

**ESTANDARIZACION DEL PROCESO DE INSPECCION A TUBERIAS
(NUEVAS) UTILIZADOS EN EL SECTOR PETROLERO EN LA
COMPAÑÍA:
NATIONAL OILWELL VARCO (NOV)
-PRÁCTICA EMPRESARIAL-**

IVAN DE JESUS CHADID DE LA HOZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANER
FACULTAD DE FISICOQUIMICA
ESCUELA DE INGENIERIA METALURGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA
2011**

**ESTANDARIZACION DEL PROCESO DE INSPECCION A TUBERIAS
(NUEVAS) UTILIZADOS EN EL SECTOR PETROLERO EN LA
COMPAÑÍA:
NATONAL OILWELL VARCO (NOV)
-PRÁCTICA EMPRESARIAL-**

IVAN DE JESUS CHADID DE LA HOZ

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Metalúrgico.**

Director:

**Ing. DAVID MARTINEZ RUIZ
GERENTE DIVISION DE TUBULARES**

Codirector:

Ing. LUZ AMPARO QUINTERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANER
FACULTAD DE FISICOQUIMICA
ESCUELA DE INGENIERIA METALURGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de vivir esta etapa tan maravillosa.

A mis padres Iván chadid e Ismenia de la Hoz por el apoyo incondicional y amor que me brindaron.

A mis hermanos francisco y José chadid que son el motivo de mi existir y mi ejemplo de vida.

A mi novia Lina Lozano por estar a mi lado y dar hasta lo imposible para ayudarme, y sus padres Fredy lozano y Nelba Álzate que con sus consejos y oraciones me dieron fuerzas para completar este camino.

A todas las personas que me acompañaron en este periodo de mi vida, que Dios los bendiga.

AGRADECIMIENTOS

Como autor de este proyecto quiero agradecer a la empresa “NATIONAL OILWELL VARCO” por brindarme la oportunidad un miembro más de su gran familia.

Al ingeniero David Martínez Ruiz gerente general de NOV y tutor del proyecto quien confió en mí y fue una guía en todo momento.

Especial agradecimiento a la profesora y cotutora del proyecto Luz Amparo Quintero quien con su esfuerzo y apoyo es uno de los pilares claves de este proyecto.

Quiero agradecer a las personas que estuvieron guiándome en la compañía para no perder el rumbo definido, a mis amigos de la empresa, gracias.

A la universidad industrial de Santander por ser el conducto que me condujo a la realización de una mejor persona, aquellos compañeros de lucha y que estuvieron conmigo en este camino mis sinceros agradecimientos.

A los profesores que con su don de enseñanza realizaron en mi la persona que hoy culmina una de las etapas mas importantes en la vida.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	13
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
2. OBJETIVOS	16
2.1. OBJETIVO GENERAL.....	16
2.2. OBEJTIVOS ESPECIFICOS.....	16
3. DESCRIPCION DE LA EMPRESA	17
4. MARCO TEORICO	19
4.1. ESTANDARIZACIÓN DE PROCESOS [11]	19
4.2. EL MANUAL GUIA DE ESTANDARIZACION DE PROCESOS	20
4.3. GENERALIDADES SOBRE TUBERÍAS[7]	21
4.3.1. Tipos de tubería	22
TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO:	22
TUBERÍAS DE PRODUCCION:.....	23
TUBERÍAS DE PERFORACION:	24
4.4. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DESARROLLO DE LA INSPECCION	24
4.5. CATEGORIAS DE INSPECCION SEGÚN NOV.	26
4.6. MEDICIÓN DE LA LONGITUD DE LA TUBERÍA.....	27
5. METODOLOGÍA.....	27
6. RESULTADOS DE LA PRÁCTICA	29
7. CONCLUSIONES	32
8. RECOMENDACIONES.....	33
BIBLIOGRAFIA.....	36

LISTA DE TABLAS

Tabla1. Visión, Misión Y Valores De La Empresa Nov.....	18
Tabla2. Lista De Falencias Encontradas En El Desarrollo De La Práctica	30
Tabla 3 - Criterio De Rechazo Para Imperfecciones	48
Tabla 4 - Datos Api Para Tubería De Producción (Tubing)	51
Tabla 5 - Datos Api Para Tubería De Revestimiento (Casing)	52
Tabla 6 - Datos Api Para Tubería De Perforación Con Extremos Lisos	
(Plain-End Drill Pipe)	55
Tabla 7 - Datos Para Tubería De Perforación De Pared Gruesa Con Extremos	
Lisos (Plain-End Thick-Wall Drill Pipe).....	56
Tabla 8 - Dimensiones Api Para Mandril En Tubería De Producción (Tubing Drift). 59	
Tabla 9 - Dimensiones Api Para Mandril (Drift) En Casing.....	60
Tabla 10 – Datos Api Para Dimensiones De Mandril En Drill Pipe, Con Recalques Externos, Grupo 1.....	62
Tabla 11 - Requisitos De Tamaño Y Longitud Para El Mandril (Drift).....	62
Tabla 12 - Dimensiones Para Roscas Y Acoples En Tubing (Pulgadas).....	68
Tabla 13 - Dimensiones De Roscas, Pin Y Caja En.....	
Conexiones Integrales (Pulgadas)	69
Tabla 14 - Lecturas Aceptables Del Indicador 1	
(Pulgadas)	73

Tabla 15 - Dimensiones para Roscas y Acoples en "Casting" con Roscas Redondas (Pulgadas) 78

Tabla 16 – Dimensiones para Roscas y Acoples en Casting con Rosca "Buttres" (Pulgadas) 79

TABLA 17 - Requisitos Mínimos de Magnetización para.....
Unidades Magnetizadoras de Descarga de Capacitores..... 91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fotografía Tubería De Revestimiento.....	23
Figura 2. Tubería De Producción.....	23
Figura 3. Fotografía De Una Tubería De Perforación	24
Figura 4. Esquema Metodológico De La Práctica.....	28
Figura 5. Falla En El Roscado De La Tuberia.....	34
Figura 6. Rompimiento Del Piñon En Tuberia.....	34
Figura 7. Falla Del Acople Por Corrosion.....	34
Figura 8. Corrosion En La Tuberia.....	34
Figura 9. Tuberia De Perforacion Pandeada	35
Figura 10. Fractura De Caja En Tuberia De Perforacion	35
Figura 11 – Vista De La Posición De Apriete Mecánico De Acoples “Buttres”.	84
Figura 12a Superficie De Sello En Las Roscas Redondas	87
Figura 12b Superficie De Sello En La Roscas “Buttres”	87
Figura 13 – Representacion Grafica Del Modo De Señalización De Daños En La Tubería Y Es Colocado A Aproximadamente 3 Pies (1 M) Del Acople O Caja.	104

RESUMEN

TITULO: ESTANDARIZACION DE PROCESOS DE INSPECCION A TUBERIAS (NUEVAS) UTILIZADOS EN EL SECTOR PETROLERO EN LA COMPAÑÍA NATIAONAL OILWELL VARCO (NOV)*

Autor: Iván De Jesús Chadid De La Hoz**

Palabras Claves: Inspección, Estandarización, Tubería, Capacitación, Ensayos no destructivos, Procedimientos y Etapas.

El problema del deterioro de las tuberías que trasportan hidrocarburos es muy frecuente, por ello la detección de defectos y su control se han convertido en parte esencial para maximizar la vida útil, reducir el desgaste y a su vez aumentar la eficiencia de estas tuberías.

La compañía NOV decidió por medio de una práctica empresarial, realizar una revisión de los métodos y normas técnicas empleadas en el desarrollo de END, con el fin de preparar documentación que sirva de apoyo en los programas de capacitación del personal dedicado a la inspección de los diferentes tipos de tuberías.

El documento es presentado como MANUAL – GUIA el cual incluye procedimientos sencillos a seguir facilitando la realización de la labor para futuros empleados de la compañía, logrando la optimización del procedimiento de inspección los cuales se clasifican por etapas según la secuencia en el que se realizan:

Etapas 1: Etapa de concientización del personal

Etapas 2: Etapa evaluación clasificación y registro de la inspección.

Etapas 3: Etapa de la inspección.

El manual guía elaborado, puede contribuir de manera significativa en una buena ejecución de los procedimientos, realización de inspecciones adecuadas, incremento de la seguridad de los operarios, elaboración adecuada de registros y manejo correcto de los equipos, siempre y cuando se establezcan compromisos de seguimiento por parte de la empresa y de sus trabajadores. A su vez se recomienda hacer revisiones y actualizaciones periódicas al documento.

*Trabajo de grado, modalidad práctica empresarial.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería Metalúrgica. Tutor: Ingeniero David Martínez. Cotutor: MSC. Luz Amparo Quintero.

ABSTRACT

TITLE: PROCESS STANDARDIZATION INSPECTION A PIPE (NEW) USED IN THE OIL SECTOR IN THE COMPANY NATIAONAL OILWELL VARCO (NOV) *

Author: Ivan De Jesus De La Hoz Chadid **

Keywords: Inspection, Standardization, Piping, Training, Non Destructive Testing, Procedures and Stages.

The problem of deterioration of the pipes that carry oil is very common, so the fault detection and control have become essential to maximize battery life, reduce wear and in turn increase the efficiency of these pipes.

The company NOV decided by a business practice, a review of methods and standards used in the development of NDT, to prepare documentation that will support training programs for personnel involved in the inspection of different types of pipes.

The document is presented as MANUAL - GUIDE which includes simple procedures to further facilitate the completion of the work for future employees of the company, achieving the optimization of the inspection procedure which is classified in stages according to the sequence in which they perform:

Stage 1: Stage of personal awareness

Stage 2: Stage classification and evaluation of the inspection record.

Stage 3: Stage of the inspection.

The guidance manual developed, can contribute significantly to the successful implementation of the procedures, appropriate inspections, increased operator safety, adequate preparation of records and handling of equipment, provided that commitments are set up by the company and its workers. At the same time it is recommended to review and update the document.

* Graduation Project, business practice mode

** Physical Chemistry Faculty of Engineering. School of Metallurgical Engineering.. Tutor: Martinez, David. Co-tutor: Quintero, Luz Amparo.

INTRODUCCION

El problema del deterioro de las tuberías que transportan hidrocarburos es muy frecuente, por ello la detección de defectos y su control se han convertido en parte esencial para maximizar la vida útil, reducir el desgaste y a su vez aumentar la eficiencia de estas tuberías. Uno de los métodos más utilizados para realizar estas detecciones son los ensayos no destructivos (END o NDT), los cuales son pruebas que no alteran de forma permanente las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales de la pieza a inspeccionar.

Los diferentes métodos de ensayos no destructivos se basan en la aplicación de fenómenos físicos tales como: capilaridad, emisión de partículas subatómicas, ondas electromagnéticas, absorción y otros tipos de pruebas que no implican daños considerables en la muestra a examinar.

Desde el punto de vista industrial es muy importante localizar estos defectos a tiempo para evitar el mal funcionamiento de las partes y piezas, costos innecesarios y daños catastróficos.

Por todo lo anterior, la compañía NATIONAL OILWELL VARCO dedicada a la inspección y reparación de herramientas y tuberías utilizadas en la industria petrolera decidió por medio de una práctica empresarial, realizar una revisión de los métodos y normas técnicas empleadas en el desarrollo de END, con el fin preparar documentación que sirva de apoyo en los programas de capacitación del personal dedicado a la inspección de los diferentes tipos de tuberías utilizados para la perforación, revestimiento y transporte de crudo en pozos petroleros.

El presente trabajo pretende contribuir al desarrollo de esta documentación mediante la preparación de un manual guía para capacitación de personal.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente la prevención de fallas en materiales se ha constituido en uno de los objetivos principales de la industria petrolera, ya que en ella es de vital importancia el prevenir cualquier tipo de falla ya sea en herramientas de perforación y/o en líneas de tuberías para garantizar la seguridad y la eficiencia de sus procesos y operaciones.

En esta industria, los ductos transportan petróleo crudo, gas natural, gas amargo, gas dulce, gasolinas, diesel y otros productos refinados, los cuales se encuentran sometidos a altas temperaturas y presiones, así como a factores ambientales (cambios climáticos, lluvias, salinidad, etc), que los deterioran, a lo cual se suma una intensa erosión causada por los propios componentes de los hidrocarburos.

Para estudiar y controlar los mecanismos de daños que se presentan tanto en las tuberías como las herramientas, se requiere de la implementación de ensayos normalizados que permitan detectar y hacer seguimiento del comportamiento de las fallas. Para lograr este fin se pueden aplicar diversos tipos de pruebas no destructivas tales como: Inspección Visual, Líquidos Penetrantes, Partículas Magnéticas Secas y Húmedas y Análisis Dimensionales, entre otras.

La compañía NOV, aplica en sus operaciones estos ensayos no destructivos y para una ejecución adecuada de los mismos, dedica gran parte de sus esfuerzos en la capacitación y entrenamiento del personal. Pese a lo anterior, ha identificado fallas en el manejo de los procedimientos operacionales relacionados con el desarrollo de estas pruebas, generando situaciones de riesgo e incluso pérdidas económicas y humanas.

Por todo lo anterior, ha sido necesario encaminar estudios que permitan identificar las causas que generan este problema y las acciones correctivas

necesarias. En este sentido, la empresa ha identificado como una alternativa favorable el desarrollo de prácticas empresariales, a partir de las cuales, se puedan generar soluciones adecuadas.

Un resultado de lo anterior, es la presente práctica empresaria, la cual tiene como fin la realización de un manual guía, para ejecutar de manera adecuada los procedimientos utilizados en la detección y evaluación de fallas por medio del uso de END, siguiendo normas técnicas.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Elaborar un “manual guía” para capacitación del personal de la compañía NOV, en conceptos y trabajos de inspección de tubería utilizada en el sector petrolero.

2.2. OBEJTIVOS ESPECIFICOS

- Revisar y analizar la documentación existente en la compañía NOV, relacionada con la evaluación de tubería empleada en la industria petrolera.
- Realizar entrenamiento en la aplicación de procedimientos y evaluación de tuberías inspeccionadas por la compañía NOV.
- Hacer seguimiento a la documentación revisada mediante la aplicación en campo de los ensayos no destructivos, a tubería utilizada en el sector petrolero.
- Elaborar un documento guía a partir de los resultados obtenidos en los objetivos anteriores.

3. DESCRIPCION DE LA EMPRESA

La práctica empresarial se llevó a cabo en la empresa: “National Oilwell Varco” (NOV), la cual es una compañía multinacional con sede en Houston, Texas, que fabrica plataforma petrolífera en tierra y costa afuera de perforación, así como todos los principales componentes mecánicos para tales equipos.

La compañía también realiza una serie de servicios para la industria petrolera, como inspecciones de tuberías y es uno de los líderes del mercado en la gestión de la cadena de suministro a través de su red de distribución de más de 200 localidades.

Los productos fabricados por la empresa incluyen todo el equipo pesado para la perforación de pozos de petróleo, así como los instrumentos de perforación y sus controles, la generación de energía de perforación y control de la misma. Dentro de los equipos pesados se encuentran *topdrives*, *rotarys*, malacate, torres de perforación, (preventores de reventones), la balanza de pagos de bombas de lodo, el equipo del elevador, y las plataformas de perforación completas. Adicionalmente se incluyen los instrumentos y controles necesarios en el piso de perforación para dicha operación. Además se encarga de la electrónica de control para la generación de energía y control de los motores de perforación, y centros de control de motores (MCC) de Corriente Alterna.

Para mayor ilustración de las actividades de la empresa, en la tabla 1 se muestran su visión, misión y valores.

Tabla1. Visión, Misión y Valores de la Empresa NOV.

VISIÓN:	MISIÓN:	VALORES:
<p>Llegar a ser un líder mundial en el diseño, la fabricación y venta de equipos y componentes utilizados en las operaciones de perforación de petróleo, producción de gas y la prestación de servicios de campos petroleros, servicios de integración de la cadena de suministro a la industria petrolera y de gas.</p>	<p>National Oilwell Varco suministra soluciones enfocadas en el cliente que mejor respondan a la calidad, la productividad, y los requisitos ambientales de la industria energética.</p> <p>National Oilwell Varco es un líder mundial en el suministro de los principales componentes mecánicos por la tierra y las plataformas de perforación mar adentro, la perforación completa de la tierra y así las plataformas de mantenimiento, la inspección interna tubular y recubrimientos tubulares, equipos de perforación de cuerda, levantamiento de extensa y equipo de manipulación,</p>	<p>En Oilwell Varco Nacional, estamos comprometidos a reconocer la importancia del buen gobierno corporativo y altos estándares éticos.</p>

Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO

4. MARCO TEORICO

4.1. ESTANDARIZACIÓN DE PROCESOS [11]

Es un proceso dinámico por el cual se documenta los trabajos a realizar, la secuencia, los materiales y herramientas de seguridad a usar en los mismos, facilitando la mejora continua para lograr niveles de competitividad mundial.

Este proceso es necesario adelantarlo para: Eliminar la variabilidad de los procesos ,asegurar resultados esperados ,optimizar el uso de materiales y herramientas ,mejorar la calidad y seguridad dentro de la organización y condicionar el trabajo y los sistemas de manera que la mejora continua pueda ser introducida.

Cuando el proceso de estandarización se adelanta en una empresa se pueden lograr beneficios en:

- Seguridad: Se eliminan las condiciones de trabajo inseguras al estandarizar la secuencia de operaciones y al retirar elementos innecesarios en la estación de trabajo.
- Calidad: El trabajo estandarizado tiene un enfoque especial en satisfacer las expectativas del cliente, y por NDT resalta aquellas actividades críticas que están destinadas a cumplir con los estándares de calidad.
- Costo: Se eliminan los costos por daños, por perdidas de material, y se elimina en un alto grado el re-trabajo que es tremendamente costoso.

- Capacidad de Respuesta: Disminuye el tiempo de ciclo de cada operación, balancea la carga operativa, de tal forma que se puede aumentar la velocidad de línea y ganar productividad al liberar horas/hombre.
- Desarrollo Organizacional: Las actividades de trabajo estandarizado son desarrolladas por la misma gente que realiza el trabajo, lo que inculca mayor organización en el trabajo y conocimientos de estandarización y mejora continua.

El proceso de estandarización en la inspección de tubería nueva debe establecer los requisitos generales mínimos relacionados al personal y equipo de inspección, identificación del material, manejo del mismo, notificación al cliente, evaluación de imperfecciones, criterio de aceptación y los requerimientos de post - inspección para la inspección de tubería revestimiento (casting), de producción (Tubing), de perforación con extremos lisos (plain-end drill pipe), de conducción (line pipe), de tubos cortos (pop jits), de acoples y de conectores.

Finalmente la elaboración del manual - guía incluye un procedimiento sencillo a seguir, facilitando la realización de la labor para futuros empleados de la compañía.

4.2. EL MANUAL GUIA DE ESTANDARIZACION DE PROCESOS

Este manual contiene la descripción de actividades acerca de la inspección de tubería usada en la industria petrolera, siendo una herramienta importante auxiliando en la inducción, adiestramiento y capacitación a los

empleados de la compañía, ya que describen en forma detallada los procedimientos a seguir.

El desarrollo y uso de este manual trae varias ventajas a la empresa entre las cuales se encuentran:

- Interviene en la consulta de todo el personal.
- Determina en forma mas sencilla las responsabilidades por fallas o errores
- Aumenta la eficiencia de los empleados, indicándoles lo que deben hacer y cómo deben hacerlo.
- Construye una base para el análisis posterior del trabajo y el mejoramiento de los sistemas, procedimientos y métodos.
- Para uniformar y controlar el cumplimiento de las rutinas de trabajo y evitar su alteración arbitraria.

4.3. GENERALIDADES SOBRE TUBERÍAS[7]

Una tubería es un tubo cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma. Para fines prácticos, se define mediante una geometría homogénea e idealizada, es decir, un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud. En la industria del petróleo se emplean diversos tipos de tuberías y a continuación se presente una clasificación de las mismas.

4.3.1. Tipos de tubería

Dentro de los tipos de tuberías utilizadas en la industria del petróleo se encuentran: de revestimiento, de producción y de perforación. A continuación se presentan algunos detalles de estas tuberías.

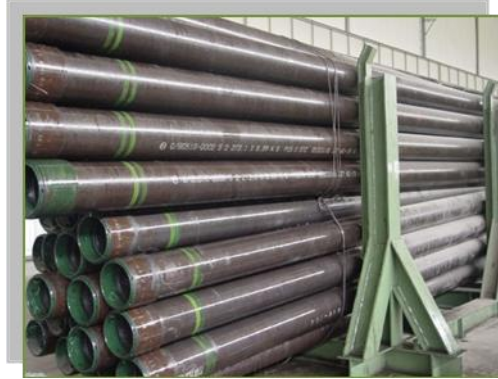
TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO:

Son tuberías que constituyen el medio con el cual se revierte el agujero que se va perforando. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

El objetivo de las tuberías de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. Tal es el caso de revestir el agujero para mantener la estabilidad del mismo, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.

Además las tuberías de revestimiento proporcionan el medio para instalar las conexiones superficiales de control, los empacadores y la tubería de producción. En la Figura No. 1 se presente una fotografía de tubería de revestimiento trabajadas por la compañía NOV.

FIGURA 1. Fotografía tubería de revestimiento.



Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO

TUBERÍAS DE PRODUCCION:

Las tuberías de producción son el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos de un pozo, o bien, los fluidos inyectados desde la superficie hasta el yacimiento. En la figura 2 se presenta una fotografía de la tubería de perforación empleada en la empresa NOV.

FIGURA 2. Tubería de producción.



Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO

TUBERÍAS DE PERFORACION:

Las tuberías de perforación son los elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación, generalmente se les conoce como tuberías de trabajo, por que están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo [7] En la figura 3 se presenta una imagen de la tubería de perforación de la empresa NOV.

