde se encuentra el defecto.

Imagen 34. Comportamiento de las líneas de campo magnético en la inspección MPI

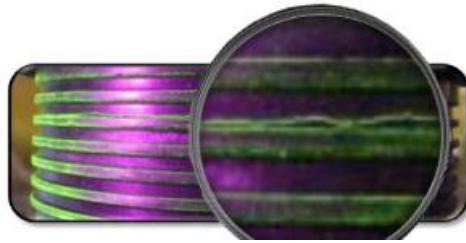


Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

3.6.1. MPI-Fluorescente Húmedo “Luz negra”: Este procedimiento es también conocido “Luz negra”, normalmente se usa en áreas de inspección pequeñas, tal como junta de la herramienta y se usa mejor en superficies mecanizadas lisas. Después de limpiar el equipo a ser inspeccionado y crear un campo magnético alrededor de la herramienta, una solución con polvo metálico revestido fluorescente es aplicada a la herramienta. Si está presente una fuga de flujo el

polvo fino será atraído al magnetismo fugado. La herramienta luego se examina para buscar una grieta bajo una luz ultra-violeta (UV) o “negra” y cualquier grieta o defecto brillara bajo la luz UV.

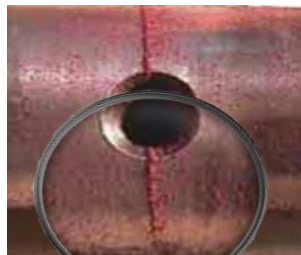
Imagen 35. Inspección con partículas magnéticas húmedas



Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

3.6.2. Inspección de partículas magnéticas secas “MPI seco”: Se emplea cuando se inspecciona un área grande, en este método el polvo se esparce seco, y se observa a simple vista el magnetismo fugado por la acumulación de partículas secas en las grietas.

Imagen 36. Inspección con partículas magnéticas secas.



Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

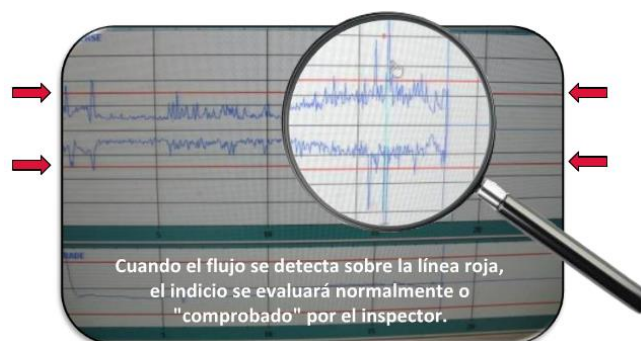
3.7. INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA (EMI)³⁸

El EMI es un método de inspección rápida y puede inspeccionar espesor, defectos longitudinales y transversales al mismo tiempo, fisuras por fatiga y picaduras por corrosión. La prueba de inducción electromagnética (EMI) se usa para detectar en materiales conductores eléctricos tales como el drill pipe.

Las unidades de inspección electromagnética (EMI) crean un campo electromagnético y usan sensores múltiples para detectar fuga de "flujo". Cualquier fuga sobre un límite ocasionara una inspección secundaria y posiblemente un rechazo. Estas unidades necesitan ser normalizadas regularmente a través de las inspecciones. DS-1 requiere esto cada 50 juntas.

La salida EMI se puede mostrar ya sea en una computadora o una maquina chart. El inspector fijara un "umbral" basado en la norma de inspección usada. En la imagen 37 los umbrales son las líneas rojas, cuando el flujo se detecta sobre la línea roja, el indicio se evaluara normalmente o comprobado por el inspector.

Imagen 37. Salida de una prueba de inducción electromagnética EMI



Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

³⁸ WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

3.7.1. Unidades de planta de inducción electromagnética (EMI): Las unidades EMI tienen sensores múltiples que permiten una inspección completa. Una bobina que transporta corriente se coloca en el objeto de prueba. La corriente en la bobina genera un campo magnético y cualquier defecto en la tubería causara un cambio en el campo magnético. Los sensores de la maquina miden un cambio en el campo. La prueba EMI puede detectar grietas muy pequeñas en el material.

Estas unidades normalmente solo inspeccionan defectos en el cuerpo de la tubería, o “upset” a “upset”, no las conexiones. La profundidad de penetración del campo dentro del material está limitada generalmente a menos de una pared de ½” en la mayoría de los casos y los defectos que caen paralelos a la sonda no necesitan ser detectados. Típicamente crean un registro permanente de los resultados de la inspección y necesitan ser estandarizadas (o calibradas) y tener sensores cambiados para cada tamaño de OD.

3.7.2. Unidades Bugí de EMI: Las unidades Bugí de EMI tienen sensores múltiples que permiten inspecciones rápidas. Pueden crear un registro permanente de una inspección y son muy portátiles. Exactamente como las unidades de planta, se deben estandarizar y cambiar los sensores para cada tamaño de OD. Generalmente se configuran solo para defectos transversales.

Las unidades “Bugí” de EMI usan la misma tecnología que las unidades de planta EMI. En lugar de que la tubería sea pasada a través de la unidad EMI, una unidad conductora empuja la bobina magnética y los sensores a lo largo de la longitud del drill pipe. Los datos de la unidad se envían a un dispositivo remoto que muestra las lecturas del sistema ya sea digitalmente o en registros de papel.

La estandarización de la unidad Bugí es importante para mantener la precisión y el cumplimiento de los estándares de inspección, estas son estandarizadas a una velocidad de viaje específica y variar la velocidad de la unidad puede resultar en defectos críticos perdidos.

Imagen 38. Unidades EMI: de planta (Izquierda), Bugí (Derecha)



Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

3.8. INSPECCION ULTRASONICA³⁹

3.8.1. Inspección de espesor de pared ultrasónico: La inspección ultrasónica es una técnica no destructiva utilizada frecuentemente para determinar el espesor de pared mínimo de tubería de perforación moviendo la sonda alrededor de la tubería en incrementos específicos. Este método también se usa con frecuencia para encontrar información adicional acerca de un defecto potencial durante la MPI o la EMI.

Esta tecnología saca ventaja de la forma como el sonido viaja a través de los materiales, tal como el metal, a velocidad constante. El sonido u ondas sonoras también rebotaran de una manera predecible. Cuando una onda sonora alcanza una nueva superficie, tal como el ID de la tubería o un área corroída parte de o todo el sonido rebotara. La técnica no requiere acceso a ambos lados de la muestra y puede ser conducida en herramientas con revestimientos, forros, etc.

³⁹ WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

Además proporciona buena precisión (0,1 mm, cuatro milésimas y menor) y puede ser fácilmente desplegado.

Un computador manual es usado para medir el tiempo que le toma al sonido regresar y usa esta información para calcular la distancia, esta distancia puede ser usada para evaluar el espesor del acero o detectar defectos. Es común oír el acrónimo TAEM que es usado alrededor de Prueba Ultrasónica, significa transductores acústicos electromagnético (EMAT por su sigla en inglés), que son los dispositivos que envían las ondas sonoras dentro del material.

El sensor de la inspección ultrasónica usualmente requiere calibración para cada tipo de material. El acero será calibrado de manera diferente al aluminio. El sensor también requiere buen contacto con el material. No mide grandes áreas, pero mide un punto único debajo del sensor. Los dispositivos de espesor de pared UT pueden perder precisión con la corrosión.

Imagen 39. Prueba de Ultrasonido Puntual



Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

3.8.2. Inspección ultrasónica de onda de corte: Esta inspección ultrasónica usa la tecnología de ondas de corte para encontrar defectos transversales y defectos 3D en las superficies internas y externas de las paredes de la tubería. La onda de

corte UT envía la onda sonora dentro del material a cierto Angulo. El sonido viaja dentro del material rebotando en el ID y el OD. Si el sensor no detecta ninguna respuesta entonces se asume que el material está libre de defectos. Si parte o todo el sonido regresa al sensor, el tiempo que le toma rebotar de nuevo puede ser usado para determinar solo la ubicación del posible defecto. Los inspectores pueden usar otras técnicas para determinar el tamaño y orientación del defecto. Esta tecnología es más efectiva para encontrar defectos que se encuentran en el ID o en el centro del material. Los defectos superficiales son difíciles de determinar con esta tecnología.

Imagen 40. Inspección ultrasónica de onda de corte



Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

3.9. PRUEBA PENETRANTE (PT)⁴⁰

Para esta prueba, después de limpiar y secar la pieza, se aplica un líquido. El líquido penetra en cualquier defecto de superficie. El penetrante en exceso es

⁴⁰ WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

removido de la superficie y un revelador es aplicado, el cual arrastra el penetrante atrapado de regreso a la superficie la que luego se vuelve muy visible en el revelador.

Es relativamente fácil de usar y puede ser efectiva en un amplio rango de tipos de materiales. Grandes áreas o volúmenes de piezas y materiales pueden ser inspeccionados rápidamente y a bajo costo. Las geometrías complejas también son fácilmente inspeccionadas. La inversión inicial del equipo es extremadamente baja y los spray en aerosol utilizados hacen que el equipo sea portátil. La prueba de penetración de líquido como otros métodos solo puede detectar defectos de superficie. La pre-limpieza es crítica ya que los contaminantes pueden enmascarar los defectos.

Imagen 41. Inspección con líquidos penetrantes



Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

4. PROGRAMAS DE INSPECCION

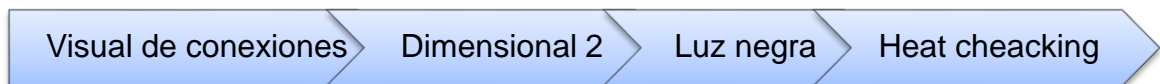
Para cada componente de la sarta de perforación existe un programa de inspección constituido por distintos métodos de inspección para las diferentes áreas que se inspeccionan del componente. Estos programas de inspección que se emplean son los establecidos en la norma DS-1 de TH-HILL.

4.1. PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CONEXIONES⁴¹

Para conexiones se utilizan los siguientes 2 programas de inspección:

- **DS-1 dimensional 2, CAT 5:** Este programa está compuesto por los métodos de inspección en la imagen 42, se aplica a conexiones de Drill Pipe y se tienen en cuenta los respectivos criterios de aceptación establecidos para cada método.

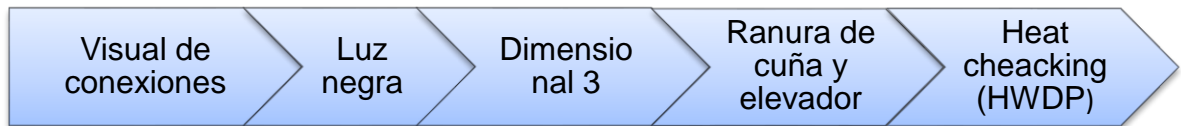
Imagen 42. Métodos de inspección empleados para conexiones de Drill Pipe



⁴¹ WEATHERFORD. Weatherford employee Connect.

- **DS-1 dimensional 3, DS-1 CAT 3-5:** Este programa está compuesto por los métodos de inspección en la imagen 43, se aplica a conexiones de BHA y se tienen en cuenta los respectivos criterios de aceptación establecidos.

Imagen 43. Métodos de inspección empleados para conexiones de Drill Pipe y HWDP



4.1.1. Inspección visual de conexiones⁴²


- a) **Aplicado a:** Aplicado a tool joint y conexiones de Drill Pipe y HWDP, y a conexiones de BHA.
- b) **Que se hace:** Examen visual de las conexiones, hombros y Tool Joints, control del perfil de roscas, medición del ensanchamiento del Box.
- c) **Que se evalúa:** Daños de manejo, indicaciones de daño por torsión, ralladuras, lavaduras, aletas, hombros visiblemente no planos, corrosión, marcaciones de peso/grado en la unión y aplanamiento del pin. En drill collars y otros componentes del BHA, se cubre la examinación visual de las características de alivio de tensión de las conexiones.
- d) **Procedimientos y criterios de aceptación**

⁴² T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 41-47

Tabla 7. Criterios de aceptación de la inspección visual para conexiones

	TIPO DE CONEXIÓN		
	API y similares	NOV Grant Prideco HI TORQUE® (HT), eXtreme™ Torque(XT)	VAM Drilling VAM Express™ (VX™), VAM EIS®,
Preparación	Toda la rosca, hombros de enrosque, superficies sello, superficies de los hilos, deben estar completamente limpios para permitir la inspección visual. Se examina que esté libre de picaduras e imperfecciones y si existen protuberancias se deben remover con un elemento de mano no metálico como una rueda de pulir suave.		
Grietas	Todas las conexiones y cuerpos de Tool Joint deben ser libres de grietas visibles y fatiga térmica, solo se aceptan grietas finas en la banda dura si no extienden hasta el metal base. No se permite el pulido para remover las grietas.		
Banda dura	<p>No debe extenderse más de 3/16" por encima de la superficie del Tool Joint sin áreas rotas ni faltantes mayores a 1/8" a través de la dimensión mayor. Se permiten las grietas finas siempre y cuando no se extiendan al metal base. Virutas de metal duro sobresalido no se permiten.</p> 		
Superficies sello	Alguna picadura, interrupción, melladura, lavado, escamas u otras condiciones de la superficie sello que excedan la profundidad y ocupen más del porcentaje del ancho de sello aceptable en cualquier localización es rechazable. No se permite pulir la superficie.		
	1/32" profundidad, 20 % ancho	1/32" en profundidad, 30 % del ancho del sello	
Refrenteo	<p>Si se necesita refrenteo, se debe remover solo suficiente material para remover el daño. Los límites de refrenteo son 1/32" en cada remoción y un 1/16" acumulativamente. Si el hombro es refrentado más allá de este límite, la conexión se rechaza o si es posible se fabrica nueva.</p> 		

Tabla 7: Continuación


	<p>APLICA</p>	<p>Si es necesario refrenteo, la distancia entre hombros debe mantenerse como lo establecido en la inspección dimensional.</p>
<p>Perfil de la rosca pin</p>	<p>El perfil de la rosca debe ser verificado a través de la longitud total de los hilos en dos lugares al menos 90 grados aparte. El calibrador de perfil debe engranar de manera uniforme en los hilos y mostrar contacto normal de modo que no haya luz visible en alguno de los flancos o raíces de los hilos. Si el calibrador de perfil no engrana de manera uniforme en los hilos, mediciones del paso deben ser tomadas. NOTA: Solo para API y similares se permiten espacios visibles no mayores que 1/16 “en no más de dos crestas de hilos. Se permite desgaste uniforme de flanco que no sea mayor de 0.01”.</p> 	
<p>Paso del pin</p>	<p>Si el calibrador del perfil indica que el pin ha sido estirado, el paso del pin se mide a un intervalo de 2 pulgadas, 90° aparte. El estiramiento del pin, no debe exceder 0.006 pulgadas sobre las 2 pulgadas de longitud. Las conexiones que no pasen esta inspección deben ser inspeccionadas para grietas y si no se encuentra ninguna debe ser re roscada.</p> 	

	TIPO DE CONEXIÓN	
	API y similares	VAM Drilling VAM Express™ (VX™), VAM EIS®,
<p>Ancho del bisel</p>	<p>Los diámetros del bisel son importantes para determinar el torque de ajuste aceptable. Se requiere un OD aproximado de 45 grados y al menos 1/32 “ancho alrededor de toda la circunferencia en el box y el pin.</p>	

Hinchamiento del box	<p>Si una conexión es “sobre apretada” ya sea en el fondo del pozo o durante el ajuste de las conexiones box y pin, se pueden “hinchar”. El inspector usa un borde recto para determinar visualmente si la conexión está dañada. Si la hinchazón es más de 1/32”, la conexión se rechaza. Puede ser posible que se corte si el espacio de llave en lo permite.</p> <div style="text-align: center;">  </div>
----------------------	--

TIPO DE CONEXIÓN			
	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="background-color: #d9ead3; text-align: center;">NOV Grant Prideco HI TORQUE®(HT), eXtreme™Torque(XT)</td> <td style="background-color: #d9ead3; text-align: center;">VAM Drilling VAM Express™(VX™), VAM EIS®</td> </tr> </table>	NOV Grant Prideco HI TORQUE®(HT), eXtreme™Torque(XT)	VAM Drilling VAM Express™(VX™), VAM EIS®
NOV Grant Prideco HI TORQUE®(HT), eXtreme™Torque(XT)	VAM Drilling VAM Express™(VX™), VAM EIS®		
Hombro secundario (parada mecánica)	<p>Esta no es una superficie sello. Este hombro debe ser libre de fisuras u otras imperfecciones, que puedan impedir el enrosque apropiado, o causar melladuras. Los daños en el hombro secundario como material que sobresale pueden ser reparados con un elemento de mano.</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="background-color: #d9ead3; text-align: center;">Las lecturas de la longitud de las conexiones no se deben tomar en áreas dañadas. Golpes, arañes cortes no afectan esta superficie a menos que excedan 1” de ancho y causen que la conexión sea rechazada debido a acortamiento de la longitud de hombro a hombro</td> <td style="background-color: #d9ead3; text-align: center;">APLICA</td> </tr> </table>	Las lecturas de la longitud de las conexiones no se deben tomar en áreas dañadas. Golpes, arañes cortes no afectan esta superficie a menos que excedan 1” de ancho y causen que la conexión sea rechazada debido a acortamiento de la longitud de hombro a hombro	APLICA
Las lecturas de la longitud de las conexiones no se deben tomar en áreas dañadas. Golpes, arañes cortes no afectan esta superficie a menos que excedan 1” de ancho y causen que la conexión sea rechazada debido a acortamiento de la longitud de hombro a hombro	APLICA		
TIPO DE CONEXIÓN			
	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="background-color: #d9ead3; text-align: center;">API y similares</td> <td style="background-color: #d9ead3; text-align: center;">NOV Grant Prideco HI TORQUE®(HT), eXtreme™Torque(XT)</td> </tr> </table>	API y similares	NOV Grant Prideco HI TORQUE®(HT), eXtreme™Torque(XT)
API y similares	NOV Grant Prideco HI TORQUE®(HT), eXtreme™Torque(XT)		
Superficies de las roscas	<p>Deben ser libres de picaduras o imperfecciones que excedan 1/16” en profundidad o 1/8” en diámetro. Las raíces de las roscas deben ser libres de daño que se extienda por debajo del radio de la raíz del hilo.</p>		

	<p>Picaduras e imperfecciones tampoco pueden ocupar más de 1 ½" de longitud a través de la hélice del hilo</p>	<p>Para XT™ las superficies de las primeras 5 roscas que contienen daño que excede las 1/16" en profundidad o las 1/8" en diámetro son aceptables, estas pueden estar redondeadas durante el enrosque y operación normal, dado que son roscas guías no se afecta el servicio de la conexión.</p> 
TIPO DE CONEXIÓN		
API y similares		
<p>Superficies de alivio de esfuerzos de las conexiones de BHA y HWDP:</p>	<p>Las picaduras que son medidas o estimadas visualmente más profundas que 1/32" deben ser inspeccionadas con MPI húmedo o líquido penetrantes en busca de grietas. Si presentan grietas se rechaza la conexión; sino tienen grietas se pueden reparar cumpliendo los siguientes requerimientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ La máxima profundidad de la superficie reparada no debe exceder 3/32" con respecto a la superficie del boreback del box. ▪ El área reparada (picadura) debe ser mezclada en el cilindro del boreback alrededor sobre un área de superficie mínima que abarca dos veces el diámetro de la picadura original (en su dimensión máxima), pero no más de tres veces el diámetro de la picadura original. ▪ La superficie reparada debe ser suave al tacto y no tener muescas o cambios bruscos. ▪ No más de una reparación puede ocupar 45° radial x 2" de longitud del cilindro del boreback, cuando se mide del centro de reparación. ▪ Reparación o mezcla que pueda alterar una superficie sello o otra geometría de herramienta que afecta el funcionamiento o rendimiento de la herramienta es prohibido. 	
<p>Taper del box</p>	<p>Todo diámetro interno de taper originándose de una rosca box debe ser a un ángulo de 30° (+15°, -0°) desde el eje de la línea central de la conexión. No son aceptables rebabas, labios o bordes más grandes que el ángulo de tolerancia aceptable.</p>	
<p>Perpendicularidad del hombro:</p>	<p>Si hay una marca de referencia en los 360° de la conexión (pin o box). La posición relativa de la superficie sello a la marca se debe revisar alrededor de la circunferencia completa. Si hay una variación en la distancia entre la marca y la superficie sello (indicando una posible falta de alineación) que sea estimada visualmente y exceda 1/64", la conexión se debe rechazar.</p>	

Picaduras en el diámetro interno (ID):	<p>El ID del pin completo para una longitud excediendo la longitud roscada se debe examinar por picaduras. Las picaduras que se midan o estimen visualmente mayores de 1/8" son causa de rechazo. Si el ID > 2" deben ser inspeccionadas con MPI húmedo o líquido penetrantes en busca de grietas. Si presentan grietas se rechaza la conexión; sino tienen grietas se pueden reparar cumpliendo los siguientes requerimientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ La máxima profundidad de la superficie reparada no debe exceder 3/32" relativa a la superficie del ID del pin ▪ El área reparada (picadura) se debe mezclar en el ID del pin alrededor sobre un área de superficie mínima que se extiende dos veces el diámetro de la picadura original (en su máxima dimensión), pero no más de 3 veces el diámetro de la picadura original.
Planeidad del hombro Box y Pin:	<p>Un borde recto se coloca en el extremo del box para verificar la planeidad de la conexión box. El inspector busca huecos visibles mientras gira el borde recto. El mismo procedimiento se realiza para el pin y algún espacio visible debe ser causa de rechazo.</p> 

4.8.1. Inspección dimensional de conexiones⁴³ : En la norma DS-1 se señalan 3 tipos de inspección dimensional para conexiones, 1 a 3, siendo 1 la más sencilla y 3 la más compleja dado que más parámetros se analizan. Para las herramientas de la sarta de perforación presentes en la base Yopal, Se llevan a cabo dos tipos de inspección dimensional dependiendo de la herramienta donde la conexión se encuentra maquinada:

Inspección dimensional 2:

a) Aplicado a: conexiones de tubería de perforación Drill Pipe

⁴³ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 41-47





- b) Que se hace:** Medición o calibración pasa-no-pasa del OD del box, ID del pin, ancho del hombro, espacio de llave, counterbore del box, paso del pin, profundidad y diámetro del counterbore del box, longitud plana del pin, diámetro del bisel y planeidad del hombro.
- c) Que se evalúa:** Capacidad de torsión del pin y del box, torsión adecuada del Tool Joint y el tubo, hombro adecuado para soportar las tensiones de enrosque, espacio adecuado de agarre para las llaves. Además evidencia de daño por torsión, compromiso potencial de la rosca del box con el aplanado del pin, ancho excesivo del hombro, área de sellado suficiente para evitar melladuras y hombros no planos.

