



12
250

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**PRACTICAS RECOMENDADAS PARA LA
INSPECCION DE TUBERIAS**

FALLA DE ORIGEN

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
ALEJANDRO GARCIA ENRIQUEZ

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. RAUL MARTINEZ GONZALEZ**



MEXICO, D. F.

MARZO DE 1995

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

SR. ALEJANDRO GARCIA ENRIQUEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Raúl Martínez González, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero.

PRACTICAS RECOMENDADAS PARA LA INSPECCION DE TUBERIAS

- I INTRODUCCION**
- II METODOS, EQUIPOS Y PROGRAMAS DE INSPECCION**
- III PROCEDIMIENTOS DE CALIBRACION Y ESTANDARIZACION**
- IV PRACTICAS RECOMENDADAS API DE INSPECCION TUBULAR**
- V ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGIA**
- GLOSARIO DE TERMINOS TECNICOS UTILIZADOS**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

A t e n t a m e n t e
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 5 de octubre de 1994
EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**PRÁCTICAS RECOMENDADAS
PARA LA INSPECCIÓN DE TUBERÍAS.**

TESIS PRESENTADA POR:

ALEJANDRO GARCÍA ENRÍQUEZ.

DIRECTOR DE TESIS:

ING. RAÚL MARTÍNEZ GONZÁLEZ.

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE :	ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA.
VOCAL :	ING. RAÚL MARTÍNEZ GONZÁLEZ.
SECRETARIO :	ING. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ.
PRIMER SUPLENTE :	DR. DANIEL GARCÍA GAVITO.
SEGUNDO SUPLENTE :	M.I. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.

Handwritten signatures of the members of the Professional Examination Jury, corresponding to the names listed in the table to the left. The signatures are written in black ink over horizontal lines.

CD. UNIVERSITARIA, MARZO DE 1995.

AGRADECIMIENTOS.

A MIS PADRES,
POR SU PACIENCIA Y CONSTANTE APOYO.

AL ING. RAÚL MARTÍNEZ GONZÁLEZ,
POR SU ASESORÍA E INTERÉS MOSTRADOS PARA EL DESARROLLO DE ESTE TRABAJO.

AL PERSONAL DE LA GERENCIA DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DE PERFORACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE POZOS DEL IMP,
POR TODO EL APOYO Y LAS FACILIDADES QUE ME BRINDARON.

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA,
POR ABRIRME SUS PUERTAS.

Y A TODOS MIS AMIGOS,
COMPAÑEROS DE MIL BATALLAS.

Contenido.

	pág.
Introducción.	1.1
1. Métodos, Equipos y Programas de Inspección.	1.1
1.1. Tuberías de Revestimiento y de Producción.	1.2
1.1.1. Inspección Electromagnética - EMI.	1.3
1.1.2. Inspección de Área Final - EAI.	1.4
1.1.3. Inspección Especial de Áreas Finales - SEA.	1.5
1.1.4. Prueba de Dureza.	1.6
1.1.5. Inspección Visual de Roscas - VTI.	1.6
1.1.6. Prueba de Presión Hidrostática.	1.7
1.1.7. Calibración del Diámetro Interior - Drift Testing.	1.7
1.1.8. Inspección de Partícula Magnética del Tramo Completo - FLMPI.	1.8
1.1.9. Inspección Ultrasónica del Tramo Completo.	1.8
1.1.10. Medición Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared - UT.	1.10
1.1.11. Calibración de la Caja y del Piñón.	1.11
1.1.12. Inspección y Calibración de Roscas.	1.11
1.1.13. Inspección de Coples No Conectados.	1.12
1.1.14. Inspección de la Rectitud.	1.12
1.2. Tuberías de Perforación.	1.13
1.2.1. Inspección Visual del Tubo.	1.13
1.2.2. Calibración del Diámetro Exterior de la Tubería.	1.14

Prácticas Recomendadas para Inspección de Tuberías.

1.2.3.	Inspección Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared.	1.14
1.2.4.	Electromagnético 1.	1.14
1.2.5.	Electromagnético 2.	1.15
1.2.6.	Inspección de Partícula Magnética en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.	1.15
1.2.7.	Inspección Ultrasónica en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.	1.16
1.2.8.	Inspección Visual de Conexiones.	1.16
1.2.9.	Dimensional 1.	1.16
1.2.10.	Dimensional 2.	1.17
1.2.11.	Dimensional 3.	1.18
1.2.12.	Inspección de Conexiones con Luz Negra.	1.18
1.2.13.	Inspección Ultrasónica de Conexiones.	1.19
1.2.14.	Inspección de Conexiones con Líquido Penetrante.	1.20
1.2.15.	Inspección de la Ranura del Elevador.	1.20
1.3.	Programas de Inspección Recomendados.	1.21
1.3.1.	Tuberías de Revestimiento y de Producción.	1.23
1.3.2.	Tuberías de Perforación.	1.25
2.	Procedimientos de Calibración y Estandarización.	2.1
2.1.	Tuberías de Revestimiento y de Producción.	2.1
2.1.1.	Inspección Electromagnética - EMI.	2.2
2.1.2.	Iluminación de las Superficies a ser Inspeccionadas.	2.6
2.1.3.	Medidores de Profundidad.	2.8
2.1.4.	Prueba de Dureza Rockwell (Tipo Portátil).	2.9
2.1.5.	Medidores de Roscas API.	2.9
2.1.6.	Probadores de Presión Hidrostática.	2.11
2.1.7.	Mandriles API para Calibración del Diámetro Interior (Drift).	2.12
2.1.8.	Inspección de Partícula Magnética - MPI.	2.12
2.1.9.	Inspección Ultrasónica del Tramo Completo.	2.14
2.1.10.	Medición Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared - UT.	2.16
2.1.11.	Calibradores de Anillo y de Tapón.	2.17