Figura 3. Fotografía de una tubería de perforación



4.4. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DESARROLLO DE LA INSPECCION

La inspección de la tubería es efectuada utilizando uno o más métodos de END que serán seleccionados de acuerdo con el tipo, geometría y acceso a la superficie del material que va a ser inspeccionado. Los materiales ferromagnéticos serán inspeccionados con el Método de Partículas Magnéticas (MT), mientras que las Pruebas con Líquidos Penetrantes serán

utilizadas en los materiales no ferromagnéticos. Una inspección visual de las superficies de la parte será efectuada para localizar las grietas, desgastes y daños generales. Cuando una inspección especial para detectar las discontinuidades en los ejes (shafts), tornillos y pins haya sido requerida, un aparato de UT adaptado con un transductor de pulsaciones eco de haz derecho con ondas de compresión deberá ser utilizado.

A no ser que lo contrario haya sido especificado por el cliente, las partes hechas de materiales ferromagnéticos deberán ser examinadas con el Método Continuo de Partículas Magnéticas. Dependiendo de las condiciones de trabajo, acceso a las superficies del material y la geometría de las partes, tres formas de aplicación de las partículas magnéticas pueden ser consideradas. La selección del método deberá ser efectuado utilizando un buen juicio de un operador experimentado y/o por el requerimiento del cliente.

El primer método será un Yugo de CA y las partículas magnéticas fluorescentes Este método debe ser considerado cuando se esta efectuando una inspección de Categoría IV o cuando la geometría

Otro método que será utilizado es un yugo de CA con tinta magnética negra (Magnaflux 7C-f o equivalente), rociadas sobre una pintura blanca como fondo de contraste (Magnaflux MXWCP o equivalente). Este método debe ser considerado cuando no haya un fácil acceso a las superficies.

El tercer método será un yugo de CA y partículas magnéticas secas, cuyo color debe proveer un buen contraste con la superficie que esta siendo inspeccionada.

Una unidad magnetizadora capaz de proveer corriente continúa de CD utilizando cables enrollados o la inducción directa. Las partículas magnéticas líquidas fluorescentes o líquidas visibles pueden ser utilizadas.

Anotar en el Certificado de Inspección el método utilizado. Las partes pequeñas y ejes o sujetadores de pernos (pin holders) pueden requerir la magnetización con bobina o conductor central. Utilizar un indicador de campo para determinar la cantidad de corriente requerida. Anotar en el certificado de inspección si este método fue utilizado.

La inspección deberá ser efectuada utilizando el traslape suficiente para asegurar una cobertura del 100% de área o parte que está siendo inspeccionada.

4.5. CATEGORIAS DE INSPECCION SEGÚN NOV.

La inspección de NDT efectuada en un componente en particular del equipo de levante de perforación o de producción puede ser clasificada en una o dos categorías. Estas categorías son:

CATEGORÍA III:

Una inspección de categoría III envolverá una inspección visual de la parte para localizar las grietas visibles externas, mas una inspección de NDT en todas las áreas críticas expuestas, como sea identificado por el cliente, y puede envolver el desarme para acceder a los componentes específicos e identificar el desgaste que exceda de las tolerancias del fabricante, como es dado por el cliente.

Nota: el desarme de cualquier parte deberá ser efectuado por el cliente.

CATEGORÍA IV:

Una inspección de categoría IV incluye a la inspección de categoría III más una inspección más a fondo donde el equipo es desarmado a una extensión suficiente para poder efectuar la inspección de NDT de todos los componentes primarios de carga como son definidos por el cliente.

El cliente deberá especificar la categoría de la inspección requerida en la orden de trabajo e identificar las áreas que serán consideradas como críticas.

4.6. MEDICIÓN DE LA LONGITUD DE LA TUBERÍA

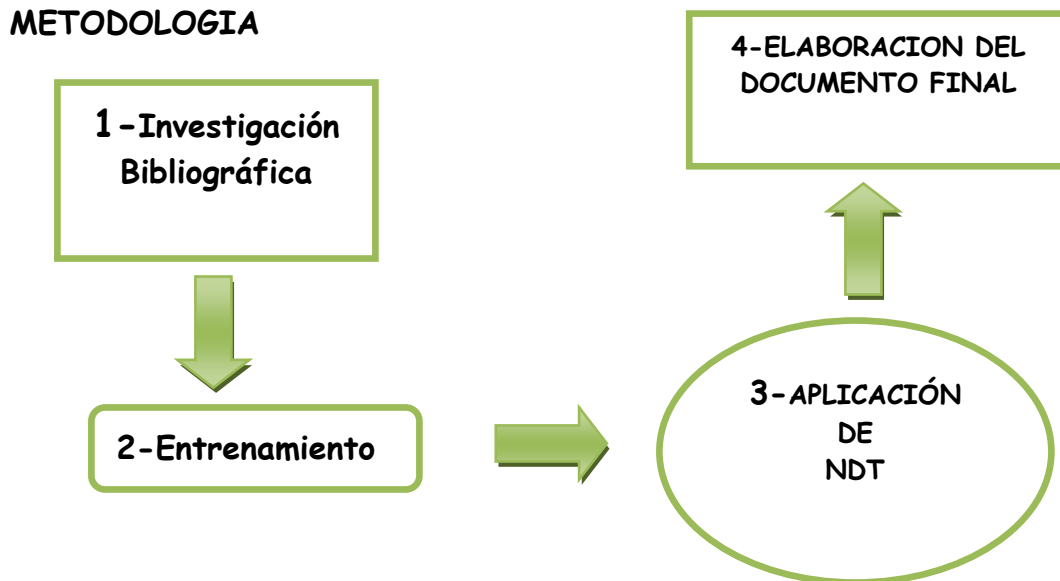
La longitud total de cada pieza rechazado de “casing”, “tubing” y tubos cortos (pup joints) debe ser medida, incluyendo roscas del pin y el acople (o caja).

Para medición manual, se debe usar una cinta de medir de acero con escala en décimas de pie lo más cercano a 0.01 (en metros si es requerido) o el equipo “Tally-Rite”. A menos que el cliente especifique lo contrario, la tubería debe medirse al décimo de pie más próximo. Identificar todo el equipo defectuoso con las bandas de pintura apropiadas u otras marcas requeridas por el cliente.

5. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de la práctica empresarial se determinó el proceso metodológico indicado en la figura 4, el cual está constituido por 4 etapas básicas: Investigación bibliográfica, entrenamiento, aplicación de pruebas no destructivas y elaboración del documento final. A continuación se presentan detalles de cada una de estas etapas.

Figura 4. Esquema metodológico de la práctica.



En esta primera etapa se realizó la investigación bibliográfica referente a los procedimientos y la normatividad respectiva, relacionada con la evaluación no destructiva de tuberías del sector petrolero, de interés para la empresa NOV.

La etapa de entrenamiento, en su primera fase, se dirigió a la aplicación de técnicas no destructivas a tuberías empleadas en la industria del petróleo, la cual se desarrolló en la sede principal de la compañía ubicada en la ciudad de Bogotá y su duración fue de 1 mes. El proceso de entrenamiento se continuó con la aplicación de lo aprendido sobre ensayos no destructivos a muestras de tuberías en la sede ubicada en la ciudad de Yopal (Casanare).

A partir de los resultados obtenidos de las etapas anteriores, se llevó a cabo aplicación en campos petrolíferos de las pruebas no destructivas, utilizadas en la compañía, para realizar la inspección de las tuberías, con el fin de

hacer verificaciones de los procedimientos y la normalización aplicables en cada tipo de inspección. Esta actividad se realizó en las sedes ubicadas en los departamentos del Meta y Casanare.

En la experiencia y la información recopiladas se procedió a la elaboración del manual guía, para el entrenamiento de personal de la empresa en el conocimiento y manejo de procedimientos técnicos de inspección en tuberías siguiendo las normas técnicas aplicables. Adicionalmente se preparó el informe final de la práctica para ser presentado a la Universidad.

6. RESULTADOS DE LA PRÁCTICA

La práctica empresarial realizada permitió el conocimiento, revisión y evaluación de la documentación existente sobre las técnicas no destructivas y normalización de las mismas aplicadas por la empresa “NATIONAL OILWELL VARCO”.

Con el entrenamiento realizado, se adquirió la experiencia necesaria para la aplicación en campo de las técnicas no destructivas empleadas en la empresa para la evaluación de los diferentes tipos de tuberías, así como la aplicación de los criterios de aceptación y rechazo siguiendo las normas técnicas aplicables.

Mediante la aplicación en campo de las técnicas no destructivas sobre muestras reales de tubería, realizada en algunas sedes la empresa NOV, permitió encontrar la información necesaria para el desarrollo del Manual Guía, así como la identificación de falencias en la realización de estas inspecciones. Dentro de las fallas encontradas se pueden mencionar las indicadas en la tabla 2, así como las consecuencias derivadas de las mismas.

Tabla2. Lista de falencias encontradas en el desarrollo de la práctica

FALENCIAS ENCONTRADAS	CONSECUENCIAS
1-Dificultad para el manejo de información técnica en campo	Aplicación errónea de la norma
2-Realización de procedimientos incompletos	Daños en tubería. Accidentes
3- Alteración de la secuencia de inspección	Generación de daños en la tubería
4- Realización inadecuada de reportes y registros.	Información equivocada de la muestra
5- Errores en la determinación del estado de la tubería.	Aplicación inadecuada de criterios de aceptación y rechazo
6-Desconocimiento de los riesgos asociado a algunas tareas de la inspección	Accidentes
7-Falta de conciencia en el uso de los elementos de seguridad	Accidentes
8-Mal manejo de los residuos	Contaminación ambiental

9-Desconocimiento de la normalización adecuada para casos particulares de inspección.	Inspecciones inadecuadas.
10- Aceptación de tubería defectuosa	Aumento de riesgos y accidentes
11- Manejo inadecuado de los equipos	Resultados erróneos. Daño de muestras y equipos.

El análisis de las fallas encontradas permitió establecer criterios prácticos, de aplicación en campo, para el desarrollo del manual guía elaborado.

Finalmente con la información recopilada se elaboró el manual guía de procedimientos para la inspección de tubería nueva para la capacitación y entrenamiento de personal de la empresa NATIONAL OILWELL VARCO, cuyo texto se encuentra en el anexo A.

Adicionalmente en el anexo B se presentan imágenes de algunas de las fallas encontradas en la inspección de tuberías llevadas a cabo en campo en las sedes de la empresa NOV.

7. CONCLUSIONES

A partir del desarrollo de la práctica empresarial llevada a cabo en la empresa NOV, se puede concluir lo siguientes:

- Se cumplió con el objetivo general planteado, debido a que se realizó un documento que facilita la comprensión y capacitación del personal de la empresa, en conceptos relacionados con trabajos de inspección de tubería utilizada en el sector petrolero.
- La elaboración del documento se llevó a cabo por medio de la revisión y el análisis de la documentación existente en la compañía, relacionada con el tema de inspección de tuberías.
- La capacitación y el entrenamiento en los procedimientos de inspección en campo, fueron herramientas esenciales a la hora de realizar el manual, ya que lo complementó, haciéndolo sencillo, claro, práctico y de fácil aplicación
- El manual guía elaborado, puede contribuir de manera significativa en una buena ejecución de los procedimientos, realización de inspecciones adecuadas, incremento de la seguridad de los operarios, elaboración adecuada de registros y manejo correcto de los equipos, siempre y cuando se establezcan compromisos de seguimiento por parte de la empresa y de sus trabajadores.

8. RECOMENDACIONES

De la práctica desarrollada en la empresa NOV. Se pueden establecer las siguientes recomendaciones.

- Establecer por parte de la empresa, programas de difusión del manual elaborado, para su aplicación efectiva en los trabajos desarrollados.
- Hacer revisión y actualizaciones periódicas al material elaborado.

ANEXO B: Fotografías de daños en tubería encontrados en la práctica

Figura 5. Falla en el roscado de la tubería Figura 6. Rompimiento de piñón en tubería en tubería



Fuente: NOV (Derechos Reservados)

Figura 7. Falla del acople por corrosión

Figura 8. Corrosión en la tubería



Fuente: NOV (Derechos Reservados)

Figura 9. Tubería de Perforación pandeada



Figura 10. Fractura de caja en tubería de perforación



BIBLIOGRAFIA

- [1]-<http://www.edicionsupc.es/ftppublic/pdfmostra/QU01203M.pdf>
- [2]-<http://www.materiales-sam.org.ar/sitio/revista/22007/MalaisiCompleto.pdf>
- [3]-<http://www.monografias.com/trabajos25/disenio-tuberias/disenio-tuberias.shtml>
- [4]http://www.valvulasthorsa.com.ar/productos/PDFproductos/valvulas_globo.pdf
- [5] GOMEZ, Orlando Aleaciones Hierro- Carbono. UIS. Escuela de Ingeniería Metalúrgica. Bucaramanga, 1989.
- [6] MANTILLA, Mauricio y HINCAPIE, Fabio. Evaluación de la Tubería de Transporte del Acueducto Urbano en el Municipio de Rionegro. Práctica Empresarial. Bucaramanga, 2004. UIS. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica.
- [7] ECHAVARRIA, Andelfo, Curso Sobre los Principales Materiales en Tuberías a Presión. Bogotá, 2009.
- [8] Manual de INSPEQ INGENIERIA LTDA. Bogota, 2010.
- [9] Manual de PROMAT, Manufacturers of Branch Outlet Fittings. 2008.
- [10] CARDONA, Afranio, Metales y Aleaciones para el Servicio de Corrosión, ED. UIS. Escuela de Ingeniería Metalúrgica. Bucaramanga 1993.
- [11] Guía Práctica Para el inspector .NATIONAL OILWELL VARCO Bogotá, 2003.
- [12] A.S.N.T. Recommended Practice SNT-TC-1A - Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing.
- [13] CAN/C.G.S.B. - 48.9712 - Nondestructive Testing - Qualification and Certification of Personnel.
- [14] A.P.I. Specification 5CT - Casing and Tubing.

- [15]A.P.I. Recommended Practice 5A3 - Thread Compounds for Casing, Tubing and Line Pipe.
- [16]A.P.I. Recommended Practice 5A5 - Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe.
- [17]A.P.I. Recommended Practice 5C1 - Care and Use of Casing and Tubing.
- [18]A.P.I. Recommended Practice 5L8 - Field Inspection of New Line Pipe.
- [19]A.P.I. Standard 5T1 - Imperfection Terminology.
- [20]A.S.T.M. E 1316 - Standard Terminology for Nondestructive Examinations.
- [21]A.S.T.M. E 2297 - Standard Guide for Use of UV-A and Visible Light Sources and Meters used in the Liquid Penetrant and Magnetic Particle Methods.
- [22]I.E.E.E./A.S.T.M. SI 10 - Standard for Use of the International System

ANEXOS

CONTENIDO MANUAL ESTANDARIZACION DE PROCESOS

	Pag.
1. PLANEANDO LA INSPECCION:.....	41
1.1. CONDICIONES DEL EQUIPO DE INSPECCION	41
1.2. CONDICION DEL MATERIAL	41
1.3. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION DE TUBERIA NUEVA.....	42
1.3.1. Remoción de protectores de roscas:	42
1.3.2. Preparación de la superficie de inspección:	43
1.3.3. Evaluación y disposición de imperfecciones: Exploración.	45
1.4. DETERMINACIÓN DE ESPESOR DE PARED REMANENTE.	49
1.5. PROCEDIMIENTO PARA EL PASE DE MANDRIL (DRIFT TESTING).....	58
1.5.1. Procedimientos para el pasaje de mandril:.....	63
1.5.2. Procedimientos de post-inspección:	65
1.6. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION Y MEDICION DE ROSCAS (THREAD INSPECTION AND GAUGING).....	66
1.6.1. Preparación superficial:.....	66
1.6.2. Procedimiento de medición general:	67
1.6.2.1. Procedimiento de medición:	71

1.6.3. Procedimientos pos inspección:.....	76
1.7. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION VISUAL DE ROSCAS	77
1.7.1. Preparación superficial:	77
1.7.2. Evaluación de imperfecciones en las roscas API:.....	85
1.8. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION CON PARTICULAS MAGNETICAS EN LA LONGITUD TOTAL.....	88
1.8.1. Requisitos de equipo: Equipo para Magnetizar:.....	88
1.8.2. Preparación de la superficie:	90
1.8.3. Inspección de imperfecciones longitudinales:	92
1.8.4. Evaluación de imperfecciones:	93
1.9. PROCEDIMIENTO PARA MEDIDOR DE ESPESOR ULTRASONICO MANUAL	93
1.9.1. Requisitos de equipo:	93
1.9.2. Procedimiento de operación:	94
1.10. PROCEDIMIENTO PARA LOS LIQUIDOS PENETRANTES – METODO FLUORESCENTE LAVABLE CON AGUA.....	95
1.10.1. Procedimiento de preparación, limpieza e inspección visual de la superficie:.....	97
1.10.2. Procedimiento de operación: Aplicación del Penetrante:.....	100
1.10.3. Procedimientos posteriores a la inspección:	104
1.11. CLASIFICACIÓN DE INSPECCIÓN:	105
1.12. RE-INSTALACION DE LOS PROTECTORES DE ROSCAS	107

1. PLANEANDO LA INSPECCION:

La Inspección de Calidad, clave del éxito, puede ser conseguida mediante una planificación cuidadosa de cada fase de los servicios de inspección. Cada día de trabajo tome el momento para pensar y efectuar lo siguiente antes de la operación del sistema de inspección:

1. Instrucciones y/o asignaciones de trabajo a los miembros del equipo.
2. Asegurar que todo el equipo necesario para efectuar el trabajo esté disponible y en buenas condiciones.
3. Se debería dar notificación con tiempo razonable sobre la intención de sentar el equipo e inspeccionar tubería al representante de la planta de fabricación, patio de tuberías u otro lugar por el personal de operación de NATIONAL OILWELL VARCO.

1.1. CONDICIONES DEL EQUIPO DE INSPECCION

Todo el equipo utilizado en cualquier fase del proceso de inspección deberá estar en condiciones de operación correctas, y en cumplimiento estricto con las especificaciones de diseño de Ingeniería de NOV, como sea aplicable.

1.2. CONDICION DEL MATERIAL

Antes de efectuar cualquier inspección, las áreas que van a ser inspeccionadas deberán estar libres de óxido, aceite, escama, suciedad, chorreaduras de barniz o barniz no adherido a la superficie y que podrían ser perjudiciales para la inspección.

Cualquier material que presente dudas sobre su rectitud, será examinado detenidamente a efecto de determinar si el grado de torcedura puede ser perjudicial para las actividades y el equipo de inspección que se utilizará. Todos los materiales con extremos roscados o biselados deben ser inspeccionados visualmente después de haber terminado la orden de inspección a fin de asegurar la instalación correcta de los protectores de roscas o de biseles.

1.3. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION DE TUBERIA NUEVA

1.3.1. Remoción de protectores de roscas:

Cuando sea requerido por el procedimiento de inspección/prueba, los protectores de roscas serán removidos y apilados o colocados de una manera que prevenga su contaminación. Cualquier protector dañado o defectuoso debe segregarse.

Si los protectores están contaminados o si el tipo de grasa será cambiada, los protectores serán limpiados con solvente aprobado. Los protectores deben apilarse de tal modo que el solvente se escurra de los mismos y así evitar la contaminación de la grasa durante su re-instalado. Los protectores que fueron contaminados durante su limpieza serán vueltos a limpiar.

Los protectores de roscas deberán ser removidos cuidadosamente para prevenir dañar la superficie de los tubos con llaves de tubo. Se deben usar llaves de banda o cadena donde no haya probabilidad de dañarlas.

Si se requiere de arenado (sandblasting) antes de la inspección, los protectores de rosca deben permanecer instalados o deben re-instalarse, si fueron quitados, hasta que el arenado haya sido finalizado.

NOTA: Se debe tener cuidado durante el arenado a fin prevenir daño a las caras de las conexiones si estas áreas no están protegidas por los protectores de roscas.

1.3.2. Preparación de la superficie de inspección:

Para la inspección de las áreas especiales de los extremos (SEA), limpiar las superficies internas y externas incluyendo las áreas roscadas por una distancia mínima de 26 pulgadas (66 cm.) desde cada extremo con un solvente aprobado o un material absorbente, como sea requerido. Para la inspección visual de roscas, solamente las áreas de las roscas requieren limpieza.

Se deben usar cepillos de fibra de nylon para la limpieza de roscas recubiertas por métodos no electro-galvánicos, y para la limpieza de superficies de materiales con aleaciones resistentes a la corrosión y las conexiones con sellos de metal a metal.

Excepto para la inspección con líquidos penetrantes, una sustancia absorbente podría ser aplicada en el área limpiada, para acelerar su secado.

Se podría requerir el arenado (sandblasting) de las superficies dependiendo del tipo de servicio de inspección que vaya a ser efectuado. El espesor del recubrimiento o efectos de condición relacionados con los métodos de

inspección específicos están indicados en el procedimiento de inspección correspondiente.

Los sellos elásticos tales como los anillos de teflón en el acople o anillos "O" ("O" rings) en el pin deben ser removidos para permitir la limpieza e inspección de la ranura correspondiente.

NOTA: El supervisor de NOV debe ser notificado acerca del reemplazamiento de los anillos del acople u "O rings" del pin debido al posible daño durante el proceso de instalación.

Los anillos de sellos rotos o dañados deberán ser descartados. El cliente deberá ser notificado cuando el tamaño, color o tipo de anillo sellador es visiblemente distinto al resto de los anillos de la orden.

Cuando sea autorizado por el cliente, los anillos de sello pueden ser instalados por el personal de NOV. No obstante, el cliente debe ser notificado por adelantado que los anillos de sello pueden ser dañados durante su instalación y que NOV no se hace responsable por los anillos dañados.