Inspección dimensional 3:

- a) Aplicado a:** conexiones de BHA, tool joints de HWDP y center pad de HWDP.
- b) Que se hace:** Medición o calibración Pasa-No-Pasa del OD del box, ID del pin, paso del pin, diámetro del bisel, diámetro y ancho de la ranura de alivio de tensión del pin, diámetro del cilindro del boreback, largo de la rosca y diámetro del center pad de HWDP.
- c) Que se evalúa:** Capacidad de torsión del pin y del box del HWDP, BSR de Drill Collar, evidencia de daño por torsión, ancho excesivo del hombro, dimensiones apropiadas en las características del alivio de tensión para reducir los esfuerzos de curvatura de las conexiones, desgaste en el pad central del HWDP.

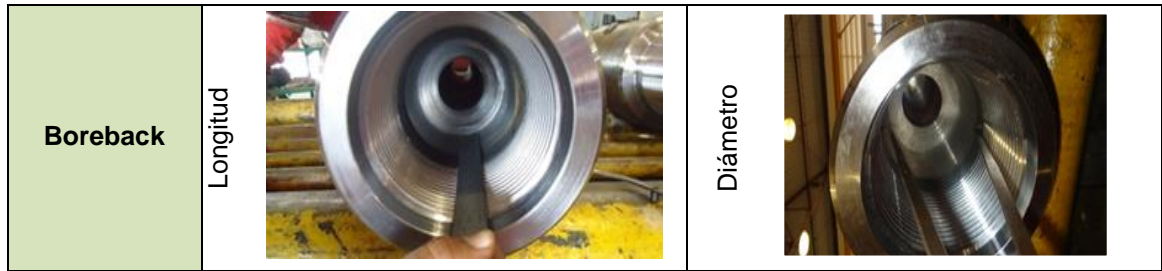
➤ **Características dimensionales medidas**

Tabla 8. Procedimientos para medición de las características dimensionales

Característica	Medición	
Diámetro externo del Box (OD):	Ayuda a determinar la resistencia de la conexión del box y su capacidad de torque. Se debe medir a una distancia determinada dependiendo de la conexión desde el hombro primario	
Diámetro interno del pin (ID):	Ayuda a determinar la resistencia de la conexión Pin y su capacidad de torque. Debe medirse directamente debajo de la última rosca más cercana al hombro ($\pm 1/4$ pulgadas).	
Ancho del hombro del Box	El hombro soporta todas las cargas, torque, tensión, compresión, etc. Se debe medir en su punto de mínimo espesor, puede medirse con un calibrador de OD.	
Espacio para llaves	Se debe medir en el Pin y el Box excluyendo el OD del bisel para conexiones API y VAM; mientras que para conexiones GRANT PRIDECO se incluye el bisel (se mide desde la cara del hombro primario). Las mediciones en componentes con banda dura se realizan hasta el eje del recubrimiento duro y para collares espirales se mide entre los biseles del hombro y la reducción de diámetro más cercana.	
Profundidad del counterbore del box	Se debe medir incluyendo cualquier ID del bisel.	
Diámetro del counterbore del box	Se debe medir lo más cercano posible al hombro (pero excluyendo cualquier ID del bisel o metal enrollado) a diámetros de $90^\circ \pm 10^\circ$ aparte	

Diámetro del bisel	Es importante para determinar el torque de ajuste aceptable. Se debe medir tanto en el pin como en el box y debe cumplir con los requerimientos	
Longitud del cuello del pin	Se mide para conexiones sin ranura de alivio de esfuerzos, se debe medir el largo de la base del pin (la distancia desde el hombro del pin de 90° hasta la intersección del lado de la primera rosca de profundidad total con la base del pin).	
Longitud de la conexión Box	Se deberá medir la distancia entre los hombros primario y secundario en dos ubicaciones, a 180 grados de distancia y libre de daño mecánico para conexiones NOV GRAT PRIDECO y VAM.	
Longitud de la conexión pin	Se deberá medir la distancia entre los espejos primario y secundario en dos ubicaciones, a 180 grados de distancia y libre de daño mecánico. Se mide para conexiones NOV GRAT PRIDECO y VAM y para conexiones API con ranura de alivio de esfuerzos.	
Diámetro del Cilindro y la nariz del Pin	Esta medición del diámetro se realiza a conexiones NOV y VAM.	
Altura Upset central	La altura del upset central debe ser determinada colocando una regla a lo largo de la superficie del upset central sobre el cuerpo de la tubería HWDP y midiendo la altura del upset central	

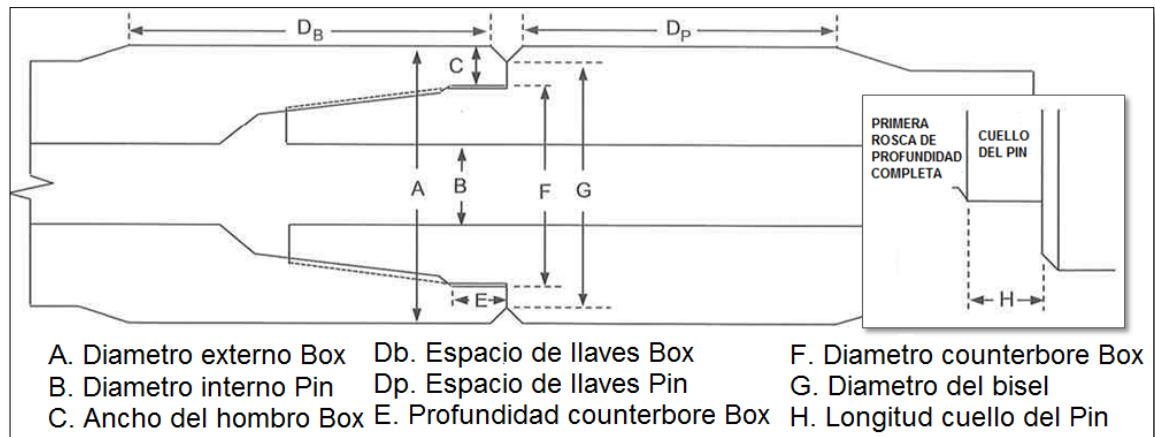
Medición de las características de alivio de tensión en conexiones API		
Ranura de alivio de esfuerzos del pin	<p>Ancho</p> 	<p>Diámetro</p> 



➤ **Características y criterios de aceptación para conexiones API y sin propietario similares**

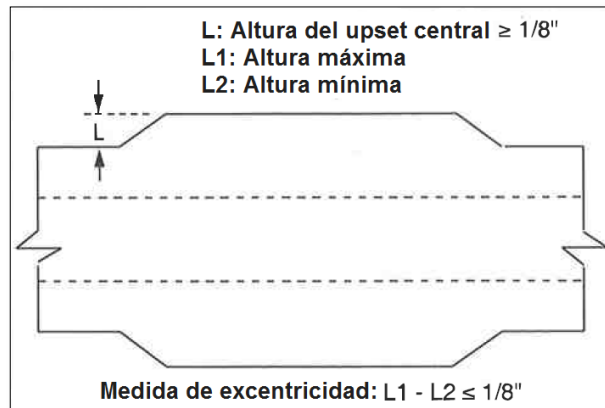
En las imágenes 44-46 se muestran las características que son medidas para conexiones API y similares y en la tabla 9 los criterios de aceptación.

Imagen 44. Dimensiones del tool joint para conexiones API y similares sin propietario



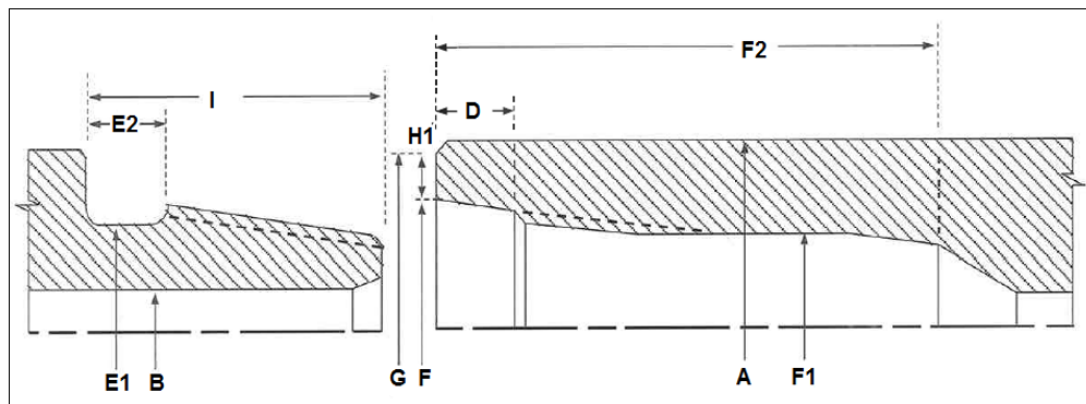
Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection, editada por autor

Imagen 45. Características medidas en el Upset central de HWDP



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection, editada por autor

Imagen 46. Dimensiones para conexiones con características de alivio de tensión



- | | |
|---|--|
| A. Diámetro externo del Box | F1. Diámetro del cilindro del Boreback |
| B. Diámetro interno del Pin | F2. Longitud del cilindro del Boreback |
| D. Profundidad del Box Counterbore | G. Diámetro del bisel |
| E1. Diámetro de la ranura de alivio Pin | H1. Ancho del sello del Box |
| E2. Ancho de la ranura de alivio Pin | I. Longitud del Pin |

Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection, editada por autor

Tabla 9. Criterios de aceptación para conexiones API y similares sin propietario

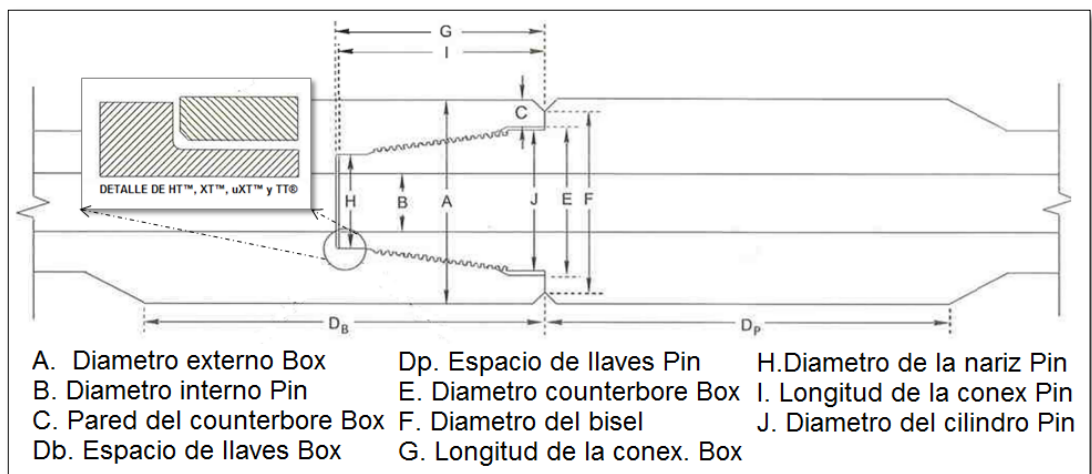
	API Y SIMILARES SIN PROPIETARIO		
	DRILL PIPE	HWDP	BHAs
Diámetro externo del Box	Medir a 3/8" ±1/8" del hombro.	Se mide a 4" ±1/4" desde el hombro.	
	Tomar al menos dos mediciones espaciadas a intervalos de 90°±10°		
Diámetro interno Pin	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.7.1 (anexos), de otra forma la conexión se rechaza.	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.9.1 (anexos), de otra forma la conexión se rechaza. (Se mide el ancho del sello, no del hombro)	El OD del box (en combinación con el pin ID) debe resultar en un BSR entre el rango especificado por el cliente. Las dimensiones para rangos comúnmente especificados se encuentran en las tablas 3.8 (anexos). Valores de BSR para varios tipos y dimensiones de conexiones se encuentran en la tabla 3.14 (anexos).
Ancho hombro del Box			NO SE MIDE
Espacio para llaves			Para drill collars no debe ser menor de 10".
Profundidad del counterbore del box	Se incluye cualquier ID del bisel. No debe ser menor de 9/16".	NO SE MIDE	Se incluye cualquier ID del bisel en Drill Collars. No debe ser menor que lo especificado en las tablas 3.8 (anexos).
Diámetro counterbore del box	Cumplir los requerimientos de las tablas 3.7.1 (anexos), de otra forma la conexión se rechaza.	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.9.1 (anexos), de otra forma la conexión se rechaza.	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.8 (anexos), de otra forma la conexión se rechaza.
Diámetro del bisel			
Longitud del cuello del pin	No debe exceder 9/16".	No debe ser mayor que la profundidad del counterbore menos (-) 1/16".	

Ranura de alivio esfuerzos del Pin		Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.9.1 (anexos), de otra forma la conexión se rechaza.	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.8 (anexos), de otra forma la conexión se rechaza.
Boreback			
Longitud del Pin			
Altura upset central		No debe ser menor de 1/8 "	
Excentricidad upset central		No debe ser mayor de 1/8 "	

➤ **Características y criterios de aceptación para conexiones NOV Grant Prideco HI TORQUE® y eXtreme™ Torque.**

En la imagen 47 se muestran las características que son medidas para estas conexiones y en la tabla 10 los criterios de aceptación.

Imagen 47. Dimensiones del tool joint para conexiones NOV Grant Prideco HI TORQUE® y eXtreme™ Torque



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection, editada por autor

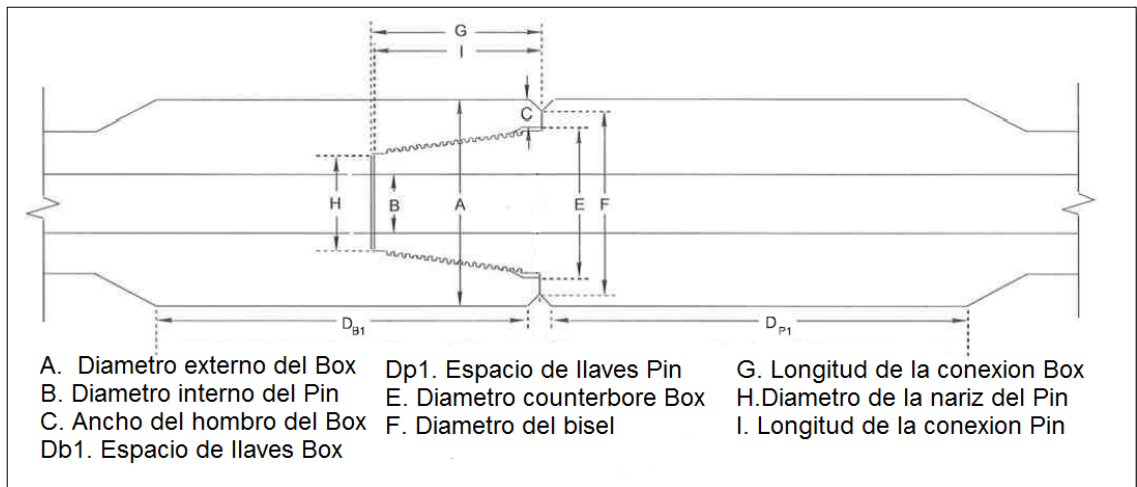
Tabla 10. criterios de aceptación para conexiones NOV Grant Prideco HI TORQUE® y eXtreme™ Torque

	NOV Grant Prideco HI TORQUE® y eXtreme™ Torque		
	DRILL PIPE	HWDP	BHAs
Diámetro externo del Box	El diámetro exterior del box de conexión debe medirse a $2 \pm 1/4$ pulgadas del espejo primario. Las mediciones deberán tomarse alrededor de la circunferencia		
Diámetro interno del pin	Cumplir los requerimientos de las tablas 3.7.2-3.7.3 (anexos), como corresponda, de otra forma la conexión se rechaza.	Cumplir los requerimientos de las tablas 3.9.2-3.9.3 (anexos), como corresponda, de otra forma la conexión se rechaza.	
Ancho hombro Box	Cumplir los requerimientos de las tablas 3.7.2-3.7.3 (anexos), como corresponda, de otra forma la conexión se rechaza.	Cumplir los requerimientos de las tablas 3.9.2-3.9.3 (anexos), como corresponda, de otra forma la conexión se rechaza.	
Espacio llaves			
Diámetro cilindro del pin			
Diámetro counterbore del box:	Debe ser medido, pero este criterio no se utiliza para aceptación o rechazo, sino para chequear el hinchamiento de la caja y la necesidad de verificar la longitud de la conexión.		
Diámetro del Bisel	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.7.2-3.7.3 (anexos), como corresponda, de otra forma la conexión se rechaza.	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.9.2-3.9.3 (anexos), como corresponda, de otra forma la conexión se rechaza.	
Longitud conexión Box	Cumplir con los requerimientos de las tablas: 3.7.2-3.7.3 (anexos), como aplique, de otra forma la conexión se rechaza. Las no conformidades pueden ser reparadas por refrenteo.	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.9.2-3.9.3 (anexos), como aplique, de otra forma la conexión se rechaza. Las no conformidades pueden ser reparadas por refrenteo.	
Longitud conexión pin			
Diámetro de la nariz del pin	Cumplir con los requerimientos de las tablas: 3.7.2-3.7.3 (anexos).	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.9.2-3.9.3 (anexos).	
	Esta dimensión no se utiliza para determinar aceptación o rechazo, sino para revisar hinchamiento de la nariz del pin y verificar longitud de la conexión.		
Upset central		Tablas: 3.9.2-3.9.3 (anexos),	

➤ **Criterios de aceptación para conexiones VAM Drilling VAM Express™ y VAM EIS®**

En la imagen 48 se muestran las características que son medidas para estas conexiones y en la tabla 11 los criterios de aceptación.

Imagen 48. Dimensiones del tool joint para conexiones VAM Drilling VAM Express™ y VAM EIS®



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection, editada por autor

Tabla 11. Criterios de aceptación para conexiones VAM Drilling VAM Express™ y VAM EIS®

	VAM Drilling VAM Express™ y VAM EIS®		
	DRILL PIPE	HWDP	BHAs
Diámetro externo del Box	El diámetro exterior del box de conexión debe medirse a $2 \pm 1/4$ pulgadas del espejo primario. Las mediciones deberán tomarse alrededor de la circunferencia.		
Diámetro interno del Pin	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.7.10-3.7.11 (anexos), como corresponda, de	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.9.8 (anexos), de otra forma la conexión se	

Ancho del hombro del Box	otra forma la conexión se rechaza.	rechaza.	
Espacio de llaves	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.7.10-3.7.11 (anexos), como corresponda, de otra forma la conexión se rechaza.	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.9.8 (anexos), de otra forma la conexión se rechaza.	
Diámetro counterbore box			
Diámetro bisel			
Diámetro de la nariz del pin			
Longitud de la conexión Box	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.7.10-3.7.11 (anexos), como aplique. Las no conformidades pueden ser reparadas por refrenteo.	Cumplir con los requerimientos de las tablas 3.9.8 (anexos). Las no conformidades pueden ser reparadas por refrenteo.	
Longitud de la conexión pin			
OD del upset central		Reunir los requerimientos en la tabla 3.9.8 (anexos).	

Fuente: Información tomada de T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

4.8.1. Inspección de conexiones con Luz negra⁴⁴

- a) **Aplicado a:** Conexiones de BHA (solo magnéticas), tool joint de HWDP y Drill Pipe
- b) **Que se hace:** Este procedimiento cubre la evaluación de las conexiones ferromagnéticas para detectar imperfecciones transversales en la superficie utilizando la técnica de partículas magnéticas fluorescentes líquidas (luz negra).
- c) **Que se evalúa:** Defectos transversales que no estén alineados con el eje de la tubería.
- d) **Criterios de aceptación**

⁴⁴ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 66-68

- Cualquier fisura cerca de una característica de alivio de tensión es causa de rechazo, así como cualquier grieta cerca de un componente con función de alivio de esfuerzos.
- Cualquier fisura dentro de las áreas maquinadas del pin y del box o dentro de una pulgada de la parte trasera de una conexión box sin alivio de tensión será causa de rechazo. No se permite la remoción de grietas mediante el amolado, pero las áreas que contengan indicaciones dudosas pueden volver a limpiarse con una rueda de pulir no metálica y no abrasiva y volver a ser inspeccionadas. Si la indicación aparece nuevamente, la conexión debe ser rechazada.

NOTA: Para el caso de HWDP y componentes del BHA no magnéticas la inspección de conexiones con luz negra se sustituye por una inspección ultrasónica o de líquidos penetrantes para conexiones.

4.8.2. Heat Cheacking⁴⁵

a) Aplicado a: Tool Joint Box

b) Que se hace: Inspección con partículas magnéticas fluorescentes húmedas o secas.

c) Que se evalúa: Fisuras causadas por el calentamiento (heat checking) en la conexión box.

d) Criterios de aceptación: La presencia de fisuras por temperatura en la superficie del box tool joint, excluyendo el revestimiento con metal duro, es motivo de rechazo si se cumple alguno de los siguientes criterios:

- Indicaciones lineares significativas cubren el 30% o más de la circunferencia de la superficie de la unión o el área total.
- Cualquier indicación linear significativa es igual o mayor a 1/8 pulgadas de

⁴⁵ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 36-38

largo.

- Cualquier indicación linear significativa se encuentra ubicada dentro de ½ pulgada del bisel.

No se permite el pulido para remover grietas

4.8.3. Inspección de conexiones con líquidos penetrantes⁴⁶

- a) **Aplicado a:** Conexiones no magnéticas de BHA
- b) **Que se hace:** Inspección con líquidos penetrantes de conexiones y otras superficies.
- c) **Que se evalúa:** Grietas por fatiga.
- d) **Criterios de aceptación**
 - Cualquier grieta es causa de rechazo.
 - Partes con indicaciones cuestionables se deben limpiar e inspeccionar de nuevo. Una indicación repetible debe ser causa de rechazo.

4.8.4. Refrenteo de conexiones⁴⁷

Si se propone refrenteo, verificar que:

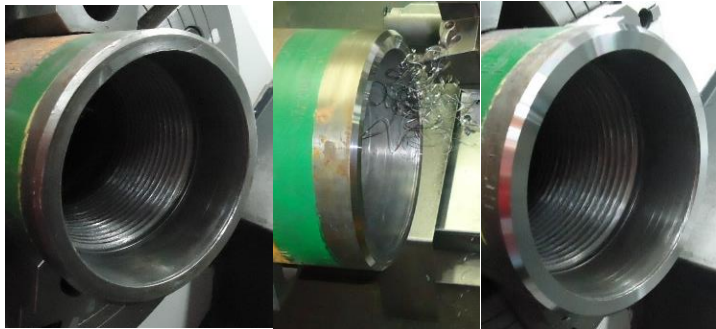
- La conexión no ha sido refrentada mas alla de los limites especificados 1/32" en cada remocion y 1/16" acumulativamente. Si hay marcas de referencia indicado que el hombro se ha refrentado mas alla del limite maximo, la conexión se rechaza.
- El espacio de llaves o cuello de pezca, como aplique reunira los requerimientos minimos de longitud.