2.2. Tuberías de Perforación.	2.21
2.2.1. Calibración del Diámetro Exterior de la Tubería.	2.22
2.2.2. Inspección Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared.	2.23
2.2.3. Electromagnético 1.	2.24
2.2.4. Electromagnético 2.	2.26
2.2.5. Inspección Ultrasónica en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.	2.27
2.2.6. Inspección Ultrasónica de Conexiones.	2.29
3. Prácticas Recomendadas API de Inspección Tubular.	3.1
3.1. Procedimientos de Inspección para Tuberías de Revestimiento y de Producción.	3.1
3.1.1. Inspección Electromagnética - EMI.	3.1
3.1.2. Inspección de Área Final - EAI.	3.4
3.1.3. Inspección Especial de Áreas Finales - SEA.	3.5
3.1.4. Prueba de Dureza.	3.11
3.1.5. Inspección Visual de Roscas - VT1.	3.15
3.1.6. Prueba de Presión Hidrostática.	3.21
3.1.7. Calibración del Diámetro Interior - Drift Testing.	3.25
3.1.8. Inspección de Partícula Magnética del Tramo Completo - FLMPI.	3.29
3.1.9. Inspección Ultrasónica del Tramo Completo.	3.34
3.1.10. Medición Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared - UT.	3.36
3.1.11. Calibración de la Caja y del Piñón.	3.40
3.1.12. Inspección y Calibración de Roscas Buttress API.	3.46
3.1.13. Inspección y Calibración de Roscas Redondas API.	3.57
3.1.14. Inspección de Coples No Conectados.	3.75
3.1.15. Inspección de la Rectitud.	3.76
3.2. Procedimientos de Inspección para Tuberías de Perforación.	3.78
3.2.1. Inspección Visual del Tubo.	3.78
3.2.2. Calibración del Diámetro Exterior de la Tubería.	3.79
3.2.3. Inspección Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared.	3.79

Prácticas Recomendadas para Inspección de Tuberías.

3.2.4.	Electromagnético 1.	3.80
3.2.5.	Electromagnético 2.	3.82
3.2.6.	Inspección de Partícula Magnética en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.	3.83
3.2.7.	Inspección Ultrasonica en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.	3.85
3.2.8.	Inspección Visual de Conexiones.	3.86
3.2.9.	Dimensional 1.	3.90
3.2.10.	Dimensional 2.	3.95
3.2.11.	Dimensional 3.	3.97
3.2.12.	Inspección de Conexiones con Luz Negra.	3.106
3.2.13.	Inspección Ultrasonica de Conexiones.	3.107
3.2.14.	Inspección de Conexiones con Líquido Penetrante.	3.108
3.2.15.	Inspección de la Ranura del Elevador.	3.112
3.3.	Evaluación de Imperfecciones.	3.114
3.3.1.	Aspectos Generales.	3.114
3.3.2.	Inspección API Spec 5CT (Grupos 1 y 2, excepto C-90 y T-95) y API Spec 5D (Grupo 1).	3.115
3.3.3.	Inspección API Spec 5CT (Grupos 3 y 4, C-90 y T-95) y API Spec 5D (Grupo 3).	3.117
3.3.4.	Procedimiento para Evaluar Picaduras.	3.118
3.3.5.	Procedimiento para Evaluar la Reducción de Pared de Área Grande.	3.120
3.3.6.	Procedimiento para Evaluar las Imperfecciones en la Superficie Interior.	3.121
3.3.7.	Evaluación de Imperfecciones en el Recalcado.	3.122
3.3.8.	Evaluación de Imperfecciones en la Superficie Exterior de los Cables.	3.125
3.3.9.	Evaluación de Imperfecciones de Roscas Localizadas Visualmente.	3.129
3.4.	Identificación de Tubería Nueva y Cables Inspeccionados.	3.133
3.4.1.	Colocación de las Marcas.	3.134
3.4.2.	Identificación de Tubería en Buen Estado (Prime Pipe).	3.136

3.4.3.	Identificación de Tubería No Calibrada por Diámetro Interior (No-Drift).	3.137
3.4.4.	Identificación de Tubería que No Cumple con las Especificaciones API de Dureza.	3.137
3.4.5.	Identificación de Tubería Reparada.	3.138
3.4.6.	Identificación de Tubería Reparable (No Reparada).	3.139
3.4.7.	Identificación de Tubería que Contiene Defectos.	3.139
3.4.8.	Identificación de Coples en Buen Estado (Prime).	3.140
3.4.9.	Identificación de Coples Reparados.	3.141
3.4.10.	Identificación de Coples Reparables (No Reparados).	3.141
3.4.11.	Identificación de Coples Defectuosos.	3.142
3.5.	Procedimientos de Post-Inspección.	3.144
3.5.1.	Registro de los Tramos.	3.144
3.5.2.	Recuento de los Tramos.	3.144
3.5.3.	Identificación.	3.145
3.5.4.	Limpieza del Lugar.	3.145
3.5.5.	Documentación.	3.146
4.	Estado Actual de la Tecnología.	4.1
4.1.	Métodos Electromagnéticos.	4.2
4.1.1.	Sistema Automatizado de Inspección de Juntas de Sartas de Perforación - ATIS.	4.2
4.1.2.	Scanalog de Cabeza de Pozo.	4.4
4.1.3.	Sensores Semiconductores.	4.8
4.1.4.	Sistema de Reflexión de Flujo Magnético - Pipelimage.	4.9
4.1.5.	Equipos Convencionales.	4.11
4.2.	Métodos Ultrasónicos.	4.16
4.2.1.	Inspección Ultrasónica del Área Final para Tubería de Perforación Usada.	4.16

4.2.2.	Medidor Ultrasónico de Espesor de Pared.	4.18
4.2.3.	Inspección Ultrasónica basada en EMATS.	4.20
4.2.4.	Sistema Ultrasónico para el Cuerpo de la Tubería.	4.22
4.2.5.	Equipo Ultrasónico de 36 Transductores.	4.23
4.2.6.	Sistema SOS de Inspección Ultrasónica.	4.24
5.	Glosario de Términos Técnicos Utilizados.	5.1
	Conclusiones.	C.1
	Referencias.	R.1
	Bibliografía.	B.1

Introducción.

El tubo ideal deberá de consistir de un cilindro de acero perfectamente concéntrico, homogéneo y recto, con un determinado grado, diámetro, espesor de pared y sin presentar ningún defecto en su superficie. Su capacidad de resistencia a las condiciones de trabajo deberá depender únicamente de la geometría (dimensiones) y de las propiedades metalúrgicas del material del cual está hecho.