El material de limpieza así como otros desechos incompatibles con el proceso de inspección serán quitados de las conexiones y extremos del tubo con aire a presión. Antes de que sea efectuada una inspección con partículas magnéticas vía seca o líquidos penetrantes, las superficies que se van a inspeccionar deben estar completamente secas.

Las roscas no cubiertas que han sido limpiadas, no deben dejarse expuestas a la humedad sin protección durante la noche a no ser que el material esté

bajo techo. Se debe aplicar grasa para roscas, inhibidor de corrosión soluble, o cubrir con plástico o lonas.

NOTA: Si se utiliza plástico o lonas y las áreas limpias se re-contaminan o ensucian, se requerirá re-limpieza.

Los solventes y los residuos peligrosos resultantes de la limpieza, no deberán ser dañinos para el material que está siendo inspeccionado ni serán volcados en el suelo y serán recogidos y desechados de acuerdo a las ordenanzas que el propietario del lugar tenga sobre este tipo de residuos.

1.3.3. Evaluación y disposición de imperfecciones: Exploración.

Cuando se encuentren imperfecciones tales como costuras, traslapes, o grietas en una tubería, o acople (mirar la nota), el siguiente procedimiento aplica.

NOTA: Se pueden producir indicaciones con partículas magnéticas por el trabajado en frío del acero; estas indicaciones son llamadas indicaciones de polvos “falsas”. En el caso de los acoples, donde un esmerilado exploratorio no es usualmente necesario, esmerile o lime ligeramente el área en cuestión solamente lo suficiente para verificar que hay una fisura.

Antes de remover cualquier superficie metálica, se debe medir el espesor circundante con un medidor ultrasónico. Se debe hacer una determinación sobre la cantidad de metal que será removido basándose en el resultado del espesor circundante.

Explore la imperfección con una lima o esmeril. La exploración con esmeril debe ser de fondo redondeado. Para evitar el esmerilado excesivo, dejar algún trazo de la imperfección en el fondo del esmerilado. Un martillo pequeño y un punzón pueden ser utilizados para explorar los traslapes y, el material incrustado. Picaduras, cortadas y desgarrones usualmente no necesitan ser esmerilados para medir la profundidad.

Para imperfecciones no radiales, seguir la imperfección con la lima o esmeriladora hasta su final, de tal modo que la imperfección sea localizada en la parte más profunda del área investigada.

Explorar solamente la profundidad necesaria de acuerdo con el criterio de rechazo o cuando la indicación haya sido quebrada. La exploración será efectuada de tal manera que no produzcan bordes abruptos o afilados.

Para las imperfecciones que excedan de $\frac{1}{2}$ pulg. (13 mm) de longitud, explorar la imperfección en varios puntos a lo largo de su longitud para localizar la parte más profunda de la imperfección.

Las imperfecciones localizadas en un área que tiene al menos el espesor de pared especificado podrían ser removidas, sin explorar, contorneándola con la esmeriladora y monitoreando el espesor de pared remanente durante la remoción. Dejar un rastro de la imperfección en el fondo del esmerilado.

NOTA: “Reparación mediante Esmerilado” de los defectos requiere el permiso del cliente.

A las áreas esmeriladas que están dentro de 0.010 pulg. (0,25 mm) del 87-1/2% del espesor de pared especificado se les debe permitir enfriarse aproximadamente a la misma temperatura que en su cercanías antes de efectuar las mediciones de espesores. Todos los esmerilados serán cubiertos con un inhibidor de óxido después de que el esmerilado/evaluación haya sido terminada.

NOTA: Los materiales se expanden al calentarse por lo que las lecturas de espesor de pared en materiales calientes podrían ser erróneas. Medición de Imperfecciones en la Superficie Externa. Medir la profundidad de la imperfección utilizando un medidor de profundidades. Colocar a cero el medidor de profundidad de dial sobre una superficie plana tal como un espejo o vidrio, no sobre la superficie del material. Sí el contorno del tubo es irregular o tiene una abolladura, o la medición está siendo conducida en el desvanecimiento del recalque, el instrumento será puesto a cero adyacente a la imperfección.

Se debe colocar el profundímetro sobre la superficie del material con el yunque paralelo al eje longitudinal del material. Asegurarse que el contacto esté colocado en la parte más profunda del esmerilado o imperfección. El medidor debe ser mantenido derecho y perpendicular a la superficie del material, se prohíbe inclinar el instrumento durante la medición.

Verificar las mediciones antes de rechazar removiendo el barniz, escamas sueltas, y removiendo protuberancias de metal utilizando una lima plana. No remover el acero de la superficie durante la limpieza, pues esto resultara en una forma inadecuada de tomar la lectura. Leer la profundidad de la

imperfección directamente de la carátula del medidor. El punto cero del medidor será reconfirmado después de tomar una lectura que resulte en el rechazo de la tubería o acople.

Las imperfecciones que exceden la profundidad permitida definida en la Tabla 3 o en las especificaciones aplicables del cliente serán clasificadas como defectos.

TABLA 3 - CRITERIO DE RECHAZO PARA IMPERFECCIONES

Grado/Tipo	Profundidad Máxima: Lineal	Profundidad Máxima: No-Lineal
Producto 5CT		
H40, J55, K55, M65, N80, L80, C95	12.5%t	n/a*
P110 a SR16	12.5%t	n/a*
C90, T95, P110, Q125	5%t	n/a*
SR2 - H40, J55, K55, M65, N80, L80, C95	5%t	n/a*
"Stock" para Acoples (PSL-1), superficie externa	5%t	5%t
"Stock" para Acoples (PSL-2), superficie interna	12.5%t	12.5%t
"Stock" para Acoples (PSL-3), superficie interna	10%t	10%t
Producto 5L (Todos los Grados)	12.5%t	12.5%t
Producto 5D		
E75, X95, G105	12.5%t	n/a*
S135	5%t	n/a*
SR2 - E75, X95, G105	5%t	n/a*
SR2 – Todos los Grados (Defectos localizados por MT)	5%t	5%t

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

Cuando sea aplicable, la tubería podría ser salvada si existe un espesor adecuado de pared que permita remover completamente el defecto.

NOTA: Las imperfecciones que son menores al criterio de aceptación, en cuanto a profundidad se refiere, aún podrían ser consideradas como rechazadas si no hay suficiente espesor de pared remanente bajo la imperfección. Todas las imperfecciones no deberán ser consideradas completamente evaluadas hasta que el espesor de pared remanente haya sido determinado.

1.4. DETERMINACIÓN DE ESPESOR DE PARED REMANENTE.

El espesor de pared remanente de una imperfección linear o no linear se determina utilizando un micrómetro de espesores de pared (cerca al extremo del tubo) o un medidor de espesores ultrasónico, estandarizado de acuerdo con el siguiente procedimiento:

Para las radiales (imperfecciones que penetran la pared a aproximadamente una dirección vertical), medir el espesor de pared con un medidor de espesores ultrasónico en cada lado de la imperfección en su penetración mas profunda. Restar la profundidad de la imperfección del promedio de estas lecturas de espesor.

Para las imperfecciones que penetran la pared en ángulo (ejem. Un traslape o una grieta de gancho), medir el espesor de pared con un medidor de espesores ultrasónico en cada lado de la esmerilada exploratoria en el punto de máxima penetración de la imperfección. Restar la profundidad de la imperfección del promedio de estas medidas.

Sí el espesor de pared resultante es menor del 87-1/2% del espesor de pared especificado, como está definido en la Tabla 4 hasta 7, o en la especificación del cliente, la imperfección deberá ser clasificada como un defecto.

TABLA 4 - DATOS API PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Diámetro Externo		Peso		Pared		5% Pared		12-1/2% Pared		87-1/2% Pared	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm
1.050	26.7	1.20	1.68	0.113	2.87	0.006	0.14	0.014	0.36	0.099	2.51
1.050	26.7	1.54	2.20	0.154	3.91	0.008	0.20	0.019	0.49	0.135	3.42
1.315	33.4	1.80	2.50	0.133	3.38	0.007	0.17	0.017	0.42	0.116	2.98
1.315	33.4	2.24	3.24	0.179	4.55	0.009	0.23	0.022	0.57	0.157	3.98
1.680	42.2	2.10	3.05	0.125	3.18	0.006	0.16	0.016	0.40	0.109	2.78
1.680	42.2	2.40	3.39	0.140	3.56	0.007	0.18	0.018	0.44	0.123	3.11
1.680	42.2	3.07	4.46	0.191	4.85	0.010	0.24	0.024	0.61	0.167	4.24
1.900	48.3	2.40	3.53	0.125	3.18	0.006	0.16	0.016	0.40	0.109	2.78
1.900	48.3	2.90	4.05	0.145	3.68	0.007	0.18	0.018	0.46	0.127	3.22
1.900	48.3	3.73	5.41	0.200	5.08	0.010	0.25	0.025	0.64	0.175	4.45
1.900	48.3	4.42	6.56	0.250	6.35	0.013	0.32	0.031	0.79	0.219	5.56
1.900	48.3	5.15	7.64	0.300	7.62	0.015	0.38	0.038	0.95	0.263	6.67
2.083	52.4	3.25	4.73	0.156	3.98	0.008	0.20	0.020	0.50	0.137	3.47
2.083	52.4	4.50	6.58	0.225	5.72	0.011	0.29	0.028	0.71	0.197	5.00
2.375	60.3	4.00	5.87	0.167	4.24	0.008	0.21	0.021	0.53	0.146	3.71
2.375	60.3	4.70	6.60	0.190	4.83	0.010	0.24	0.024	0.60	0.166	4.22
2.375	60.3	5.30	7.48	0.218	5.54	0.011	0.28	0.027	0.69	0.191	4.85
2.375	60.3	5.95	8.57	0.254	6.45	0.013	0.32	0.032	0.81	0.222	5.65
2.375	60.3	6.60	9.76	0.295	7.49	0.015	0.37	0.037	0.94	0.258	6.56
2.375	60.3	7.45	10.90	0.336	8.53	0.017	0.43	0.042	1.07	0.294	7.47
2.875	73.0	6.50	9.18	0.217	5.51	0.011	0.28	0.027	0.69	0.190	4.82
2.875	73.0	7.90	11.41	0.276	7.01	0.014	0.35	0.035	0.88	0.242	6.13
2.875	73.0	8.70	12.58	0.308	7.82	0.015	0.39	0.039	0.98	0.270	6.85
2.875	73.0	9.45	13.71	0.340	8.64	0.017	0.43	0.043	1.08	0.298	7.56
2.875	73.0	10.50	15.49	0.392	9.96	0.020	0.50	0.049	1.24	0.343	8.71
2.875	73.0	11.50	17.05	0.440	11.18	0.022	0.56	0.055	1.40	0.385	9.78
3.500	88.9	7.70	11.29	0.216	5.49	0.011	0.27	0.027	0.69	0.189	4.80
3.500	88.9	9.30	13.12	0.254	6.45	0.013	0.32	0.032	0.81	0.222	5.65
3.500	88.9	10.20	14.76	0.289	7.34	0.014	0.37	0.036	0.92	0.253	6.42
3.500	88.9	12.95	18.64	0.375	9.53	0.019	0.48	0.047	1.19	0.328	8.33
3.500	88.9	13.70	20.28	0.413	10.49	0.021	0.52	0.052	1.31	0.361	9.18
3.500	88.9	14.30	21.00	0.430	10.92	0.022	0.55	0.054	1.37	0.376	9.56
3.500	88.9	15.50	22.90	0.476	12.09	0.024	0.60	0.060	1.51	0.417	10.58
3.500	88.9	17.00	25.04	0.530	13.46	0.027	0.67	0.066	1.68	0.464	11.78
4.000	101.6	9.50	13.57	0.226	5.74	0.011	0.29	0.028	0.72	0.198	5.02
4.000	101.6	11.00	15.58	0.262	6.65	0.013	0.33	0.033	0.83	0.229	5.82
4.000	101.6	13.20	19.27	0.330	8.38	0.017	0.42	0.041	1.05	0.289	7.33
4.000	101.6	16.10	23.67	0.415	10.54	0.021	0.53	0.052	1.32	0.363	9.22
4.000	101.6	18.90	27.84	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
4.000	101.6	22.20	32.90	0.610	15.49	0.031	0.77	0.076	1.94	0.534	13.56
4.500	114.3	12.75	18.23	0.271	6.88	0.014	0.34	0.034	0.86	0.237	6.02
4.500	114.3	15.20	22.32	0.337	8.56	0.017	0.43	0.042	1.07	0.285	7.49
4.500	114.3	17.00	24.91	0.380	9.65	0.019	0.48	0.048	1.21	0.333	8.45
4.500	114.3	18.90	27.84	0.430	10.92	0.022	0.55	0.054	1.37	0.376	9.56
4.500	114.3	21.50	31.82	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
4.500	114.3	23.70	35.10	0.560	14.22	0.028	0.71	0.070	1.78	0.490	12.45
4.500	114.3	26.10	38.79	0.630	16.00	0.032	0.80	0.079	2.00	0.551	14.00

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

TABLA 5 - DATOS API PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING)

Diámetro Externo		Peso		Pared		5% Pared		12-1/2% Pared		87-1/2% Pared	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm
4.500	114.3	9.50	14.01	0.205	5.21	0.010	0.26	0.028	0.65	0.179	4.56
4.500	114.3	10.50	15.24	0.224	5.69	0.011	0.28	0.028	0.71	0.196	4.98
4.500	114.3	11.80	16.90	0.250	6.35	0.013	0.32	0.031	0.79	0.219	5.56
4.500	114.3	13.50	19.42	0.290	7.37	0.015	0.37	0.036	0.92	0.254	6.45
4.500	114.3	15.10	22.32	0.337	8.56	0.017	0.43	0.042	1.07	0.295	7.49
4.500	114.3	16.90	24.91	0.380	9.65	0.019	0.48	0.048	1.21	0.333	8.45
4.500	114.3	19.20	27.84	0.430	10.92	0.022	0.55	0.054	1.37	0.376	9.56
4.500	114.3	21.80	31.82	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
5.000	127.0	11.50	16.73	0.220	5.59	0.011	0.28	0.028	0.70	0.193	4.89
5.000	127.0	13.00	19.11	0.253	6.43	0.013	0.32	0.032	0.80	0.221	5.62
5.000	127.0	15.00	22.15	0.296	7.52	0.015	0.38	0.037	0.94	0.259	6.58
5.000	127.0	18.00	26.71	0.362	9.19	0.018	0.46	0.045	1.15	0.317	8.05
5.000	127.0	21.40	31.72	0.437	11.10	0.022	0.55	0.055	1.39	0.362	9.71
5.000	127.0	23.20	34.39	0.478	12.14	0.024	0.61	0.060	1.52	0.418	10.62
5.000	127.0	24.10	35.80	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
5.500	139.7	14.00	20.40	0.244	6.20	0.012	0.31	0.031	0.77	0.214	5.42
5.500	139.7	15.50	22.86	0.275	6.99	0.014	0.35	0.034	0.87	0.241	6.11
5.500	139.7	17.00	25.13	0.304	7.72	0.015	0.39	0.038	0.97	0.266	6.76
5.500	139.7	20.00	29.52	0.361	9.17	0.018	0.46	0.045	1.15	0.316	8.02
5.500	139.7	23.00	33.57	0.415	10.54	0.021	0.53	0.052	1.32	0.363	9.22
5.500	139.7	26.00	38.05	0.476	12.09	0.024	0.61	0.060	1.51	0.417	10.59
5.500	139.7	28.80	39.77	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
5.500	139.7	29.70	44.15	0.562	14.27	0.028	0.71	0.070	1.78	0.492	12.49
5.500	139.7	32.60	48.47	0.625	15.88	0.031	0.79	0.078	1.98	0.547	13.89
5.500	139.7	35.30	52.61	0.687	17.45	0.034	0.87	0.086	2.18	0.601	15.27
5.500	139.7	38.00	56.68	0.750	19.05	0.038	0.95	0.094	2.38	0.656	16.67
5.500	139.7	40.50	60.56	0.812	20.62	0.041	1.03	0.102	2.58	0.711	18.05
5.500	139.7	43.10	64.38	0.875	22.23	0.044	1.11	0.109	2.78	0.766	19.45
6.625	168.3	20.00	29.04	0.288	7.32	0.014	0.37	0.036	0.91	0.252	6.40
6.625	168.3	24.00	35.13	0.352	8.94	0.018	0.45	0.044	1.12	0.308	7.82
6.625	168.3	28.00	41.19	0.417	10.59	0.021	0.53	0.052	1.32	0.365	9.27
6.625	168.3	32.00	46.48	0.475	12.07	0.024	0.60	0.059	1.51	0.416	10.56
6.625	168.3	35.00	50.95	0.525	13.34	0.026	0.67	0.066	1.67	0.459	11.67
7.000	177.8	17.00	24.88	0.231	5.87	0.012	0.29	0.029	0.73	0.202	5.13
7.000	177.8	20.00	29.11	0.272	6.91	0.014	0.35	0.034	0.86	0.238	6.05
7.000	177.8	23.00	33.70	0.317	8.05	0.016	0.40	0.040	1.01	0.277	7.05
7.000	177.8	26.00	38.23	0.362	9.19	0.018	0.46	0.045	1.15	0.317	8.05
7.000	177.8	29.00	42.79	0.408	10.36	0.020	0.52	0.051	1.30	0.357	9.07
7.000	177.8	32.00	47.18	0.453	11.51	0.023	0.58	0.057	1.44	0.396	10.07
7.000	177.8	35.00	51.52	0.498	12.65	0.025	0.63	0.062	1.58	0.436	11.07
7.000	177.8	38.00	55.50	0.540	13.72	0.027	0.69	0.068	1.71	0.473	12.00
7.000	177.8	42.70	63.39	0.625	15.88	0.031	0.79	0.078	1.98	0.547	13.89
7.000	177.8	46.40	69.00	0.687	17.45	0.034	0.87	0.086	2.18	0.601	15.27
7.000	177.8	48.88	72.82	0.730	18.54	0.037	0.93	0.091	2.32	0.639	16.22
7.000	177.8	50.10	74.58	0.750	19.05	0.038	0.95	0.094	2.38	0.656	16.67
7.000	177.8	53.60	79.94	0.812	20.62	0.041	1.03	0.102	2.58	0.711	18.05
7.000	177.8	57.10	85.27	0.875	22.23	0.044	1.11	0.109	2.78	0.766	19.45
7.625	193.7	24.00	34.96	0.300	7.62	0.015	0.38	0.038	0.95	0.263	6.67
7.625	193.7	26.40	38.08	0.328	8.33	0.016	0.42	0.041	1.04	0.287	7.29
7.625	193.7	29.70	43.25	0.375	9.53	0.019	0.48	0.047	1.19	0.328	8.33

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

TABLA 5 - DATOS API PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING)

Diámetro Externo		Peso		Pared		5% Pared		12-1/2% Pared		87-1/2% Pared	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm
7.625	193.7	33.70	49.22	0.430	10.92	0.022	0.55	0.054	1.37	0.376	9.56
7.625	193.7	39.00	56.68	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
7.625	193.7	42.80	63.15	0.562	14.27	0.028	0.71	0.070	1.78	0.492	12.49
7.625	193.7	45.30	66.55	0.595	15.11	0.030	0.76	0.074	1.89	0.521	13.22
7.625	193.7	47.10	69.60	0.625	15.88	0.031	0.79	0.078	1.98	0.547	13.89
7.625	193.7	51.20	75.83	0.687	17.45	0.034	0.87	0.086	2.18	0.601	15.27
7.625	193.7	55.30	82.03	0.750	19.05	0.038	0.95	0.094	2.38	0.656	16.67
7.750	196.9	46.10	67.73	0.595	15.11	0.030	0.76	0.074	1.89	0.521	13.22
8.625	219.1	24.00	35.12	0.264	6.71	0.013	0.34	0.033	0.84	0.231	5.87
8.625	219.1	28.00	40.24	0.304	7.72	0.015	0.39	0.038	0.97	0.266	6.76
8.625	219.1	32.00	46.33	0.352	8.94	0.018	0.45	0.044	1.12	0.308	7.82
8.625	219.1	36.00	52.34	0.400	10.16	0.020	0.51	0.050	1.27	0.350	8.89
8.625	219.1	40.00	58.53	0.450	11.43	0.023	0.57	0.056	1.43	0.394	10.00
8.625	219.1	44.00	64.63	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
8.625	219.1	49.00	71.50	0.557	14.15	0.028	0.71	0.070	1.77	0.487	12.38
8.625	219.1	52.00	76.01	0.595	15.11	0.030	0.76	0.074	1.89	0.521	13.22
9.625	244.5	32.30	46.23	0.312	7.92	0.016	0.40	0.039	0.99	0.273	6.93
9.625	244.5	36.00	51.93	0.352	8.94	0.018	0.45	0.044	1.12	0.308	7.82
9.625	244.5	40.00	58.00	0.395	10.03	0.020	0.50	0.049	1.25	0.346	8.78
9.625	244.5	43.50	63.60	0.435	11.05	0.022	0.55	0.054	1.38	0.381	9.67
9.625	244.5	47.00	68.73	0.472	11.99	0.024	0.60	0.059	1.50	0.413	10.49
9.625	244.5	53.50	78.73	0.545	13.84	0.027	0.69	0.068	1.73	0.477	12.11
9.625	244.5	58.40	85.48	0.595	15.11	0.030	0.76	0.074	1.89	0.521	13.22
9.625	244.5	59.40	87.36	0.609	15.47	0.030	0.77	0.076	1.93	0.533	13.64
9.625	244.5	64.90	95.72	0.672	17.07	0.034	0.85	0.084	2.13	0.588	14.94
9.625	244.5	70.30	103.83	0.734	18.64	0.037	0.93	0.092	2.33	0.642	16.31
9.625	244.5	75.60	111.94	0.797	20.24	0.040	1.01	0.100	2.53	0.697	17.71
9.750	247.7	59.20	86.66	0.595	15.11	0.030	0.76	0.074	1.89	0.521	13.22
9.875	250.8	62.80	91.98	0.625	15.88	0.031	0.79	0.078	1.98	0.547	13.89
10.750	273.1	32.75	46.48	0.279	7.09	0.014	0.35	0.035	0.89	0.244	6.20
10.750	273.1	40.50	57.91	0.350	8.89	0.018	0.44	0.044	1.11	0.306	7.78
10.750	273.1	45.50	65.87	0.400	10.16	0.020	0.51	0.050	1.27	0.350	8.89
10.750	273.1	51.00	73.74	0.450	11.43	0.023	0.57	0.056	1.43	0.394	10.00
10.750	273.1	55.50	80.76	0.495	12.57	0.025	0.63	0.062	1.57	0.433	11.00
10.750	273.1	60.70	88.49	0.545	13.84	0.027	0.69	0.068	1.73	0.477	12.11
10.750	273.1	65.70	96.13	0.595	15.11	0.030	0.76	0.074	1.89	0.521	13.22
10.750	273.1	73.20	107.75	0.672	17.07	0.034	0.85	0.084	2.13	0.588	14.94
10.750	273.1	79.20	116.96	0.734	18.64	0.037	0.93	0.092	2.33	0.642	16.31
10.750	273.1	85.30	126.20	0.797	20.24	0.040	1.01	0.100	2.53	0.697	17.71
11.750	298.5	42.00	60.49	0.333	8.46	0.017	0.42	0.042	1.06	0.291	7.40
11.750	298.5	47.00	67.86	0.375	9.53	0.019	0.48	0.047	1.19	0.328	8.33
11.750	298.5	54.00	78.31	0.435	11.05	0.022	0.55	0.054	1.38	0.381	9.67
11.750	298.5	60.00	87.61	0.489	12.42	0.024	0.62	0.061	1.55	0.428	10.87
11.750	298.5	65.00	95.29	0.534	13.56	0.027	0.68	0.067	1.70	0.467	11.87
11.750	298.5	71.00	103.41	0.582	14.78	0.029	0.74	0.073	1.85	0.509	12.93
11.750	298.5	75.00	109.45	0.618	15.70	0.031	0.78	0.077	1.96	0.541	13.74
11.875	301.6	71.80	104.57	0.582	14.78	0.029	0.74	0.073	1.85	0.509	12.93
13.375	339.7	48.00	68.49	0.330	8.38	0.017	0.42	0.041	1.05	0.289	7.33
13.375	339.7	54.50	78.56	0.380	9.65	0.019	0.48	0.048	1.21	0.333	8.45
13.375	339.7	61.00	88.56	0.430	10.92	0.022	0.55	0.054	1.37	0.376	9.56