⁴⁶ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 69-71

⁴⁷ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 110-113

- La ranura de alivio de esfuerzos del pin reunira los requerimientos para HWDP y conexiones de BHA.

Imagen 49. Procedimiento de refrenteo



a) Refrenteo para conexiones NOV Grant Prideco y VAM

- Si la longitud de la conexión Box excede el criterio especificado reparar refrentando el hombro primario.
- Si la longitud de la conexión Box es menor que menor que el criterio especificado, se debe reparar refrentando el hombro secundario.
- Si la longitud de la conexión Pin excede el criterio especificado reparar refrentando el hombro secundario (nariz del pin).
- Si la longitud de la conexión Pin es menor que menor que el criterio especificado, de debe reparar refrentando el hombro primario. Los límites de refrenteo son los mismos que se llevan a cabo para caras de hombros dañados, 1/32" en cada remocion y 1/16" acumulativamente.

4.8.5. Corte y nuevo roscado de conexiones⁴⁸

Si se propone recortar, verifique que:

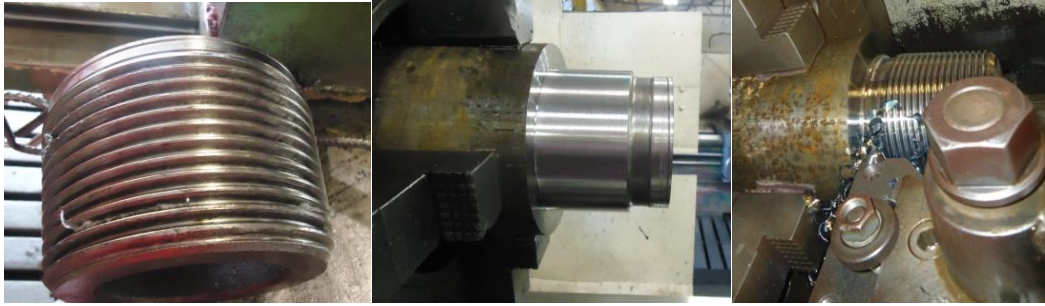
- El espacio de llaves o cuello de pezca, como aplique reunirá los requerimientos mínimos de longitud.
- La ranura de alivio de esfuerzos del pin reunirá los requerimientos para HWDP y conexiones de BHA.

Este método se utilizará para reparar las conexiones que no cumplan con los requisitos estipulados en este procedimiento de inspección luego de que se haya completado la reparación de campo. La realización de esta operación requiere hacer recomponer la conexión más allá de cualquier fisura por fatiga. No es necesario realizar la remoción completa del perfil de la rosca si la conexión no posee fisuras por fatiga y si se puede quitar material suficiente para cumplir con los requisitos de producto NUEVO.

En este caso, la conexión no se tiene que volver a “blanquear”, sin embargo todos los hombros, superficies de sello y elementos roscados deben ser maquinados hasta un 100% de “metal brillante”. Esto no es necesario para diámetros cilíndricos. Luego de volver a roscar, la conexión debe ser revestida con fosfato. El sulfato de cobre no es un sustituto aceptable para el revestimiento de fosfato en conexiones con un nuevo roscado.

⁴⁸ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 111-113

Imagen 50. Corte y nuevo roscado de conexiones



4.8.6. Componentes y protectores para roscas⁴⁹

Cuando la inspección de conexiones finaliza, las conexiones aceptables deben ser recubiertas con un componente API para Tool Joint sobre toda la rosca y superficies de los hombros, incluyendo el final del pin. Se deben colocar protectores de roscas y se deben asegurar con de 50 a 100 lb-ft de torque. Los protectores de roscas deben ser libres de escombros. Estos se colocan al finalizar todos los procedimientos de inspección.

Imagen 51. Componente y protectores para roscas

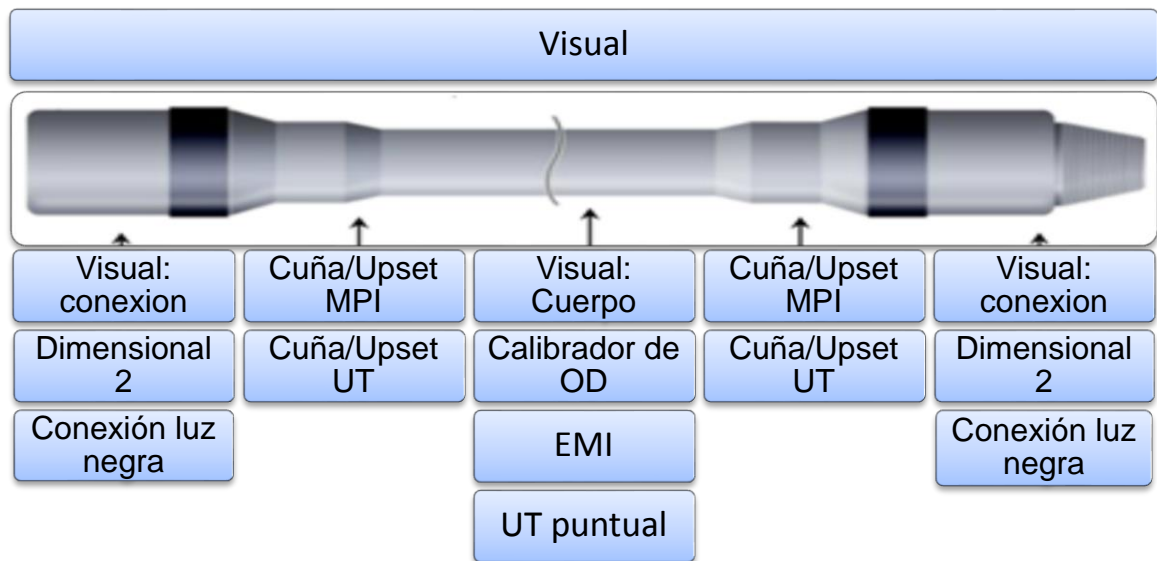


⁴⁹ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 58

4.2. PROGRAMA DE INSPECCION PARA TUBERIA DRILL PIPE⁵⁰

Para Drill Pipe Se lleva a cabo el programa de inspección DS1 CAT 5. En la imagen 52 se muestran los métodos de inspección empleados en cada área:

Imagen 52. Programa de inspección para Drill Pipe



Cada longitud de drill pipe está sujeto primero a inspección visual, verificando superficies internas y externas, se examina el tubular externamente de upset a upset, asegurando que la tubería este recta y que no haya acumulación de sarro. Las conexiones son inspeccionadas para determinar si las roscas de las conexiones, superficies sellantes y banda dura están todavía adecuados para su propósito.

⁵⁰ WEATHERFORD. Weatherford employee Connect.

Una inspección dimensional estándar de las conexiones asegura conformidad con las normas dimensionales, el calibrador de OD verifica que el OD de la tubería no ha sufrido variaciones. La inspección electromagnética comprueba efectos transversales, grietas de fatiga y picaduras de corrosión y la prueba ultrasónica de espesor de pared comprueba si la pared de la tubería no ha sido reducida de manera significativa. Se lleva a cabo una inspección de la pared de la tubería MPI slip/upset y una prueba UT slip/upset. Se agrega una inspección de luz negra para revisar las conexiones en busca de grietas que de otra manera podrían no ser visibles.

4.2.1. Inspección visual del tubo ⁵¹

- a) Aplicado a:** tubos de Drill Pipe y HWDP.
- b) Que se hace:** Examinación visual de la longitud completa de las superficies externas e internas de tubos usados.
- c) Que se evalúa:** Rectitud, daño mecánico o por corrosión, desechos como por ejemplo escama o lodo de perforación.
- d) Procedimientos y criterios de aceptación**
 - **Condición de la superficie exterior:** Esta es examinada de upset a upset y cualquier metal sobresaliente de la superficie normal debe ser removido para facilitar la medición. Se medirán las imperfecciones en la superficie que penetren la superficie normal del tubo y se restará la profundidad de la imperfección del espesor de pared adyacente promedio para determinar el espesor de pared remanente por debajo de la imperfección. Las imperfecciones en la superficie que causen que el espesor de pared

⁵¹ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 32-33

remanente por debajo de la imperfección sea menor que el de los criterios de aceptación en la Tabla 12 son causales de rechazo.

Tabla 12. Criterios de aceptación para la superficie exterior

CONDICION		CLASE PREMIUM
NWDP (TUBERIA DRILL PIPE DE PESO NORMAL)	Mínimo espesor de pared remanente	$\geq 80\%$
	Cortes de cuñas y hendiduras ⁵² (Profundidad)	$\leq 10\%$ de la pared adyacente promedio ⁵³
	Reducción de diámetro	$\leq 3\%$ del OD especificado
	Incremento de diámetro	$\leq 3\%$ del OD especificado
	Grietas	Ninguno
HWDP	Mínimo espesor de pared remanente	$>80\%$

- **Rectitud:** Los tubos no deben ser visiblemente encorvados en más de 3 pulgadas sobre la longitud completa del tubo, ó 0.5 pulgadas en los 5 primeros pies desde cada extremo. Todos los tubos enderezados deben ser inspeccionados en la zona enderezada y 2 pies a cada lado de la sección enderezada mediante el procedimiento de inspección slip/upset con partículas magnéticas.

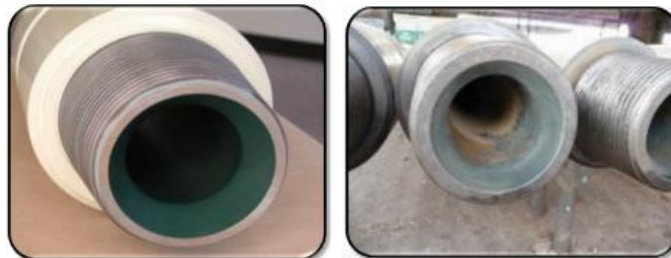
⁵² Los cortes y hendiduras se pueden remover por pulido, evitando que el espesor de pared se reduzca por debajo del especificado.

⁵³ La pared adyacente promedio se determina promediando el espesor de pared a cada lado de la imperfección adyacente a la penetración más profunda.

- **Condición de la superficie interior:** Esta superficie iluminada debe ser visualmente examinada desde cada extremo.
 - **Picaduras en el ID:** no deben exceder 1/8 de pulgada de profundidad para NWDP y HWDP Clase Premium.

- **Revestimiento plástico interno:** El revestimiento plástico interno deberá ser inspeccionado visualmente tanto como sea posible, en búsqueda de daños y picaduras que pueda haber sufrido. Los daños pueden ser causados inicialmente por el paso de las herramientas de cable en el fondo del pozo. Una vez el revestimiento este dañado, seguirá el inicio de la corrosión.

Imagen 53. Revestimiento plástico interno



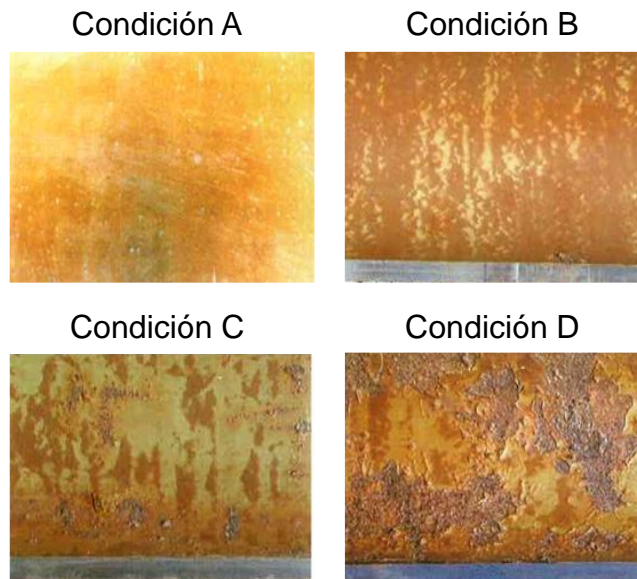
Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

La condición del revestimiento se clasifica como una de las categorías clasificadas dependiendo de las categorías del programa de inspección, que varían de A a D, (o 1 a 4). Donde A es nuevo y sin daños hasta la condición D donde muy poco del revestimiento ha quedado ya que grandes partes se han escamado. En la imagen 54 se observan diferentes condiciones de revestimiento interno:

- **Condición A:** El revestimiento está intacto. (No hay deterioro visible).

- Condición B: El 70% del revestimiento está intacto. (No hay escamas visibles).
- Condición C: Más del 30% del revestimiento está ausente o deteriorado. (Visiblemente ampollado).
- Condición D: Más del 50% del revestimiento está ausente o deteriorado. (Visiblemente con escamas).

Imagen 54. Condición del revestimiento plástico interno



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

- **Criterio de aceptación:** Los tubos con Condición de Referencia del Revestimiento C ó D (3 ó 4) serán rechazados a no ser que esto sea descartado por el cliente.

4.2.2. Inspección del tubo medición OD (OD GAGE)⁵⁴

a) **Aplicado a:** Tubos de Drill Pipe

b) **Que se hace:** Un calibrador específico de tamaño y deberá ser corrido de Upset a Upset. Esto se hace arrastrando el calibrador a lo largo de la longitud del tubo mientras se rota la tubería y sosteniendo el calibrador perpendicular al tubo de la tubería. Mediante esto se hace la estimación mecánica del diámetro externo de la longitud total de los tubos de Drill Pipe usados.

Imagen 55. Calibración de OD



Fuente: Autor

d) **Que se evalúa:** Variaciones de diámetro causados por desgaste excesivo o daño mecánico, expansiones causadas por string shot (disparo) y reducciones causadas por overpull (tensión excesiva aplicada para recuperar la sarta cuando hay pegas sin romper los límites de tensión de la tubería).

e) **Criterios de aceptación**

- Tuberías con reducciones o incrementos excediendo los valores en la tabla 3.6.1(anexos) deben ser rechazadas

⁵⁴ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 33

4.2.3. Espesor de pared ultrasonico UT⁵⁵

- a) **Aplicado a:** Tubos de Drill Pipe
- b) **Que se hace:** El espesor de pared se mide alrededor de una circunferencia del tubo de Drill Pipe usando un calibrador de espesor ultrasónico.
- c) **Que se evalúa:** Espesor de pared del tubo por debajo de los límites de aceptación especificados. Área mínima de la sección transversal del tubo.
- d) **Criterios de aceptación:**

En la tabla 3.6.1 (anexos) se establecen los valores máximos y mínimos de la sección gruesa y delgada.

4.2.4. Inspección electromagnética EMI⁵⁶

- a) **Aplicado a:** Tubos de Drill Pipe
- b) **Que se hace:** Barrido de la longitud completa (Excluyendo upsets externos) del tubo de Drill Pipe utilizando el campo longitudinal (flujo transversal) de la unidad tipo Buggy.
- c) **Que se evalúa:** Fallas tales como fisuras por fatiga, picaduras de corrosión, cortes, arrancaduras, y otros daños que exceden los límites de aceptación especificados.
- d) **Criterios de aceptación**

Reunir los criterios de las tablas 12 y 3.6.1 (anexos).

⁵⁵ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 34

⁵⁶ Ibid, Op. Cit. p. 35-38

4.2.5. Inspección MPI SLIP/UPSET⁵⁷

Las áreas de cuña y upset son áreas comunes de fallas en Drill Pipe. Estas áreas son puntos focales durante la inspección de Drill Pipe, la inspección MPI localiza solo fisuras que son transversales y puede utilizarse método de partículas magnéticas seco y método continuo fluorescente húmedo.

El área cubierta por esta inspección es la siguiente:

- **Tubo cerca al Tool Joint Pin:** 36 pulgadas sobre el lado del tubo empezando de la intersección del taper de 35 o 18 grados (como aplique) y la superficie externa del tubo.

 - **Tubo cerca al Tool Joint Box:** 48 pulgadas sobre el lado del tubo empezando de la intersección del taper de 18 grados y la superficie externa del tubo. Si hay cortes de cuñas más allá de las 48 pulgadas, entonces el área donde los cortes de cuñas adicionales están localizados, incluyen 6 pulgadas a cada lado de esta localización debe además ser inspeccionadas.

 - **Pad central de HWDP:** Si este método es aplicado a HWDP, el área también incluye las primeras 12 pulgadas del tubo desde la intersección del radio de transición y la superficie externa del tubo a cada lado del Upset central.
- a) Aplicado a:** Área de cuña y upset en Drill Pipe o HWDP y pad central en HWDP
- b) Que se hace:** Se examina las áreas de interés usando la técnica de partículas magnéticas visibles secas Yoke AC de campo activo.

⁵⁷ Ibit, Op. Cit. p. 38-39

c) Que se evalúa: defectos como grietas por fatiga, puntos de corrosión, cortes, estrías y otros daños que exceden el límite de aceptación especificado.

d) Criterios de aceptación

- Cualquier grieta es causa de rechazo excepto aquellas grietas como un línea de cabello en la banda dura son aceptables si no se extienden al metal base. No se permite esmerilar para remover grietas.
- Otras especificaciones no deben exceder los límites especificados en las tabla 12 y 3.6.1 (anexos).

4.2.6. Inspección ultrasónica de onda de corte UT Slip/Upset⁵⁸

a) Aplicado a: Áreas de upset y cuñas en Drill Pipe y HWDP

b) Que se hace: Examen de las áreas de upsets y cuñas en Drill Pipe y HWDP usando equipo ultrasónico de onda de corte.

c) Que se evalúa: Fallas tales como fisuras por fatiga, picaduras de corrosión, cortes, y otros daños que exceden los límites de aceptación especificados.

d) Criterios de Aceptación:

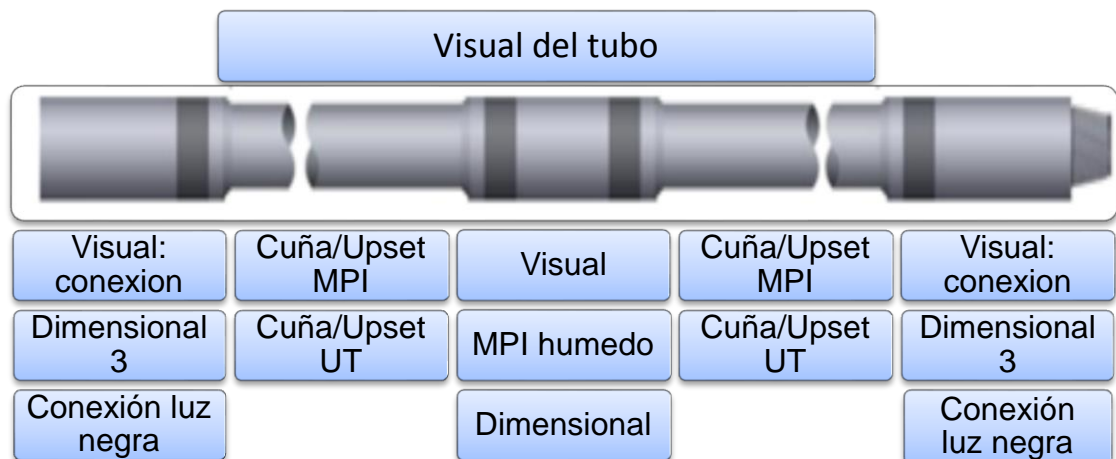
- Una indicación inaccesible (donde no pueden usarse instrumentos mecánicos) con una amplitud de señal que excede la curva DAC (con la ganancia definida en el nivel de referencia) debe ser causa de rechazo.
- Una fisura debe ser causa de rechazo independientemente de la amplitud en la señal producida.
- Otras imperfecciones no deben exceder límites en tablas 12 y 3.6.1 (anexos).

⁵⁸ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 40-41

4.3. PROGRAMAS DE INSPECCION PARA HWDP⁵⁹

Los puntos de inspección para HWDP son muy similares a las inspecciones para Drill Pipe. Las inspecciones que son distintas son las del upset central y las características de alivio de tensión, estas son comunes en HWDP y están incluidas en la inspección. Para HWDP Se lleva a cabo el programa de inspección DS1 CAT 3-5. En la Imagen 56 se muestran los métodos de inspección empleados para cada área del tubo.

Imagen 56. Programa de inspección para HWDP

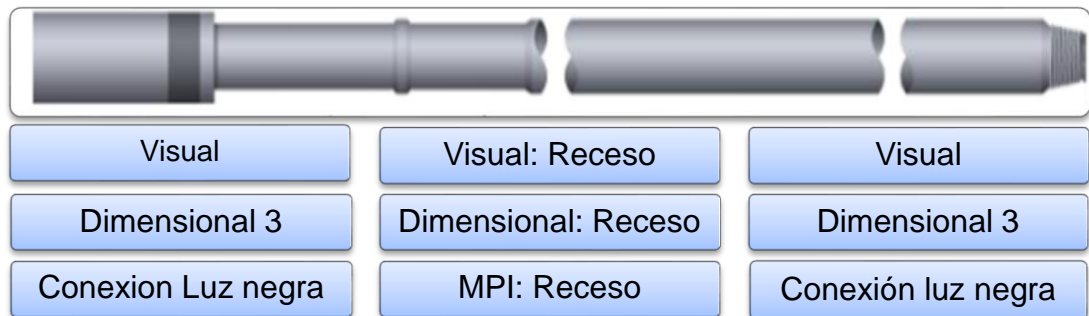


⁵⁹ WEATHERFORD. Weatherford employee Connect.

4.4. PROGRAMAS DE INSPECCION PARA DRILL COLLARS ⁶⁰

Los puntos de inspección para Drill Collar son muy similares a las inspecciones para conexiones, con la inspección adicional de las áreas críticas de Drill Collars como lo son los recesos para cuña y elevador mediante inspección dimensional y MPI. Para Drill Collar al igual que para HWDP Se lleva a cabo el programa de inspección DS1 CAT 3-5.

Imagen 57. Programa de inspección para Drill Collar



4.4.1. Inspección de ranuras para cuña y elevador⁶¹

Las inspecciones dimensional y de partículas magnéticas son requeridas para ranuras de elevador de Drill Collar y receso de la cuña. Los drill collar con estas ranuras de manipulación pueden ahorrar tiempo en corridas pero también introducen algunos peligros potenciales a las operaciones de la plataforma de perforación. Un estricto programa de inspección minimiza estos peligros.