Por diversas razones, los tubos usados en la industria petrolera para la perforación, producción y revestimiento no corresponden a la descripción anterior. Los defectos en las tuberías de perforación y producción tales como variaciones en el espesor de pared, picaduras, fisuras en el cuerpo del tubo, desgaste en la rosca y el piñón, se atribuyen directamente al proceso de fabricación, a su manejo, transportación y desembarque en la localización del pozo, y al medio ambiente. Factores como la seguridad del personal, del equipo y el alto costo asociado con las fallas en las tuberías, han incrementado la necesidad de asegurar que se utilicen únicamente tuberías de alta calidad.

De un análisis realizado a los gráficos de inspecciones efectuadas en tuberías sin costura, se observaron los siguientes resultados:

- ▲ Aproximadamente, el 60% de los tubos son rechazados por defectos longitudinales, como fisuras y pliegues de metal no fusionados correctamente.
- ▲ El 25% de los rechazos se deben a defectos transversales y tridimensionales, como hoyos y cuerpos metálicos extraños adheridos a la superficie metálica sin fusionarse.
- ▲ El 10% es resultado de espesores incorrectos de pared debidos a excentricidad y canales producidos en fábrica.
- ▲ El 5% es debido a daños mecánicos como canales y abolladuras, que son producidos por un manejo inadecuado de la tubería.

Lo anterior, refleja la necesidad crítica de la inspección no destructiva de la tubería antes de su uso. En los últimos años ha evolucionado una industria especializada en la inspección no destructiva de elementos tubulares, en un grado tal que actualmente existen sistemas automatizados, ya sea en instalaciones fijas para control de calidad en la fábrica o en unidades móviles que permitan la inspección en patios de almacenamiento o en los mismos sitios de utilización de la tubería.

Dentro de las técnicas típicamente empleadas para la inspección no destructiva de elementos tubulares de campo (OCTG, Oil Country Tubular Goods) están:

a. Inspección por Dispersión de Flujo Magnético, o Inspección Electromagnética.

Esta técnica se utiliza en materiales ferromagnéticos para la detección de defectos bidimensionales, tales como agrietamientos y fisuras, y defectos tridimensionales pequeños, tales como hoyos debidos a corrosión y al desprendimiento de cuerpos extraños que se adhirieron al tubo durante el proceso de fabricación, y ya que está basada en la dispersión de flujo normalmente no se afecta por superficies irregulares del material por lo que la hace una técnica aplicable a los tubulares usados en la industria petrolera.

Este tipo de inspección involucra dos pasos distintos:

- ▲ La generación de un campo magnético orientado perpendicularmente a la mayor dimensión del defecto, y
- ▲ La detección de la dispersión de flujo desde el defecto.

b. Inspección por Rayos Gamma.

La inspección por métodos radiactivos se utiliza básicamente para la medición de espesores de pared, y es adecuada para el tipo de tubulares utilizados en la industria petrolera debido a que no necesita contacto físico. Consiste en la irradiación de la pieza bajo prueba con un haz radiactivo altamente enfocado y midiendo la cantidad de radiación absorbida o reflejada por el material.

c. Inspección por Ultrasonido.

Este método consiste en la verificación del material con una onda sónica de alta frecuencia. En condiciones de laboratorio, esta técnica puede ser más sensitiva que la técnica electromagnética para la detección de defectos y más precisa que la radiactiva para la medición de espesores. Sin embargo, debido a que la propagación de ondas ultrasónicas requiere de un medio de acoplamiento (agua o aceite, generalmente) entre el transductor y la superficie del material bajo prueba, la capacidad para mantener el adecuado acoplamiento a altas velocidades de inspección sobre materiales ásperos y bajo condiciones de campo ha demostrado ser difícil, inconveniente que provoca una severa limitación en el uso automatizado del ultrasonido. En campo, el ultrasonido es de uso exterior en mediciones puntuales para verificar y corroborar indicaciones de sistemas de inspección que emplean otras técnicas no destructivas.

Las especificaciones mínimas para los defectos permisibles en las tuberías están definidas en las diversas publicaciones aplicables del Instituto Americano del Petróleo (API), así como también los métodos y procedimientos recomendados para su inspección. Ahora bien, las inspecciones tubulares realizadas conforme a estas especificaciones, que son los pasos mínimos necesarios para el aseguramiento de la calidad en la inspección, constituyen los medios más prácticos disponibles para asegurar la integridad del producto.

Por otra parte, las compañías de servicio invierten más de lo necesario en inspecciones tubulares debido a la ausencia de un programa coordinado de aseguramiento de calidad. Es por esto que un programa de inspección apropiado, con un seguimiento adecuado, maximiza la eficiencia del trabajo y reduce su costo. Los problemas surgen principalmente por las siguientes razones:

- ^ Carencia de calidad en la inspección. La experiencia ha demostrado que un porcentaje significativo de las tuberías previamente inspeccionadas presenta defectos rechazables.
- ^ Conflicto de intereses. Existen problemas inherentes a la inspección tubular debido a que están involucradas numerosas partes con diferentes intereses.
- ^ Preservación ineficiente de los registros de inspección. Ya que las tuberías son transportadas y almacenadas (apiladas), la historia de inspección no se mantiene resultando en inspecciones redundantes.

Se ha demostrado que la supervisión del aseguramiento de la calidad minimiza la cantidad de defectos rechazables, puede reducir los conflictos de intereses y mejora la preservación de los registros.

El contenido del presente trabajo es el siguiente:

- Capítulo 1. Indica los métodos y equipos necesarios para efectuar la inspección de tuberías de revestimiento, producción y perforación, así como también los programas de inspección recomendados.
- Capítulo 2. Reúne los procedimientos necesarios para una adecuada calibración y estandarización de los equipos utilizados para la inspección de elementos tubulares.
- Capítulo 3. Contiene los procedimientos recomendados por el API para la inspección de tuberías de revestimiento, producción y perforación, para la evaluación de imperfecciones, para la identificación de tubería nueva y coples, y los procedimientos de post-inspección.
- Capítulo 4. Presenta una revisión del estado tecnológico actual a nivel mundial, incluyendo nuevos desarrollos de equipos y métodos de inspección, muchos de los cuales son utilizados por las compañías de inspección líderes en este campo. Cabe mencionar que estos nuevos sistemas son compatibles con las necesidades de la industria, que cada día son mayores.
- Capítulo 5. Comprende una serie de términos técnicos frecuentemente utilizados en las prácticas de inspección tubular. Pretende ser una herramienta útil para estandarizar los términos y familiarizarse con ellos.