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

**TABLA 5 - DATOS API PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
(CASING)**

Diámetro Externo		Peso		Pared		5% Pared		12-1/2% Pared		87-1/2% Pared	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm
13.375	339.7	68.00	98.47	0.480	12.19	0.024	0.61	0.060	1.52	0.420	10.67
13.375	339.7	72.00	105.17	0.514	13.06	0.026	0.65	0.064	1.63	0.450	11.42
13.375	339.7	77.00	112.22	0.550	13.97	0.028	0.70	0.069	1.75	0.481	12.22
13.375	339.7	80.70	118.07	0.580	14.73	0.029	0.74	0.073	1.84	0.508	12.89
13.375	339.7	85.00	123.50	0.608	15.44	0.030	0.77	0.076	1.93	0.532	13.51
13.375	339.7	86.00	126.78	0.625	15.88	0.031	0.79	0.078	1.98	0.547	13.89
13.625	346.1	88.20	129.27	0.625	15.88	0.031	0.79	0.078	1.98	0.547	13.89
13.625	346.1	105.00	155.55	0.760	19.30	0.038	0.97	0.095	2.41	0.665	16.89
16.000	406.4	65.00	93.22	0.375	9.53	0.019	0.48	0.047	1.19	0.328	8.33
16.000	406.4	75.00	108.44	0.438	11.13	0.022	0.56	0.055	1.39	0.383	9.73
16.000	406.4	84.00	122.11	0.495	12.57	0.025	0.63	0.062	1.57	0.433	11.00
16.000	406.4	94.50	138.03	0.562	14.27	0.028	0.71	0.070	1.78	0.492	12.49
16.00	406.4	94.81	141.11	0.575	14.61	0.029	0.73	0.072	1.83	0.503	12.78
16.000	406.4	109.00	160.14	0.656	16.66	0.033	0.83	0.082	2.08	0.574	14.58
16.000	406.4	118.00	173.87	0.715	18.16	0.036	0.91	0.089	2.27	0.626	15.89
16.000	406.4	128.00	189.10	0.781	19.84	0.039	0.99	0.098	2.48	0.683	17.36
16.000	406.4	147.00	217.57	0.906	23.01	0.045	1.15	0.113	2.88	0.793	20.14
18.625	473.1	87.50	125.89	0.435	11.05	0.022	0.55	0.054	1.38	0.381	9.67
18.625	473.1	96.50	140.25	0.486	12.34	0.024	0.62	0.061	1.54	0.425	10.80
18.625	473.1	114.00	166.23	0.579	14.71	0.029	0.74	0.072	1.84	0.507	12.87
18.625	473.1	136.00	197.71	0.693	17.60	0.035	0.88	0.087	2.20	0.606	15.40
18.625	473.1	139.00	205.10	0.720	18.29	0.036	0.91	0.090	2.29	0.630	16.00
20.000	508.0	94.00	136.32	0.438	11.13	0.022	0.56	0.055	1.39	0.383	9.73
20.000	508.0	106.50	155.12	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
20.000	508.0	133.00	174.10	0.563	14.30	0.028	0.72	0.070	1.79	0.493	12.51
20.000	508.0	133.00	195.64	0.635	16.13	0.032	0.81	0.079	2.02	0.556	14.11
20.000	508.0	147.00	217.60	0.709	18.01	0.035	0.90	0.089	2.25	0.620	15.76
20.000	508.0	169.00	247.88	0.812	20.62	0.041	1.03	0.102	2.58	0.711	18.05

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

**TABLA 6 - DATOS API PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN
CON EXTREMOS LISOS
(PLAIN-END DRILL PIPE)**

Diámetro Externo		Peso		Pared		5% Pared		12-1/2% Pared		87-1/2% Pared	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm
2.375	60.3	6.65	9.33	0.280	7.11	0.014	0.36	0.035	0.89	0.245	6.22
2.875	73.0	10.40	14.47	0.362	9.19	0.018	0.46	0.045	1.15	0.317	8.05
3.500	88.9	9.50	13.12	0.254	6.45	0.013	0.32	0.032	0.81	0.222	5.65
3.500	88.9	13.30	18.34	0.368	9.35	0.018	0.47	0.046	1.17	0.322	8.18
3.500	88.9	15.50	21.79	0.449	11.40	0.022	0.57	0.056	1.43	0.393	9.98
4.000	101.6	11.85	15.58	0.262	6.65	0.013	0.33	0.033	0.83	0.229	5.82
4.000	101.6	14.00	19.27	0.330	8.38	0.017	0.42	0.041	1.05	0.289	7.33
4.500	114.3	13.75	18.23	0.271	6.88	0.014	0.34	0.034	0.86	0.237	6.02
4.500	114.3	16.60	22.32	0.337	8.56	0.017	0.43	0.042	1.07	0.295	7.49
4.500	114.3	20.00	27.84	0.430	10.92	0.022	0.55	0.054	1.37	0.376	9.56
5.000	127.0	16.25	22.15	0.296	7.52	0.015	0.38	0.037	0.94	0.259	6.58
5.000	127.0	19.50	26.71	0.362	9.19	0.018	0.46	0.045	1.15	0.317	8.05
5.000	127.0	25.60	35.80	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
5.500	139.7	21.90	29.52	0.361	9.17	0.018	0.46	0.045	1.15	0.316	8.02
5.500	139.7	24.70	33.57	0.415	10.54	0.021	0.53	0.052	1.32	0.363	9.22
5.875	149.2	23.40	31.67	0.361	9.17	0.018	0.46	0.045	1.15	0.316	8.02
5.875	149.2	26.30	36.05	0.415	10.54	0.021	0.53	0.052	1.32	0.363	9.22
6.625	168.3	25.20	33.05	0.330	8.38	0.017	0.42	0.041	1.05	0.289	7.33
6.625	168.3	27.70	36.07	0.362	9.19	0.018	0.46	0.045	1.15	0.317	8.05

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

**TABLA 7 - DATOS PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE
PARED GRUESA CON EXTREMOS
LISOS (PLAIN-END THICK-WALL DRILL PIPE)**

Diámetro Externo		Peso		Pared		5% Pared		12-1/2% Pared		87-1/2% Pared	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm
5.000	127.0	27.1	41.4	0.575	14.61	0.029	0.73	0.072	1.83	0.503	12.78
5.000	127.0	29.2	44.5	0.625	15.88	0.031	0.79	0.078	1.98	0.547	13.89
5.000	127.0	32.6	49.7	0.713	18.11	0.036	0.91	0.089	2.26	0.624	15.85
5.000	127.0	34.0	51.8	0.750	19.05	0.038	0.95	0.094	2.38	0.656	16.67
5.500	139.7	26.7	40.6	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
5.500	139.7	27.7	42.2	0.522	13.26	0.026	0.66	0.065	1.66	0.457	11.60
5.500	139.7	38.0	57.9	0.750	19.05	0.038	0.95	0.094	2.38	0.656	16.67
5.500	139.7	39.7	60.5	0.790	20.07	0.040	1.00	0.099	2.51	0.691	17.56
5.500	139.7	40.7	62.0	0.813	20.65	0.041	1.03	0.102	2.58	0.711	18.07
5.875	149.2	28.7	43.7	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
5.875	149.2	35.0	53.3	0.625	15.88	0.031	0.79	0.078	1.98	0.547	13.89
5.875	149.2	37.5	57.1	0.675	17.15	0.034	0.86	0.084	2.14	0.591	15.00
5.875	149.2	41.0	62.5	0.750	19.05	0.038	0.95	0.094	2.38	0.656	16.67
5.875	149.2	43.9	66.9	0.813	20.65	0.041	1.03	0.102	2.58	0.711	18.07
6.625	168.3	27.5	41.9	0.415	10.54	0.021	0.53	0.052	1.32	0.363	9.22
6.625	168.3	32.7	49.8	0.500	12.70	0.025	0.64	0.063	1.59	0.438	11.11
6.625	168.3	34.0	51.8	0.522	13.26	0.026	0.66	0.065	1.66	0.457	11.60
6.625	168.3	40.0	61.0	0.625	15.88	0.031	0.79	0.078	1.98	0.547	13.89
6.625	168.3	40.9	62.3	0.640	16.26	0.032	0.81	0.080	2.03	0.560	14.22
6.625	168.3	43.6	66.4	0.688	17.48	0.034	0.87	0.086	2.18	0.602	15.29
6.625	168.3	47.0	71.6	0.750	19.05	0.038	0.95	0.094	2.38	0.656	16.67
6.625	168.3	50.4	76.8	0.813	20.65	0.041	1.03	0.102	2.58	0.711	18.07

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

Sí existe un espesor de pared suficiente, que permita la remoción de la imperfección, esta se puede remover mediante el esmerilado contorneado y la verificación del espesor de pared remanente después de su remoción completa. Permitir que el área contorneada se enfríe aproximadamente a la misma temperatura que los alrededores del cuerpo del tubo antes de efectuar las mediciones de los espesores de pared. El área puede ser enfriada mediante la temperatura ambiental, usando agua, etc.

NOTA: “Reparación por Esmerilado” de los defectos requieren el permiso del cliente.

- a. Para las imperfecciones lineales en los materiales ferromagnéticos, re-inspeccionar el área esmerilada usando las partículas magnéticas. Para los materiales no ferro magnético, inspeccionar visualmente el área esmerilada.
- b. Para las imperfecciones no lineales, re-inspeccionar visualmente el área esmerilada.
- c. Todas las áreas esmeriladas deberán ser cubiertas con un inhibidor de corrosión, después que el esmerilado/evaluación haya sido completado.

Si un defecto no puede ser removido para salvar el material, el tubo podría ser marcado para su corte, siempre y cuando, la longitud reparada cumpla con los criterios mínimos de longitudes del cliente.

1.5. PROCEDIMIENTO PARA EL PASE DE MANDRIL (DRIFT TESTING)

Este procedimiento describe los requisitos mínimos para el pasaje de mandril en la longitud total y en los extremos para detectar reducciones en el diámetro interno de la tubería de revestimiento, de producción, de perforación, tubos cortos y conectores nuevos teniendo un diámetro exterior especificado desde 1.050 pulg. (26,7mm) hasta 20 pulg. (508,0mm).

Las Tablas 8 hasta 10, proveen las dimensiones especificadas para el mandril. La Tabla 10 en este procedimiento, provee las dimensiones especificadas de longitud para el mandril.

TABLA 8 - DIMENSIONES API PARA MANDRIL EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING DRIFT)

Tamaño de Tubería		Peso				Pared		Diámetro Interno		diámetro del Mandril (Drift)							
		T&C No-Recalque		Int. Joint	T&C Recalque					T&C o No-Recalque		Conexión Integral		Con Recubrimiento Interno			
		Pulg.	mm											Pulg.	mm	Capa Fina	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm		
1.050	26.7	1.14	1.20		1.68	0.113	2.87	0.824	20.93	0.730	18.54						
1.050	26.7	1.48	1.54		2.20	0.154	3.91	0.742	18.85	0.648	16.46						
1.315	33.4	1.70	1.80	1.72	2.50	0.133	3.38	1.049	26.64	0.955	24.26	0.955	24.26	0.935	23.75	0.920	23.37
1.315	33.4	2.19	2.24		3.24	0.179	4.55	0.957	24.31	0.863	21.92						
1.660	42.2			2.10	3.05	0.125	3.18	1.410	35.81			1.316	33.43	1.296	32.92	1.281	32.54
1.660	42.2	2.30	2.40	2.33	3.39	0.140	3.56	1.380	35.05	1.286	32.66	1.286	32.66	1.266	32.16	1.251	31.78
1.660	42.2	3.03	3.07		4.46	0.191	4.85	1.278	32.46	1.184	30.07						
1.900	48.3			2.40	3.53	0.125	3.18	1.650	41.91			1.556	39.52	1.536	39.01	1.521	38.63
1.900	48.3	2.75	2.90	2.76	4.05	0.145	3.68	1.610	40.89	1.516	38.51	1.516	38.51	1.496	38.00	1.481	37.62
1.900	48.3	3.65	3.73		5.41	0.200	5.08	1.500	38.10	1.406	35.71						
1.900	48.3	4.42			6.56	0.250	6.35	1.400	35.56	1.306	33.17						
1.900	48.3	5.15			7.64	0.300	7.62	1.300	33.02	1.206	30.63						
2.063	52.4			3.25	4.73	0.156	3.96	1.751	44.48			1.657	42.09	1.637	41.58	1.622	41.20
2.063	52.4	4.50			6.58	0.225	5.72	1.613	40.97	1.519	38.58			1.499	38.07	1.484	37.69
2.375	60.3	4.00			5.87	0.167	4.24	2.041	51.84	1.947	49.45			1.927	48.95	1.912	48.56
2.375	60.3	4.60	4.70		6.60	0.190	4.83	1.995	50.67	1.901	48.29			1.881	47.78	1.866	47.40
2.375	60.3	5.30			7.48	0.218	5.54	1.939	49.25	1.845	46.86			1.825	46.36	1.810	45.97
2.375	60.3	5.80	5.95		8.57	0.254	6.45	1.867	47.42	1.773	45.03			1.753	44.53	1.738	44.15
2.375	60.3	6.60			9.76	0.295	7.49	1.785	45.34	1.691	42.95			1.671	42.44	1.656	42.06
2.375	60.3	7.35	7.45		10.90	0.336	8.53	1.703	43.26	1.609	40.87			1.589	40.36	1.574	39.98
2.875	73.0	6.40	6.50		9.18	0.217	5.51	2.441	62.00	2.347	59.61			2.327	59.11	2.312	58.72
2.875	73.0	7.80	7.90		11.41	0.276	7.01	2.323	59.00	2.229	56.62			2.209	56.11	2.194	55.73
2.875	73.0	8.60	8.70		12.58	0.308	7.82	2.259	57.38	2.165	54.99			2.145	54.48	2.130	54.10
2.875	73.0	9.35	9.45		13.71	0.340	8.64	2.195	55.75	2.101	53.37			2.081	52.86	2.066	52.48
2.875	73.0	10.50			15.49	0.392	9.96	2.091	53.11	1.997	50.72			1.977	50.22	1.962	49.83
2.875	73.0	11.50			17.05	0.440	11.18	1.995	50.67	1.901	48.29			1.881	47.78	1.866	47.40
3.500	88.9	7.70			11.29	0.216	5.49	3.068	77.93	2.943	74.75			2.923	74.24	2.908	73.86
3.500	88.9	9.20	9.30		13.12	0.254	6.45	2.992	76.00	2.867	72.82			2.847	72.31	2.832	71.93
3.500	88.9	10.20			14.76	0.289	7.34	2.922	74.22	2.797	71.04			2.777	70.54	2.762	70.15
3.500	88.9	12.70	12.95		18.64	0.375	9.53	2.750	69.85	2.625	66.68			2.605	66.17	2.590	65.79
3.500	88.9	13.70			20.28	0.413	10.49	2.674	67.92	2.549	64.74			2.529	64.24	2.514	63.86
3.500	88.9	14.30			21.00	0.430	10.92	2.640	67.06	2.515	63.88			2.495	63.37	2.480	62.99
3.500	88.9	15.50			22.90	0.476	12.09	2.548	64.72	2.423	61.54			2.403	61.04	2.388	60.66
3.500	88.9	17.00			25.04	0.530	13.46	2.440	61.98	2.315	58.80			2.295	58.29	2.280	57.91
4.000	101.6	9.50			13.57	0.226	5.74	3.548	90.12	3.423	86.94			3.403	86.44	3.388	86.06
4.000	101.6		11.00		15.58	0.262	6.65	3.476	88.29	3.351	85.12			3.331	84.61	3.316	84.23
4.000	101.6	13.20			19.27	0.330	8.38	3.340	84.84	3.215	81.66			3.195	81.15	3.180	80.77
4.000	101.6	16.10			23.67	0.415	10.54	3.170	80.52	3.045	77.34			3.025	76.84	3.010	76.45
4.000	101.6	18.90			27.84	0.500	12.70	3.000	76.20	2.875	73.03			2.855	72.52	2.840	72.14
4.000	101.6	22.20			32.90	0.610	15.49	2.780	70.61	2.655	67.44			2.635	66.93	2.620	66.55
4.500	114.3	12.60	12.75		18.23	0.271	6.88	3.958	100.53	3.833	97.36			3.813	96.85	3.798	96.47
4.500	114.3	15.20			22.32	0.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01			3.681	93.50	3.666	93.12
4.500	114.3	17.00			24.91	0.380	9.65	3.740	95.00	3.615	91.82			3.595	91.31	3.580	90.93
4.500	114.3	18.90			27.84	0.430	10.92	3.640	92.46	3.515	89.28			3.495	88.77	3.480	88.39
4.500	114.3	21.50			31.82	0.500	12.70	3.500	88.90	3.375	85.73			3.355	85.22	3.340	84.84
4.500	114.3	23.70			35.10	0.560	14.22	3.380	85.85	3.255	82.68			3.235	82.17	3.220	81.79
4.500	114.3	26.10			38.79	0.630	16.00	3.240	82.30	3.115	79.12			3.095	78.61	3.080	78.23