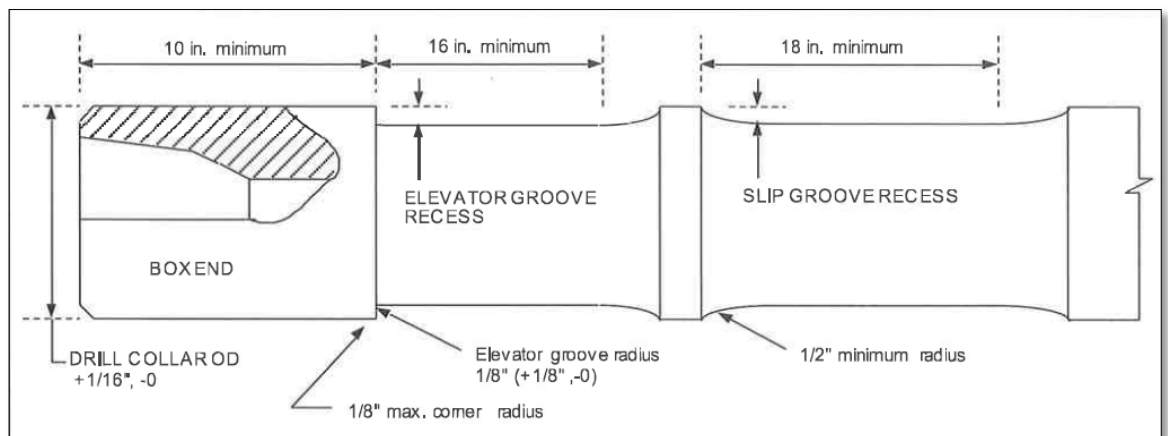
⁶⁰ WEATHERFORD. Weatherford employee Connect.

⁶¹ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 71-72

- a) **Que se hace:** Verificación de dimensiones de las ranuras para cuña y elevador tales como OD del collar, longitud y profundidad de la ranura e inspección visual del hombro de la ranura.
- b) **Que se evalúa:** Dimensiones fuera de tolerancia los cuales pueden resultar en un agarre inadecuado del collar, u hombros redondeados los cuales pueden sobre esforzar el elevador.
- c) **Criterios de evaluación y aceptación**

- Las dimensiones debe ser como las mostradas en la imagen 58.

Imagen 58. Dimensiones de las ranuras para cuña y elevador en Drill Collar



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

- **Profundidad del Receso:** La profundidad de un receso para elevador o cuña debe ser determinada colocando una regla recta en la superficie exterior sobre el receso en tres sitios diferentes a $120^\circ \pm 10^\circ$ de separación y midiendo la profundidad hacia la superficie del receso. La profundidad del receso para elevador o cuñas debe cumplir con las siguientes especificaciones.

Tabla 13. Profundidad del receso para elevador y cuña dependiendo del OD del Drill Collar

OD del Drill Collar (Pulgadas)	Profundidad del receso (+1/32", -0")	
	Receso para cuña	Receso para elevador
4- 4 5/8	5/32	3/16
4 3/4-5 5/8	5/32	7/32
5 3/4-6 5/8	7/32	9/32
6 3/4-8 5/8	7/32	11/32
≥8 3/4	7/32	13/32

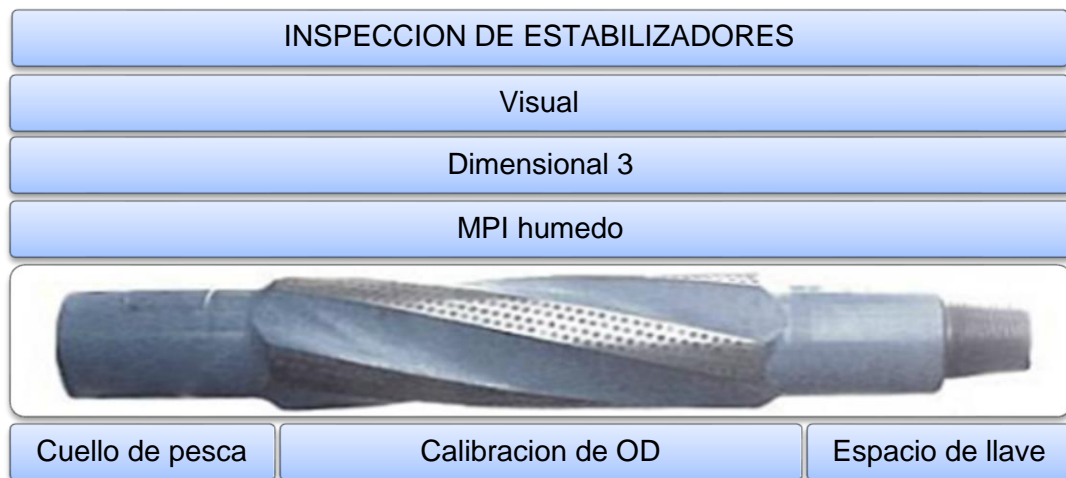
Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

- **Radio de ranuras:** En los Drill Collar de 8-3/4 pulgadas o más, el radio de la ranura del elevador debe estar entre 1/8 y 1/4 pulgadas. La esquina externa del hombro del elevador en todas los collares no debe estar gastada en más de 1/8 pulgadas de su radio.
- **Superficies externas:** La totalidad de las superficies externas de las ranuras de la cuña y de las ranuras del elevador debe ser inspeccionadas en busca de fisuras por fatiga de acuerdo con el procedimiento Inspección con Partículas Magnéticas del Área de Cuñas y Upset. Se debe prestar particular atención a la esquina superior interna del receso de la ranura del elevador y a las ranuras de la cuña. Cualquier fisura será causa de rechazo. Si el material no es magnético se emplea el procedimiento de inspección con líquidos penetrantes.
- **OD del drill collar:** El OD de un drill collar con ranuras para elevador debe medirse 1 pulgada ± 1/4 de pulgada hacia el box desde el hombro de elevador. Dos mediciones, 90 ° ± 10° aparte, deben tomarse. Todas las lecturas deben ser igual al OD especificado del drill collar (+1/16", -0") o el collar debe ser rechazado.

4.5. PROGRAMAS DE INSPECCIÓN PARA ESTABILIZADORES⁶²

Para estabilizadores al igual que para otros componentes del BHA se lleva a cabo el programa de inspección DS1 CAT 3-5. Este consta de una inspección particular para estabilizadores compuesta por los métodos de inspección dimensional y MPI húmedo del cuerpo y conexiones.

Imagen 59. Programa de inspección para estabilizadores



4.5.1. Inspección de estabilizadores⁶³

- a) **Que se hace:** Inspeccion dimensional y luz negra de las conexiones, cuchillas, soldadura y cuerpo
- b) **Que se evalúa:** Grietas por fatiga, condicion de las conexiones, gage, longitud del cuello, grietas de soldadura.

⁶² WEATHERFORD. Weatherford employee Connect.

⁶³ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 84-85

c) Procedimientos y criterios de aceptación

- **Inspeccion dimensional:** Para las conexiones se lleva a cabo la inspeccion dimensional 3 y debe cumplir con los requerimientos para conexiones en componentes de BHA. Usando las dimensiones de la tabla 3.8 para aceptacion, excepto para estabilizadores cerca a la broca. En este caso, los requerimientos dimensionales de la tabla 3.8 deben aplicar excepto con respecto al diametro del bisel que es torqueado a la broca. Los diametros de bisel en estabilizadores cerca a la broca deben cumplir con los rangos en la tabla 15.
- **Longitud del cuello de pesca:** La medicion de la longitud del cuello del estabilizador se realiza en la conexión superior (normalmente box). La longitud del cuello debe ser como la de la tabla 14.

Tabla 14. Longitud de cuello de pesca

Requerimientos de la longitud del cuello de pesca	
Diametro externo de conexión (OD)	Longitud mínima cuello de pesca
$OD \leq 3 \frac{1}{2}''$	12''
$3 \frac{1}{2}'' < OD \leq 8''$	15''
$OD > 8''$	18''

Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

- **Espacio minimo de llaves:** El espacio minimo de llaves en la conexión inferior (normalmente pin) debe ser 7 pulgadas o la herramienta se debe rechazar.

- **Inspeccion visual del cuerpo:** Se examina visualmente la superficie externa de la herramienta de hombro a hombro para daño mecánico. Algun corte, arrancadura, o imperfecciones similares mas profundas que el 10% de la pared adjacente son causa de rechazo.
- **Calibracion con anillo de las cuchillas:** Se pasa un calibrador a traves de las cuchillas y los espacios entre el calibrador y las cuchillas no deben exceder 1/16 de pulgada o o la herramienta debe rechazarse.

Imagen 60. Calibración del OD del estabilizador



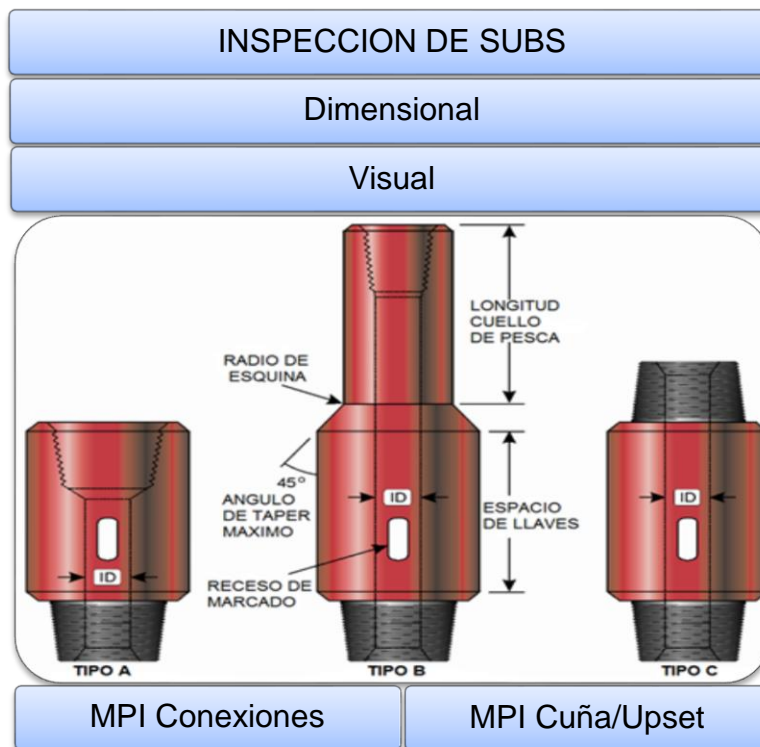
Fuente: WEATHERFORD, Weatherford employee Connect

- **Inspeccion del cuerpo con particulas magneticas:** Las fisuras se forman generalmente en las áreas soldadas de los estabilizadores, por lo que estas areas son puntos focales durante la inspección. Los inspectores buscan fisuras e indicios “similares a fisuras” en el cuerpo y soldadura de los estabilizadores. Cualquier grieta es causa de rechazo, excepto que sea una grieta como linea de cabello se permite si no se extiende hasta la base del metal. Si no es magnetico se inspecciona con liquidos penetrantes. El esmerilado puede ser permitido para determinar la profundidad del defect

4.6. PROGRAMA DE INSPECCION PARA SUBS⁶⁴

Al igual que para otros componentes del BHA se lleva a cabo el programa de inspección DS1 CAT 3-5. Consta de una inspección particular para subs compuesta por los métodos de inspección dimensional y Luz negra de cuerpo y conexiones.

Imagen 61. Programa de inspección para Subs



⁶⁴ WEATHERFORD. Weatherford employee Connect.

4.6.1. Inspeccion de subs⁶⁵

- a) **Que se hace:** Inspeccion dimensional y luz negra de cuerpo y conexiones.
- b) **Que se evalúa:** Grietas por fatiga, condicion de la conexión, longitud, longitud del cuello, ID, otras dimensiones.
- c) **Procedimientos y criterios de aceptación:**
 - **Inspeccion dimensional:** Conexiones de bit subs y subs que se van a unir a otras conexiones de BHA: Se inspeccionan de acuerdo al procedimiento inspeccion dimensional 3. Excepto para el diametro del bisel, el cual debe reunir los requerimientos dependiendo del componente al cual se une:
 - Bit subs y otras conexiones sub que uniran componentes del BHA, excepto HWDP. Utilizar diametro del bisel de las tabla 3.8.
 - Conexiones sub uniendo HWDP: Use el diametro del bisel de las tablas 3.9.1(anexos).
 - Conexiones de subs que uniran el drill pipe o conexiones inferiores de la kelly, se inspeccionan de acuerdo al procedimiento inspeccion dimensional 2.
 - Para conexiones de bit sub uniendo brocas: Use los rangos de diametro de bisel, de la tabla 15.
 - **Espacio de llaves:** El minimo espacio de llaves debe ser 7 pulgadas.
 - **Longitud:** La longitud total es medida de hombro a hombro. Los subs deben reunir los requerimientos de longitud de la tabla 16 o ser rechazados.

⁶⁵ T H HILL ASSOCIATES, Op. Cit. p. 85-87

Tabla 15. Diámetros de bisel para bit subs y estabilizadores uniendo brocas

Diámetro del Bisel (pulgadas)		
Conexión	Minimo	Maximo
2 3/8 Reg	3 1/32	3 1/16
2 7/8 Reg	3 19/32	3 5/8
3 1/2 Reg	4 3/32	4 1/8
4 1/2 Reg	5 5/16	5 11/32
6 5/8 Reg	7 11/32	7 3/8
7 5/8 Reg	8 29/64	8 31/64
8 5/8 Reg	9 17/32	9 9/16

Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

Imagen 62. Medición de la longitud de subs



Tabla 16. Requerimientos de longitud para subs

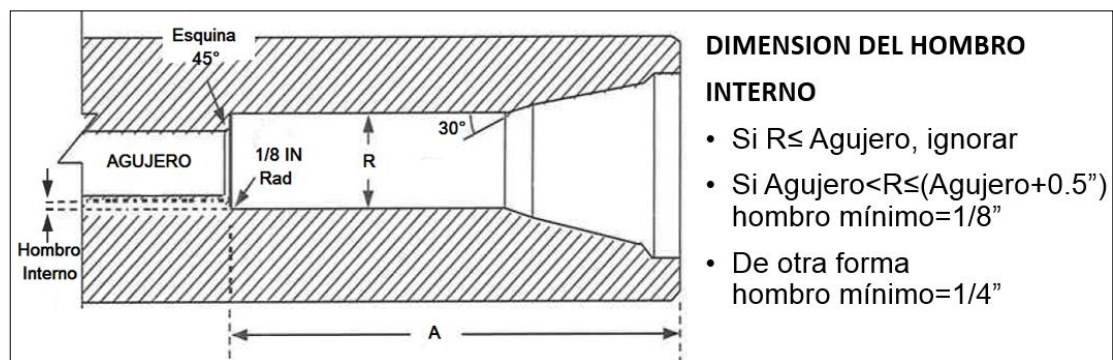
Tipo	Minima longitud total (pulgadas)	Minima longitud del cuello de pesca (pulgadas)
A (box x box)	24	-
A (pin x pin)	12	-
A (box x pin)	16	-
B	No aplican	Tabla 14
C	8	-

Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

Nota: Para subs de box x pin tipo B, el lado del box es considerado el lado de pesca. Para box x box, pin x pin o subs corridos en configuraciones con el pin hacia arriba, el cliente debe especificar la conexión que va hacia arriba en el hueco, para la cual el cuello de pesca aplica.

- **Diametro interno:** Subs con la misma conexión en el fondo y en la cima debe tener agujeros rectos con diametro interno (ID) no mayor que el ID del pin mas grande al cual el sub se unira. Mientras que los subs con diferentes conexiones en el fondo y en la cima deben ser equipados con agujeros por pasos. En estos subs la capacidad torsional del pin con el mayor ID no debe ser menor que la capacidad torsional de la conexión en el otro extremo del sub.
- **Dimensiones del float bore:** En bit subs equipados con float bore, el ID debe ser libre de defectos o pitting que interfiera con la habilidad de las valvulas para sellar. Las dimensiones de los float bore deben reunir los requerimiento en la imagen 63 y tabla 3.10 (anexos).

Imagen 63. Dimensiones del float bore (agujero)



Fuente: T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection

Nota: El ID del agujero y el pin de la broca debe ser lo suficientemente pequeño para sostener el ensamble de la valvula.

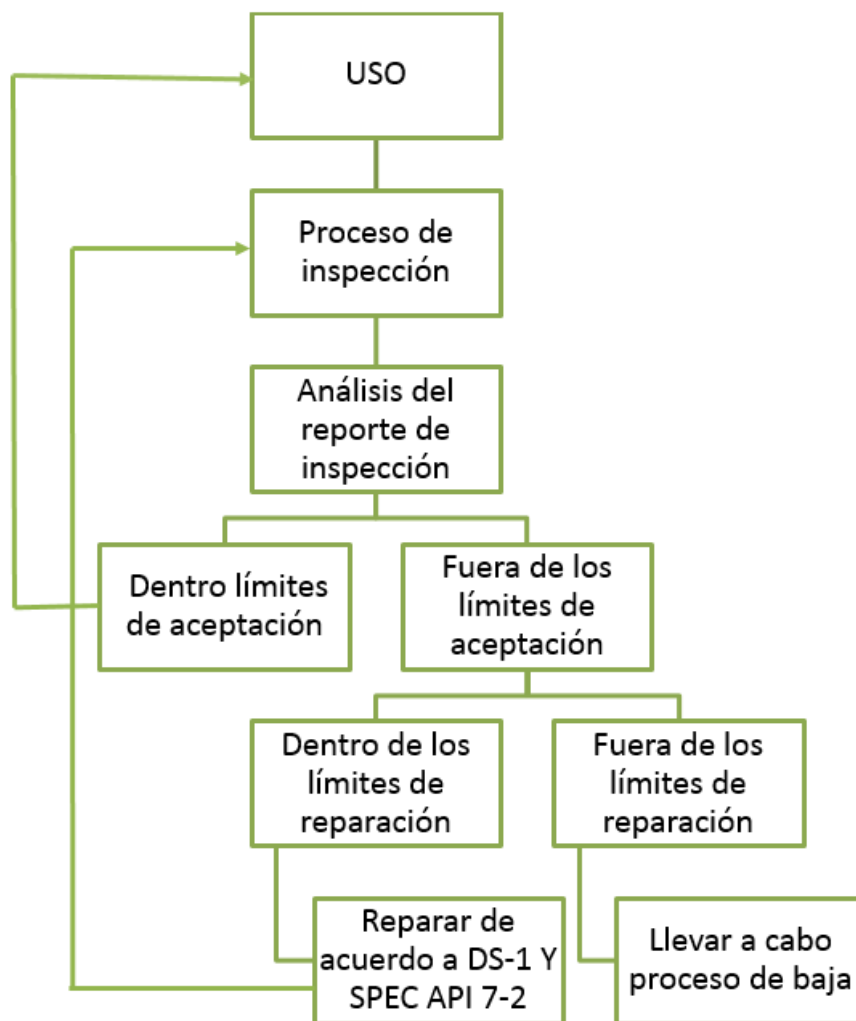
- **Inspeccion visual, condicion de la superficie:** Examinar visualmente la superficie externa del sub de hombro a hombro para daños mecanicos. Cualquier corte, gouge o imperfeccion similar de la superficie exterior mas profundo que el 10% de la pared adjacente debe ser rechazado. Las superficies externas e internas debe limpiarse de modo que la superficie del metal sea visible y que no hayan particulas mas grandes de 1/8 de pulgada partidas perdidas en la superficie. Adicional el diametro interno del sub debe estar libre de cualquier obstruccion o objetos extraños.

- **Inspeccion del cuerpo con particulas magneticas:** Inspeccionar el diametro externo de hombro a hombro de acuerdo al procedimiento Inspeccion MPI slip/upset. Cualquier grieta independientemente de su orientacion, se debe rechazar.

5. PROCESO DE BAJA

El proceso de baja consiste en la destrucción física y eliminación del sistema de inventarios, de aquellos componentes que ya no cumplen con los requerimientos establecidos por las normas, de acuerdo a las políticas de la compañía. El proceso para la selección de las herramientas que deben ser dadas de baja se describe en el diagrama de la imagen 64.

Imagen 64. Proceso para la selección de herramientas a dar de baja



Todos los componentes una vez retornan de la operación deben pasar al proceso de inspección, donde para cada componente se lleva a cabo el programa de inspección establecido en el capítulo 4. El orden en que se utilizan los diferentes métodos de inspección que incluye el programa va desde los métodos de detección básicos hasta los métodos de detección avanzada nombrados en el capítulo 3. Si se detecta un defecto que no cumple con los criterios de aceptación ni reparación en la inspección visual o posteriormente en la dimensional, el componente debe iniciar el proceso de baja enseguida. Así sucesivamente se descarta la realización de inspecciones más avanzadas a componentes que ya han sido identificados como no reparables reduciendo costos innecesarios.

De otra manera si se identifica un defecto reparable por un método de inspección básico se continúa la inspección para determinar la totalidad de reparaciones necesarias. Las reparaciones se llevan a cabo asegurando que se cumpla con los estándares de la norma DS-1 de TH-HILL; para el caso de conexiones API las dimensiones se encuentran establecidas en la especificación API 7-2 por lo cual se debe garantizar que se cumpla con dicho estándar. Una vez una herramienta ha sido reparada debe volverse a inspeccionar y seguir el proceso mostrado en la imagen 64, para verificar si la herramienta ya cumple con las condiciones para su uso.

Por otro lado cuando se identifica un componente que debe ser dado de baja porque ya no cumple con los criterios de aceptación y tampoco hay posibilidad de repararlo, se debe iniciar el proceso de baja de acuerdo a las políticas de la compañía. Para solicitar la baja se debe contar con los reportes para justificar la razón de baja del activo y también con el registro fotográfico donde se muestre el serial asignado al componente, la herramienta y el defecto si este es visible fácilmente. Esta información se envía para que el personal encargado realice el

proceso interno correspondiente e informe si se aprueba llevar a cabo la destrucción física y cuál es el costo que este tiene. El costo depende de cuánto se ha depreciado la herramienta a través de su vida útil, por esta razón a mayor vida útil menor será el costo cargado a la línea cuando se de baja al activo. Esto muestra el impacto financiero y por tanto la importancia que tiene enfocar los esfuerzos para extender la vida útil de la herramienta desde el momento de su adquisición.

Mientras se reciben las aprobaciones, la herramienta debe ser marcada con una franja roja la cual indica que es chatarra y mantenerse aislada en un área designada como el área de cuarentena. Esto con el fin de evitar que cualquier confusión conduzca a errores cuando se seleccionen herramientas para enviar a operaciones. Una vez se tiene la aprobación se procede a la destrucción física, de la cual deben ser informados todos los entes involucrados de la compañía, de modo que se garantice que la herramienta no existe tanto física como virtualmente y que el proceso de baja se ha llevado siguiendo las políticas establecidas.

5.1. Herramientas dadas de baja

En la tabla 17 se muestra un resumen de los defectos que presentaron las herramientas para las que se llevó a cabo el proceso de baja dentro de la compañía. La mayoría de componentes a excepción de los estabilizadores fueron dados de baja por daños en los sellos y conexiones, si bien estos daños son reparables en este caso no fue posible porque el espacio de llave no cumplía con los requerimientos de la norma al hacer la reparación. Esto muestra que las conexiones son unas de las áreas más susceptibles a sufrir daños y por tanto

pueden conducir al final de la vida útil de la herramienta al alcanzar su límite de reparación.