Como parte final, se da una serie de conclusiones como resultado de la investigación efectuada durante el desarrollo de esta tesis.

1

Métodos, Equipos y Programas de Inspección.

Este capítulo describe los métodos disponibles para realizar la inspección de tuberías en campo y el equipo apropiado para dicho fin. Incluye además, recomendaciones y procedimientos estándares para especificar y conducir programas de inspección para tuberías de producción, revestimiento y perforación, lo cual es una herramienta útil para reducir los errores que generalmente se suscitan durante el trabajo de inspección.

Existen ciertas reglas específicas para dirigir el proceso de inspección tubular, que al estar reunidas conforman lo que comúnmente llamamos "Programa de Inspección". Estas reglas específicas están incluidas en los siguientes puntos:

- ^ Cuáles métodos de inspección serán aplicados a cada componente de la sarta de perforación, producción o revestimiento.
- ^ Cómo cada método de inspección debe ser conducido en un procedimiento paso a paso.
- ^ Qué criterio de aceptación se llevará a efecto durante la inspección, el cual puede ser "Aceptable" o "Rechazado" según lo defina el usuario.

Al tener como base un programa de inspección adecuado, la eficiencia de la operación se incrementa y los costos se reducen, el soporte por parte de la gerencia de operaciones es muy importante y necesario en todos los niveles para hacer que el sistema funcione efectiva y consistentemente. Deben realizarse revisiones periódicas para evaluar la efectividad del programa; la evaluación debe cubrir los siguientes intereses:

- ^ ¿Proporciona información oportuna, adecuada y precisa?
- ^ ¿Es flexible al adaptar todos los aspectos del proceso de inspección?

- ^ ¿Es fácil de operar?
- ^ ¿Ahorra dinero?

Todos los métodos aquí descritos están especificados por el API, y aunque cada uno puede emplear equipo diferente, se incluyeron todos o casi todos los métodos de inspección apropiados para los diferentes tipos de tuberías.

1.1. Tuberías de Revestimiento y de Producción.

En esta sección se describe una serie de métodos y equipos de inspección para tuberías de revestimiento y producción ampliamente disponibles en la industria. Los métodos comúnmente aplicados son:

- ^ Inspección Electromagnética (EMI, Electromagnetic Inspection).
- ^ Inspección de Área Final (EAI, End Area Inspection).
- ^ Inspección Especial de Área Final (SEA, Special End Area Inspection).
- ^ Prueba de Dureza.
- ^ Inspección Visual de Roscas (VTI, Visual Thread Inspection).
- ^ Prueba de Presión Hidrostática.
- ^ Calibración del Diámetro Interior (Drift Testing).
- ^ Inspección de Partícula Magnética del Tramo Completo (FLMPI, Full Length Magnetic Particle Inspection).
- ^ Inspección Ultrasonica del Tramo Completo.
- ^ Medición Ultrasonica Puntual del Espesor de Pared (Ultrasonic Thickness, UT, Gauging).
- ^ Calibración de la Caja y del Piñón.
- ^ Inspección y Calibración de Roscas.
- ^ Inspección de Coples No Conectados.
- ^ Inspección de la Rectitud.

1.1.1. Inspección Electromagnética - EMI.

Los exploradores electrónicos normalmente inspeccionan sólo la tubería (excluyendo los extremos), la inspección del área final se realiza mediante diversas técnicas suplementarias. La unidad EMI (Fig. 1.1) se utiliza para detectar defectos longitudinales, defectos transversales y adelgazamiento de las paredes en tuberías de producción, revestimiento y perforación de extremos lisos; además, la unidad es capaz de efectuar una comparación del grado de la tubería. Se produce un registro de las imperfecciones detectadas, el cual lo realiza, identifica y guarda la compañía de inspección por lo menos durante seis meses.



Fig.1.1 **Unidad EMI ⁽¹⁾ *.**

a. Inspección de Defectos Longitudinales.

La inspección de defectos generalmente paralelos a la longitud de la tubería se realiza moviendo la tubería a través de un explorador rotacional. La combinación entre la velocidad longitudinal de la tubería y la velocidad de rotación del explorador resulta en la cobertura total del cuerpo con el traslape suficiente entre las trayectorias de las zapatas detectoras adyacentes para proporcionar la cobertura de todo el tramo durante la exploración, lo que produce una exploración continua cubriendo la pared entera de la tubería sin ningún claro entre las zapatas detectoras y la tubería. Es necesaria una magnetización suficiente con el fin de que las zapatas detectoras, en conjunto con los

* ⁽¹⁾ Referencias al final del trabajo.

sistemas electrónicos y las lecturas, produzcan indicaciones bien definidas de defectos longitudinales típicos, tales como costuras, excoiraciones, costras y grietas.

b. Inspección de Defectos Transversales.

La inspección de defectos generalmente tridimensionales o transversales a la longitud de la tubería puede realizarse moviendo la tubería a través de un explorador fijo. Este dispositivo proporciona una cobertura de exploración de toda la circunferencia de la tubería para la detección de picaduras, grietas, mareas por rodamiento (arrugas) y otros defectos transversales.

c. Medición del Espesor de Pared.

El espesor se mide a través de la longitud de la tubería. Este explorador puede utilizar cualquier técnica efectiva de inspección no destructiva para detectar confiablemente el adelgazamiento de la pared de un área grande y/o la excentricidad. La medición del espesor de pared para el rechazo de alguna tubería debe hacerse empleando un calibrador, un medidor ultrasónico de espesor, o cualquier otro dispositivo que sea preciso dentro de 0.002 pg del espesor real de un bloque de prueba.

d. Comparación del Grado.

Se puede realizar una comparación entre un modelo conocido y cada tramo de tubería inspeccionado. El comparador de grado puede utilizar cualquier técnica de inspección no destructiva para detectar un tramo de tubería que tenga propiedades significativamente diferentes al resto de la tubería que está siendo inspeccionada.