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

TABLA 9 - DIMENSIONES API PARA MANDRIL (DRIFT) EN CASING

Tamaño de Tubería		Peso		Pared		Diámetro Interno		Diámetro del Mandril (Drift)							
								Estándar		Alternativo		Con Recubrimiento Interno			
												Capa Fina		Capa Gruesa	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm
4.500	114.3	9.50	14.01	0.205	5.21	4.090	103.89	3.965	100.71						
4.500	114.3	10.50	15.24	0.224	5.69	4.052	102.92	3.927	99.75						
4.500	114.3	11.60	16.90	0.250	6.35	4.000	101.60	3.875	98.43						
4.500	114.3	13.50	19.42	0.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39						
4.500	114.3	15.10	22.32	0.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	3.750	95.25				
4.500	114.3	16.90	24.91	0.380	9.65	3.740	95.00	3.615	91.82						
4.500	114.3	19.20	27.84	0.430	10.92	3.640	92.46	3.515	89.28						
4.500	114.3	21.60	31.82	0.500	12.70	3.500	88.90	3.375	85.73						
5.000	127.0	11.50	16.73	0.220	5.59	4.560	115.82	4.435	112.65			4.415	112.14	4.400	111.76
5.000	127.0	13.00	19.11	0.253	6.43	4.494	114.15	4.369	110.97			4.349	110.46	4.334	110.08
5.000	127.0	15.00	22.15	0.296	7.52	4.408	111.96	4.283	108.79			4.263	108.28	4.248	107.90
5.000	127.0	18.00	26.71	0.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44			4.131	104.93	4.116	104.55
5.000	127.0	21.40	31.72	0.437	11.10	4.126	104.80	4.001	101.63			3.981	101.12	3.966	100.74
5.000	127.0	23.20	34.39	0.478	12.14	4.044	102.72	3.919	99.54			3.899	99.03	3.884	98.65
5.000	127.0	24.10	35.80	0.500	12.70	4.000	101.60	3.875	98.43			3.855	97.92	3.840	97.54
5.500	139.7	14.00	20.40	0.244	6.20	5.012	127.30	4.887	124.13			4.867	123.62	4.852	123.24
5.500	139.7	15.50	22.86	0.275	6.99	4.950	125.73	4.825	122.56			4.805	122.05	4.790	121.67
5.500	139.7	20.00	29.52	0.361	9.17	4.778	121.38	4.663	118.19			4.633	117.68	4.618	117.30
5.500	139.7	23.00	33.57	0.416	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44			4.525	114.94	4.510	114.55
5.500	139.7	26.80	39.77	0.500	12.70	4.500	114.30	4.375	111.13			4.355	110.62	4.340	110.24
5.500	139.7	29.70	44.15	0.562	14.27	4.378	111.15	4.261	107.98			4.231	107.47	4.216	107.09
5.500	139.7	32.80	48.47	0.625	15.88	4.260	107.95	4.125	104.78			4.105	104.27	4.090	103.89
5.500	139.7	35.30	52.61	0.687	17.45	4.128	104.80	4.001	101.63			3.981	101.12	3.966	100.74
5.500	139.7	38.00	56.68	0.750	19.05	4.000	101.60	3.875	98.43			3.855	97.92	3.840	97.54
5.500	139.7	40.50	60.56	0.812	20.62	3.878	98.45	3.761	95.28						
5.500	139.7	43.10	64.38	0.875	22.23	3.760	95.26	3.625	92.08						
6.625	168.3	20.00	29.04	0.288	7.32	6.049	153.64	5.924	150.47						
6.625	168.3	24.00	35.13	0.352	8.94	5.921	150.39	5.796	147.22						
6.625	168.3	28.00	41.19	0.417	10.59	5.791	147.09	5.668	143.92						
6.625	168.3	32.00	48.48	0.475	12.07	5.675	144.15	5.560	140.97						
6.625	168.3	35.00	50.95	0.525	13.34	5.575	141.61	5.460	138.43						
7.000	177.8	17.00	24.88	0.231	5.87	6.538	166.07	6.413	162.89						
7.000	177.8	20.00	29.11	0.272	6.91	6.466	163.98	6.331	160.81						
7.000	177.8	23.00	33.70	0.317	8.06	6.366	161.70	6.241	158.52	6.260	158.75				
7.000	177.8	26.00	38.23	0.362	9.19	6.278	159.41	6.161	156.24						
7.000	177.8	29.00	42.79	0.408	10.36	6.184	157.07	6.069	153.90						
7.000	177.8	32.00	47.18	0.453	11.51	6.094	154.79	5.969	151.61						
7.000	177.8	35.00	51.52	0.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33						
7.000	177.8	38.00	55.50	0.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19						
7.000	177.8	42.70	63.39	0.625	15.88	5.760	146.05	5.625	142.88						
7.000	177.8	46.40	69.00	0.687	17.45	5.626	142.99	5.501	139.73						
7.000	177.8	48.88	72.82	0.730	18.54	5.540	140.72	5.415	137.54						
7.000	177.8	50.10	74.58	0.750	19.05	5.500	139.70	5.375	136.53						
7.000	177.8	53.60	79.94	0.812	20.62	5.378	136.65	5.261	133.38						
7.000	177.8	57.10	85.27	0.875	22.23	5.260	133.35	5.125	130.18						
7.625	193.7	24.00	34.96	0.300	7.62	7.025	178.44	6.900	175.26						
7.625	193.7	26.40	38.08	0.328	8.33	6.969	177.01	6.844	173.84						
7.625	193.7	29.70	43.25	0.375	9.53	6.875	174.63	6.760	171.45						
7.625	193.7	33.70	49.22	0.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66						
7.625	193.7	39.00	56.68	0.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10						
7.625	193.7	42.80	63.15	0.562	14.27	6.501	165.13	6.376	161.95						
7.625	193.7	45.30	66.55	0.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27						
7.625	193.7	47.10	69.60	0.625	15.88	6.375	161.93	6.260	158.75						
7.625	193.7	51.20	75.83	0.687	17.45	6.261	158.78	6.129	155.60						
7.625	193.7	55.30	82.03	0.750	19.05	6.125	155.58	6.000	152.40						
7.750	198.9	46.10	67.73	0.595	15.11	6.560	166.62	6.435	163.45	6.500	165.10				
8.625	219.1	24.00	35.12	0.264	6.71	8.097	205.68	7.972	202.49						
8.625	219.1	28.00	40.24	0.304	7.72	8.017	203.63	7.892	200.46						
8.625	219.1	32.00	46.33	0.352	8.94	7.921	201.19	7.798	198.02	7.875	200.03				
8.625	219.1	36.00	52.34	0.400	10.16	7.825	198.76	7.700	195.58						
8.625	219.1	40.00	59.53	0.450	11.43	7.725	196.22	7.600	193.04	7.625	193.68				
8.625	219.1	44.00	64.63	0.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50						
8.625	219.1	49.00	71.50	0.557	14.15	7.511	190.78	7.388	187.60						
8.625	219.1	52.00	76.01	0.595	15.11	7.435	188.85	7.310	185.67						

TABLA 9 - DIMENSIONES API PARA MANDRIL (DRIFT) EN CASING

Tamaño de Tubería		Peso		Pared		Diámetro Interno		Diámetro del Mandril (Drift)							
								Estándar		Alterno		Con Recubrimiento Interno			
								Pulg.	mm	Pulg.	mm	Capa Fina		Capa Gruesa	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm		
9.625	244.5	32.30	46.23	0.312	7.92	9.001	228.63	8.845	224.66						
9.625	244.5	36.00	51.93	0.352	8.94	8.921	226.59	8.765	222.63						
9.625	244.5	40.00	58.00	0.395	10.03	8.835	224.41	8.679	220.45	8.760	222.25				
9.625	244.5	43.50	63.60	0.435	11.05	8.755	222.38	8.599	218.41	8.625	219.08				
9.625	244.5	47.00	68.73	0.472	11.99	8.681	220.50	8.525	216.54	8.625	219.08				
9.625	244.5	53.50	78.73	0.545	13.84	8.535	216.79	8.379	212.83	8.500	215.90				
9.625	244.5	58.40	85.48	0.595	15.11	8.435	214.25	8.279	210.29	8.375	212.73				
9.625	244.5	59.40	87.36	0.609	15.47	8.407	213.54	8.251	209.58						
9.625	244.5	64.90	95.72	0.672	17.07	8.281	210.34	8.125	206.38						
9.625	244.5	70.30	103.83	0.734	18.64	8.157	207.19	8.001	203.23						
9.625	244.5	75.60	111.94	0.797	20.24	8.031	203.99	7.875	200.03						
9.750	247.7	59.20	86.66	0.595	15.11	8.560	217.42	8.404	213.48	8.500	215.90				
9.875	250.8	62.80	91.98	0.625	15.88	8.625	219.08	8.469	215.11	8.500	215.90				
10.750	273.1	32.75	46.48	0.279	7.09	10.192	258.88	10.036	254.91						
10.750	273.1	40.50	57.91	0.350	8.89	10.050	255.27	9.894	251.31						
10.750	273.1	45.50	65.87	0.400	10.16	9.950	252.73	9.794	248.77	9.875	250.83				
10.750	273.1	51.00	73.74	0.450	11.43	9.850	250.19	9.694	246.23						
10.750	273.1	55.50	80.76	0.495	12.57	9.760	247.90	9.604	243.94	9.625	244.48				
10.750	273.1	60.70	88.49	0.545	13.84	9.680	245.38	9.504	241.40						
10.750	273.1	65.70	96.13	0.595	15.11	9.560	242.82	9.404	238.98	9.500	241.30				
10.750	273.1	73.20	107.75	0.672	17.07	9.408	238.91	9.250	234.95						
10.750	273.1	79.20	116.96	0.734	18.64	9.282	235.76	9.126	231.80						
10.750	273.1	85.30	126.20	0.797	20.24	9.156	232.56	9.000	228.60						
11.750	298.5	42.00	60.49	0.333	8.46	11.084	281.53	10.928	277.57	11.000	279.40				
11.750	298.5	47.00	67.86	0.375	9.53	11.000	279.40	10.844	275.44						
11.750	298.5	64.00	78.31	0.435	11.05	10.880	276.35	10.724	272.39						
11.750	298.5	60.00	87.61	0.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.65	10.625	269.88				
11.750	298.5	65.00	95.29	0.534	13.56	10.682	271.32	10.526	267.38	10.625	269.88				
11.750	298.5	71.00	103.41	0.582	14.78	10.588	268.88	10.430	264.92						
11.750	298.5	75.00	109.45	0.618	15.70	10.514	267.08	10.358	263.09						
11.875	301.6	71.80	104.57	0.582	14.78	10.711	272.06	10.555	268.10	10.625	269.88				
13.375	339.7	48.00	68.49	0.330	8.38	12.715	322.96	12.559	319.00						
13.375	339.7	54.50	78.56	0.380	9.65	12.615	320.42	12.459	316.46						
13.375	339.7	61.00	88.56	0.430	10.92	12.515	317.88	12.359	313.92						
13.375	339.7	68.00	98.47	0.480	12.19	12.415	315.34	12.259	311.38						
13.375	339.7	72.00	105.17	0.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	12.250	311.15				
13.375	339.7	77.00	112.22	0.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.82						
13.375	339.7	80.70	118.07	0.580	14.73	12.215	310.26	12.059	306.30						
13.375	339.7	85.00	123.50	0.608	15.44	12.159	308.84	12.003	304.88						
13.375	339.7	86.00	126.78	0.625	15.88	12.125	307.98	11.999	304.01						
13.625	348.1	89.20	129.27	0.625	15.88	12.375	314.33	12.219	310.38	12.250	311.15				
13.625	348.1	105.00	155.55	0.760	19.30	12.105	307.47	11.949	303.50	12.000	304.80				
16.000	408.4	65.00	93.22	0.375	9.53	15.250	387.35	15.062	382.57						
16.000	408.4	75.00	108.44	0.438	11.13	15.124	384.15	14.938	379.37						
16.000	408.4	84.00	122.11	0.495	12.57	15.010	381.25	14.822	376.48						
16.000	406.4	94.50	138.03	0.562	14.27	14.876	377.85	14.688	373.08	14.750	374.65				
16.000	406.4	109.00	160.14	0.656	16.66	14.688	373.08	14.500	368.30						
16.000	406.4	118.00	173.87	0.715	18.16	14.570	370.08	14.382	365.30						
16.000	406.4	128.00	189.10	0.781	19.84	14.438	366.73	14.250	361.95						
16.000	406.4	147.00	217.57	0.906	23.01	14.188	360.38	14.000	355.60						
18.625	473.1	87.50	125.89	0.435	11.05	17.755	450.98	17.567	446.20						
18.625	473.1	96.50	140.25	0.486	12.34	17.653	448.39	17.465	443.61	17.500	444.50				
18.625	473.1	114.00	166.23	0.579	14.71	17.467	443.66	17.279	438.89						
18.625	473.1	136.00	197.71	0.693	17.60	17.239	437.87	17.051	433.10						
18.625	473.1	139.00	205.10	0.720	18.29	17.185	436.50	16.997	431.72	17.000	431.80				
20.000	508.0	94.00	136.32	0.438	11.13	19.124	485.75	18.936	480.97						
20.000	508.0	106.50	155.12	0.500	12.70	19.000	482.60	18.812	477.82						
20.000	508.0	133.00	174.10	0.563	14.30	18.874	479.40	18.686	474.62						
20.000	508.0	133.00	195.64	0.635	16.13	18.730	475.74	18.542	470.97						
20.000	508.0	147.00	217.60	0.709	18.01	18.582	471.98	18.394	467.21						
20.000	508.0	169.00	247.88	0.812	20.62	18.376	466.75	18.188	461.98						

TABLA 10 – DATOS API PARA DIMENSIONES DE MANDRIL EN DRILL PIPE, CON RECALQUES EXTERNOS, GRUPO 1

Diámetro de Tubería		Peso		Pared		Diámetro Interno		Diámetro del Drift	
Pulg.	mm	lb/ft	kg/m	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm
2.375	60.3	6.65	9.33	0.280	7.11	1.815	46.10	1.627	41.33
2.875	73.0	10.40	14.47	0.362	9.19	2.151	54.64	1.963	49.86
3.500	88.9	9.50	13.12	0.254	6.45	2.992	76.00	2.804	71.22
3.500	88.9	15.50	21.79	0.449	11.40	2.602	66.09	2.414	61.32
4.000	101.6	11.85	15.58	0.262	6.65	3.476	88.29	3.288	83.52
4.000	101.6	14.00	19.27	0.330	8.38	3.340	84.84	3.152	80.06
4.500	114.3	13.75	18.23	0.271	6.88	3.958	100.53	3.770	95.76
4.500	114.3	16.60	22.32	0.337	8.56	3.826	97.18	3.638	92.41
4.500	114.3	20.00	27.84	0.430	10.92	3.640	92.46	3.452	87.68

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

TABLA 11 - REQUISITOS DE TAMAÑO Y LONGITUD PARA EL MANDRIL (DRIFT)

Tamaño de Tubería (Pulgadas)	Longitud ¹		Diámetro Mínimo ²	
	Pulg.	mm	Pulg.	mm
Casing y Liners				
8-5/8 (219,1 mm) y menores	6	152,4	d – 0.125	d – 3,18
> 9-5/8 hasta < 13-3/8 (> 244,5 a < 339,7 mm)	12	304,8	d – 0.156	d – 3,96
> 13-3/8 (> 339,7 mm) y mayores	12	304,8	d – 0.188	d – 4,78
Casing Utilizado como Tubing				
> 4-1/2 hasta < 8-5/8 (> 114,3 a < 219,1 mm)	42	1066,8	d – 0.125	d – 3,18
> 8-5/8 hasta < 10-3/4 (> 219,1 a < 273,1 mm)	42	1066,8	d – 0.156	d – 3,96
Tubing				
2-7/8 (73,0 mm) y menores	42	1066,8	d – 0.094	d – 2,39
3-1/2 (88,9 mm) y mayores	42	1066,8	d – 0.125	d – 3,18
Tubería de Perforación con Recalque (Plain-End Drill Pipe)				
Group 1, recalque externo (excepto 3-1/2", 13.30#) (88,9 mm, 18.34 Kg/m)	4	101,6	d – 0.188	d – 4,78

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

1 – Tolerancia: + 1.00 pulg. -0.0 in. (+ 25,4 mm, -0,0 mm)

2 - Tolerancia: + 0.005 pulg. -0.0 in. (+ 0,13 mm, -0,0 mm)

d – Diámetro Interno

1.5.1. Procedimientos para el pasaje de mandril:

Excepto para los protectores que tienen sus extremos abiertos y permiten el paso del mandril, todos los demás protectores serán removidos y limpiados (si es requerido). Remover solamente los protectores requeridos para completar la inspección de ese día.

NOTA: Hasta que los protectores no hayan sido reinstalados, se deberá tomar un gran cuidado para asegurarse que las tuberías no se golpeen entre ellas y causen daños a las roscas no protegidas.

NOTA: Típicamente, la prueba de pase de mandril toma lugar antes de la inspección visual de roscas. En caso que de que las pruebas de pase con mandril tomen lugar después de la inspección visual de roscas, una segunda inspección visual de roscas deberá ser efectuada como la última inspección para asegurarse que las pruebas de mandril no hayan dañado las áreas roscadas.

En las conexiones con acoples instalados con hombros internos (como VAM, Seal Lock y TKC), si la unión del pin y el acople es excéntrica en la dimensión interior e interfiere con el movimiento del mandril, el cliente será notificado.

Pasaje del mandril por la longitud total. Pasar la banda por la primera tubería que va a ser probada con el mandril, introducir cuidadosamente el mandril

por el extremo de la tubería para que no dañe las roscas ni los sellos. Jale el mandril por toda la longitud de la tubería. La cantidad de fuerza utilizada para tirar del mandril debe ser proporcional al peso del mandril, tomando en cuenta las fuerzas de fricción (fuerza equivalente que no exceda a la que es producida andando). El pasaje de mandril hasta la mitad de la tubería desde ambos extremos no es aceptado debido a que la basura restrictiva puede pasar sin ser notada. Mientras la cinta es tirada desde una tubería, pasarla a la próxima tubería. No dejar que el mandril caiga en el extremo de la tubería debido a que el mandril o al extremo de la tubería se pueden dañar, y la basura puede acumularse en el mandril.

PRECAUCION! – No utilice aire a presión para correr el mandril! Esta práctica es peligrosa y ha resultado en accidentes con pérdida de tiempo laboral. La fuerza utilizada para guiar al mandril no puede ser controlada y por eso no cumple con los procedimientos de API.

Si el mandril no pasa por toda la longitud de la tubería, quitarlo y limpiarlo. Limpiar la tubería si es necesario. Inspeccionar la tubería para ver si está pandeada y proveer soporte adicional si la tubería lo necesitara. Intentar pasar el mandril por el extremo contrario de la tubería.

NOTA: Para las tuberías que han sido recubiertas internamente, debido al grosor del encubrimiento un "No-drift" (no-mandril) en el tubo recubierto pueda no ser rechazada por API. Los clientes deben ser notificados para determinar la identificación de tales tubos.

Si el mandril no pasa por toda la longitud de la tubería en el segundo intento, la pieza se considera rechazada e identificada inmediatamente como "No Drift" (no mandril).

- El punto de "no Drift" desde cada dirección será marcado en la superficie externa de la tubería.

Se tendrá cuidado que el mandril no empuje tierra o escamas en la caja o en la grasa de las roscas. Si la grasa de roscas es contaminada en el área de roscas, las roscas de la caja serán limpiadas y la grasa reaplicada después de la prueba de pasaje con mandril (Drift Test).

Pase de mandril en los extremos de Tubería de Perforación con Extremos Lisos. Pasar el mandril por cada extremo pasando totalmente el área recalada. El mandril deberá pasar por esta área libremente usando una fuerza razonable que no exceda el peso del mandril.

Si el mandril no pasa totalmente por la longitud total del recalque, quitar y limpiar el mandril. Limpiar la tubería si fuera necesario y tratar de pasar el mandril nuevamente.

Si el mandril no pasa por el área del recalque en el segundo intento, la parte será considerada como rechazada e identificada inmediatamente como "No Drift".

1.5.2. Procedimientos de post-inspección:

Después de la inspección, asegurarse que las roscas de los acoples están limpias.

La re-instalación de protectores de roscas y la pos-inspección deben seguirse cuando se termine el último servicio de inspección en cada pieza de material, excepto que las bandas de pintura blanca no serán puestas a no ser que sea requerido por el cliente.

Cuando los mandriles alternos sean usados, estos serán anotados en el reporte de inspección.

1.6. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION Y MEDICION DE ROSCAS (THREAD INSPECTION AND GAUGING)

Este procedimiento establece los requisitos mínimos para la medición o calibrado de roscas redondas API para tubería y accesorios que tengan un diámetro externo desde 1.050 hasta 20 pulgadas.

Se deben medir el paso (lead), la conicidad (taper) y la altura (height) de las roscas. Se debe efectuar una inspección visual de las roscas. Se debe medir la longitud del Acople, la posición de apriete y la localización de la estampa del triángulo, en 16 pulgadas y mayores.

Normalmente se hacen chequeos del tamaño de rosca con instrumentos para medición del diámetro (pitch) de la rosca en tubería con diámetros especificados de 2-3/8 pulgadas y mayores.

1.6.1. Preparación superficial:

Se deben remover y limpiar los protectores de rosca (si es requerido). Quite solo los protectores suficientes para proveer tubería para la inspección del día corriente.

NOTA: Hasta que los protectores de rosca sean reinstalados, se debe usar cuidado extremo para asegurar que dos (2) tubos no se golpeen entre sí y dañen las roscas desprotegidas.

Limpie totalmente todas las roscas expuestas. Asegure que no quede grasa, basura, o material de limpieza sobre las roscas.

1.6.2. Procedimiento de medición general:

Se debe realizar primero la identificación del material y todas las roscas deben ser inspeccionadas visualmente.

Se puede dibujar una línea longitudinal sobre las roscas del extremo pin. Esta línea debe pasar la última marca de herramienta para facilitar las mediciones de longitud de rosca. Marque intervalos de medición de 1 pulgada de largo a lo largo de la línea longitudinal empezando con la primer rosca perfecta (extremo pin). El último intervalo de medición debe coincidir con la última rosca perfecta o se debe proveer un intervalo de sobrelape. El intervalo de sobrelape es proveído empezando en la última rosca perfecta y marcando hacia el extremo del pin hasta que el nuevo intervalo sobrelape el intervalo marcado previamente. Inversamente, si los intervalos se marcan empezando con la última rosca perfecta el intervalo de sobrelape sería desde la primera rosca perfecta hacia el cuerpo del tubo. Para roscas redondas que tengan una distancia entre la primera y última rosca perfecta de $\frac{1}{2}$ a 1 pulgada, el intervalo debe ser $\frac{1}{2}$ pulgada.

Para “tubing” con rosca redonda, la localización de la última rosca perfecta o la Longitud de Control de Los Elementos de Rosca (TECL) está localizada a la distancia (L4 – g) desde el extremo del tubo. Para tubing, “g” se define

como 0.500 pulgadas. El valor para TECL ha sido calculado en las Tablas 12 y 13.