Tabla 17. Causas de baja diferentes componentes de la sarta de perforación

PROBLEMAS	HERRAMIENTA	CANTIDAD
Indicaciones longitudinales en el tool joint Box	Drill Pipe	1
Corrosión conexión/ espacio de llave corto para reparar	Drill Pipe	12
Rosca mellada box/ espacio de llave corto para reparar	Drill Pipe	7
Rosca mellada/espacio de llave corto para reparar	HWDP	2
Corrosión en el sello /espacio de llave corto para reparar	Drill Collar	1
Roscas melladas/ espacio de llave corto para reparar	Drill collar	5
Rosca golpeada /espacio de llave corto para reparar	Subs	2
Roscas melladas/ espacio de llave corto para reparar	Subs	2
Sello golpeado/ espacio de llave corto para reparar	Subs	4
Sello mellado/ espacio de llave corto para reparar	Subs	1
Corrosión/sello partido	Subs	2
Indicaciones transversales y longitudinales severas en el área del taper Box	Estabilizadores	2
Crack entre tungsteno y material base	Estabilizadores	2
Corrosión interna severa	Estabilizadores	1
Desgaste severo de cuchillas	Estabilizadores	1

Imagen 65. Problemas no reparables por espacio de llave corto.

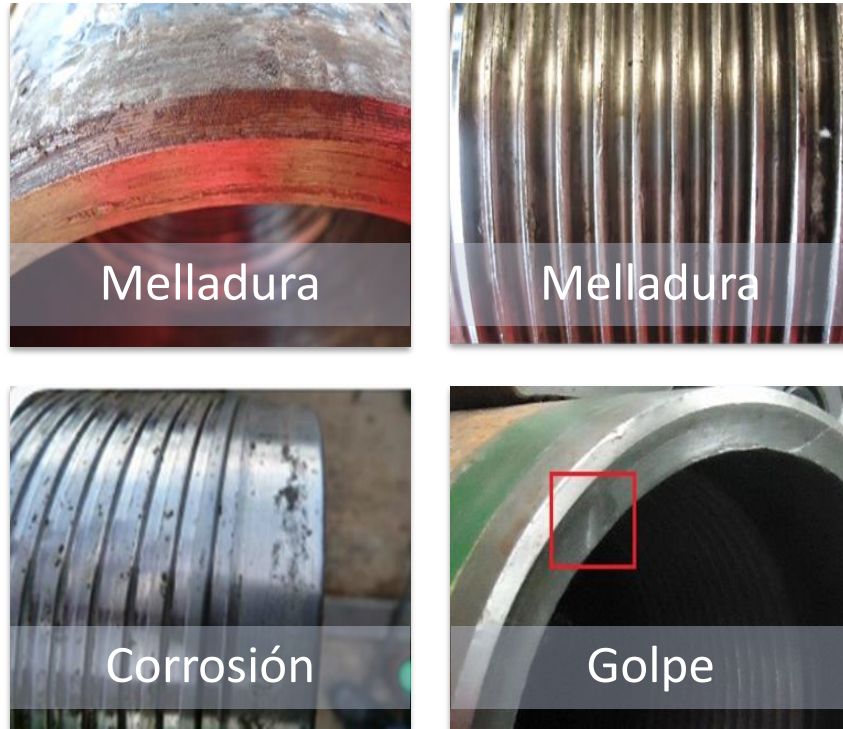


Imagen 66. Fisuras transversales y longitudinales en área del taper



Imagen 67. Crack entre tungsteno y material base estructural

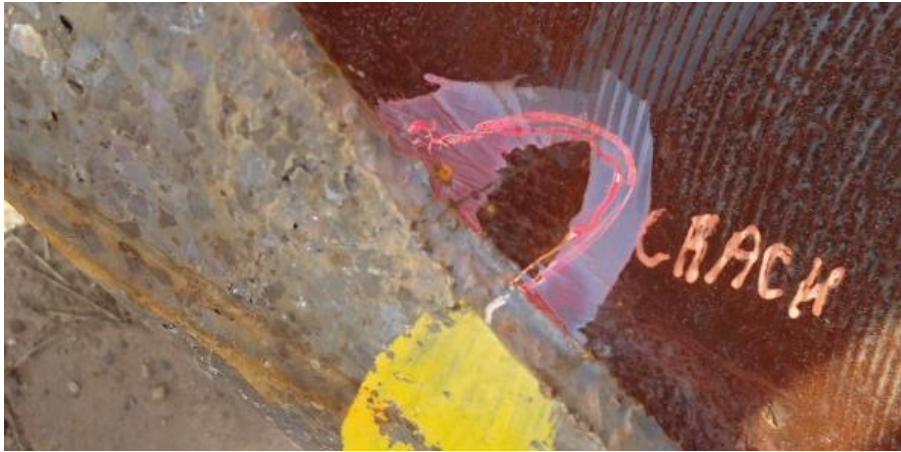


Imagen 68. Desgaste severo de las cuchillas



6. CONCLUSIONES

El conocimiento que se tenga referente a las áreas críticas de los componentes de la sarta de perforación, así como sus problemas potenciales permite entender la importancia de los métodos de inspección empleados y los criterios de aceptación establecidos.

Los programas de inspección establecidos para cada componente deben llevarse a cabo al pie de la letra ya que cada método está enfocado en la detección de ciertos defectos en particular, y el caso omiso a cualquiera reduce la confiabilidad de la herramienta.

Solo se pueden omitir métodos de inspección de un programa establecido, cuando después de procesos de inspección básica como visual o dimensional se ha encontrado un defecto que no cumple con los requerimientos de aceptación y tampoco puede ser reparado.

La falla por fatiga es la más común en las sargas de perforación, por lo que varios métodos de inspección se enfocaron en la detección temprana de defectos como picaduras, corrosión entre otros, los cuales al detectarse a tiempo pueden ser reparados y se evita que puedan agudizarse conduciendo a la falla.

Asegurar la conformidad con los estándares dimensionales reduce la posibilidad de fallas por torsión y tensión. Ya que con estos se verifica que se cuente con las dimensiones apropiadas para soportar las cargas de torsión y tensión a las que este expuesta la sarta.

Las conexiones son susceptibles a sufrir daños debido al continuo enrosque y desenrosque, por lo que atención especial debe ser dada a la detección de problemas y el estudio de posibilidades de reparación teniendo en cuenta que el principal factor limitante es el espacio de llave remanente.

Considerar de manera rigurosa los límites permisibles de indicaciones detectadas durante la inspección reduce la posibilidad de que herramientas sin cumplir los requerimientos sean enviados a pozo y puedan resultar en fallas catastróficas; o que se desechen componentes en condiciones aceptables para reparación lo cual conlleva a costos adicionales innecesarios.

Llevar a cabo el proceso de baja es indispensable una vez se ha detectado una herramienta que no cumple con los criterios de aceptación y no puede ser reparada. Ya que con esto se evita que pueda volverse a utilizar por desconocimiento de la condición en que se encuentra, también se contribuye al orden dentro de la locación y a que los inventarios que se tengan se encuentren en condiciones favorables.

7. RECOMENDACIONES

Mayor atención debe ser dada a los procesos de baja de herramientas dentro de la base, puesto que se encontraron herramientas que no cumplen con los requerimientos de calidad desde hace mucho tiempo y aun son mantenidas en la locación.

Se recomienda iniciar el proceso de baja de acuerdo a las políticas de la compañía una vez se estudien detalladamente los reportes de inspección y posibilidades de reparación; después de mucho tiempo los reportes de inspección pueden perderse complicando el proceso de justificación para dar baja a la herramienta y conllevando a costos adicionales al requerir re inspección.

La realización del proceso de baja puede facilitarse si todos los reportes de inspección son cargados dentro del Enterprise Resource Management (ERM) de la compañía(JDE) con lo cual se lleva la trazabilidad de la herramienta y se facilita el acceso al reporte para justificar el proceso de baja.

A través de buenas prácticas operacionales y de manejo es posible extender la vida útil de los componentes, ya que lo ideal es que el proceso de baja de la herramienta no se tenga que realizar de manera temprana debido a los altos costos que esto genera a la línea.

BIBLIOGRAFIA

NATIONAL OILWELL VARCO. Rotary Shoulder Handbook. [Online] NOV Grant Prideco. [Houston: Texas, E.U] National Oilwell Varco, 2010. [Citado: 10 Mayo 2015]

T H HILL ASSOCIATES. Drill stem inspection. 4ed. Standar DS-1. Houston: Texas, T H Hill Associates, Mayo 2012

VAM DRILLING: Vallourec Group. From simple to complex drill strings, VAM Drilling manufactures it all. [Online] Vallourec Group. [Boulogne-Billancourt, France]. Vam Drilling, 2011. [Citado: 5 junio 2015].

WEATHERFORD. Drilling Rental Tools. [Online] Weatherford. [Bogotá: Colombia] Weatherford, 2011. [Citado: 3 abril 2015]

WEATHERFORD. Weatherford employee connect. [Online] Weatherford. [Houston: Texas] Weatherford, 2015. [Citado: 15 abril 2015]

ANEXOS

ANEXO A: TABLAS DEL ESTANDAR DS-1 DE TH-HILL PARA VERIFICACION DIMENSIONAL DE LAS HERRAMIENTAS

Tabla 3.6.1. Criterios de aceptación dimensionales para tubos de Drill pipe de peso normal

Table 3.6.1 Dimensional Acceptance Criteria for Used Normal Weight Drill Pipe Tubes

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Nom. OD (in)	Nom. Weight (lb/ft)	Nom. ID (in)	Nom. Wall (in)	PREMIUM CLASS			CLASS 2			UT FIELD REFERENCE STANDARD ¹			
				Minimum Wall (80%) (in)	OD		Minimum Wall (70%) (in)	OD		Thick Section		Thin Section	
					Min (in)	Max (in)		Min (in)	Max (in)	Min (in)	Max (in)	Min (in)	Max (in)
2-3/8	4.85	1.995	0.190	0.152	2.304	2.446	0.133	2.280	2.470	0.190	0.290	0.033	0.133
	6.65	1.815	0.280	0.224			0.196			0.280	0.380	0.096	0.196
2-7/8	6.85	2.441	0.217	0.174	2.789	2.961	0.152	2.760	2.990	0.217	0.317	0.052	0.152
	10.40	2.151	0.362	0.290			0.253			0.362	0.462	0.153	0.253
3-1/2	9.50	2.992	0.254	0.203	3.395	3.605	0.178	3.360	3.640	0.254	0.354	0.078	0.178
	13.30	2.764	0.368	0.294			0.258			0.368	0.468	0.158	0.258
	15.50	2.602	0.449	0.359			0.314			0.449	0.549	0.214	0.314
4	11.85	3.476	0.262	0.210	3.880	4.120	0.183	3.840	4.160	0.262	0.362	0.083	0.183
	14.00	3.340	0.330	0.264			0.231			0.330	0.430	0.131	0.231
	15.70	3.240	0.380	0.304			0.266			0.380	0.480	0.166	0.266
4-1/2	13.75	3.958	0.271	0.217	4.365	4.635	0.190	4.320	4.680	0.271	0.371	0.090	0.190
	16.60	3.826	0.337	0.270			0.236			0.337	0.437	0.136	0.236
	20.00	3.640	0.430	0.344			0.301			0.430	0.530	0.201	0.301
	22.82	3.500	0.500	0.400			0.350			0.500	0.600	0.250	0.350
5	16.25	4.408	0.296	0.237	4.850	5.150	0.207	4.800	5.200	0.296	0.396	0.107	0.207
	19.50	4.276	0.362	0.290			0.253			0.362	0.462	0.153	0.253
	25.60	4.000	0.500	0.400			0.350			0.500	0.600	0.250	0.350
5-1/2	19.20	4.892	0.304	0.243	5.335	5.665	0.213	5.280	5.720	0.304	0.404	0.113	0.213
	21.90	4.778	0.361	0.289			0.253			0.361	0.461	0.153	0.253
	24.70	4.670	0.415	0.332			0.290			0.415	0.515	0.191	0.291
5-7/8	23.40	5.153	0.361	0.289	5.698	6.051	0.253	5.640	6.110	0.361	0.461	0.153	0.253
	26.30	5.045	0.415	0.332			0.290			0.415	0.515	0.191	0.291
6-5/8	25.20	5.965	0.330	0.264	6.426	6.824	0.231	6.360	6.890	0.330	0.430	0.131	0.231
	27.70	5.901	0.362	0.290			0.253			0.362	0.462	0.153	0.253

Tabla 3.7.1 Criterios De Aceptacion Para Tool Join Usado

Table 3.7.1 Used Tool Joint Acceptance Criteria
(All dimensions in inches)

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class				Class 2				Minimum Tong Space		Max Cbore	Max Bevel Diameter	
			Min OD	Max ID	Min Bevel Diameter	Min Shoulder Width	Min OD	Max ID	Min Bevel Diameter	Min Shoulder Width	Pin	Box			
2 3/8 6.65	2-3/8 PAC	E	2 25/32	1 3/8	2 21/32	9/64	2 23/32	1 19/32	2 5/8	7/64	4	4	2 15/32	2 23/32	
	2-3/8 SL H90	E	3 1/32	2 3/32	2 15/16	3/32	2 31/32	2 5/32	2 29/32	1/16	4	4 7/16	2 53/64	3 9/64	
	2-3/8 OH SW	E	3 1/16	2 1/16	2 63/64	3/32	3 1/32	2 1/8	2 31/32	5/64	4	4	2 55/64	3 5/32	
	NC26	E	3 3/16	2 3/32	3 7/64	5/64	3 5/32	2 5/32	3 3/32	1/16	4	4 5/8	3	3 9/32	
	NC26	X	3 1/4	2	3 5/32	7/64	3 7/32	2 3/32	3 9/64	3/32	4	4 5/8	3	3 9/32	
	NC26	G	3 9/32	1 15/16	3 3/16	1/8	3 1/4	2 1/32	3 5/32	7/64	4	4 5/8	3	3 9/32	
2 7/8 6.85	2-7/8 OH LW	E	3 1/2	2 7/16	3 13/32	7/64	3 7/16	2 1/2	3 3/8	5/64	4	4 1/8	3 17/64	3 5/8	
	2-7/8 SL H90	E	3 1/2	2 19/32	3 13/32	3/32	3 7/16	2 5/8	3 3/8	1/16	4	4 9/16	3 19/64	3 59/64	
	NC26	E	3 9/32	1 31/32	3 11/64	7/64	3 7/32	2 1/16	3 9/64	3/32	4	4 5/8	3	3 9/32	
	NC31	E	3 11/16	2 17/32	3 5/8	5/64	3 21/32	2 11/16	3 39/64	1/16	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32	
	2-7/8 XH	E	3 5/8	2 9/16	3 35/64	1/16	3 9/16	2 5/8	3 33/64	3/64	4	5 5/8	3 27/64	4 3/64	
	2-7/8 XH	X	3 11/16	2 15/32	3 19/32	7/64	3 5/8	2 9/16	3 9/16	5/64	4	5 5/8	3 27/64	4 3/64	
	2-7/8 XH	G	3 23/32	2 13/32	3 39/64	1/8	3 11/16	2 1/2	3 37/64	3/32	4	5 5/8	3 27/64	4 3/64	
2 7/8 10.40	2-7/8 SL H90	E	3 19/32	2 15/32	3 15/32	9/64	3 17/32	2 17/32	3 7/16	7/64	4	4 9/16	3 19/64	3 59/64	
	2-7/8 SL H90	X	3 11/16	2 5/16	3 17/32	3/16	3 5/8	2 13/32	3 31/64	5/32	4	4 9/16	3 19/64	3 59/64	
	2-7/8 OH SW	E	3 19/32	2 9/32	3 15/32	5/32	3 9/16	2 3/8	3 7/16	7/64	4	4 1/2	3 17/64	3 5/8	
	NC31	E	3 13/16	2 1/2	3 45/64	9/64	3 3/4	2 19/32	3 21/32	7/64	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32	
	NC31	X	3 29/32	2 5/16	3 3/4	3/16	3 27/32	2 7/16	3 23/32	5/32	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32	
	NC31	G	3 15/16	2 1/4	3 25/32	13/64	3 7/8	2 3/8	3 47/64	11/64	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32	
	NC31	S	4 1/16	2 1/32	3 55/64	17/64	4	2 13/16	3 13/16	15/64	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32	
	2-7/8 XH	E	3 23/32	2 13/32	3 39/64	9/64	3 21/32	2 1/2	3 37/64	7/64	4	5 5/8	3 27/64	4 3/64	
3 1/2 13.30	NC31	E	4	2 1/8	3 53/64	15/64	3 15/16	2 9/32	3 25/32	13/64	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32	
	3-1/2 H90	E	4 17/32	3 5/16	4 7/16	1/8	4 1/2	3 3/8	4 13/32	7/64	4	5 5/8	4 1/4	5	
	3-1/2 H90	X	4 5/8	3 5/32	4 31/64	11/64	4 9/16	3 1/4	4 29/64	5/64	4	5 5/8	4 1/4	5	
	3-1/2 XH	E	4 11/32	2 23/32	4 3/16	9/64	4 1/4	2 29/32	4 9/64	1/8	4	5 1/8	3 15/16	4 35/64	
	3-1/2 XH	X	4 7/16	2 19/32	4 1/4	13/64	4 3/8	2 23/32	4 13/64	11/64	4	5 1/8	3 15/16	4 35/64	
	3-1/2 XH	G	4 1/2	2 15/32	4 19/64	15/64	4 13/32	2 21/32	4 1/4	3/16	4	5 1/8	3 15/16	4 35/64	
	3-1/2 SL H90	X	4 3/8	2 7/8	4 13/64	13/64	4 5/16	2 31/32	4 11/64	11/64	4	4 5/8	3 15/16	4 29/64	
	NC38	E	4 1/2	3 1/16	4 23/64	11/64	4 7/16	3 1/8	4 21/64	9/64	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32	
	NC38	X	4 19/32	2 7/8	4 27/64	7/32	4 17/32	3	4 3/8	3/16	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32	
	NC38	G	4 21/32	2 25/32	4 15/32	1/4	4 19/32	2 7/8	4 27/64	7/32	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32	
	NC38	S	4 13/16	2 17/32	4 9/16	21/64	4 23/32	2 29/32	4 1/2	5/32	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32	
	NC40	S	5	2 29/32	4 25/32	9/32	4 29/32	3 1/16	4 23/32	15/64	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32	

Table 3.7.1 Used Tool Joint Acceptance Criteria
(All dimensions in inches)

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class				Class 2				Minimum Tong Space		Max Cbore	Max Bevel Diameter	
			Min OD	Max ID	Min Bevel Diameter	Min Shoulder Width	Min OD	Max ID	Min Bevel Diameter	Min Shoulder Width	Pin	Box			
3 1/2 15.50	NC38	E	4 17/32	2 31/32	4 25/64	3/16	4 15/32	3 3/32	4 23/64	5/32	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32	
	NC38	X	4 21/32	2 25/32	4 15/32	1/4	4 19/32	2 29/32	4 27/64	7/32	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32	
	NC38	G	4 23/32	2 21/32	4 1/2	9/32	4 5/8	2 13/16	4 29/64	15/64	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32	
	NC40	G	4 15/16	3 1/16	4 47/64	1/4	4 27/32	3 3/16	4 43/64	13/64	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32	
	NC40	S	5 3/32	2 13/16	4 53/64	21/64	4 31/32	2 31/32	4 49/64	17/64	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32	
4 1'.85	NC46	E	5 7/32	4 1/32	5 1/8	7/64	5 5/32	4 3/32	5 3/32	5/64	4	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
	4 H90	E	4 7/8	3 23/32	4 25/32	7/64	4 27/32	3 25/32	4 49/64	3/32	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32	
4 14.00	NC40	E	4 13/16	3 1/4	4 43/64	3/16	4 3/4	3 11/32	4 5/8	5/32	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32	
	NC40	X	4 15/16	3 1/16	4 47/64	1/4	4 27/32	3 3/16	4 11/16	13/64	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32	
	NC40	G	5	2 15/16	4 49/64	9/32	4 29/32	3 3/32	4 23/32	15/64	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32	
	NC40	S	5 11/64	2 39/64	4 57/64	3/8	5 1/16	2 13/16	4 53/64	5/16	4	6 1/8	4 13/32	5 1/8	
	NC46	E	5 9/32	3 15/16	5 5/32	9/64	5 7/32	4 1/32	5 1/8	7/64	4	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
	NC46	X	5 3/8	3 13/16	5 15/64	3/16	5 5/16	3 15/16	5 11/64	5/32	4	13/2	6 1/8	4 31/32	5 47/64
	NC46	G	5 7/16	3 3/4	5 1/4	7/32	5 11/32	3 27/32	5 13/64	11/64	4	1/16	6 1/8	4 31/32	5 47/64
	NC46	S	5 9/16	3 1/2	5 11/32	9/32	5 1/2	3 21/32	5 19/64	1/4	4	11/64	6 1/8	4 31/32	5 47/64
	4 H90	E	4 15/16	3 21/32	4 53/64	9/64	4 7/8	3 23/32	4 25/32	7/64	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32	
	4 H90	X	5 1/32	3 1/2	4 57/64	3/16	4 31/32	3 19/32	4 27/32	5/32	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32	
	4 H90	G	5 3/32	3 7/16	4 59/64	7/32	5 1/32	3 15/32	4 7/8	3/16	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32	
	4 SH	E	4 7/16	2 19/32	4 1/4	15/64	4 3/8	2 23/32	4 13/64	13/64	4	5 1/8	3 15/16	4 35/64	
4 15.70	NC40	E	4 7/8	3 1/8	4 11/16	7/32	4 25/32	3 9/32	4 41/64	11/64	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32	
	NC40	X	5	2 31/32	4 49/64	9/32	4 29/32	3 3/32	4 23/32	15/64	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32	
	NC46	E	5 5/16	3 29/32	5 3/16	5/32	5 1/4	3 31/32	5 5/32	1/8	4	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
	NC46	X	5 7/16	3 3/4	5 1/4	7/32	5 11/32	3 27/32	5 13/64	11/64	4	1/16	6 1/8	4 31/32	5 47/64
	NC46	G	5 15/32	3 21/32	5 9/32	15/64	5 13/32	3 25/32	5 15/64	13/64	4	7/64	6 1/8	4 31/32	5 47/64
	NC46	S	5 21/32	3 13/32	5 25/64	21/64	5 17/32	3 9/16	5 21/64	17/64	4	15/64	6 1/8	4 31/32	5 47/64
	4 H90	E	4 31/32	3 19/32	4 27/32	5/32	4 29/32	3 21/32	4 13/16	1/8	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32	
	4 H90	X	5 3/32	3 7/16	4 59/64	7/32	5 1/32	3 17/32	4 7/8	3/16	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32	
	4 H90	G	5 5/32	3 11/32	4 61/64	1/4	5 1/16	3 15/32	4 29/32	13/64	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32	
4 1/2 16.60	NC46	E	5 13/32	3 25/32	5 15/64	13/64	5 11/32	3 7/8	5 13/64	11/64	4	3/64	6 1/8	4 31/32	5 47/64
	NC46	X	5 17/32	3 19/32	5 21/64	17/64	5 7/16	3 23/32	5 17/64	7/32	4	5/32	6 1/8	4 31/32	5 47/64
	NC46	G	5 19/32	3 1/2	5 23/64	19/64	5 1/2	3 5/8	5 5/16	1/4	4	13/64	6 1/8	4 31/32	5 47/64
	NC46	S	5 25/32	3 5/32	5 31/64	25/64	5 21/32	3 3/8	5 13/32	21/64	4	11/32	6 1/8	4 31/32	5 47/64