1.1.2. Inspección de Área Final - EAI.

La inspección EAI se realiza para complementar la inspección electrónica de tubería de revestimiento nueva, de producción, y de perforación con extremos lisos. Esta inspección se utiliza debido a que los exploradores EMI no detectan de manera confiable los defectos en los coples, recalcados, o en la porción de tubería adyacente a los extremos. Esto es una Inspección de

Partícula Magnética (MPI) y una exploración visual de los coples y de las áreas finales para detectar imperfecciones exteriores tanto transversales como longitudinales, excluyendo la rosca del piñón. La inspección puede realizarse antes o después de la Inspección Electromagnética, pero no incluye las roscas internas ni las áreas finales internas, por lo que puede realizarse con los protectores de roscas colocados en su lugar. La tubería debe ser ferromagnética a fin de lograr una efectiva inspección MPI, ya sea para inspección o para evaluación de imperfecciones.

1.1.3. Inspección Especial de Áreas Finales - SEA.

La inspección SEA está diseñada para detectar defectos transversales y longitudinales en las superficies interiores y exteriores de las áreas finales (Fig. 1.2) incluyendo los piñones, coples, las roscas y los recalcos. Se utiliza principalmente para la inspección crítica de recalcos especiales, conexiones integrales y extremos de tubería de acero de alta resistencia. Además de la inspección MPI, las roscas expuestas y las áreas finales se exploran visualmente contra irregularidades notables, tales como roscas dañadas, bisel e hilos de cresta negra (roscas de superficie nueva).

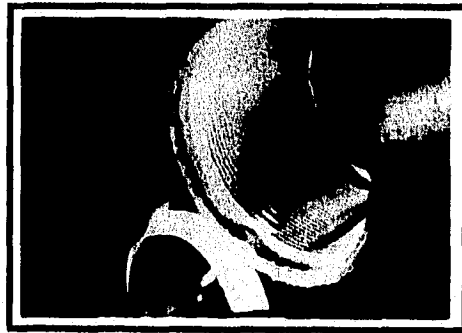


Fig. 1.2 MPI en Áreas Finales (SEA) ⁽¹⁾.

1.1.4. Prueba de Dureza.

Estas pruebas se realizan ocasionalmente en el campo para confirmar el cumplimiento con especificaciones especiales, utilizando dispositivos manuales (Fig. 1.3). Existen diversos métodos para medir la dureza, sin embargo la escala "C" de Rockwell se utiliza generalmente.



Fig. 1.3 Medidor Portátil de Dureza (1).

1.1.5. Inspección Visual de Roscas - VTI.

La inspección VTI es un servicio para localizar imperfecciones en las roscas sin utilizar partículas magnéticas o calibración de roscas y herramientas de inspección. Esta inspección se aplica a tuberías de revestimiento y de producción con roscas redondas, y a tuberías de revestimiento con roscas buttress y de extremos lisos. Este método solo inspecciona las roscas expuestas, es decir, la mitad de las roscas del cople y toda la rosca de la tubería (Fig. 1.4) a menos que los extremos se inspeccionen antes de que los coples se instalen. Los defectos de fabricación visualmente evidentes o el daño mecánico de las roscas se detectan por esta inspección, la que se realiza frecuentemente como técnica suplementaria de otros servicios tales como la inspección de partícula magnética del tramo completo o la calibración del diámetro interior.



Fig. 1.4 Inspección Visual de Roscas ⁽¹⁾.

1.1.6. Prueba de Presión Hidrostática.

Esta prueba se realiza principalmente para detectar fugas en la tubería y para confirmar que es capaz de soportar una presión hidrostática predeterminada. La prueba puede efectuarse de acuerdo a las presiones tabuladas en la sección 4 del API Spec 5CT para asegurar el cumplimiento de esta especificación. Generalmente la prueba de presión en el campo se lleva a cabo utilizando una presión que produzca un esfuerzo en la tubería de acuerdo con las fórmulas listadas en la Sección 4 de la última edición del API Spec 5CT.

1.1.7. Calibración del Diámetro Interior - Drift Testing.

La tubería de revestimiento o de producción se calibra por diámetro interno a través de toda su longitud para detectar la reducción de su diámetro interno. Para esta prueba, se utiliza un mandril cilíndrico de trabajo fabricado con los requerimientos de la última edición del API Spec 5CT (Fig. 1.5).

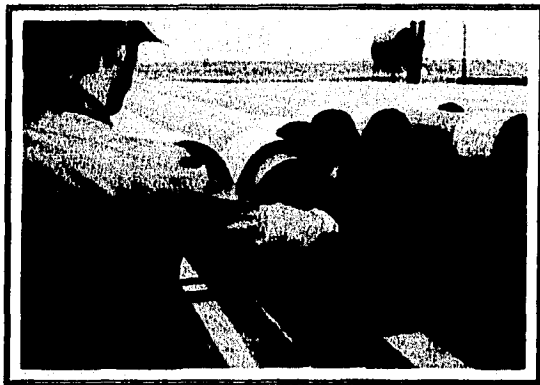


Fig. 1.5 Calibración del Diámetro Interior ⁽¹⁾.

1.1.8. Inspección de Partícula Magnética del Tramo Completo - FLMPI.

El procedimiento para realizar la inspección FLMPI describe los métodos recomendados para la inspección de tuberías ferromagnéticas de revestimiento nueva, producción, coples y tubería de perforación de extremos lisos. En esta prueba, cada tramo de tubería es magnetizado con un campo magnético circular utilizando un conductor central o una varilla y una fuente de poder tal como un magnetizador de batería o un capacitor magnetizador de descarga. El tramo se inspecciona posteriormente en toda su longitud, incluyendo los recalados y los coples, utilizando partículas magnéticas para detectar defectos longitudinales exteriores. Las roscas están excluidas.

1.1.9. Inspección Ultrasónica del Tramo Completo.

Para explorar la pared de la tubería contra imperfecciones longitudinales, transversales y adelgazamientos, se utiliza una combinación de transductores ultrasónicos, pulsadores electrónicos y registradores. Los recalados, las áreas roscadas y los coples pueden ser

inspeccionados utilizando técnicas suplementarias. Las unidades de inspección ultrasónica no incluyen normalmente la comparación del grado.