TABLA 12 - DIMENSIONES PARA ROSCAS Y ACOPLES EN TUBING (PULGADAS)

Tamaño de Tubería	L _C	L ₄ ^{1,2}	N _L	TECL ³		Enrosque Perfecto del Acople (Make-up)		
				Pin L ₄ - g	Acople N _L /2-J-1p	Nominal N _L - L ₄	Distancia Mínima Aceptable	Distancia Máxima Aceptable
Sin Recalque (Non-Upset)								
1.050	19-64	1-3/32	3-3/16	19/32	63/64	2-3/32	1-57/64	2-19/64
1.315	19/64	1-1/8	3-1/4	5/8	1-1/32	2-1/8	1-59/64	2-21/64
1.660	11/32	1-1/4	3-1/2	3/4	1-5/32	2-1/4	2-3/64	2-29/64
1.900	15/32	1-3/8	3-3/4	7/8	1-9/32	2-3/8	2-11/64	2-37/64
2-3/8	23/32	1-5/8	4-1/4	1-1/8	1-17/32	2-5/8	2-27/64	2-53/64
2-7/8	1-5/32	2-1/16	1-9/16	1-31/32	3-1/16	3-1/16	3-55/64	3-17/64
3-1/2	1-13/32	2-5/16	5-5/8	1-13/16	2-7/32	3-5/16	3-7/64	3-33/64
4	1-3/8	2-3/8	5-3/4	1-7/8	2-1/4	3-3/8	3-1/8	3-5/8
4-1/2	1-9/16	2-9/16	6-1/8	2-1/16	2-7/16	3-9/16	3-5/16	3-13/16
Con Recalque (Upset)								
1.050	19-64	1-1/8	3-1/4	5/8	1-1/32	2-1/8	1-59/64	2-21/64
1.315	11/32	1-1/4	3-1/2	3/4	1-5/32	2-1/4	2-3/64	2-29/64
1.660	15/32	1-3/8	3-3/4	7/8	1-9/32	2-3/8	2-11/64	2-37/64
1.900	17/32	1-7/16	3-7/8	15/16	1-21/64	2-7/16	2-15/64	2-14/64
2-3/8	15/16	1-15/16	4-7/8	1-7/16	1-13/16	2-15/16	2-11/16	3-3/16
2-7/8	1-1/8	2-1/8	5-1/4	1-5/8	2	3-1/8	2-7/8	3-3/8
3-1/2	1-3/8	2-3/8	5-3/4	1-7/8	2-1/4	3-3/8	3-1/8	3-5/8
4	1-1/2	2-1/2	6	2	2-3/8	3-1/2	3-1/4	3-3/4
4-1/2	1-5/8	2-5/8	6-1/4	2-1/8	2-1/2	3-5/8	3-3/8	3-7/8

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

- 1. Tolerancia para Tubería no recalcada (Non-Upset):** Tamaño de Tubería ≤ 3-1/2 pulg. - ± 5/32 pulg., Tamaño de Tubería ≥ 4 pulg. - ± 1/8 pulg.

2. **Tolerancia para Tubería Recalcada (Upset):** Tamaño de Tubería \leq 1.900 pulg. - $+ 5/32$ pulg., - $5/64$ pulg., Tamaño de Tubería \geq 2-3/8 pulg. - $\pm 1/8$ pulg.
3. Localización de la ultima rosca perfecta o longitud de control de los elementos de las roscas (TECL) en el acople medido desde la cara del acople.

TABLA 13 - DIMENSIONES DE ROSCAS, PIN Y CAJA EN CONEXIONES INTEGRALES (PULGADAS)

Tamaño de Tubería	L_c	L_4^1	TECL ²		Long. Min. Roscas de Caja $L_4 + J$
			Pin $L_4 - g$	Caja $L_4 - 1p$	
1.315	7/32	1-1/8	5/8	1-1/32	1-5/8
1.660	11/32	1-1/4	3/4	1-5/32	1-3/4
1.900	15/32	1-3/8	7/8	1-9/32	1-7/8
2.063	17/32	1-7/16	15/16	1-11/32	1-15/16

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

1. **Tolerancia:** $+ 5/32$ pulg. - $5/64$ pulg.
2. Localización de la ultima rosca perfecta o longitud de control de los elementos de las roscas (TECL) en el acople medido desde la cara del acople.

Para roscas redondas en “casing”, la localización de la Longitud de Control de los Elementos de Rosca (TECL) está localizada en la “Ultima Marca” (última ranura de rosca) menos 0.500 pulgadas. El valor para TECL ha sido calculado en la Tabla 11.

NOTA: Si ocurre alguna discrepancia en el valor tabulado para la Localización de la Última Rosca Perfecta (LLPT) en “casing”, se debe determinar un nuevo valor actual de LLPT usando la última marca actual, menos 0.500 pulgadas para hallar la LLPT (TECL).

Una línea longitudinal similar se puede dibujar sobre las roscas de la caja o acople a ser inspeccionado. Marque intervalos de medición de 1 pulgada de longitud a lo largo de la líneas longitudinal empezando con la primer rosca perfecta en el extremo abierto de la caja o acople. Para roscas redondas con $\frac{1}{2}$ a 1 pulgada entre la primera y última rosca perfecta, el intervalo debe ser $\frac{1}{2}$ pulgada. Se colocará una marca a como sigue:

La localización de la última rosca perfecta para roscas redondas de ocho (8) hilos es “J” más 1p desde el centro del acople donde una raíz de rosca tenga una cresta completa en ambos lados.

La localización de la última rosca perfecta para roscas redondas de diez (10) hilos en “tubing” es “J” más 1p desde el centro del acople, o el extreme pequeño de la caja en “tubing” con conexiones integrales, donde una raíz de rosca tenga cresta completa en ambos lados.

Coloque los instrumentos suavemente sobre el producto a inspeccionar. No deje que los instrumentos permanezcan sobre el producto si están desatendidos. Regrese los instrumentos temporalmente a su caja y cúbralos con un trapo si tiene que hacer otro trabajo entre las operaciones de medición.

Las roscas API se miden normalmente desde el extremo del pin o la cara del acople, excepto que la conicidad de las roscas del acople se mide

normalmente desde el centro del acople hacia la cara. El punto de desvanecimiento para las roscas redondas es el punto en el diámetro externo del tubo (OD) donde aparece la última marca de la herramienta de roscar. La longitud desde el extremo del tubo (empiece de la rosca) hasta el punto de desvanecimiento se conoce como la dimensión L4.

La medición de las conexiones roscadas consiste en verificar que las siguientes mediciones estén correctas.

- Altura o Profundidad de Rosca (height).
- Paso de Rosca (Lead).
- Conicidad de Rosca (Taper)

1.6.2.1. Procedimiento de medición:

El interior del acople debe tener un receso en cada extremo. El diámetro del receso debe ser suficiente para prevenir cortar raíces de roscas “fantasmas” sobre la superficie del receso.

ALTURA DE ROSCA:

La precisión en la determinación de la altura de rosca depende que la base descansa arriba de roscas con cresta completa. Las primeras pocas roscas están ligeramente truncadas por el bisel en el extremo. La cantidad de truncado depende en los diámetros de tubo y bisel y la cantidad de biselado. La primera rosca perfecta se define como la primera raíz de rosca que tiene cresta completa en ambos lados. Ponga la puntilla del altímetro en la ranura de la rosca y la base del instrumento descansando encima de las roscas de

cresta completa. La base o yunque debe mantenerse en contacto firme con las crestas de las roscas. El altímetro debe estar alineado con el eje de las roscas. Esto se logra mejor oscilando el instrumento en relación al eje longitudinal de la base o yunque. La altura de rosca se indica correctamente cuando el indicador de dial para su movimiento cerca del centro del movimiento oscilante, el punto nulo.

El indicador de dial lee la altura de rosca actual en el punto nulo si se usa un dial de tipo continuo o lee el error en la altura de rosca si se usa uno del tipo balanceado. Vea la Tabla 14 para las lecturas aceptables del indicador.

La verificación de la altura de rosca se efectuará en la primer y última rosca con cresta completa dentro de la longitud de roscas perfectas y a cada intervalo requerido entre estas roscas. Para propósitos de medición, las roscas con cresta completa en el acople se extienden desde la primer rosca perfecta hasta la última rosca perfecta.

NOTA: Se debe ejercitar precaución extrema cuando trate de obtener mediciones de altura exactos en la primer y última roscas perfectas dado que la base debe descansar en crestas completas dentro del área de roscas perfectas.

**TABLA 14 - Lecturas Aceptables del Indicador 1
(pulgadas)**

Medición de:	Nominal	Tolerancia
Paso (Lead)*		± 0.003
Paso Acumulado (Cumulative Lead)		± 0.006
Conicidad (Taper) Externa*	0.0625	0.060 - 0.068
Conicidad (Taper) Interna*	0.0625	0.060 - 0.068
Altura de Rosca con Dial Balanceado	0.07125	+ 0.002, - 0.004
Altura de Rosca con Dial Continuo	0.07125	0.067 - 0.073
Altura de Rosca con Dial Continuo (rosca de 10-hilos)	0.0556	0.052 - 0.058

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

* - Las lecturas son pulgadas por una pulgada de intervalo.

1 - Para roscas electro-plateadas y acoples apretados a máquina, las tolerancias deberían ser por convenio con el cliente.

PASO DE ROSCA (LEAD):

El paso acumulado se mide sobre cualquier intervalo entre la primer y última rosca perfecta que tenga una dimensión igual al múltiplo mayor de ½ pulgada. La punta de contacto movable debe ponerse tan cerca como sea posible a la última rosca perfecta, dictado por el rango de ajuste del instrumento. Esta distancia no debe ser mayor que la distancia “TECL”.

Para cada medición, el instrumento se utiliza en la misma forma para inspeccionar roscas internas como externas. Se inspeccionará la longitud “TECL” desde la primera hasta la última ranura de roscas perfectas. La puntilla fija del instrumento se coloca en la ranura de la primer rosca completa, luego se gira haciendo un arco circular en referencia al punto fijo hacia cada lado de la línea longitudinal. La lectura máxima o mínima representa el error en paso. Una lectura positiva representa un paso rápido. Una lectura negativa representa un paso lento. Se sigue un procedimiento similar para el acople. Para propósitos de medición, la longitud de roscas con cresta completa en el acople se extiende desde la primer rosca perfecta hasta la última rosca perfecta. Refiérase a la Tabla 12 para las lecturas del indicador aceptables.

CONICIDAD (TAPER) DE LA ROSCA:

El equipo para medir la conicidad se ajusta a cero colocando la punta de contacto fija sobre la línea longitudinal en la ranura pasando la primera rosca con cresta completa. La punta de contacto movable se coloca en la misma ranura diametralmente opuesta a la punta de contacto fija. El punto fijo se mantiene firme dentro de la ranura de la rosca mientras la punta movable se oscila a través de un arco transversal pequeño dentro de la ranura.

En el punto de máxima deflexión del indicador dial, el instrumento se reposiciona a cero girando la cara del reloj dial. El tornillo de apriete se debe reapretar y el instrumento re-chequeado. Luego se aplica el equipo para medir la conicidad de la misma manera en la rosca al otro extremo del mismo intervalo para obtener la conicidad para ese intervalo.

El equipo para medir la conicidad externo se aplica de la misma forma que durante el ajuste. Cuando se utiliza un instrumento que lee positivo a medida que la conicidad aumenta, la inspección debe proceder de diámetro más pequeño a más grande del tubo. Cuando se utiliza un instrumento que lee positivo a medida que la conicidad disminuye, la inspección debe proceder desde el diámetro más grande al más pequeño del tubo.

La conicidad se mide sobre toda la longitud "TECL". Si el último intervalo de medición es menos que el intervalo requerido, debe colocar el instrumento a un (1) intervalo desde la última rosca perfecta para poner el indicador de dial a cero. Luego muévase a la última rosca perfecta y tome la medición. Vea la Tabla 14 para las lecturas de indicador aceptables.

El equipo de medir la conicidades ajusta en el acople. Para propósitos de medición, la longitud de roscas con cresta completa en el acople se extiende desde la primera rosca perfecta a la última rosca perfecta. El instrumento para acoples grandes (para tubería de tamaños 4-1/2 pulgadas y mayores) se ajusta instalando extensiones fijas de longitud suficiente para traer el indicador de dial aproximadamente a la mitad de viaje del dial. El equipo para medir la conicidad interno se inserta en el acople de manera que la punta movable (lado corto) esté en la parte alta del acople y la punta de contacto fija (lado largo) esté en la parte baja del acople. El equipo para medir la conicidad se ajusta colocando la punta fija de contacto sobre la línea longitudinal en una ranura de rosca cinco (5) roscas desde el centro del acople para roscas 8-redondas y seis (6) roscas para roscas 10- redondas. La punta movable se coloca en la misma ranura opuesta 180º de la punta fija. El indicador de dial debe estar en cero en el punto nulo cuando el punto movable se mueve a través de un pequeño arco transversal. Si no, el tornillo

debe aflojarse y el dial girarse hasta que el indicador lea cero. Apriete el tornillo y re-cheque el dial para que lea cero.

La conicidad es medida tomando lecturas sucesivas en los intervalos requeridos y moviéndose hacia la abertura del acople. La diferencia es la conicidad en pulgadas por pulgada. Refiérase a la Tabla 12 para lecturas de indicador aceptables. El uso de un intervalo de $\frac{1}{2}$ pulgada resulta en tener que dividir las tolerancias entre dos (2) o 0.030 a 0.034 pulgadas por $\frac{1}{2}$ pulgada.

El equipo para medir la conicidad interno para diámetros pequeños se ajusta y usa en la misma manera que el grande excepto que el indicador de dial se coloca en un brazo de extensión permitiendo que las puntas de contacto alcancen dentro del acople de diámetro pequeño. La conicidad puede chequearse directamente comparando la diferencia en dos (2) lecturas adyacentes. Refiérase a la Tabla 12 para lecturas de indicador aceptables. La tolerancia se reduce a 0.030 hasta 0.034 pulgadas para lecturas adyacentes de $\frac{1}{2}$ pulgada.

1.6.3. Procedimientos pos inspección:

Después de las mediciones, asegúrese que las roscas están limpias y secas.

Se deben seguir los requisitos que se aplican para la reinstalación de protectores de roscas cuando se haya terminado el último servicio de medición en cada pieza de material, excepto que las bandas de pintura blanca no se deben colocar en el tubo a menos que el cliente lo haya pedido.

1.7. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION VISUAL DE ROSCAS

Este procedimiento establece los requisitos mínimos para la inspección, evaluación y disposición subsiguiente de las roscas nuevas API y patentadas en tuberías “casting”, “Tubinga”, “pop jits” y acoples. Esta inspección es efectuada para localizar visualmente defectos de manufactura evidentes o daño mecánico a las roscas. Para material roscado, este procedimiento está también incluido como parte de la Inspección Especial de Extremos (SEA) y en la Inspección

Dimensional de Roscas API (API TG).

Esta inspección aplica a las roscas redondas expuestas de “casing y tubing”, y a las roscas “buttres” expuestas de “casing”.

NOTA: La reparación de roscas no es parte de esta inspección; no obstante, por acuerdo con el cliente, se puede efectuar reparación cosmética (menor) en las roscas.

1.7.1. Preparación superficial:

Los protectores de roscas deben ser quitados y limpiados (si es requerido). Quitar solo los protectores suficientes para proveer tubos que serán inspeccionados en ese día.

NOTA: Hasta que los protectores de roscas no hayan sido reinstalados, se deberá tener un gran cuidado para que los tubos no se golpeen entre ellos, dañando las roscas desprotegidas.

Limpiar totalmente las roscas expuestas.

Asegurarse que no queden restos de grasa, suciedad o material de limpieza en las rosca

Tabla 15 - Dimensiones para Roscas y Acoples en “Casting” con Roscas Redondas (Pulgadas)

Tamaño de Tubería	Peso lb/ft	L _C	L ₄ ¹	N _L	TECL ² Acople N _L /2-J-1p	TECL	Enrosque Perfecto del Acople (Make-up)		
							Nominal N _L -L ₄	Distancia Mínima Aceptable	Distancia Máxima Aceptable
Casing con Roscas Cortas (Short Thread Casing)									
4-1/2	9.50	7/8	2	6-1/4	1-7/8	1-1/2	4-1/4	4	4-1/2
4-1/2	Others	1-1/2	2-5/8	6-1/4	2-1/2	2-1/8	3-5/8	3-3/8	3-7/8
5	11.50	1-3/8	2-1/2	6-1/2	2-3/8	2	4	3-3/4	4-1/4
5	Others	1-5/8	2-3/4	6-1/2	2-5/8	2-1/4	3-3/4	3-1/2	4
5-1/2	All	1-3/4	2-7/8	6-3/4	2-3/4	2-3/8	3-7/8	3-5/8	4-1/8
6-5/8	All	2	3-1/8	7-1/4	2-1/4	2-5/8	4-1/8	3-7/8	4-3/8
7	17.00	1-1/4	2-3/8	7-1/4	3	1-7/8	4-7/8	4-1/2	5
7	Others	2	3-1/8	7-1/4	3	2-5/8	4-1/8	3-7/8	4-3/8
7-5/8	All	2-1/8	3-1/4	7-1/2	3-1/8	2-3/4	4-1/4	4	4-1/2
8-5/8	24.00	1-7/8	3	7-3/4	2-7/8	2-1/2	4-3/4	4-1/2	5
8-5/8	Others	2-1/4	3-3/8	7-3/4	3-1/4	2-7/8	4-3/8	4-1/8	4-5/8
9-5/8	All	2-1/4	3-3/8	7-3/4	3-1/4	2-7/8	4-3/8	4-1/8	4-5/8
10-3/4	32.75	1-5/8	2-3/4	8	2-5/8	2-1/4	5-1/4	5	5-1/2
10-3/4	Others	2-3/8	3-1/2	8	3-3/8	3	4-1/2	4-1/4	4-3/4
11-3/4	All	2-3/8	3-1/2	8	3-3/8	3	4-1/2	4-1/4	4-3/4
13-3/8	All	2-3/8	3-1/2	8	3-3/8	3	4-1/2	4-1/4	4-3/4
16	All	2-7/8	4	9	3-7/8	3-7/8	5	4-3/4	5-1/4
18-5/8	87.5	2-7/8	4	9	3-7/8	3-7/8	5	4-3/4	5-1/4
20	All	2-7/8	4	9	3-7/8	3-7/8	5	4-3/4	5-1/4
Casing con Roscas Largas (Long Thread Casing)									
4-1/2	All	1-7/8	3	7	2-7/8	2-1/2	4	3-3/4	4-1/4
5	All	2-1/4	3-3/8	7-3/4	3-1/4	2-7/8	4-3/8	4-1/8	4-5/8
5-1/2	All	2-3/8	3-1/2	8	3-3/8	3	4-1/2	4-1/4	4-3/4
6-5/8	All	2-3/4	3-7/8	8-3/4	3-3/4	3-3/8	4-7/8	4-5/8	5-1/8
7	All	2-7/8	4	9	3-7/8	3-7/8	5	4-3/4	5-1/4
7-5/8	All	3	4-1/8	9-1/4	4	3-5/8	5-1/8	4-7/8	5-3/8
8-5/8	All	3-3/8	4-1/2	10	4-3/8	4	5-1/2	5-1/4	5-3/4
9-5/8	All	3-5/8	4-3/4	10-1/2	4-5/8	4-1/4	5-3/4	5-1/2	6
20	All	4-1/8	5-1/4	11-1/2	5-1/8	4-3/4	6-1/4	6	6-1/2

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

1. Tolerancia: + 1/8 pulg.

- Localización de la última rosca perfecta o longitud de control de los elementos de las roscas (TECL) en el acople medido desde la cara del acople.

Tabla 16 – Dimensiones para Roscas y Acoples en Casting con Rosca “Buttres” (Pulgadas)

Tamaño de Tubería	A ₁ ¹	L _c	Long. Máx. Roscas Con Cresta Negra	N _L	TECL ²		Enrosque Perfecto del Acople (Make-up)		
					Pin L ₇	Acople N _L /2-J-1p	Nominal N _L - A ₁	Distancia Mínima Aceptable	Distancia Máxima Aceptable
4-1/2	3-15/16	1-1/4	3-17/32	8-7/8	1-21/32	3-47/64	4-15/16	4-9/16	5-9/64
5	4-1/16	1-3/8	3-59/64	9-1/8	1-25/32	3-55/64	5-1/16	4-11/16	5-17/64
5-1/2	4-1/8	1-7/16	4-21/64	9-1/4	1-27/32	3-59/64	5-1/8	4-3/4	5-21/64
6-5/8	4-5/16	1-5/8	5-13/64	9-5/8	2-1/32	4-7/64	5-5/16	4-15/16	5-33/64
7	4-1/2	1-13/16	5-1/2	10	2-7/32	4-19/64	5-1/2	5-1/8	5-45/64
7-5/8	4-11/16	2	5-63/64	10-3/8	2-13/32	4-31/64	5-11/16	5-5/16	5-57/64
8-5/8	4-13/16	2-1/8	6-25/32	10-5/8	2-17/32	4-39/64	5-13/16	5-7/16	6-1/64
9-5/8	4-13/16	2-1/8	7-9/16	10-5/8	2-17/32	4-39/64	5-13/16	5-7/16	6-1/64
10-3/4	4-13/16	2-1/8	8-7/16	10-5/8	2-17/32	4-39/64	5-13/16	5-7/16	6-1/64
11-3/4	4-13/16	2-1/8	9-15/64	10-5/8	2-17/32	4-39/64	5-13/16	5-7/16	6-1/64
13-3/8	4-13/16	2-1/8	10-1/2	10-5/8	2-17/32	4-39/64	5-13/16	5-7/16	6-1/64
16	4-13/16	2-23/32	12-9/16	10-5/8	3-1/8	4-39/64	5-13/16	5-7/16	6-1/64
18-5/8	4-13/16	2-23/32	14-5/8	10-5/8	3-1/8	4-39/64	5-13/16	5-7/16	6-1/64
20	4-13/16	2-23/32	15-45/64	10-5/8	3-1/8	4-39/64	5-13/16	5-7/16	6-1/64

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

- Tolerancia:** + 1/32 de pulgada
- Localización de la última rosca perfecta o longitud de control de los elementos de las roscas (TECL) en el acople medido desde la cara del acople.

Las imperfecciones localizadas en el área “LC” tienen una serie de criterios de aceptación y rechazo diferente que las imperfecciones que no están en el área “Pc”. Por eso, es con frecuencia necesario medir la distancia de la

imperfección desde la cara del tubo para determinar si está en el área “LC” o más allá. La clasificación apropiada de las roscas depende en la localización exacta de la imperfección.