Table 3.7.1 Used Tool Joint Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class				Class 2				Minimum Tong Space		Max Cbore	Max Bevel Diameter	
			Min OD	Max ID	Min Bevel Diameter	Min Shoulder Width	Min OD	Max ID	Min Bevel Diameter	Min Shoulder Width	Pin	Box			
4 1/2 16.60	4-1/2 H90	E	5 11/32	3 29/32	5 3/16	3/16	5 9/32	4	5 5/32	5/32	4	6 1/8	4 61/64	5 47/64	
	4-1/2 H90	X	5 15/32	3 3/4	5 17/64	1/4	5 3/8	3 27/32	5 7/32	13/64	4 3/32	6 1/8	4 61/64	5 47/64	
	4-1/2 H90	G	5 1/2	3 21/32	5 19/64	17/64	5 7/16	3 25/32	5 1/4	15/64	4 1/8	6 1/8	4 61/64	5 47/64	
	4-1/2 FH	E	5 3/8	3 5/8	5 7/32	13/64	5 9/32	3 23/32	5 11/64	5/32	4 1/64	5 5/8	4 15/16	5 47/64	
	4-1/2 FH	X	5 1/2	3 13/32	5 5/16	17/64	5 13/32	3 9/16	5 1/4	7/32	4 1/8	5 5/8	4 15/16	5 47/64	
	4-1/2 FH	G	5 9/16	3 21/32	5 11/32	19/64	5 15/32	3 15/32	5 19/64	1/4	4 11/64	5 5/8	4 15/16	5 47/64	
	NC50	E	5 23/32	4 5/16	5 19/32	5/32	5 11/16	4 13/32	5 9/16	9/64	4 19/64	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
	NC50	X	5 27/32	4 5/32	5 43/64	7/32	5 25/32	4 1/4	5 5/8	3/16	4 25/64	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
	NC50	G	5 29/32	4 1/16	5 23/32	1/4	5 13/16	4 3/16	5 21/32	13/64	4 7/16	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
	NC50	S	6 1/16	3 13/16	5 13/16	21/64	5 31/32	3 31/32	5 3/4	9/32	4 35/64	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
4 1/2 20.00	NC46	E	5 1/2	3 5/8	5 19/64	1/4	5 13/32	3 3/4	5 1/4	13/64	4 7/64	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
	NC46	X	5 21/32	3 13/32	5 25/64	21/64	5 9/16	3 9/16	5 21/64	9/32	4 15/64	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
	NC46	G	5 23/32	3 1/4	5 7/16	23/64	5 5/8	3 15/32	5 3/8	5/16	4 19/64	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
	NC46	S	5 59/64	2 7/8	5 37/64	15/32	5 51/64	3 1/8	5 31/64	13/32	4 7/16	6 1/8	4 31/32	5 27/32	
	NC50	E	5 13/16	4 3/16	5 21/32	13/64	5 3/4	4 5/16	5 39/64	3/16	4 23/64	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
	NC50	X	5 15/16	4	5 47/64	17/64	5 7/8	4 1/8	5 11/16	15/64	4 29/64	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
	NC50	G	6 1/32	3 29/32	5 25/32	5/16	5 29/32	4 1/32	5 23/32	1/4	4 33/64	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
	NC50	S	6 7/32	3 19/32	5 57/64	13/32	6 3/32	3 25/32	5 13/16	11/32	4 21/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
	4-1/2 H90	E	5 13/32	3 25/32	5 15/64	7/32	5 11/32	3 7/8	5 13/64	3/16	4 1/16	6 1/8	4 61/64	5 47/64	
	4-1/2 H90	X	5 9/16	3 9/16	5 21/64	19/64	5 15/32	3 23/32	5 9/32	1/4	4 5/32	6 1/8	4 61/64	5 47/64	
	4-1/2 FH	E	5 15/32	3 1/2	5 9/32	1/4	5 3/8	3 5/8	5 15/64	13/64	4 3/32	5 5/8	4 15/16	5 47/64	
	4-1/2 FH	X	5 5/8	3 7/32	5 3/8	21/64	5 17/32	3 3/8	5 5/16	9/32	4 13/64	5 5/8	4 15/16	5 47/64	
	5 19.50	NC50	E	5 7/8	4 3/32	5 11/16	15/64	5 13/16	4 7/32	5 41/64	13/64	4 13/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64
		NC50	X	6 1/32	3 7/8	5 25/32	5/16	5 15/16	4	5 23/32	17/64	4 33/64	6 1/8	5 3/8	6 5/64
NC50		G	6 3/32	3 25/32	5 53/64	11/32	6	3 15/16	5 49/64	19/64	4 37/64	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
NC50		S	6 5/16	3 13/32	5 61/64	29/64	6 3/16	3 5/8	5 7/8	25/64	4 23/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
5 H90		X	5 27/32	3 27/32	5 5/8	19/64	5 3/4	3 21/32	5 9/16	1/4	4 25/64	6 3/8	5 15/64	6 1/8	
5 H90		G	5 29/32	3 3/4	5 21/32	21/64	5 13/16	3 7/8	5 19/32	9/32	4 7/16	6 3/8	5 15/64	6 1/8	
5 1/2 FH		E	6 23/64	4 25/32	6 7/32	3/16	6 5/16	4 27/32	6 11/64	5/32	4 49/64	6 5/8	5 31/32	6 1/16	
5 1/2 FH		X	6 31/64	4 39/64	6 19/64	1/4	6 13/32	4 23/32	6 1/4	13/64	4 55/64	6 5/8	5 31/32	6 7/16	
5 1/2 FH		G	6 35/64	4 33/64	6 21/64	9/32	6 15/32	4 5/8	6 9/32	15/64	4 29/32	6 5/8	5 31/32	6 1/2	
5 1/2 FH		S	6 3/4	4 1/4	6 29/64	3/8	6 5/8	4 13/32	6 3/8	5/16	5 3/64	6 5/8	5 31/32	6 47/64	

Table 3.7.1 Used Tool Joint Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class				Class 2				Minimum Tong Space		Max Cbore	Max Bevel Diameter
			Min OD	Max ID	Min Bevel Diameter	Min Shoulder Width	Min OD	Max ID	Min Bevel Diameter	Min Shoulder Width	Pin	Box		
5 25.60	5 1/2 FH	E	6 1/2	4 5/8	6 19/64	1/4	6 13/32	4 3/4	6 1/4	13/64	4 55/64	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	5 1/2 FH	X	6 21/32	4 3/8	6 25/64	21/64	6 9/16	4 17/32	6 21/64	9/32	4 63/64	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	5 1/2 FH	G	6 23/32	4 9/32	6 7/16	23/64	6 5/8	4 7/16	6 3/8	5/16	5 3/64	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	5 1/2 FH	S	6 15/16	3 29/32	6 37/64	15/32	6 13/16	4 1/8	6 31/64	13/32	5 13/64	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	NC50	E	6 1/32	3 29/32	5 25/32	5/16	5 15/16	4 1/32	5 23/32	17/64	4 33/64	6 1/8	5 3/8	6 5/64
	NC50	X	6 7/32	3 9/16	5 57/64	13/32	6 3/32	3 25/32	5 13/16	11/32	4 21/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64
NC50	G	6 9/32	3 7/16	5 61/64	7/16	6 5/32	3 21/32	5 7/8	3/8	4 23/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
5 1/2 21.90	5 1/2 FH	E	6 15/32	4 5/8	6 9/32	15/64	6 13/32	4 3/4	6 15/64	13/64	4 55/64	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	5 1/2 FH	X	6 5/8	4 11/32	6 3/8	5/16	6 17/32	4 17/32	6 21/64	17/64	4 31/32	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	5 1/2 FH	G	6 23/32	4 9/32	6 7/16	23/64	6 19/32	4 7/16	6 23/64	19/64	5 1/32	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	5 1/2 FH	S	6 15/16	3 15/16	6 9/16	15/32	6 13/16	4 5/32	6 31/64	13/32	5 3/16	6 5/8	5 31/32	7 7/64
	5-1/2 H90	X	6 3/16	3 15/16	5 15/16	21/64	6 3/32	4 5/32	5 7/8	9/32	4 41/64	6 3/8	5 1/2	6 5/8
5 1/2 24.70	5 1/2 FH	E	6 9/16	4 17/32	6 21/64	9/32	6 15/32	4 11/16	6 9/32	15/64	4 29/32	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	5 1/2 FH	X	6 23/32	4 9/32	6 7/16	23/64	6 19/32	4 7/16	6 23/64	19/64	5 1/32	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	5 1/2 FH	G	6 25/32	4 5/32	6 31/64	25/64	6 11/16	4 11/32	6 13/32	11/32	5 3/32	6 5/8	5 31/32	6 47/64
	5 1/2 FH	S	7 1/32	3 23/32	6 5/8	33/64	6 7/8	4	6 17/32	7/16	5 17/64	6 5/8	5 31/32	7 7/64
6 5/8 25.20	6 5/8 FH	E	7 7/16	5 15/32	7 15/64	1/4	7 3/8	5 9/16	7 3/16	7/32	5 37/64	6 5/8	6 29/32	7 23/32
	6 5/8 FH	X	7 5/8	5 3/16	7 11/32	11/32	7 1/2	5 3/8	7 9/32	9/32	5 45/64	6 5/8	6 29/32	7 23/32
	6 5/8 FH	G	7 11/16	5 3/32	7 25/64	3/8	7 19/32	5 9/32	7 21/64	21/64	5 49/64	6 5/8	6 29/32	7 23/32
	6 5/8 FH	S	7 29/32	4 11/16	7 17/32	31/64	7 25/32	4 15/16	7 29/64	27/64	5 15/16	6 5/8	6 29/32	7 23/32
6 5/8 27.70	6 5/8 FH	E	7 1/2	5 3/8	7 9/32	9/32	7 13/32	5 1/2	7 7/32	15/64	5 5/8	6 5/8	6 29/32	7 23/32
	6 5/8 FH	X	7 11/16	5 3/32	7 25/64	3/8	7 9/16	5 9/32	7 5/16	5/16	5 3/4	6 5/8	6 29/32	7 23/32
	6 5/8 FH	G	7 3/4	4 15/16	7 7/16	13/32	7 21/32	5 1/8	7 23/64	23/64	5 13/16	6 5/8	6 29/32	7 23/32
	6 5/8 FH	S	8	4 17/32	7 19/32	17/32	7 27/32	4 25/32	7 1/2	29/64	6	6 5/8	6 29/32	7 23/32

Tabla 3.7.2 Criterios De Aceptación Para Tool Joint Usado

Table 3.7.2 Used Tool Joint Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

NOV Grant Prideco HI TORQUE®

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class		Min CBore Wall	Minimum Tong Space ³		Bevel Diameter		Pin Cylinder Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter		Box Cbore Diameter		Box Connection Length	
			Max ID ¹	Min OD ²		Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
2 3/8 4.85	HT 26	Z-140	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		V-150	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
2 3/8 6.65	HTSLH90	E	1.750	3.000	0.094	6	8	3.141	2.984	2.653	2.607	4.438	4.429	2.263	2.216	2.789	2.727	4.448	4.443
		X	1.750	3.000	0.094	6	8	3.141	2.984	2.653	2.607	4.438	4.429	2.263	2.216	2.789	2.727	4.448	4.443
		G	1.750	3.000	0.094	6	8	3.141	2.984	2.653	2.607	4.438	4.429	2.263	2.216	2.789	2.727	4.448	4.443
		S	1.750	3.000	0.094	6	8	3.141	2.984	2.653	2.607	4.438	4.429	2.263	2.216	2.789	2.727	4.448	4.443
		Z-140	1.750	3.000	0.094	6	8	3.141	2.984	2.653	2.607	4.438	4.429	2.263	2.216	2.789	2.727	4.448	4.443
		V-150	1.750	3.000	0.094	6	8	3.141	2.984	2.653	2.607	4.438	4.429	2.263	2.216	2.789	2.727	4.448	4.443
	HT 26	E	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		X	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		G	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		S	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		Z-140	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		V-150	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
2 7/8 6.85	HT 26	E	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		X	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		G	1.750	3.313	0.188	6	8	3.453	3.296	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		S	1.750	3.313	0.188	6	8	3.547	3.390	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		Z-140	1.750	3.375	0.188	6	8	3.547	3.390	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		V-150	1.750	3.375	0.188	6	8	3.547	3.390	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
	HT 31	E	2.188	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		X	2.188	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		G	2.188	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		S	2.188	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		Z-140	2.188	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		V-150	2.188	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
2 7/8 10.40	HTPAC	E	1.625	3.000	0.188	6	8	3.204	3.047	2.452	2.406	4.830	4.821	2.014	1.967	2.601	2.539	4.840	4.835
		X	1.625	2.938	0.188	6	8	3.204	3.047	2.452	2.406	4.830	4.821	2.014	1.967	2.601	2.539	4.840	4.835
		G	1.625	2.938	0.188	6	8	3.204	3.047	2.452	2.406	4.830	4.821	2.014	1.967	2.601	2.539	4.840	4.835

Table 3.7.2 Used Tool Joint Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

NOV Grant Prideco HI TORQUE®

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class		Min CBore Wall	Minimum Tong Space ³		Bevel Diameter		Pin Cylinder Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter		Box Cbore Diameter		Box Connection Length	
			Max ID ¹	Min OD ²		Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
2 7/8 10.40	HT 26	E	1.750	3.313	0.188	6	8	3.547	3.390	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		X	1.750	3.313	0.188	6	8	3.547	3.390	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		G	1.750	3.375	0.188	6	8	3.672	3.515	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		S	1.750	3.563	0.188	6	8	3.672	3.515	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		Z-140	1.750	3.500	0.188	6	8	3.672	3.515	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
		V-150	1.625	3.563	0.188	6	8	3.672	3.515	2.765	2.719	5.165	5.156	2.156	2.109	2.969	2.907	5.173	5.168
	HT 31	E	2.125	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		X	2.125	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		G	2.125	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		S	2.125	3.875	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		Z-140	2.125	3.875	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		V-150	2.125	3.875	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
3 1/2 9.50	HT 31	E	2.188	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		X	2.188	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		G	2.188	3.875	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		S	2.188	4.000	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		Z-140	2.188	4.000	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		V-150	2.188	4.000	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
	HT 38	E	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510
		X	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510
		G	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510
		S	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510
		Z-140	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510
		V-150	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510
3 1/2 13.30	HT 31	E	2.188	3.875	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		X	2.188	3.938	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		G	2.188	4.000	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		S	2.188	3.813	0.188	6	8	4.094	3.937	3.406	3.360	5.343	5.334	2.621	2.574	3.484	3.422	5.356	5.351
		Z-140	2.188	3.813	0.188	6													

Table 3.7.2 Used Tool Joint Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

NOV Grant Prideco HI TORQUE®

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class		Min CBores Wall	Minimum Tong Space ³		Bevel Diameter		Pin Cylinder Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter		Box Cbore Diameter		Box Connection Length		
			Max ID ¹	Min OD ²		Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
3 1/2 13.30	HT 38	E	2.688	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		X	2.688	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		G	2.688	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		S	2.688	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		Z-140	2.688	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
V-150	2.688	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510			
3 1/2 15.50	HT 38	E	2.500	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		X	2.500	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		G	2.500	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		S	2.500	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		Z-140	2.500	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
V-150	2.500	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510			
4 14.00	HT 38	E	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		X	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		G	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		S	2.813	4.688	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
		Z-140	2.813	4.750	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510	
	V-150	2.813	4.750	0.313	6	8	4.794	4.637	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	4.109	4.047	5.515	5.510		
	HT 40	E	2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281	
		X	2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281	
		G	2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281	
		S	2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281	
Z-140		2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281		
V-150	2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281			
4 15.70	HT 40	E	2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281	
		X	2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281	
		G	2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281	
		S	2.938	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281	
		Z-140	2.875	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281	
V-150	2.813	5.000	0.313	6	8	5.016	4.859	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	4.375	4.313	6.286	6.281			

Table 3.7.2 Used Tool Joint Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

NOV Grant Prideco HI TORQUE®

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class		Min CBores Wall	Minimum Tong Space ³		Bevel Diameter		Pin Cylinder Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter		Box Cbore Diameter		Box Connection Length	
			Max ID ¹	Min OD ²		Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
5 1/2 21.90	HT 55	E	4.313	6.500	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
		X	4.313	6.500	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
		G	4.313	6.500	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
		S	4.313	6.625	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
		Z-140	4.313	6.625	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
V-150	4.313	6.750	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352		
5 1/2 24.70	HT 55	E	4.313	6.500	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
		X	4.313	6.500	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
		G	4.313	6.500	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
		S	4.313	6.750	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
		Z-140	4.313	6.625	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352
V-150	4.313	6.750	0.313	6	8.36	7.014	6.857	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	5.937	5.875	7.357	7.352		
6 5/8 25.20	HT 65	E	5.188	7.500	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
		X	5.188	7.500	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
		G	5.188	7.500	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
		S	5.188	7.625	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
		Z-140	5.188	7.688	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
V-150	5.188	7.750	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504		
6 5/8 27.70	HT 65	E	5.188	7.500	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
		X	5.188	7.500	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
		G	5.188	7.500	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
		S	5.188	7.750	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
		Z-140	5.188	7.750	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504
V-150	5.188	7.875	0.313	6	8.51	7.704	7.547	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	6.875	6.813	7.509	7.504		

- The maximum pin ID for NOV Grant Prideco connections is based on a number of criteria governing the integrity of the connection itself. NOV Grant Prideco should be consulted on all occasions regarding boring of connection ID's to values other than NOV Grant Prideco nominal connection ID's. The connection ID impacts the weld integrity of drill pipe and HWDP products.
- Premium Class Min OD is the NOV Grant Prideco minimum acceptable box OD for the connection or the box OD which generates a 0.8 TSR between the connection and the Premium Class tube, whichever is greater. If TSR is less than 0.8, then the TSR is provided.
- Tong space excludes hardbanding.
- When conflicts arise between this standard and manufacturer's requirements, the manufacturer's requirements shall apply.
- If the actual box OD is less than or equal to the specified bevel diameter plus 3/64", then the bevel diameter range is void and a 1/32" x 45° break edge is required.

Tabla 3.7.3 Criterios De Aceptación Para Tool Joint Usado

Table 3.7.3 Used Tool Joint Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

NOV Grant Prideco eXtreme™ Torque

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class		Min CBores Wall	Minimum Tong Space ³		Bevel Diameter		Pin Cylinder Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter		Box Cbores Diameter		Box Connection Length	
			Max ID ¹	Min OD ²		Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
5 1/2 21.90	XT 54	E	4.688	6.313	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		X	4.688	6.313	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		G	4.688	6.313	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		S	4.625	6.313	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		Z-140	4.625	6.375	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		V-150	4.563	6.313	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
	XT 57	E	4.688	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		X	4.688	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		G	4.688	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		S	4.688	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		Z-140	4.688	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		V-150	4.688	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
5 1/2 24.70	XT 54	E	4.625	6.313	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		X	4.625	6.313	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		G	4.625	6.313	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		S	4.500	6.313	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		Z-140	4.500	6.375	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
		V-150	4.438	6.438	0.313	6	8.01	6.610	6.453	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	5.729	5.667	7.010	7.005
	XT 57	E	4.625	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		X	4.625	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		G	4.625	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		S	4.625	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		Z-140	4.625	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		V-150	4.625	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
5 7/8 23.40	XT 57	E	4.875	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		X	4.875	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		G	4.875	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		S	4.875	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		Z-140	4.813	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		V-150	4.750	6.625	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255

Table 3.7.3 Used Tool Joint Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

NOV Grant Prideco eXtreme™ Torque

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	Premium Class		Min CBores Wall	Minimum Tong Space ³		Bevel Diameter		Pin Cylinder Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter		Box Cbores Diameter		Box Connection Length	
			Max ID ¹	Min OD ²		Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
5 7/8 26.30	XT 57	E	4.875	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.306	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		X	4.875	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.306	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		G	4.875	6.563	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.306	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		S	4.750	6.625	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.306	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		Z-140	4.688	6.625	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.306	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
		V-150	4.625	6.750	0.313	6	8.26	6.862	6.705	5.852	5.306	7.250	7.241	5.309	5.262	5.971	5.909	7.260	7.255
6 5/8 25.20	XT 65	E	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		X	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		G	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		S	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		Z-140	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		V-150	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
6 5/8 27.70	XT 65	E	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		X	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		G	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		S	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		Z-140	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255
		V-150	5.688	7.438	0.313	6	9.26	7.860	7.703	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	6.846	6.784	8.260	8.255

1 The maximum pin ID for NOV Grant Prideco connections is based on a number of criteria governing the integrity of the connection itself. NOV Grant Prideco should be consulted on all occasions regarding boring of connection ID's to values other than NOV Grant Prideco nominal connection ID's. The connection ID impacts the weld integrity of drill pipe and HWDP products.

2 Premium Class Min OD is the NOV Grant Prideco minimum acceptable box OD for the connection or the box OD which generates a 0.8 TSR between the connection and the Premium Class tube, whichever is greater.

3 Tong space excludes hardbanding.

4 When conflicts arise between this standard and manufacturer's requirements, the manufacturer's requirements shall apply.

5 If the actual box OD is less than or equal to the specified bevel diameter plus 3/64", then the bevel diameter range is void and a 1/32" x 45° break edge is required.