La combinación de la velocidad longitudinal y de la velocidad rotacional de la tubería y/o del explorador, proporciona la cobertura de todo el cuerpo de la tubería con un explorador continuo cubriendo toda la pared de la tubería sin espacios vacíos. La tubería debe ser girada y movida pasando un carro transductor fijo. El carro puede estar provisto de un flujo de material acoplador para cada transductor; la tubería puede mojarse previamente para la exploración, o puede ser sumergida total o parcialmente, para la exploración. El material acoplador debe ser no corrosivo y debe proporcionar un contacto acústico eficiente entre el brazo del transductor y la pared de la tubería.

a. Defectos Longitudinales.

Se utilizan transductores múltiples de ondas de corte con uno o más transductores proyectándose en una dirección circular. La cobertura total del cuerpo de la tubería se obtiene con cada grupo de transductores, los cuales deben tener la cobertura suficiente para que no existan claros en las porciones activas de los transductores. La sensibilidad del sistema debe ser lo suficientemente alta para permitir que el sistema detecte, muestre y registre defectos orientados longitudinalmente tales como costuras, traslapes y grietas.

b. Defectos Transversales.

Se deben utilizar transductores múltiples de ondas de corte de manera que se proyecten en una dirección longitudinal para proporcionar la detección de defectos orientados transversalmente en la pared de la tubería. La tubería debe explorarse en direcciones longitudinales contrarias a lo largo de toda su longitud. La cobertura de la trayectoria de exploración del transductor debe tener el traslape suficiente para producir la cobertura completa de la pared de la tubería en cada dirección longitudinal. La sensibilidad del sistema debe ser lo suficientemente alta para detectar, mostrar y registrar defectos orientados transversalmente y en tres dimensiones tales como grietas, cortes, marcas por rodamiento (arrugas) y picaduras.

c. Medición del Espesor de Pared.

Se debe realizar una inspección por reducción de la pared a través de toda la longitud de la tubería utilizando transductores múltiples de ondas de compresión, la técnica de inspección utilizada debe detectar confiablemente la reducción de pared y la excentricidad de la tubería. Las mediciones del espesor de pared para el rechazo de un tramo de tubería deben realizarse empleando un calibrador mecánico, un medidor ultrasónico de espesor, o cualquier otro dispositivo que sea preciso dentro de 0.002 pg del espesor real de un bloque de prueba.

d. Comparación del Grado.

Cuando está disponible, se realiza una comparación entre un modelo conocido y cada tramo de tubería inspeccionado. El comparador de grado puede utilizar cualquier técnica de inspección no destructiva para detectar un tramo de tubería que tenga propiedades significativamente diferentes al resto de la tubería que está siendo inspeccionada.

1.1.10. Medición Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared -UT.

El medidor ultrasónico mide el espesor de pared de la tubería desde la superficie exterior para determinar el espesor de pared remanente sobre una imperfección interior y para verificar las mediciones del espesor de pared hechas por un dispositivo de exploración de alta velocidad.

Se requiere de un medidor ultrasónico para la evaluación de imperfecciones, el cual consiste generalmente de un transductor ultrasónico de cristal, un cable de conexión, un cable conector y un paquete de instrumentos de baterías con contador digital o métrico capaz de leer el espesor de un bloque de prueba con superficie paralela dentro de 0.002 pg del espesor real.

1.1.11. Calibración de la Caja y del Piñón.

La calibración de las roscas de la caja y del piñón se realiza con calibradores de trabajo de anillo y de tapón (Fig. 1.6) para determinar el cumplimiento de la rosca con las especificaciones del API Std 5B para la dimensión y tolerancia de la distancia de acoplamiento de la rosca. Además, este servicio es un método útil y rápido para detectar el daño mecánico e irregularidades en las roscas.

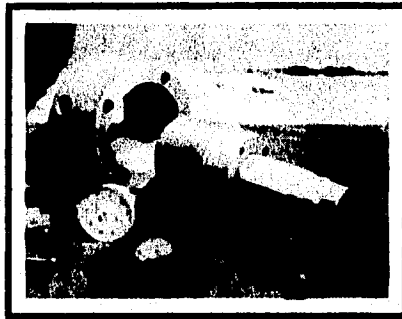


Fig. 1.6 Calibradores de Anillo y de Tapón ⁽²⁾.

1.1.12. Inspección y Calibración de Roscas.

La inspección y calibración de roscas se realiza para medir diversos elementos de la rosca tales como paso, conicidad, altura y salida, según los requerimientos de la última edición del API Std 5B, y para detectar los posibles defectos de fabricación o daño en campo de las roscas (Fig. 1.7).



Fig. 1.7 Inspección y Calibración de Roscas ⁽¹⁾.

1.1.13. Inspección de Coples No Conectados.

Cuando se desea la inspección de todo el cople (superficie interior y exterior), este debe ser retirado de la tubería si es que está colocado, o el fabricante debe entregarlo en forma separada de la tubería. El cople debe magnetizarse e inspeccionarse.

1.1.14. Inspección de la Rectitud.

Se realiza una inspección visual para detectar la tubería que no esté razonablemente recta; cuando es necesario, se realiza una medición a tuberías de 4¹/₂ pg de diámetro externo y mayores para determinar la desviación de la rectitud. La medición se efectúa sobre la longitud de la tubería o sobre un tramo de 5 pies en cada extremo, pero esto no incluye el plano del recalado o del cople. La tubería inspeccionada que se considera que no está recta, y aquella en donde la deformación es muy obvia, se debe enderezar con algún equipo especial (Fig. 1.8).



Fig. 1.8 Enderezado de Tubería ⁽¹⁾.

1.2. Tuberías de Perforación.

Actualmente existen quince métodos ampliamente disponibles para realizar la inspección de sartas de perforación; todos éstos son "genéricos" y están disponibles por múltiples fuentes, aunque cada uno puede emplear equipo ligeramente diferente. Se omitieron algunos métodos ya que se usan sólo en casos especiales; sin embargo, esto no impide el uso de algunos no mencionados en esta sección.