Las roscas internas no tienen un área “LC”, por lo tanto, todas las roscas dentro del intervalo desde el rebaje (counter bore) a un plano localizado a la distancia “J” más una (1) rosca desde el centro del acople, serán inspeccionadas con los requerimientos del área “LC”. Para las roscas de tubería integral, todas las roscas dentro del intervalo desde el rebaje a un plano localizado a la distancia “J” más una (1) rosca desde el extremo menor de las roscas en la caja, serán inspeccionadas de acuerdo a los requerimientos del área LC. Estas áreas son conocidas como Longitud de Roscas Perfectas (PTL) o Control de los Elementos de las Roscas (TECL) y serán medidas desde la cara del acople o caja de la conexión. Determinar la localización de la Longitud del Control de los Elementos de las Roscas (TECL) y registrar este número. Referirse a las Tablas 13 hasta 14.

Girar lentamente cada tubo por lo menos una (1) vuelta completa mientras se inspeccionan visualmente las roscas externas para detectar la presencia de imperfecciones. Girar nuevamente cada tubo mientras se inspeccionan visualmente las roscas internas usando una lámpara manual de luz.

Se debe usar un espejo, según sea necesario, para examinar los flancos de carga y las raíces de las roscas internas. Se puede usar un perfilómetro, según sea requerido, en las roscas expuestas del pin y en las roscas internas, como una ayuda para determinar la presencia de formas de roscas inaceptables o cuestionables.

NOTA: No está permitido el limado o esmerilado exploratorio para determinar la profundidad de una imperfección en el área Pc.

Los biseles (chamfers) deberán extenderse todos los 360° alrededor del extremo de tubo y no deberán producir "filos de navaja" en los extremos. El comienzo de las roscas debe arrancar sobre la superficie del bisel y no sobre la cara del tubo, para que así no produzca una rosca afilada (featheredge).

La superficie de los biseles (chamfers) no necesitan estar perfectamente lisas, pero sí deberían estar libres de rebabas que puedan desprenderse durante el acoplamiento de las roscas. Las rebabas detectadas en el bisel durante la inspección pueden ser removidas mediante el limado (si es permitido) o rechazadas. Los cortes menores o machucones en el bisel que no afecten a las roscas no son causa de rechazo si el extremo del tubo cumple con todas las especificaciones aplicables de API. Ocasionalmente, se observan arranques falsos de las roscas en el bisel. Este es un corte prematuro sobre el bisel y no es parte del arranque de la rosca. Las rebabas en el extremo del tubo, ambas externas o internas, deberían ser removidas mediante limado (si es permitido) o rechazadas.

Los biseles redondeados o con nariz de bala deben ser inspeccionados que no tengan: esquinas agudas, rebabas, astillas, falsos arranques de roscas que entren sobre los arranques reales de roscas, machucones y cortes.

Los extremos de la tubería serán inspeccionados que no tengan daños mecánicos tales como, rebabas, filos, abolladuras o machucones.

La cara de el acople/caja y el rebaje (counterbore) serán inspeccionados para que no contengan marcas de herramienta (tool marks), machucones,

rebabas o quemaduras por arco eléctrico. En los acoples de rosca “buttres”, las raíces de las roscas que comienzan en la cara del acople o que producen roscas afiladas (featheredge) deben ser rechazadas.

Marcas para Apriete (Enrosque) y Apriete (Enrosque) de Acoples. La medición del apretado del acople no es parte de la inspección visual de roscas. No obstante, si la inspección visual muestra evidencias obvias de errores de apretado, evaluar según los procedimientos siguientes.

NOTA: No hay tolerancias especificadas por API para el apretado a máquina (powertight make up) en las conexiones con roscas redondas.

Localización del Triángulo Estampado. Localizar el triángulo equilátero de 3/8" estampado en cada extremo como sigue:

- a. Para las roscas redondas de tubería “casing”, 16 pulgadas (406,4 mm.), 18-5/8 pulgadas (473,1 mm.) y 20 pulgadas (508,0 mm.), en los grados H, J, K, y M, el triángulo estampado deberá estar localizado a la distancia $(L4 + 1/16)$ pulgadas desde cada extremo. La ausencia de esta marca debe ser reportada al Cliente.
- b. Para las roscas “buttres” en tubería “casing”, el triángulo estampado deberá estar localizado a la distancia A1 desde cada extremo. Referirse a la Tabla 16.

Comprobar que la posición del apriete mecánico de los acoples haya sido efectuada apropiadamente en las tuberías de roscas redondas y “buttres” como sigue a continuación:

- a. Medir la longitud actual del acople (N) para asegurarse que satisface la longitud mínima de API, (NL), (referirse a las Tablas aplicables, 12, 13 o 15).
- b. Determinar la posición nominal del apriete descrita en las Tablas aplicables, 12, 13 o 15.
- c. Verificar si el extremo del tubo está localizado en la posición apropiada dentro del acople. Esta distancia se mide, con una regla de acero, desde la cara del “pin” dentro del acople hasta la cara del extremo libre del acople, dentro de las tolerancias (distancia medida, mínima Y máxima) también escritas en las tablas aplicables 12, 13 o 15.

Si la posición de un acople es medida y se determina que está fuera de tolerancia, repetir el procedimiento usando la longitud actual del acople y la fórmula siguiente:

- a. Para Roscas Redondas de API:

$N - L4 = \text{Posición Nominal de Apriete } (< 2p)$

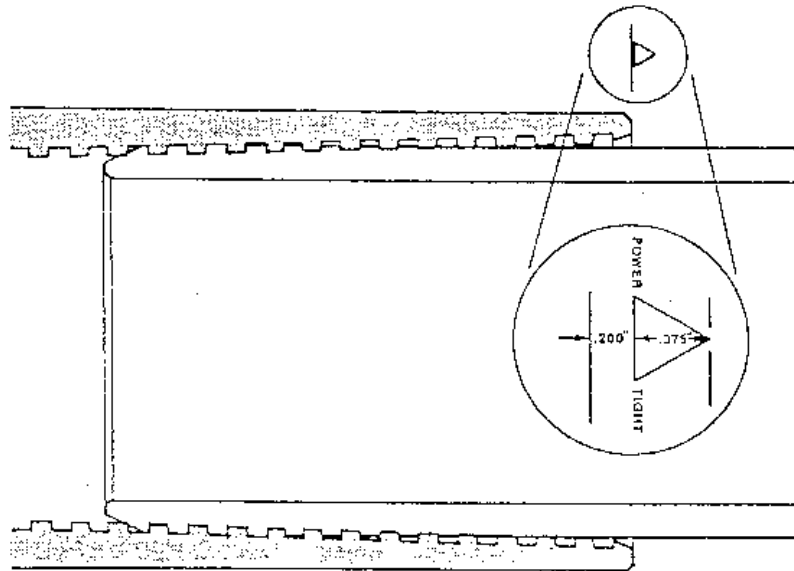
NOTA: Se debe notificar el Cliente si los acoples no han sido apretados a la posición determinada.

- b. Para las Roscas Buttress:

$N - A1 = \text{Posición Nominal de Apriete } (+ 0.200", - 0.375")$.

La tubería con roscas “buttres” con acoples que no hayan sido apretados dentro de estas tolerancias deben ser rechazadas. Ver la Figura 11.

Figura 11 – Vista de la Posición de Apriete Mecánico de Acoples “Buttres”.



Fuente: NOV (Derechos Reservados)

Se debe reportar al cliente cualquier falta de recubrimiento o cambios obvios en el color o tipos de recubrimientos en las roscas del acople. Los tipos de recubrimientos típicamente usados en las conexiones de API son identificados como sigue:

1. Zincado (roscas cubiertas con zinc)- gris claro opaco ligeramente áspero o con apariencia de una superficie escamosa.
2. Fosfatizado Metálico- muy delgado, recubrimiento duro con superficies de color negras o grises oscuras.
3. Estañado (roscas recubiertas de estaño)-recubrimiento grueso de mayor espesor que el zincado o el fosfatizado metálico. Las superficies tienen un color plateado brillante.

Si existen imperfecciones de fábrica visibles sobre las roscas, en un número significativo, se debería notificar al cliente que una inspección dimensional de roscas API sería apropiada para localizar posibles imperfecciones en el perfil de las roscas.

1.7.2. Evaluación de imperfecciones en las roscas API:

Los tipos de imperfecciones en el área de roscas que podrían causar que las roscas estén defectuosas son los siguientes:

- Roscas Rotas (broken Threads).
- Cortadas (cuts).
- Esmeriladas (grinds).
- Hombros o escalonamientos (shoulders or steps).
- Costuras (Seams).
- Roscas de crestas incompletas (incluyendo las roscas con crestas negras).
- Traslapes (Laps).
- Picaduras (Pits).
- Abolladas (Dents).
- Marcas de Herramienta (tool marks).
- Filos (Fins).
- Golpes (Dings).
- Rebabas (burrs)
- Roscas Desgarradas (torn threads).
- Daños Mecánicos Producidos Durante el Manipuleo (handling damage).
- Roscas Gruesas (thick threads).
- Roscas Angostas (thin threads).
- Roscas Arrancadas (Galled threads).

- Altura de Roscas Inapropiada (improper thread height)
- Roscas con Laminilla Metálica (Whisker).
- Grietas (cracks).
- Roscas Vibradas (chattered threads).
- Roscas Onduladas (wavy or drunken threads).
- Roscas de Forma Inapropiada (improper thread form).
- Quemaduras por Arco Eléctrico (arc burns).
- Roscas que no se extienden hasta el centro del acople (las roscas dentro del área J pueden ser imperfectas).
- Cualquier otra imperfección que rompa con la continuidad de las roscas en el área LC.

NOTA: Las roscas que no tienen su cresta completa han sido históricamente y continúan siendo referidas como "roscas con crestas negras"; no obstante, también puede ser usado para describir a las roscas sin crestas completas que puedan no estar "negras".

Aunque las especificaciones API dan a entender que las roscas deben de estar libres de imperfecciones, se debería ejercitar buen juicio y discreción en la inspección de campo de las roscas en "casing" y "tubing". Algunas irregularidades superficiales no afectarán la fortaleza de la unión o el sello de la misma a no ser que sean lo suficientemente largas para crear un canal de fuga.

Debe de tenerse en cuenta que las crestas de las roscas redondas de API no tocan **totalmente** las raíces de las roscas con las que están siendo apareadas.

Por lo tanto, pequeñas ondulaciones, desgarraduras, cortes u otras irregularidades superficiales sobre las crestas o raíces de las roscas no son

causa de rechazo siempre y cuando la raíz de la rosca tenga la holgura (altura) apropiada.

Algunas aspereza superficial puede ser benéfica para el apriete apropiado al mantener la grasa en su lugar mientras que las conexiones están siendo apareadas. No hay causa para rechazar las irregularidades superficiales a menos que haya protuberancias claras y que sea probable que actúen como elementos de corte y causen desgarramientos o creen canaletas en las roscas suficientemente grandes para causar un canal de fuga. Los flancos de las roscas en el área LC son los elementos más críticos de sello. (Mirar la Figura aplicable, 12a o 12b).

En las roscas buttres, las superficies de sello pueden ser también las crestas del pin con la raíz de las roscas de caja (lo opuesto de lo enseñado en la Figura 12b). Si las imperfecciones en el flanco de las roscas están alineadas con el eje longitudinal en el área, un canal de fuga puede ocurrir y las roscas deben ser rechazadas Figura 8a Figura 12b

Figura 12a

Superficies de Sello
en las Roscas Redondas

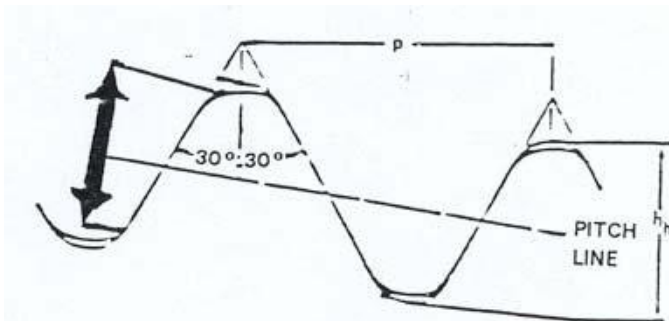
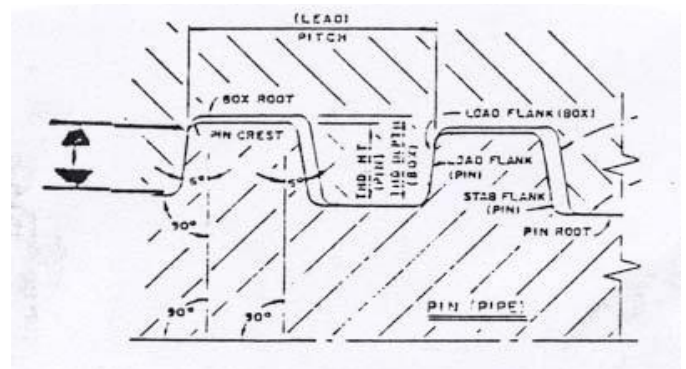


Figura 12b

Superficies de Sello
en las Roscas "Buttres"



Fuente: NOV (Derechos Reservados)

1.8. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION CON PARTICULAS MAGNETICAS EN LA LONGITUD TOTAL

Este procedimiento delinea los requisitos mínimos para la inspección con partículas magnéticas en la longitud total (FLMPI) e inspección visual de las superficies externas de Productos Tubulares nuevos utilizados en la Industria Petrolera utilizando el método con partículas magnéticas secas y campos magnéticos residuales.

Este procedimiento es utilizado para detectar imperfecciones que rompen la superficie externa y orientadas longitudinalmente en el cuerpo de tubería ferromagnética “casting”, “Tubinga” y de perforación (drill pipe) con extremos lisos. Este procedimiento incluye acoples si están adheridos, pero no aplica a las áreas roscadas.

1.8.1. Requisitos de equipo: Equipo para Magnetizar:

Se puede utilizar cualquiera de los tipos de equipos de magnetización de corriente directa (CD) siguientes y listados a continuación a discreción de la locación de NOV.

- a.** Sistema de Magnetización con Banco de Baterías.
- b.** Sistema de Magnetización de Corriente Alterna (CA) Rectificada.
- c.** Sistema de Magnetización de Descarga de Capacitares (CD Box).

Para voltajes de recarga que excedan los 50 voltios, el individuo que esté efectuando la conexión eléctrica con el conductor interno deberá usar guantes aislantes.

Las conexiones de los cables a la unidad magnetizadora y al conductor central (varilla de disparo) deberán estar limpios y apretados.

Los bancales deberán estar aislados para prevenir arcos eléctricos con la superficie de la tubería.

Conductor central interno (la varilla de descarga). El conductor central interno deberá estar aislado en toda su longitud para prevenir arcos eléctricos con la superficie interna del material.

Para los materiales con un diámetro externo <16.0 pulgadas (406,4 mm.) la centralización del conductor central no es necesaria. Para los materiales con un diámetro externo ≥ 16.0 pulgadas (406,4 mm.) el conductor central deberá ser centralizado o el material será girado y remagnetizado con el conductor central re-posicionado a 180° de la posición original.

Indicadores de Campos de Partículas Magnéticas. Una lámina metálica Ely Tipo I (o NDT Consultants de Tipo G o equivalente), redondo con gajos (Pie Gauge) (o indicador de Campo Magnético de sensibilidad similar) pueden ser utilizados para verificar la efectividad y dirección de la magnetización.

Los indicadores de campo magnético no deberán mostrar ninguna indicación cuando se encuentren en un área que esté libre de magnetismo.

Partículas Magnéticas Secas. Las partículas deberán proveer un contraste elevado con la superficie que está siendo inspeccionada. Se prohíbe el uso de partículas magnéticas secas recicladas.

La mezcla de partículas magnéticas secas consistirá en partículas de distintas granulaciones, con un mínimo de un 75% por peso, de granos más finos que el tamiz ASTM 100 y un mínimo de un 15% por peso, de granos más finos que el tamiz ASTM 325. La mezcla no contendrá elementos indeseables tales como humedad, suciedad, arena, etc.

- a. Cada área de NOV mantendrá el certificado dimensional de las partículas en el archivo para su verificación por el Cliente o sus representantes.

Las partículas secas contenidas en un envase abierto anteriormente deberán ser verificadas, al tacto, que se encuentren libres de terrones y humedad, antes de su uso.

1.8.2. Preparación de la superficie:

Los protectores de roscas deberán ser removidos y limpiados (si fuese requerido). Si el Cliente requiere arenado (sandblasting) antes de la inspección, los protectores de roscas deberán permanecer instalados hasta que el arenado (sandblasting) haya sido completado.

La sensibilidad de la inspección con partículas magnéticas en la longitud total (FLMPI) dependerá, en gran parte, en las condiciones de la superficie que está siendo inspeccionada. Para una sensibilidad suficiente, la superficie deberá estar seca, libre de tierra y depósitos de escamas y que tenga el barniz de fábrica liso y duro.

INDUCCIÓN DE UN CAMPO MAGNÉTICO CIRCULAR:

(Para detectar las imperfecciones longitudinales).

Cada pieza será magnetizada con un campo magnético circular usando una (1) de las fuentes de magnetización y un conductor central.

NOTA: Deberá tenerse precaución para prevenir los arcos eléctricos inadvertidos en las superficies de las tuberías. Los materiales con marcas de arcos serán clasificados como rechazos. El cliente será notificado en estos casos.

Magnetizar solamente la tubería que será inspeccionada en ese día. Los tubos magnetizados y no inspeccionados en ese día deberán ser remagnetizados antes de su inspección.

Cuando se utilice una unidad magnetizadora de descarga de capacitores (CD Box), el número de pulsos y la cantidad de corriente deberá cumplir con los requisitos de la Tabla 17

TABLA 17 - Requisitos Mínimos de Magnetización para Unidades Magnetizadoras de Descarga de Capacitores

Número de Pulsos	Corriente Mínima Requerida (AMPS) Peso del Tubo en Libras/Pie	Corriente Mínima Requerida (AMPS) Peso de Tubo en Kg./m.
Singular	$I = 240 \times W$	$I = 161 \times W$
Doble	$I = 180 \times W$	$I = 121 \times W$
Triple	$I = 145 \times W$	$I = 97 \times W$

Fuente: NOV (Derechos Reservados)

Donde: I = Corriente en Amperios.

W = Peso del tubo.

1 – Para el material recalado y/o con acoples instalados, la corriente utilizada debe ser >3000 amperes.

1.8.3. Inspección de imperfecciones longitudinales:

Utilizando una botella o un soplador de polvo, aplique ligeramente las partículas magnéticas secas sobre el tercio superior (1/3) de la superficie de cada tubo. Asegure que la acumulación excesiva de partículas no enmascare ninguna imperfección.

Inspeccionar una tercera parte (1/3) de la superficie superior de cada tubo. Marcar cada imperfección con tiza u otro material de marcación adecuada antes de proceder. Observar para detectar picaduras, abolladuras, golpes, y los cortes transversales, que normalmente no atraen las partículas magnéticas.

NOTA: El viento es perjudicial para la aplicación uniforme de las partículas sobre la superficie de la tubería. FLMPI no debe ser efectuada donde el viento prevenga la aplicación uniforme de las partículas. FLMPI no es posible cuando la superficie de la tubería está mojada o húmeda.

Repetir el procedimiento para los otros dos tercios restantes (2/3) de la superficie del tubo.

NOTA: Tres (3) áreas distintas son polveadas e inspeccionadas en cada tubería para traslapar y completar la inspección de la superficie. Los acoples (si aplica) son incluidos siempre en cada una de estas tres (3) áreas. Se

debe tomar una atención especial para la detección de fisuras o costuras en los acoples, sin importar que poco profundo puedan ser.

Las indicaciones de imperfecciones deberán ser marcadas con tiza (u otro material fácilmente removible) para su evaluación.

1.8.4. Evaluación de imperfecciones:

Todas las indicaciones de imperfecciones sobre las superficies del cuerpo del tubo y de las superficies externas de los acoples serán evaluadas.

Las indicaciones de partículas magnéticas que resultan en un espesor de pared remanente dentro de +0.005 pulgada (0,13 mm.) de la tolerancia de pared remanente deberán ser documentadas en la hoja de evaluaciones (prove-up report) e incluidas en el archivo de la orden de trabajo.

1.9. PROCEDIMIENTO PARA MEDIDOR DE ESPESOR ULTRASONICO MANUAL

Este procedimiento establece los requisitos mínimos relacionados con la evaluación de indicaciones con ondas de compresión ultrasónicas utilizando un instrumento digital para espesores manual. Esta técnica se puede aplicar para medir espesor de pared en tubería desde la superficie externa, el espesor remanente encima de una imperfección interna y para evaluar las indicaciones de medición de espesores en productos tubulares.

1.9.1. Requisitos de equipo:

Medidores de Espesor Ultrasónicos. El instrumento ultrasónico debe ser del tipo de pulso-eco con desplegado numérico digital. Solo se deben usar medidores de espesor que tengan controles ajustables de Cero (Delay) y

Velocidad (Calibrar). Está **prohibido** el uso de medidores que tengan la peculiaridad para estandarizar en un solo punto.

Los instrumentos de medición siguientes han sido aprobados para su uso por el Departamento de Servicios Técnicos y de Calidad (QTS) y están disponibles en el almacén de NOV:

- a. Krautkramer DM4E, Tubsocope parte # 9103170280 Transductor, FH2E-WR, 8MHz desgaste lento, Tubsocope parte # 9121910910
- b. Panametrics, 26MG-XT-91RM-E, Tubsocope parte # 9103270180 Transductor, D791-RM, 5MHz, Tubsocope parte # 9121910790
- c. Dakota MX-3, Tubsocope part# 9103170290 Transductor, T-152-200, 5MHz desgaste lento, Tubsocope part# 9121910900

1.9.2. Procedimiento de operación:

El área que requiera investigación deberá haber sido marcada con precisión sobre la superficie externa del material antes de esta exanimación por el método que localizó la imperfección originalmente.