Tabla 3.7.10 Criterios De Aceptación Para Tool Joint Usado

Table 3.7.10 Used Tool Joint Acceptance Criteria
(All dimensions in inches)
VAM Drilling Express™

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	New ID	Premium Class			Class 2			Minimum Tong Space		Bevel Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter	Box Connection Length		Box Chord Diameter
				Max ID ¹	Min OD	Min Shoulder	Max ID	Min OD	Min Shoulder	Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
2 7/8 10.40	VAM Express VX24	G-105	1-1/2	1-9/16	3-1/8	13/64	1-9/16	3-1/8	11/64	4	6	3-11/64	2-63/64	5.003	4.997	2.027	5.005	4.999	2.649
		S-135	1-1/2	1-9/16	3-1/8	13/64	1-9/16	3-1/8	13/64	4	6	3-11/64	3-3/64	5.003	4.997	2,027	5.005	4.999	2.649
	VAM Express VX26	G-105	1-1/2	1-9/16	3-1/4	5/32	1-9/16	3-1/4	5/32	4	6-1/4	3-33/64	3-11/64	5.253	5.247	2,242	5.254	5.248	2.887
		S-135	1-1/2	1-9/16	3-3/8	7/32	1-9/16	3-9/32	11/64	4	6-1/4	3-33/64	3-13/64	5.253	5.247	2,242	5.254	5.248	2.887
3 1/2 13.30	VAM Express VX38	G-105	2-3/4	2-13/16	4-3/8	5/32	2-13/16	4-3/8	5/32	4	7	4-47/64	4-19/64	6.004	5.996	3.268	6.007	5.999	4.005
4 14.00	VAM Express VX38	S-135	2-7/16	2-1/2	4-1/2	7/32	2-1/2	4-3/8	5/32	4	7	4-47/64	4-19/64	6.004	5.996	3.288	6.007	5.999	4.005
	VAM Express VX39	G-105	2-13/16	2-7/8	4-9/16	9/64	2-7/8	4-9/16	9/64	4	6-3/4	4-61/64	4-31/64	5.755	5.747	3.519	5.755	5.747	4.212
	S-135	2-13/16	2-7/8	4-11/16	13/64	2-7/8	4-9/16	9/64	4	6-3/4	4-61/64	4-31/64	5.755	5.747	3.591	5.755	5.747	4.212	
	VAM Express VX40	S-135	3	3-1/16	4-31/32	7/32	3-1/16	4-31/32	7/32	4	7-1/4	5-15/64	4-57/64	6.254	6.247	3.591	6.254	6.247	4.476
4 15.70	VAM Express VX39	G-105	2-13/16	2-7/8	4-9/16	9/64	2-7/8	4-9/16	9/64	4	6-3/4	4-61/64	4-31/64	5.755	5.747	3.591	5.755	5.747	4.212
		S-135	2-3/4	2-13/16	4-23/32	7/32	2-13/16	4-19/32	5/32	4	6-3/4	4-61/64	4-33/64	5.755	5.747	3.591	5.755	5.747	4.212
4 1/2 16.60	VAM Express VX46	G-105	3-3/4	3-13/16	5-5/8	13/64	3-13/16	5-5/8	13/64	4-3/8	7-3/4	5-61/64	5-35/64	6.755	6.747	4.368	6.754	6.746	5.157
		S-135	3-1/2	3-9/16	5-5/8	13/64	3-9/16	5-5/8	13/64	4-3/8	7-3/4	5-61/64	5-35/64	6.755	6.747	4.368	6.754	6.746	5.157
4 1/2 20.00	VAM Express VX46	G-105	3-1/2	3-9/16	5-5/8	13/64	3-9/16	5-5/8	13/64	4-3/8	7-3/4	5-61/64	5-35/64	6.755	6.747	4.368	6.754	6.746	5.157
		S-135	3	3-1/16	5-5/8	13/64	3-1/16	5-5/8	13/64	4-3/8	7-3/4	5-61/64	5-35/64	6.755	6.747	4.368	6.754	6.746	5.157
5 19.50	VAM Express VX50	G-105	4	4-1/16	6-1/32	13/64	4-1/16	6-1/32	13/64	4-5/8	8	6-33/64	5-61/64	7.005	6.996	4.742	7.005	6.996	5.555
		S-135	3-3/4	3-13/16	6-1/32	13/64	3-13/16	6-1/32	13/64	4-5/8	8	6-33/64	5-61/64	7.005	6.996	4.742	7.005	6.996	5.555
5 25.60	VAM Express VX50	G-105	3-3/4	3-13/16	6-1/32	13/64	3-13/16	6-1/32	13/64	4-5/8	8	6-33/64	5-61/64	7.005	6.996	4.742	7.005	6.996	5.555

Table 3.7.10 Used Tool Joint Acceptance Criteria
(All dimensions in inches)
VAM Drilling Express™

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	New ID	Premium Class			Class 2			Minimum Tong Space		Bevel Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter	Box Connection Length		Box Chord Diameter
				Max ID ¹	Min OD	Min Shoulder	Max ID	Min OD	Min Shoulder	Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
5 1/2 21.90	VAM Express VX54	S-135	4	4-1/16	6-7/32	13/64	4-1/16	6-7/32	13/64	5-1/4	7-3/8	6-55/64	6-9/64	6.381	6.370	4.996	6.384	6.373	5.749
	VAM Express VX57	G-105	4-1/2	4-9/16	6-15/32	13/64	4-9/16	6-15/32	13/64	5-1/4	8	6-59/64	6-25/64	7.006	6.997	5.177	7.006	6.997	5.990
5 1/2 24.70	VAM Express VX54	S-135	4	4-1/16	6-11/32	17/64	4-1/16	6-7/32	13/64	5-1/4	7-3/8	6-55/64	6-9/64	6.381	6.370	4.996	6.384	6.373	5.749
	VAM Express VX57	G-105	4-1/2	4-9/16	6-15/32	13/64	4-9/16	6-15/32	13/64	5-1/4	8	6-59/64	6-25/64	7.006	6.997	5.177	7.006	6.997	5.950
	S-135	4-1/4	4-5/16	6-17/32	15/64	4-5/16	6-15/32	13/64	5-1/4	8	6-59/64	6-25/64	7.006	6.997	5.177	7.006	6.997	5.950	
5 7/8 23.40	VAM Express VX57	G-105	4-1/2	4-9/16	6-15/32	13/64	4-9/16	6-15/32	13/64	5-1/4	8	6-59/64	6-25/64	7.006	6.997	5.177	7.006	6.997	5.950
		S-135	4-1/4	4-5/16	6-9/16	1/4	4-5/16	6-15/32	13/64	5-1/4	8	6-59/64	6-25/64	7.006	6.997	5.177	7.006	6.997	5.950
																			0.361 wall
5 7/8 26.30	VAM Express VX57	G-105	4-1/2	4-9/16	6-9/16	1/4	4-9/16	6-15/32	13/64	5-1/4	8	6-59/64	6-25/64	7.006	6.997	5.177	7.006	6.997	5.950
		S-135	4-1/4	4-5/16	6-11/16	5/16	4-5/16	6-17/32	15/64	5-1/4	8	6-59/64	6-29/64	7.006	6.997	5.177	7.006	6.997	5.950
																			0.415 wall
6 5/8 25.20	VAM Express VX65	G-105	5-1/2	5-9/16	7-1/2	7/32	5-9/16	7-1/2	7/32	5-1/2	8-3/8	7-59/64	7-27/64	7.379	7.371	6.166	7.379	7.371	7.016
		S-135	5-1/2	5-9/16	7-5/8	9/32	5-9/16	7-1/2	7/32	5-1/2	8-3/8	7-59/64	7-27/64	7.379	7.371	6.166	7.379	7.371	7.016
6 5/8 27.70	VAM Express VX65	G-105	5-1/2	5-9/16	7-1/2	7/32	5-9/16	7-1/2	7/32	5-1/2	8-3/8	7-59/64	7-27/64	7.379	7.371	6.166	7.379	7.371	7.016
		S-135	5-1/4	5-5/16	7-17/32	15/64	5-5/16	7-1/2	7/32	5-1/2	8-3/8	7-59/64	7-27/64	7.379	7.371	6.166	7.379	7.371	7.016

¹ When conflicts arise between this standard and manufacturer's requirements, the manufacturer's requirements shall apply.

Tabla 3.7.11 Criterios De Aceptación Para Tool Joint Usado

Table 3.7.11 Used Tool Joint Acceptance Criteria
(All dimensions in inches)
VAM Drilling EIS®

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	New ID	Premium Class			Class 2			Minimum Tong Space		Bevel Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter	Box Connection Length		Box Cbore Diameter	
				Max ID'	Min OD	Min Shoulder	Max ID	Min OD	Min Shoulder	Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max		
2 7/8 10.40	NC26 VAM EIS	X-95	1-1/2	1-9/16	3-5/16	9/64	1-9/16	3-5/16	9/64	4	4-5/8	3-5/16	3-1/4	3.627	3.620	2.074	3.632	3.625	3	
		G-105	1-1/2	1-9/16	3-5/16	9/64	1-9/16	3-5/16	9/64	4	4-5/8	3-5/16	3-1/4	3.627	3.620	2.074	3.632	3.625	3	
		S-135	1-1/2	1-9/16	3-15/16	7/32	1-9/16	3-11/16	5/32	4	4-5/8	3-5/16	3-9/32	3.627	3.620	2.074	3.632	3.625	3	
	NC31 VAM EIS	E-75	2	2-1/16	3-31/32	7/32	2-1/16	3-31/32	7/32	4	5-1/8	4	3-29/32	4.127	4.120	2.531	4.132	4.125	3-33/64	
		X-95	2	2-1/16	3-31/32	7/32	2-1/16	3-31/32	7/32	4	5-1/8	4	3-29/32	4.127	4.120	2.531	4.132	4.125	3-33/64	
		G-105	2	2-1/16	3-31/32	7/32	2-1/16	3-31/32	7/32	4	5-1/8	4	3-29/32	4.127	4.120	2.531	4.132	4.125	3-33/64	
		S-135	2	2-1/16	3-31/32	7/32	2-1/16	3-31/32	7/32	4	5-1/8	4	3-29/32	4.127	4.120	2.531	4.132	4.125	3-33/64	
	3 1/2 13.30	NC31 VAM EIS	E-75	2	2-1/16	3-31/32	7/32	2-1/16	3-31/32	7/32	4	5-1/8	4	3-29/32	4.127	4.120	2.531	4.132	4.125	3-33/64
		NC38 VAM EIS	E-75	2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64
X-95			2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64	
G-105			2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64	
S-135			2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64	
3 1/2 15.50	NC38 VAM EIS	E-75	2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64	
	X-95	2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64		
	G-105	2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64		
	S-135	2-7/16	2-1/2	4-19/32	7/32	2-1/2	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64		
	4 14.00	NC38 VAM EIS	E-75	2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64
X-95			2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64	
G-105			2-9/16	2-5/8	4-19/32	7/32	2-5/8	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64	
S-135		2-7/16	2-1/2	4-21/32	1/4	2-1/2	4-19/32	7/32	4	5-5/8	4-5/8	4-17/32	4.627	4.620	3.047	4.632	4.625	4-9/64		
NC40 VAM EIS	S-135	2-11/16	2-3/4	4-7/8	7/32	2-3/4	4-7/8	7/32	5	6-1/8	5-1/16	4-13/16	5.127	5.120	3.227	5.132	5.125	4-13/32		
4 15.70	NC40 VAM EIS	S-135	2-9/16	2-5/8	4-7/8	7/32	2-5/8	4-7/8	7/32	5	6-1/8	5-1/16	4-13/16	5.127	5.120	3.227	5.132	5.125	4-13/32	
	4 1/2 16.60	NC46 VAM EIS	E-75	3	3-1/16	5-7/16	7/32	3-1/16	5-7/16	7/32	4-3/8	6-1/8	5-49/64	5-3/8	5.127	5.120	3.781	5.132	5.125	4-31/32
X-95			3	3-1/16	5-7/16	7/32	3-1/16	5-7/16	7/32	4-3/8	6-1/8	5-49/64	5-3/8	5.127	5.120	3.781	5.132	5.125	4-31/32	
G-105			3	3-1/16	5-7/16	7/32	3-1/16	5-7/16	7/32	4-3/8	6-1/8	5-49/64	5-3/8	5.127	5.120	3.781	5.132	5.125	4-31/32	
S-135		3	3-1/16	5-7/16	7/32	3-1/16	5-7/16	7/32	4-3/8	6-1/8	5-49/64	5-3/8	5.127	5.120	3.781	5.132	5.125	4-31/32		

Table 3.7.11 Used Tool Joint Acceptance Criteria
(All dimensions in inches)
VAM Drilling EIS®

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	New ID	Premium Class			Class 2			Minimum Tong Space		Bevel Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter	Box Connection Length		Box Cbore Diameter
				Max ID'	Min OD	Min Shoulder	Max ID	Min OD	Min Shoulder	Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
4 1/2 16.60	NC50 VAM EIS	E-75	3-1/2	3-9/16	5-27/32	7/32	3-9/16	5-27/32	7/32	4-5/8	6-1/8	6-7/64	5-25/32	5.127	5.120	4.197	5.132	5.125	5-3/8
		X-95	3-1/2	3-9/16	5-27/32	7/32	3-9/16	5-27/32	7/32	4-5/8	6-1/8	6-7/64	5-25/32	5.127	5.120	4.197	5.132	5.125	5-3/8
		G-105	3-1/2	3-9/16	5-27/32	7/32	3-9/16	5-27/32	7/32	4-5/8	6-1/8	6-7/64	5-25/32	5.127	5.120	4.197	5.132	5.125	5-3/8
		S-135	3-1/2	3-9/16	5-27/32	7/32	3-9/16	5-27/32	7/32	4-5/8	6-1/8	6-7/64	5-25/32	5.127	5.120	4.197	5.132	5.125	5-3/8
	NC46 VAM EIS	E-75	3	3-1/16	5-7/16	7/32	3-1/16	5-7/16	7/32	4-3/8	6-1/8	5-49/64	5-3/8	5.127	5.120	3.781	5.132	5.125	4-31/32
5 19.50	NC50 VAM EIS	E-75	3-1/2	3-9/16	5-27/32	7/32	3-9/16	5-27/32	7/32	4-5/8	6-1/8	6-7/64	5-25/32	5.127	5.120	4.197	5.132	5.125	5-3/8
		X-95	3-1/2	3-9/16	5-27/32	7/32	3-9/16	5-27/32	7/32	4-5/8	6-1/8	6-7/64	5-25/32	5.127	5.120	4.197	5.132	5.125	5-3/8
		G-105	3-1/2	3-9/16	5-27/32	7/32	3-9/16	5-27/32	7/32	4-5/8	6-1/8	6-7/64	5-25/32	5.127	5.120	4.197	5.132	5.125	5-3/8
		S-135	3-1/2	3-9/16	5-27/32	7/32	3-9/16	5-27/32	7/32	4-5/8	6-1/8	6-7/64	5-25/32	5.127	5.120	4.197	5.132	5.125	5-3/8
	NC50 VAM EIS	E-75	3-1/2	3-9/16	5-27/32	7/32	3-9/16	5-27/32	7/32	4-3/4	6-1/8	6-7/64	5-25/32	5.127	5.120	4.197	5.132	5.125	5-3/8
5 1/2 21.90	5 1/2 FH VAM EIS	E-75	4	4-1/16	6-7/16	7/32	4-1/16	6-7/16	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	4.637	5.632	5.625	5-31/32
		X-95	4	4-1/16	6-7/16	7/32	4-1/16	6-7/16	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	4.637	5.632	5.625	5-31/32
		G-105	4	4-1/16	6-7/16	7/32	4-1/16	6-7/16	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	4.637	5.632	5.625	5-31/32
		S-135	4	4-1/16	6-1/2	1/4	4-1/16	6-7/16	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	4.637	5.632	5.625	5-31/32
	5 1/2 FH VAM EIS	E-75	4	4-1/16	6-7/16	7/32	4-1/16	6-7/16	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	4.637	5.632	5.625	5-31/32
5 1/2 24.70	5 1/2 FH VAM EIS	X-95	4	4-1/16	6-7/16	7/32	4-1/16	6-7/16	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	4.637	5.632	5.625	5-31/32
		G-105	4	4-1/16	6-7/16	7/32	4-1/16	6-7/16	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	4.637	5.632	5.625	5-31/32
		S-135	3-3/4	3-13/16	5-1/2	1/4	3-13/16	6-7/16	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	4.637	5.632	5.625	5-31/32
	5 1/2 FH VAM EIS	E-75	4	4-1/16	6-7/16	7/32	4-1/16	6-7/16	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	4.637	5.632	5.625	5-31/32

Table 3.7.11 Used Tool Joint Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

VAM Drilling EIS¹

Nominal Size/Wt	Conn	Grade	New ID	Premium Class			Class 2			Minimum Tong Space		Bevel Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter		Box Connection Length		Box Bore Diameter
				Max ID ¹	Min OD	Min Shoulder	Max ID	Min OD	Min Shoulder	Pin	Box	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Max	
5 7/8 23.40	5 1/2 FH VAM EIS	G-105 S-135	4 3-3/4	4-1/16	6-13/32	7/32	4-1/16	6-13/32	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	5-31/32	
				3-13/16	6-17/32	17/64	3-13/16	6-13/32	7/32	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	5-31/32	
5 7/8 26.70	5 1/2 FH VAM EIS	S-135	3-3/4	3-13/16	6-21/32	21/64	3-13/16	6-1/2	1/4	5-1/4	6-5/8	6-49/64	6-3/8	5.627 ¹	5.620	5.566	5.632	5.625	5-31/32	
6 5/8 25.20	6 5/8 FH VAM EIS	E-75 X-95 G-105 S-135	5 5 5 4-3/4	5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/2	6-5/8	7-3/4	7-5/16	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	6-29/32	
				5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/2	6-5/8	7-3/4	7-5/16	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	6-29/32	
				5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/2	6-5/8	7-3/4	7-5/16	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	6-29/32	
				4-13/16	7-3/8	7/32	4-13/16	7-3/8	7/32	5-1/2	6-5/8	7-3/4	7-5/16	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	6-29/32	
6 5/8 27.70	6 5/8 FH VAM EIS	E-75 X-95 G-105 S-135	5 5 5 4-3/4	5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/2	6-5/8	7-3/4	7-5/16	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	6-29/32	
				5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/2	6-5/8	7-3/4	7-5/16	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	6-29/32	
				5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/16	7-3/8	7/32	5-1/2	6-5/8	7-3/4	7-5/16	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	6-29/32	
				4-13/16	7-7/16	1/4	4-13/16	7-3/8	7/32	5-1/2	6-5/8	7-3/4	7-5/16	5.627	5.620	5.566	5.632	5.625	6-29/32	

¹ When conflicts arise between this standard and manufacturer's requirements, the manufacturer's requirements shall apply.

Tabla 3.8. Criterios De Aceptación Para Conexiones Usadas De BHA

Table 3.8 Used BHA Connection Dimensional Acceptance Criteria

(All dimensions in inches)

Connection	ID Nom.	Acceptable Outside Diameter Range ^a						OD Greater or = to ¹	Bevel Diameter Range ²		Other Dimensions ⁴								
		BSR 1.8 - 2.5		BSR 2.25 - 2.75		BSR 2.5 - 3.2			Min	Max									
		OD Min	OD Max	OD Min	OD Max	OD Min	OD Max												
NC23	1 1/8	2 5/8/64	3 9/64	--	--	--	--	3 1/8	2 61/64	3 4/64	Max Pin Length	3 1/16							
	1 1/4	2 56/64	3 7/64	--	--	--	--				Min C'Bore Depth	9/16							
	1 1/2	2 51/64	3	--	--	--	--				Max C'Bore Diameter	2 11/16							
	1 3/4	2 42/64	2 53/64	--	--	--	--				Boreback Diameter	N/A							
NC26	1 1/2	3 17/64	3 34/64	--	--	--	--	3 3/8	3 19/64	3 22/64 ⁷	Max Pin Length	3 1/16							
	1 3/4	3 12/64	3 27/64	--	--	--	--	3 1/2	3 20/64	3 29/64	Min C'Bore Depth	9/16							
	2	3 2/64	3 15/64	--	--	--	--	3 5/8	3 20/64	3 30/64 ⁷	Max C'Bore Diameter	3							
								3 3/4	3 20/64	3 30/64 ⁷	Boreback Diameter	N/A							
								3 7/8	3 20/64	3 42/64 ⁷	Pin Relief Diameter	N/A							
											Pin Relief Width	N/A							
NC31	1 1/2	3 63/64	4 20/64	--	--	--	--	4 1/8	3 63/64	4 5/64	Max Pin Length	3 9/16							
	1 3/4	3 60/64	4 16/64	--	--	--	--	4 1/4	3 63/64	4 13/64	Min C'Bore Depth	9/16							
	2	3 55/64	4 10/64	--	--	--	--	4 3/8	3 63/64	4 21/64	Max C'Bore Diameter	3 33/64							
											Boreback Diameter	N/A							
											Pin Relief Diameter	N/A							
NC35	2	4 23/64	4 46/64	--	--	--	--	4 1/2	4 21/64	4 29/64	Max Pin Length	3 13/16							
	2 1/4	4 18/64	4 39/64	--	--	--	--	4 5/8	4 21/64	4 37/64	Min C'Bore Depth	9/16							
	2 1/2	4 10/64	4 30/64	--	--	--	--	4 3/4	4 21/64	4 43/64	Max C'Bore Diameter	3 7/8							
											Boreback Diameter	3 15/64 - 3 16/64							
NC38	2 1/4	4 44/64	5 4/64	--	--	--	--	4 3/4	4 39/64	4 45/64	Max Pin Length	4 1/16							
	2 1/2	4 38/64	4 61/64	--	--	--	--	4 7/8	4 39/64	4 53/64	Min C'Bore Depth	9/16							
								5	4 39/64	4 61/64	Max C'Bore Diameter	4 9/64							
								5 1/8	4 39/64	5 5/64	Boreback Diameter	3 30/64 - 3 31/64							
								5 1/4	4 39/64	5 5/64	Pin Relief Diameter	3.477 - 3.508							
											Pin Relief Width	3/4 (+9/32, -1/32)							
											Boreback Cylinder Length	6 3/4 - 7 1/2							



Table 3.8 Used BHA Connection Dimensional Acceptance Criteria
(All dimensions in inches)