Los quince métodos que comúnmente se aplican, son:

- ▲ Inspección Visual del Tubo.
- ▲ Calibración del Diámetro Exterior de la Tubería.
- ▲ Inspección Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared.
- ▲ Electromagnético 1.
- ▲ Electromagnético 2.
- ▲ Inspección de Partícula Magnética en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.
- ▲ Inspección Ultrasónica en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.
- ▲ Inspección Visual de Conexiones.
- ▲ Dimensional 1.
- ▲ Dimensional 2.
- ▲ Dimensional 3.
- ▲ Inspección de Conexiones con Luz Negra.
- ▲ Inspección Ultrasónica de Conexiones.
- ▲ Inspección de Conexiones con Líquido Penetrante.
- ▲ Inspección de la Ranura del Elevador.

1.2.1. Inspección Visual del Tubo.

Este procedimiento cubre el examen visual de las superficies externas e internas de las tuberías de perforación para determinar su condición general. Para esto, se requiere un marcador de pintura,

un medidor de profundidad de las picaduras, y una luz capaz de iluminar la superficie interna de todo el tramo de la tubería.

1.2.2. Calibración del Diámetro Exterior de la Tubería.

Comprende la calibración mecánica de toda la longitud de la tubería por variaciones en su diámetro exterior causadas por un excesivo desgaste, daño mecánico, o por expansiones y reducciones por compresión o tensión de la misma. Para ello, se utilizan calibradores de lectura directa capaces de cuantificar el mayor y menor diámetro exterior permisible; estos dispositivos tienen que estar calibrados de acuerdo a lo especificado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST, National Institute of Standards and Technology).

1.2.3. Inspección Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared.

Este método incluye la medición ultrasónica del espesor de pared de la tubería de perforación cerca del centro del tubo y en puntos con desgaste obvio. El instrumento ultrasónico debe ser del tipo de pulsos con una pantalla digital o analógica, los elementos de transmisión y de recibo del transductor deben estar separados, y si su desgaste es tal que permite el paso de la luz cuando se coloca sobre un modelo de calibración sin sustancia acopladora, el transductor debe reemplazarse.

1.2.4. Electromagnético 1.

El Electromagnético 1 consiste en la exploración de recalcado a recalcado de la tubería de perforación empleando una unidad de inspección electromagnética (equipo de detección de dispersión de flujo) que aplica un campo longitudinal y transversal al cuerpo de la tubería, evaluando defectos transversales y longitudinales como son grietas, fisuras, picaduras por corrosión y otros daños que exceden los límites aceptables especificados.

La unidad EMI debe estar equipada con una bobina de corriente directa DC y debe estar diseñada para permitir que el campo activo longitudinal efectúe la inspección de la superficie de la tubería desde el recalado hasta el recalado.

1.2.5. Electromagnético 2.

El Electromagnético 2 cubre la exploración desde el recalado hasta el recalado de la tubería por grietas transversales utilizando equipo de detección de dispersión de flujo, y la determinación del espesor de pared de la tubería mediante equipo de radiación de rayos gamma.

Las unidades de dispersión de flujo empleadas para la detección de grietas transversales utilizan una bobina de DC y están diseñadas para permitir que el campo activo longitudinal efectúe la inspección de la superficie del tubo desde el recalado hasta el recalado. Las unidades de rayos gamma deben emplear una configuración capaz de detectar la excentricidad. Los modelos de referencia para calibrar estas dos unidades deben estar incorporados en una sola pieza a condición de que se cumplan todos los requerimientos para ambos modelos (requerimientos que se establecerán en el siguiente capítulo).

1.2.6. Inspección de Partícula Magnética en Áreas de Deslizamiento/Recalado.

Consiste en la inspección de las superficies exteriores de deslizamiento y del recalado de la tubería de perforación usada por grietas transversales y tridimensionales, utilizando la técnica de Partícula Magnética método seco con un campo activo de corriente alterna (AC). La inspección cubre las primeras 36 pg desde el hombro del piñón y las primeras 48 pg desde el hombro de la caja.

1.2.7. Inspección Ultrasonica en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.

Este método comprende la inspección ultrasonica con ondas de corte de las áreas de deslizamiento y recalado de tubería de perforación usada y de tubería de perforación extrapesada. Este método se utiliza para la detección de grietas transversales y tridimensionales en el interior y exterior de la tubería. La inspección cubre las primeras 36 pg desde el hombro del piñón y las primeras 48 pg desde el hombro de la caja.

Los instrumentos ultrasonicos para la exploración deben ser del tipo de pulsos con incrementos en el control de la tolerancia no mayores a 2 decibeles (dB). Las unidades deben tener alarmas tanto audibles como visibles.

1.2.8. Inspección Visual de Conexiones.

Se realiza la inspección visual de conexiones rotatorias usadas con hombro para determinar el grado de tubería, para evaluar la condición del sello, de las roscas, del revestimiento endurecido y del bisel, y para encontrar evidencias de hinchamiento en la caja y de estrechamiento del piñón. En los tubos lastrabarrenas y otros componentes del aparejo de fondo, la evaluación visual de las características de liberación de esfuerzos de la conexión también está incluida.

Los aparatos de inspección incluyen una regla de metal de 12 pg graduada con incrementos de 1/16 pg, un calibrador de perfil duro y redondeado, calibradores de diámetro exterior, un calibrador del paso, y un modelo de ajuste del paso.

1.2.9. Dimensional 1.

El Dimensional 1 cubre la medida de las dimensiones del diámetro exterior e interior de la junta, la anchura del hombro de la caja, el espacio de pinzas y la medida del hinchamiento de la caja.

Se evalúa la capacidad de torsión del piñón y la caja, de la unión de la junta con la tubería, y el tamaño adecuado del hombro para soportar los esfuerzos de enrosque.

Para esta inspección se requieren una regla de metal de 12 pg graduada con incrementos de $1/16$ pg y calibradores del diámetro interno y externo.

1.2.10 Dimensional 2.

El Dimensional 2 incluye mediciones dimensionales adicionales a las requeridas en la inspección Dimensional 1, esto incluye la medida de los diámetros interiores y exteriores de la junta (Fig. 1.9), espacio de pinzas, anchura del hombro, hinchamiento de la caja, y además, profundidad del abocardamiento, paso del piñón, diámetro del bisel, anchura del sello de la caja, y lisura del hombro.