Medición de Espesor de Pared:

Coloque el transductor firme sobre la superficie a medir, asegurando que la línea divisoria entre los lados del transmisor y receptor está perpendicular al eje longitudinal del material.

Permita que se establezca la lectura, luego compare cada lectura con el espesor mínimo permitido.

Cuando se esté explorando para verificar una indicación de pared delgada, el movimiento del transductor debe ser en incrementos mínimos, siguiendo un diagrama como si estuviera cuadrículado. Una vez que se ha localizado el área, disminuya el tamaño de los incrementos y trate de localizar la indicación de pared más delgada. El transductor se debe avanzar suavemente y con un mínimo de presión para minimizar desgaste de la cara del transductor.

NOTA: Se debe tener cuidado para asegurar que la detección de alguna inclusión o laminación no se interprete como medición de pared delgada.

Determinación del Espesor Remanente Encima de las Imperfecciones Internas. Se debe usar una técnica de exploración que siga como si estuviera investigando en una cuadrícula pequeña para buscar imperfecciones aisladas y espesor de pared remanente. El transductor se debe avanzar suavemente y con un mínimo de presión para minimizar desgaste de la cara del transductor.

1.10. PROCEDIMIENTO PARA LOS LIQUIDOS PENETRANTES – METODO FLUORESCENTE LAVABLE CON AGUA

Este procedimiento establece los requisitos mínimos relativos a la inspección con los líquidos penetrantes de las Áreas Especiales Finales (SEA) de la Inspección de los Productos Tubulares de la Industria Petrolífera (OCTG) utilizando el método de líquidos penetrantes fluorescentes lavables con agua (Tipo I - Método A).

Este procedimiento es utilizado para la detección de las imperfecciones de cualquier orientación abiertas a la superficie, en las superficies interna y externa de las áreas especiales finales de las tuberías nuevas ferromagnéticas y no ferromagnéticas como casing, tubing, tubería de perforación con extremos lisos y en la inspección de todo el cuerpo de los acoples y conectores sueltos.

Los casing y tubing inspeccionados mediante la utilización de este procedimiento pueden ser con roscas o con extremos lisos.

Cuando es efectuado en los materiales con roscas, una inspección visual deberá ser efectuada de acuerdo con el procedimiento establecido para la inspección visual de roscas. Si este servicio es efectuado en las tuberías de drill pipe o casing o tubing de extremos lisos, las referencias a los protectores de roscas son ignoradas.

El SEA (o área de cobertura) es cubierta por una distancia de 18 pulgadas (46 cm) desde cada extremo de tubería mas la superficie externa y las roscas expuestas de los acoples unidos.

Si esta inspección es efectuada en conjunción con la inspección ultrasónica de todo el cuerpo del tubo, la longitud del SEA puede ser acortada a la longitud calificada mediante la aceptación de los indicadores de referencia en el extremo del acople del patrón de referencia. Una vez que la longitud del SEA haya sido calificada, la porción remanente mas una pulgada (3 cm) de la tubería deberá ser inspeccionada de acuerdo con este procedimiento.

NOTA: En los tamaños de tuberías de 2-3/8 pulgadas (60,3 mm) hasta 3-1/2 pulgadas (88,9 cm), la inspección interna está limitada a aproximadamente 12 pulgadas (30 cm). En las tuberías de tamaños que son menores de 2-3/8

pulgadas (60,3 mm), la inspección interna está limitada a aproximadamente 2 pulgadas (5 cm). Si el cliente requiere el 100% de la cobertura de la superficie interna, este método deberá ser complementado con (o reemplazado [excepto por las superficies de las roscas]) con la inspección de ultrasonidos de ondas de corte del área de extremo.

La inspección con los líquidos penetrantes pueden ser utilizados en los productos ferro-magnéticos cuando las técnicas de partículas magnéticas no son prácticas o cuando sea requerido por el cliente.

1.10.1. Procedimiento de preparación, limpieza e inspección visual de la superficie:

Los protectores de roscas deberán ser removidos y limpiados (si es requerido).

Las superficies que van a ser inspeccionadas deberán estar secas y libres de todo tipo de pintura, tierra, grasa, pelusa, escamas, grasa de roscas, aceite, o cualquier otro material que pueda interferir con la inspección.

Las áreas que deberán ser limpiadas incluyen las superficies expuestas internas y externas por un mínimo de 19 pulgadas (48 cm) desde cada extremo de tubería y las roscas expuestas de los ac opls apretados.

Las áreas de proceso e inspección deberán ser mantenidas libres de materiales fluorescentes lo mas posible para minimizar la brillantez de fondo.

La limpieza debe ser efectuada utilizando uno (1) de los siguientes métodos:

Limpieza con Solvente. Los solventes limpiadores deberán evaporarse fácilmente para que se evaporen de las imperfecciones apretadas. Los tipos

comunes de solventes incluyen nafta, diluyente para pintura o alcohol isopropílico. Se deberán observar las precauciones apropiadas de inhalación e incendio. La limpieza con solvente no está recomendada para quitar óxido o escamas. Si existieran estas condiciones, se explorarán medios alternativos (mecánicos) de preparación de la superficie.

Desengrasante al Vapor. El desengrase al vapor constituye un método preferido para remover los contaminantes orgánicos tales como aceite y grasa. Sin embargo, no removerá tierra de tipo inorgánico (suciedad, corrosión, etc.).

Limpieza al Vapor. La limpieza al vapor es normalmente la mejor para limpiar material en este tipo de aplicación.

Limpieza Mecánica. Alguna forma de limpieza mecánica puede requerirse para quitar recubrimiento, barniz y pintura de las superficies de los materiales antes de la inspección. Se deberá tener extrema precaución al seleccionar tales métodos. Se deberá notificar al Guía o Supervisor de Turnos aplicable de NOV. Se debe prestar atención a la posibilidad de aplastar o embarrar el metal que puede tomar lugar como resultado de algunos métodos de limpieza mecánica tales como: arenado / granallado, arenado, limado, pulido, raspado, amolado, limpieza metálica, etc. Estos procesos puede cubrir el acceso a las imperfecciones superficiales haciendo que la inspección por penetrantes sea inadecuada. Además, estos métodos normalmente requieren de limpieza (grabado) con ácido para remover el metal embarrado antes de la inspección. El grabado al ácido introduce la posibilidad de fragilidad por absorción de hidrógeno en algunos materiales y puede requerir de calentamiento para eliminar tal peligro.

Se debe tener cuidado de capturar todos los materiales usados para la limpieza al igual que cualquier material limpiado de la superficie. Los materiales deberán ser adecuadamente descartados, de acuerdo con los requisitos de la Agencia de Protección Ambiental (EPA).

La limpieza final deberá realizarse utilizando Acetona o MEK antes de la inspección para remover cualquier residuo de la superficie. Observe las precauciones apropiadas. Es esencial que las superficies se encuentren totalmente secas luego de la limpieza, ya que cualquier residuo de líquido no permitirá la entrada del líquido penetrante dentro de las imperfecciones. Los tiempos de secado, antes de la aplicación del penetrante o revelador, dependen de la temperatura y de la humedad. Se pueden utilizar compresores de aire caliente a presión según se necesite para minimizar el tiempo de secado. El mínimo tiempo de secado, a temperatura ambiente, no será menor a cinco (5) minutos.

Excepto para instalaciones de varios turnos, sólo la cantidad de piezas que pueden ser adecuadamente inspeccionadas durante un (1) turno serán limpiadas y secadas en forma completa / exhaustiva.

Inspección Visual. Las superficies expuestas internas y externas deberán ser inspeccionadas, utilizando una iluminación visible, por un mínimo de las primeras 18 pulgadas (46 cm) desde cada extremo de la tubería mas la superficie externa y las roscas expuestas de los acoples apretados. El material deberá ser rodado o girado por un mínimo de 1- 1/4 revoluciones. Esta inspección deberá ser efectuada antes de la inspección con los líquidos penetrantes. Evaluar cualquier imperfección notada.

1.10.2. Procedimiento de operación: Aplicación del Penetrante:

Antes de la aplicación del penetrante, el inspector deberá verificar que la parte esté limpia, seca, y dentro del rango de temperatura permitido.

La aplicación del penetrante deberá ser efectuada mediante brochas o rociado y deberá ser aplicado con una capa fina. El penetrante deberá ser aplicado de tal forma que toda la parte o área bajo inspección esté completamente cubierta con penetrante.

- a. Si el penetrante se aplicara mediante el rociado con aerosol utilizando un aparato tipo aire comprimido, los filtros deberán colocarse en el lado aguas arriba cerca de la salida de aire para prevenir la contaminación del penetrante con el aceite, agua, suciedad o sedimento que puede haber recogido en las líneas.

El área de aplicación deberá estar protegida del exceso de aerosol y goteo y deberá estar ventilada.

Tiempo de Penetración (Permanencia). El penetrante deberá permanecer sobre las superficies durante un tiempo de penetración mínimo de 10 minutos y un máximo de 60 minutos. Sin embargo, no se deberá dejar que el penetrante se seque sobre las superficies del material. Volver a aplicar el penetrante a aquellas áreas en donde se lo dejó secar facilitará la remoción del penetrante seco. Permita que el penetrante que se volvió a aplicar permanezca en la superficie del material durante un período adicional de cinco (5) a 10 minutos antes de su remoción.

- a. Para temperaturas ambiente entre 40 y 50°F (4 y 10°C), el tiempo de penetración será de un mínimo de 20 minutos.
- b. Para el penetrante de auto relevado MH-607, el tiempo máximo de penetración es de 5 minutos.

Remoción del Exceso de Penetrante:

Después de que haya transcurrido el tiempo de penetración especificado, el penetrante deberá ser removido, tomando los pasos necesarios para minimizar la remoción del penetrante de las imperfecciones.

El exceso de penetrante deberá ser removido utilizando agua con un rociado grueso angulado (aproximadamente a 45°).

El tiempo de rociado no deberá exceder de 120 segundos. El rociado está completado cuando el penetrante haya sido removido completamente de las superficies, no rociar la parte excesivamente.

Utilizar la luz negra durante el rociado para verificar una remoción completa.

Se debe tener precaución de capturar todos los materiales de penetrantes durante el ciclo de lavado. Todos los materiales deberán ser adecuadamente descartados, de acuerdo con todos los requisitos de la Agencia de Protección Ambiental (EPA).

Secado Luego de la Remoción del Exceso de Penetrante

Las superficies a ser inspeccionadas deberá secarse completamente ya sea mediante secado con aire, aire caliente a presión, secar suavemente con una toallita o mediante la exposición a temperatura ambiente.

NOTA: Cuando se utiliza aire caliente a presión, la superficie del material no deberá exceder los 125°F (52°C).

Se deberá evitar el exceso de secado ya que puede reducir la sensibilidad de la inspección.

Aplicación del Revelador (Paso no requerido cuando se utilice el penetrante HM-607)

El revelador deberá aplicarse tan pronto como sea posible luego del secado, pero no más allá de los cinco (5) minutos después de haber completado el secado.

La totalidad del área inspeccionada deberá ser rociada con una capa delgada y pareja de revelador. Se deberá evitar el exceso de rociado, el exceso de revelador puede enmascarar las indicaciones. Una capa que cubre suficientemente el área pretendida es apropiada.

El exceso de rociado del revelador deberá encontrarse limitado al área de trabajo o removido mediante una campana extractora.

Tiempo de Revelado. El tiempo de revelado empieza tan pronto como el recubrimiento de revelador se encuentra seco al aplicarse. El tiempo de revelado no deberá ser menor a 10 minutos.

Penetrante Auto Revelado. Cuando se está utilizando el revelador auto revelado, las imperfecciones empiezan a ser visibles bajo la luz negra cuando la parte está seca.

Inspección. Inspeccione el área o áreas requeridas inmediatamente después de que haya transcurrido el tiempo de revelado.

NOTA: Los lentes absorbentes de rayos ultravioleta deben ser utilizados para prevenir la exposición innecesaria de la vista a la radiación ultravioleta. Los lentes photochromic (que se oscurecen al ser expuestos con la luz) o permanentemente oscurecidos (lentes para el sol) están **prohibidos**.

Adaptación de la Vista a la Oscuridad. El personal de inspección deberá permanecer en el área oscurecida por lo menor 30 segundos, antes de comenzar la inspección usando la luz negra, para asegurar que la vista se haya adaptado a la oscuridad.

Utilizando una luz negra iluminar el extremo de la tubería, las superficies externas de ambos extremos deberán ser inspeccionadas por un mínimo de 18 pulgadas (46 cm.) desde cada extremo de tubería más la superficie externa y las roscas expuestas de los acoples apretados. El material será rodado o girado un mínimo de 1-1/4 revoluciones.

Repetir este procedimiento para las superficies internas de ambos extremos, incluyendo las roscas internas.

Áreas anchas fluorescentes o pigmentación que puedan cubrir las imperfecciones son inaceptables. Tales áreas deberán ser limpiadas y reexaminadas.

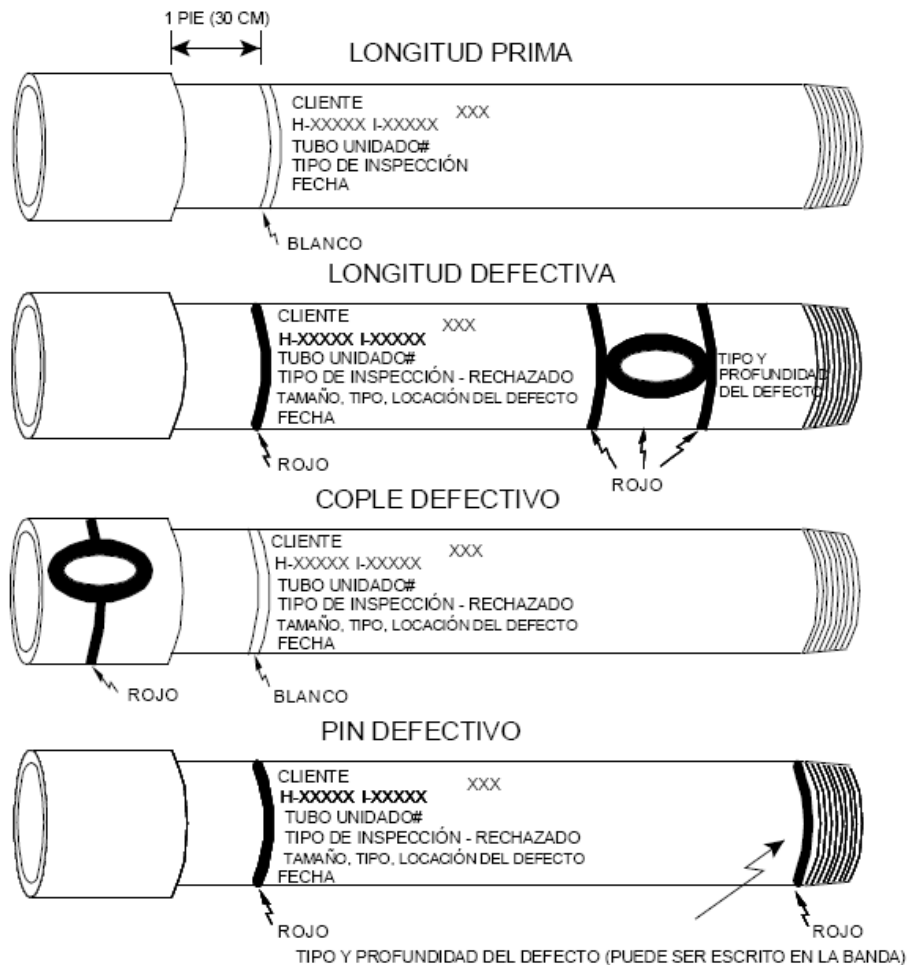
Cualquier indicación que sea cuestionable o dudosa deberá ser vuelta a evaluar para determinar si la indicación es relevante o no.

Las indicaciones de imperfecciones deberán ser marcadas con tiza (u otro material fácilmente removible) para su evaluación.

1.10.3. Procedimientos posteriores a la inspección:

Cuando se haya completado la inspección con penetrantes, las áreas inspeccionadas pueden ser cepilladas con un cepillo de fibra y una solución de agua o limpiadas al vapor. Se puede agregar al agua un detergente no corrosivo para facilitar la remoción del revelador

Figura 13 – Representación grafica del modo de señalización de daños en la tubería y es colocado a aproximadamente 3 pies (1 m) del acople o caja.



Fuente: NOV (Derechos Reservados)

1.11. CLASIFICACIÓN DE INSPECCIÓN:

Cada parte inspeccionada será clasificada en una (1) de las siguientes categorías:

Material aceptable, de acuerdo con los resultados de la(s) inspección(es) o prueba(s) específica(s) efectuadas e identificado con una banda blanca (excepto para los acoples ya instalados).

Material que contiene uno o más defectos API, no removibles por esmerilado o por limado e identificado con una marca de pintura roja.

Material que contiene defectos especificados por el cliente, no removibles mediante esmerilado o limado e identificado con las marcas de pintura especificadas por el cliente.

Marcas de Clasificación Resultante de la Inspección. Las marcas de inspección no deben colocarse sobre las marcas de fábrica, a menos que una imperfección se encuentre en ese lugar. En ausencia de especificaciones del Cliente, se debe usar lo siguiente:

El color de la banda de clasificación, el color de las bandas que contornean un defecto y su localización, deben ser como se muestra en la Figura 10. Por acuerdo con el Cliente, se puede usar una banda de otro color en el caso del material defectuoso de grado N-80 (tales como acoples o conectadores) que estén pintados de rojo en toda su superficie. Se debe utilizar una pintura o tinta de buena calidad y larga duración, y no debe ser aplicada en las áreas roscadas.

- a. La tubería que no cumpla con las especificaciones del cliente en cuanto a dureza son identificadas con pintura verde. Si la tubería no cumple con la Especificación API en cuanto a dureza, la tubería se identifica con pintura roja como muestra la Figura 10.

Las bandas de clasificación serán por lo menos de 2 pulgadas (5.1 cm) de ancho y colocadas aproximadamente a un pie (30 cm) del acople. Para los tubos con extremos lisos las bandas de clasificación serán colocadas aproximadamente a 2.5 pies (76 cm) del extremo de fábrica.

- a. Identificación de Conexiones Rechazadas. Marcar el plano de todas las conexiones rechazadas con una línea blanca en el cuerpo del tubo adyacente a la posición rechazable de la conexión.

Los acoples aceptables instalados en el tubo, no necesitan una banda de clasificación. Un acople instalado defectuoso tendrá una banda de clasificación NDT pendiente como se muestra en la Figura 10.

Un pin defectuoso causará que todo el tubo sea clasificado como defectuoso. La información del motivo de rechazo debe ser colocada entre la banda de rechazo y las roscas o podría ser escrita sobre la banda de rechazo. Para la tubería con conexión integral (sin acoples) el tubo completo se debe clasificar defectuoso si la conexión de caja está defectuosa.

A menos que el cliente especifique lo contrario, los “pines” o acoples que no cumplan los requisitos de diámetro de conexión (PD), se debe aplicar cinta amarilla alrededor de la conexión.

Las marcas, diferentes a las bandas de clasificación, como se ilustran en la Figura 10, deben imprimirse o estencilarse y deben ser legibles. Se debe usar pintura blanca o plateada; excepto que se puede usar amarilla o negra en productos con superficies maquinadas o cromadas. La Figura 10 no tiene la intención de especificar el número de líneas requeridas para marcas de inspección, pero es típico para “casing”. En tubería de producción (tubing), las marcas podrían tener que ser aplicadas en una (1) o dos (2) líneas a lo largo del tubo.

- a. Para “line pipe” > 8-5/8 pulgadas (219,0 mm), las descripciones pintadas serán aplicadas en la superficie interna aproximadamente a 1 pie (30 cm) del extremo de fábrica.
- b. Para acoples y conectadores no instalados, como mínimo, los servicios efectuados y “TUBO” deben ser estencilazos en el acople o conector.

En los tubos rechazados, que posteriormente serán cortados para quitar los defectos, el número y las marcas de inspección, que no sean las bandas de clasificación, serán vueltas a colocar a una distancia mínima de dos (2) pies (0,6 m) del lugar marcado para el corte.

1.12. RE-INSTALACION DE LOS PROTECTORES DE ROSCAS

Después de que cualquier proceso de inspección haya finalizado y el cual requirió que los protectores de roscas fueran quitados, asegurarse de que las roscas se encuentren limpias y secas. Lubricar las roscas con la grasa requerida. Lubricar completamente el área roscada, incluyendo los sellos y las raíces, en la totalidad de la circunferencia de las roscas.

El compuesto de roscas que cumpla con API RP 5A3 será usado, a no ser que el cliente especifique lo contrario.

En climas fríos, podría ser necesario entibiar la grasa antes de poder ser aplicada. La grasa no debe ser diluida por ninguna razón.

La grasa debe ser revuelta antes de su uso a fin de asegurar la mezcla de sus componentes.

El envase que contiene la grasa debe estar tapado cuando no se use. No se debe usar grasa contaminada.

Inspeccionar visualmente cada protector de roscas para verificar que no esté dañado. Los protectores deben ser instalados y apretados con llave.

Los protectores dañados serán rechazados.

Cuando los protectores son instalados, deberá tenerse un cuidado especial con la llave “stillson” a fin evitar los daños en la superficie del tubo. Cuando exista la posibilidad de estos daños, deberá usarse una llave de banda o cadena.

Cuando el cliente lo autorice, se puede aplicar “dry moly” a las roscas por el personal de NOV. Sin embargo, debe aplicarse solamente después que todos los servicios de inspección relacionados a las roscas hayan concluido. El “dry moly” debe aplicarse en forma ligera sobre las roscas, aproximadamente 1 a 3 mils (0.03 a 0.08 mm) en espesor.