Connection	ID Nom.	Acceptable Outside Diameter Range ^a						OD Greater or = to ¹	Bevel Diameter Range ²		Other Dimensions ³	
		BSR 1.8 - 2.5		BSR 2.25 - 2.75		BSR 2.5 - 3.2			Min	Max		
		OD Min	OD Max	OD Min	OD Max	OD Min	OD Max					
NC40	2	5 6/64	5 3/4/64	--	--	--	--	5 1/4	5 2/64	5 13/64	Max Pin Length	4 9/16
	2 1/4	5 3/64	5 29/64	--	--	--	--	5 3/8	5 2/64	5 21/64	Min C'Bore Depth	9/16
	2 1/2	4 62/64	5 24/64	--	--	--	--	5 1/2	5 2/64	5 27/64	Max C'Bore Diameter	4 13/32
	2 13/16	4 53/64	5 13/64	--	--	--	--	5 5/8	5 2/64	5 27/64	Boreback Diameter	3 42/64 - 3 43/64
								5 3/4	5 2/64	5 27/64	Pin Relief Diameter	3.741 - 3.772
NC44	2 1/4	5 35/64	5 63/64 ⁶	6 ⁶	6 10/64	--	--	5 1/2	5 27/64	5 29/64	Max Pin Length	4 9/16
	2 1/2	5 31/64	5 60/64	6 ⁶	6 5/64	--	--	5 5/8	5 27/64	5 37/64	Min C'Bore Depth	9/16
	2 13/16	5 24/64	5 52/64	--	--	--	--	5 3/4	5 27/64	5 45/64	Max C'Bore Diameter	4 3/4
	3	5 19/64	5 45/64	--	--	--	--	5 7/8	5 27/64	5 53/64	Boreback Diameter	4 - 4 1/64
								6	5 27/64	5 56/64	Pin Relief Diameter	4.086 - 4.117
NC46	2 1/4	5 54/64	5 63/64 ⁶	6 10/64	6 31/64	--	--	6	5 45/64	5 61/64	Max Pin Length	4 9/16
	2 1/2	5 51/64	5 63/64 ⁶	6 7/64	6 27/64	--	--	6 1/8	5 45/64	6 5/64	Min C'Bore Depth	9/16
	2 13/16	5 45/64	5 63/64 ⁶	6	6 20/64	--	--	6 1/4	5 45/64	6 13/64	Max C'Bore Diameter	4 31/32
	3	5 41/64	5 63/64 ⁶	6 ⁶	6 14/64	--	--	6 3/8	5 45/64	6 19/64	Boreback Diameter	4 13/64 - 4 7/32
								6 1/2	5 45/64	6 19/64	Pin Relief Diameter	4.295 - 4.326
NC50	2 1/4	--	--	6 50/64	7 9/64	--	--	6 1/4	6 11/64	6 13/64	Max Pin Length	4 9/16
	2 1/2	--	--	6 47/64	7 6/64	--	--	6 3/8	6 19/64	6 23/64 ⁷	Min C'Bore Depth	9/16
	2 13/16	--	--	6 43/64	7 1/64	--	--	6 1/2	6 21/64	6 29/64	Max C'Bore Diameter	5 3/8
	3	--	--	6 39/64	6 60/64	--	--	6 5/8	6 21/64	6 37/64	Boreback Diameter	4 40/64 - 4 41/64
	3 1/4	--	--	6 32/64	6 53/64	--	--	6 3/4	6 21/64	6 45/64	Pin Relief Diameter	4.711 - 4.742
NC56	2 1/2	--	--	7 28/64	7 55/64	8 ⁸	8 13/64	7 1/4	7 4/64	7 13/64	Max Pin Length	5 1/16
	2 13/16	--	--	7 24/64	7 51/64	8 ⁸	8 8/64	7 3/8	7 4/64	7 21/64	Min C'Bore Depth	9/16
	3	--	--	7 21/64	7 48/64	8 ⁸	8 5/64	7 1/2	7 4/64	7 29/64	Max C'Bore Diameter	6
	3 1/4	--	--	7 17/64	7 42/64	--	--	7 5/8	7 4/64	7 37/64	Boreback Diameter	4 51/64 - 4 52/64
	3 1/2	--	--	7 10/64	7 35/64	--	--	7 3/4	7 4/64	7 45/64	Pin Relief Diameter	5.246 - 5.277

Tabla 3.9.1 Datos Dimensionales Para Heavy Weight Drill Pipe Usado

Table 3.9.1 Used Heavy Weight Drill Pipe Dimensional Data
(All dimensions in inches)

Size	Conn Type	Nom Box OD	Nom Pin ID	Third Edition Criteria ^a				Fourth Edition Criteria ^a				Max Chore Diameter	Min Tong Space		Pin Stress Relief Groove		Boreback Stress Relief				
				Min Box OD	Max Pin ID ^b	Max Bevel Diameter ^c	Min Seal Width ^d	Min Box OD	Max Pin ID ^b	Max Bevel Diameter ^c	Min Seal Width ^d		Pin	Box	Diameter	Width ^e (+9/32, -1/8)	Max Pin Length	Diameter	Length		
2 7/8	NC26	3 3/8	1 1/2	3 11/32	1 53/64	3 5/16	5/32	3 11/32	1 53/64	3 9/32	9/64	3	3 3/64	10	10	N/A	N/A	N/A	N/A		
				4 1/16	2 1/64	4 1/64	1/4	4 1/32	2 5/64	3 31/32	7/32	3 3/64	10	10	N/A	N/A	3 9/16	N/A	N/A		
3 1/2	NC38	4 3/4	2 1/16 - 2 1/4	4 11/16	2 23/32	4 41/64	1/4	4 21/32	2 25/32	4 19/32	4 9/64	4	4 9/64	10	10	3.477 - 3.508	3/4	4 11/16	3 15/32 - 3 31/64	7 - 7 3/4	
				4 7/8	2 11/16 - 2 1/4	4 13/16	2 1/2	4 49/64	9/32	4 21/32	2 25/32	4 19/32	14/32 ^{***}	4 9/64	10	10	3.477 - 3.508	3/4	4 11/16	3 15/32 - 3 31/64	7 - 7 3/4
				5	2 1/16 - 2 1/4	N/A	N/A	N/A	N/A	4 21/32	2 25/32	4 19/32	14/32 ^{***}	4 9/64	10	10	3.477 - 3.508	3/4	4 11/16	3 15/32 - 3 31/64	7 - 7 3/4
4	NC40	5 1/4	2 9/16	N/A	N/A	N/A	N/A	5 3/32	2 49/64	5 1/32	9/32	4 13/32	10	10	3.741 - 3.772	3/4	4 9/16	3 21/32 - 3 43/64	7 1/2 - 8 1/4		
				5 5/64	2 51/64	5 1/32	19/64	5 3/32	2 49/64	5 1/32	17/64	4 13/32	10	10	3.741 - 3.772	3/4	4 9/16	3 21/32 - 3 43/64	7 1/2 - 8 1/4		
4 1/2	NC46	6 1/4	2 11/16	N/A	N/A	N/A	N/A	5 51/64	3 1/8	5 47/64	11/32	4 31/32	10	10	4.295 - 4.326	3/4	4 9/16	4 13/64 - 4 7/32	7 1/2 - 8 1/4		
				6 1/4	2 3/4 - 2 13/16	5 53/64	3 1/16	5 25/32	3/8	5 51/64	3 1/8	5 47/64	21/64	6 31/32	10	10	4.295 - 4.326	3/4	4 9/16	4 13/64 - 4 7/32	7 1/2 - 8 1/4
5	NC50	6 5/8	3	6 21/64	3 23/64	6 9/32	13/32	6 9/64	3 11/16	6 5/64	3/8	5 3/8	10	10	4.711 - 4.742	3/4	4 9/16	4 5/8 - 4 41/64	7 1/2 - 8 1/4		
5 1/2	5 1/2 FH	7	3 1/4 - 3 3/8	6 57/64	3 31/32	6 27/32	25/64	6 51/64	4 9/64	6 47/64	3/8	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4		
				N/A	N/A	N/A	N/A	6 51/64	4 9/64	6 47/64	23/64	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4		
				N/A	N/A	N/A	N/A	6 51/64	4 9/64	6 47/64	21/64	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4		
				7 1/64	3 3/4	6 31/32	15/32	6 51/64	4 9/64	6 47/64	13/32 ^{***}	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4		
				7 1/4	3 7/8	N/A	N/A	6 51/64	4 9/64	6 47/64	23/64	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4		
				7 1/4	4	6 49/64	4 3/16	6 23/32	23/64	6 51/64	4 9/64	6 47/64	21/64	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4
				7 1/2	3 1/4	N/A	N/A	N/A	N/A	7 11/64	3 7/16	7 7/64	29/64	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4
				7 1/2	3 3/8	N/A	N/A	N/A	N/A	7 11/64	3 1/2	7 7/64	71/6	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4
				7 1/2	3 7/8	N/A	N/A	N/A	N/A	7 11/64	4	7 7/64	23/64	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4
				7 1/2	4	N/A	N/A	N/A	N/A	7 11/64	4 1/8	7 7/64	21/64	5 31/32	10	10	5.219 - 5.250	3/4	5 1/16	5 7/64 - 5 1/8	8 - 8 3/4
6 5/8	6 5/8 FH	8	4 - 4 1/2	7 55/64	4 59/64	7 13/16	13/32	7 25/32	5 3/64	7 23/32	25/64	6 29/32	10	10	6.148 - 6.179	3/4	5 1/16	6 3/64 - 6 1/16	8 - 8 3/4		
				7 47/64	5 1/8	7 11/16	11/32	7 25/32	5 1/8	7 23/32	21/64	6 29/32	10	10	6.148 - 6.179	3/4	5 1/16	6 3/64 - 6 1/16	8 - 8 3/4		
				N/A	N/A	N/A	N/A	7 25/32	5 3/64	7 23/32	27/64 ^{***}	6 29/32	10	10	6.148 - 6.179	3/4	5 1/16	6 3/64 - 6 1/16	8 - 8 3/4		
				8 1/4	4 - 4 1/2	N/A	N/A	N/A	N/A	7 25/32	5 1/8	7 23/32	27/64	6 29/32	10	10	6.148 - 6.179	3/4	5 1/16	6 3/64 - 6 1/16	8 - 8 3/4
				8 1/4	5	N/A	N/A	N/A	N/A	7 25/32	5 1/8	7 23/32	27/64	6 29/32	10	10	6.148 - 6.179	3/4	5 1/16	6 3/64 - 6 1/16	8 - 8 3/4
				8 1/2	4 - 4 1/2	N/A	N/A	N/A	N/A	7 25/32	5 3/64	7 23/32	27/64 ^{***}	6 29/32	10	10	6.148 - 6.179	3/4	5 1/16	6 3/64 - 6 1/16	8 - 8 3/4

Tabla 3.9.2 Datos Dimensionales Para Heavy Weight Drill Pipe Usado

Table 3.9.2 Used Heavy Weight Drill Pipe Dimensional Data
NOV Grant Prideco HI TORQUE®

Nominal Size	Conn	Min Box OD ¹	Max Pin ID ²	Bevel Diameter		Minimum			Min Cbore Wall	Box Cbore Diameter		Pin Cylinder Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter		Box Connection Length	
				Max	Min	Tong Pin	Space ³ Box	Center Pad OD		Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
3 1/2	HT 38	4.703	2.750	4.794	4.637	10	10	3.875	0.313	4.109	4.047	3.926	3.880	5.505	5.496	3.219	3.172	5.515	5.510
4	HT 40	4.969	2.813	5.016	4.859	10	10	4.375	0.313	4.375	4.313	4.171	4.125	6.276	6.267	3.353	3.306	6.286	6.281
4 1/2	HT 46	5.531	3.125	5.986	5.829	10	10	4.875	0.313	4.937	4.875	4.724	4.678	6.291	6.282	3.906	3.859	6.301	6.296
5	HT 50	5.938	3.313	6.281	6.124	10	10	5.375	0.313	5.344	5.282	5.140	5.094	6.159	6.150	4.344	4.297	6.169	6.164
5 1/2	HT 55	6.531	3.688	7.014	6.857	10	10	5.875	0.313	5.937	5.875	5.735	5.689	7.347	7.338	4.713	4.666	7.357	7.352
6 5/8	HT 65	7.469	4.625	7.704	7.547	10	10	7.000	0.313	6.875	6.813	6.662	6.616	7.500	7.491	5.613	5.566	7.509	7.504

Tabla 3.9.3 Datos Dimensionales Para Heavy Weight Drill Pipe Usado

Table 3.9.3 Used Heavy Weight Drill Pipe Dimensional Data
NOV Grant Prideco eXtreme™ Torque

Nominal Size	Conn	Min Box OD ¹	Max Pin ID ²	Bevel Diameter		Minimum			Min Cbore Wall	Box Cbore Diameter		Pin Cylinder Diameter		Pin Connection Length		Pin Nose Diameter		Box Connection Length	
				Max	Min	Tong Pin	Space ³ Box	Center Pad OD		Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
3 1/2	XT 38	4.478	2.563	4.704	4.547	10	10	3.875	0.250	4.009	3.947	3.890	3.844	4.625	4.616	3.378	3.332	4.628	4.623
4	XT 39	4.652	2.875	4.927	4.770	10	10	3.875	0.250	4.183	4.121	4.072	4.026	4.500	4.491	3.578	3.531	4.503	4.498
	XT 40	4.855	2.875	5.157	5.000	10	10	4.375	0.250	4.386	4.324	4.280	4.234	4.500	4.491	3.782	3.735	4.503	4.498
4 1/2	XT 46	5.727	3.438	6.075	5.918	10	10	4.875	0.313	5.133	5.071	4.966	4.920	7.500	7.491	4.368	4.321	7.510	7.505
5	XT 50	6.065	3.563	6.459	6.302	10	10	5.375	0.313	5.471	5.409	5.352	5.306	7.300	7.291	4.790	4.743	7.310	7.305
5 1/2	XT 54	6.323	3.500	6.610	6.453	10	10	5.875	0.313	5.729	5.667	5.610	5.564	7.000	6.991	5.067	5.020	7.010	7.005
	XT 57	6.565	3.875	6.862	6.705	10	10	5.875	0.313	5.971	5.909	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	7.260	7.255
5 7/8	XT 57	6.565	4.125	6.862	6.705	10	10	6.250	0.313	5.971	5.909	5.852	5.806	7.250	7.241	5.309	5.262	7.260	7.255
6 5/8	XT 65	7.440	4.750	7.860	7.703	10	10	7.000	0.313	6.846	6.784	6.727	6.681	8.250	8.241	6.121	6.074	8.260	8.255

Tabla 3.9.8 Datos Dimensionales Para Heavy Weight Drill Pipe Usado

Table 3.9.8 Used Heavy Weight Drill Pipe Dimensional Data
VAM Drilling

Nominal Size	Conn	Min Box OD	Max Pin ID	Max Bevel Diameter	Minimum			Min Shoulder	Max Pin Nose Diameter	Pin Connection Length		Max Cbore Diameter	Box Connection Length	
					Tong Pin	Space Box	Center Pad OD			Max	Min		Max	Min
5	NC50 EIS	5 27/32	3 1/16	6 7/64	4 3/4	6 1/8	5 3/8	7/32	4.197	5.127	5.120	5 3/8	5.132	5.125
	NC50 CDS	5 13/16	3 1/16	6 15/64	4 3/4	5 7/8	5 3/8	13/64	4.232	4.918	4.912	5 3/8	4.924	4.918
	VX50	6 1/32	3 1/16	6 33/64	4 5/8	8	5 3/8	13/64	4.742	7.005	6.996	5.555	7.005	6.996
5 1/2	5 1/2 FH VAM EIS	6 7/16	3 15/16	6 49/64	5 1/4	6 5/8	5 7/8	7/32	4.637	5.627	5.620	5 31/32	5.632	5.625
	5 1/2 FH VAM CDS	6 13/32	3 15/16	6 57/64	5 1/4	6 3/8	5 7/8	13/64	4.670	5.430	5.424	5 31/32	5.436	5.430
	VX57	6 15/32	4 1/16	6 59/64	5 1/4	8	5 7/8	13/64	5.177	7.006	6.997	5.990	7.006	6.997
5 7/8	5 1/2 FH VAM EIS	6 7/16	3 15/16	6 49/64	5 1/4	6 5/8	6 1/4	7/32	4.637	5.627	5.620	5 31/32	5.632	5.625
	5 1/2 FH VAM CDS	6 13/32	4 1/16	6 57/64	5 1/4	6 3/8	6 1/4	13/64	4.670	5.430	5.424	5 31/32	5.436	5.430
6 5/8	VX57	6 15/32	4 1/16	6 59/64	5 1/4	8	7	13/64	5.177	7.006	6.997	5.990	7.006	6.997
	6 5/8 FH VAM EIS	7 3/8	4 13/16	7 3/4	5 1/2	6 5/8	7	7/32	5.566	5.627	5.620	6 29/32	5.632	5.625
	6 5/8 FH VAM CDS	7 11/32	4 13/16	7 7/8	5 1/2	6 3/8	7	13/64	5.600	5.429	5.421	6 29/32	5.436	5.430
	VX65	7 1/2	5 1/16	7 59/64	5 1/2	8 3/8	6 7/8	7/32	6.166	7.379	7.371	7.016	7.379	7.371

1 When conflicts arise between this standard and manufacturer's requirements, the manufacturer's requirements shall apply.

Tabla 3.10 Datos De La Valvula De Flotación y Orificio De Flotación

Table 3.10 Float Bore and Float Valve Data

Valve Assembly Size	Connection Size	Bore Data		Valve Data	
		Bore Diameter (R, +1/64, -0) (in)	Bore Depth (A, ±1/16) (in)	Valve Diameter (D) (in)	Valve Length (L _v) (in)
1R	2-3/8 Reg	1-11/16	9-1/8	1-21/32	5-7/8
1F-2R	2-7/8 Reg	1-15/16	10	1-29/32	6-1/4
2F-3R	3-1/2 Reg	2-7/16	10-1/2	2-13/32	6-1/2
4R	4-1/2 Reg	3-1/2	12-13/16	3-15/32	8-5/16
5R	5-1/2 Reg	3-29/32	14-3/4	3-7/8	9-3/4
4R	6-5/8 Reg	3-1/2	13-9/16	3-15/32	8-5/16
5F-6R	6-5/8 Reg	4-13/16	17	4-25/32	11-3/4
5F-6R	7-5/8 Reg	4-13/16	17-1/4	4-25/32	11-3/4
5F-6R	8-5/8 Reg	4-13/16	17-3/8	4-25/32	11-3/4
6F	8-5/8 Reg	5-23/32	20-1/4	5-11/16	14-5/8
1R	NC 23	1-11/16	9-1/8	1-21/32	5-7/8
1F-2R	NC 26	1-15/16	9-1/2	1-29/32	6-1/4
2F-3R	NC 31	2-7/16	10-1/4	2-13/32	6-1/2
3 1/2 IF	NC 38	3-5/32	14-1/4	3-1/8	10
4R	NC 44	3-1/2	13-1/16	3-15/32	8-5/16
4F	NC 46	3-11/16	16-3/4	3-21/32	12
5R	NC 50	3-29/32	14-1/2	3-7/8	9-3/4
5F-6R	NC61	4-13/16	17-1/2	4-25/32	11-3/4
3F	3-1/2 FH	2-29/32	14	2-13/16	10
5F-6R	5-1/2 FH	4-13/16	17	4-25/32	11-3/4
5F-6R	5-1/2 IF	4-13/16	17	4-25/32	11-3/4
6F	6-5/8 IF	5-23/32	19-7/8	5-11/16	14-5/8

Tabla 3.10.1 Cálculos de orificios de flotación

Table 3.10.1 Float Bore Calculation (for cases not covered in Table 3.10)	
<p>To determine Float Bore Depth (A):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Measure Float Bore Diameter (R) 2) Obtain Valve Size and Valve Length (L_v) corresponding to (R) from Table 3.10 and the Max Pin Length (L_p) for the Sub's connection from Table 3.8. 3) Float Bore Depth (A) ± 1/16" = L_v + L_p + 3/16" 	<p>Where:</p> <ul style="list-style-type: none"> R = Bore Diameter L_v = Valve Length L_p = Max Pin Length (Table 3.8) 3/16" = Margin for proper Pin and Valve separation A = Bore Depth

Tabla 3.14 Relacion de resistencia a la flexion para conexiones de Drill Collar

Table 3.14
Bending Strength Ratio for Drill Collar Connections

6-5/8 IF

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ID (in)	9	9-1/8	9-1/4	9-3/8	9-1/2	9-5/8	OD (in) 9-3/4	9-7/8	10	10-1/8	10-1/4	10-3/8	10-1/2	10-5/8
3-1/4	1.50	1.60	1.70	1.80	1.91	2.02	2.13	2.24	2.36	2.48	2.60	2.72	2.85	2.98
3-1/2	1.52	1.62	1.73	1.83	1.94	2.05	2.16	2.28	2.40	2.52	2.64	2.76	2.89	3.02

2-3/8 REG

1	2	3	4	5	6	7
ID (in)	2-3/4	2-7/8	3	OD (in) 3-1/8	3-1/4	3-3/8
1-1/4	1.67	2.01	2.36	2.75	3.17	3.61
1-1/2	1.91	2.29	2.70	3.14	3.62	4.13

2-7/8 REG

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ID (in)	3-1/8	3-1/4	3-3/8	OD (in) 3-1/2	3-5/8	3-3/4	3-7/8	4
1-1/4	1.46	1.71	1.98	2.27	2.58	2.91	3.26	3.63
1-1/2	1.56	1.83	2.12	2.42	2.75	3.10	3.48	3.87
1-3/4	1.75	2.06	2.38	2.73	3.10	3.49	3.91	4.35

3-1/2 REG

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ID (in)	3-5/8	3-3/4	3-7/8	4	OD (in) 4-1/8	4-1/4	4-3/8	4-1/2	4-5/8	4-3/4
1-1/2	1.28	1.48	1.69	1.92	2.16	2.41	2.67	2.95	3.25	3.56
1-3/4	1.35	1.56	1.79	2.02	2.27	2.54	2.82	3.11	3.42	3.75
2	1.47	1.70	1.95	2.21	2.48	2.77	3.07	3.39	3.73	4.09

4-1/2 REG

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ID (in)	5-1/4	5-3/8	5-1/2	5-5/8	OD (in) 5-3/4	5-7/8	6	6-1/8	6-1/4	6-3/8
2	1.61	1.77	1.94	2.11	2.29	2.48	2.68	2.88	3.09	3.31
2-1/4	1.66	1.83	2.00	2.18	2.37	2.56	2.77	2.98	3.20	3.42
2-1/2	1.74	1.92	2.10	2.29	2.49	2.69	2.90	3.12	3.35	3.59

5-1/2 REG

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ID (in)	6-1/8	6-1/4	6-3/8	6-1/2	6-5/8	6-3/4	OD (in) 6-7/8	7	7-1/8	7-1/4	7-3/8	7-1/2	7-5/8
2-1/4	1.39	1.51	1.65	1.78	1.92	2.07	2.22	2.37	2.53	2.70	2.87	3.04	3.22
2-1/2	1.42	1.55	1.68	1.82	1.96	2.11	2.27	2.42	2.59	2.76	2.93	3.11	3.29
2-13/16	1.48	1.61	1.75	1.89	2.04	2.20	2.36	2.52	2.69	2.87	3.05	3.24	3.43
3	1.52	1.66	1.81	1.96	2.11	2.27	2.43	2.60	2.78	2.96	3.15	3.34	3.54
3-1/4	1.61	1.76	1.91	2.07	2.23	2.40	2.57	2.75	2.94	3.13	3.33	3.53	3.74
3-1/2	1.74	1.90	2.06	2.23	2.41	2.59	2.77	2.97	3.17	3.37	3.59	3.81	4.04