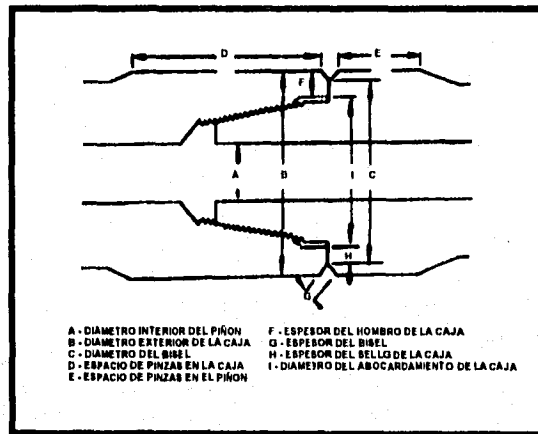


Fig. 1.9 Dimensiones de las Juntas ⁽³⁾.

Los aparatos empleados para la inspección incluyen una regla de metal de 12 pg graduada con incrementos de $1/16$ pg, un calibrador de perfil duro y redondeado, calibradores del diámetro exterior e interior, un calibrador del paso y un modelo de ajuste del paso.

1.2.11 Dimensional 3.

El Dimensional 3 comprende la inspección dimensional de las conexiones usadas rotatorias de hombro en tuberías lastrarrenas, componentes del aparejo de fondo y tuberías de perforación extrapesadas. Esto incluye mediciones del diámetro exterior e interior de las conexiones, del paso del piñón, del abocardamiento de la caja, del diámetro del bisel, del espacio de pinza, de las características de los liberadores de esfuerzos, y del diámetro del refuerzo central de la tubería extrapesada. También cubre la evaluación del perfil de las roscas, de la condición del revestimiento endurecido y del hombro, y el examen visual por grietas e hinchamiento de la caja.

Dentro de los aparatos que se utilizan durante la inspección están: una regla de metal de 12 pg graduada con incrementos de $1/16$ pg, un calibrador de perfil duro y redondeado, calibradores del diámetro exterior e interior, un calibrador del paso, y un modelo de ajuste del paso.

1.2.12. Inspección de Conexiones con Luz Negra.

Consiste en la evaluación de conexiones ferromagnéticas de la tubería de perforación extrapesada y del aparejo de fondo contra grietas transversales en la superficie utilizando la técnica de partícula magnética húmeda fluorescente con luz negra (Fig. 1.10).

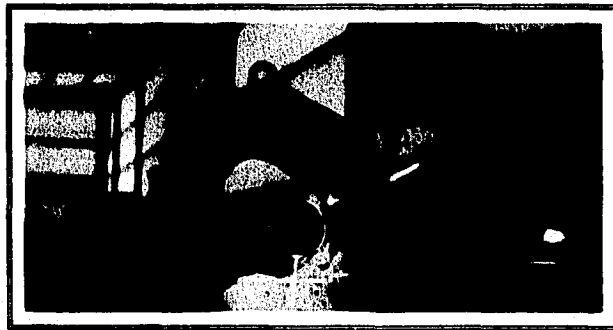


Fig. 1.10 MPI Método Húmedo con Luz Negra ⁽¹⁾.

Los aparatos de inspección que se utilizan, son:

- a. Medios de baño de partícula.
 - ^ No deben utilizarse medios base petróleo, ya que presentan fluorescencia natural bajo luz negra. Diesel y gasolina no son aceptables.
 - ^ Los medios base agua son aceptables si mojan la superficie sin huecos visibles. Si la cobertura es incompleta, será necesario una limpieza adicional, un nuevo baño de partícula, o la adición de mayor cantidad de agentes mojantes.
- b. Se requiere un medidor de intensidad de luz negra y una luz negra con un bulbo de vapor de mercurio calibrado a 100 watts.
- c. Se requiere una bobina de corriente directa con una capacidad calibrada para inducir un campo magnético longitudinal de al menos 1200 amperes-vuelta por pulgada de la conexión en el diámetro exterior.
- d. Se deben utilizar indicadores de campo de partícula magnética para verificar la magnitud y orientación adecuada del campo.
- e. Se debe emplear un espejo para examinar las raíces de las roscas de la caja.
- f. Si es necesario, se deben usar cabinas para oscurecer el área de trabajo.

1.2.13 Inspección Ultrasónica de Conexiones.

Este procedimiento cubre el examen de las conexiones rotatorias de hombro contra grietas transversales utilizando la técnica ultrasónica de ondas de compresión.

Los instrumentos ultrasónicos empleados deben ser del tipo de pulsos, y deben calibrarse por linealidad cada doce meses. Se utiliza una cuña para enfocar el balancin del transductor hacia el ángulo del estrechamiento de la rosca y debe utilizarse el mismo tipo de liquido acoplador tanto

para la calibración como para la inspección (el lubricante de roscas no debe utilizarse como sustancia de acoplamiento).

1.2.14 Inspección de Conexiones con Líquido Penetrante.

Incluye la inspección de las conexiones rotatorias de hombro y de las superficies adyacentes en el equipo no magnético del aparejo de fondo contra grietas transversales en la superficie. Se deben emplear técnicas de lavado con agua fluorescente y visible, y con solvente penetrante removible.

Se utiliza un líquido penetrante y una sustancia reveladora (polvo seco o con base de solvente), ambos del mismo fabricante. La etiqueta en los materiales penetrantes debe especificar que los materiales cumplen con los requerimientos de la Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (ASTM E165) para sulfuro y halógeno.

La calidad de los materiales penetrantes y del procedimiento de inspección debe verificarse probando una pieza de prueba agrietada. Para la verificación de las roscas de la caja, se requiere un espejo.

1.2.15. Inspección de la Ranura del Elevador.

Esta práctica comprende la verificación de la dimensión del diámetro exterior de la tubería lastrabarrena, de la longitud y profundidad del hueco del elevador y de la ranura deslizable, así como también la inspección visual del hombro del elevador en los lastrabarrenas equipados con esta característica.

Para esta inspección se utilizan una regla de metal de 12 pg graduada con incrementos de $1/16$ pg, y calibradores del diámetro exterior.

1.3. Programas de Inspección Recomendados.

El programa de inspección consiste en seleccionar uno o más de los métodos de inspección disponibles y aplicarlos a la tubería en cuestión, empleando los procedimientos de inspección que se indican en el Capítulo 3. El programa de inspección variará de acuerdo a las condiciones del pozo y la seguridad, a los riesgos ambientales y económicos asociados a una posible falla.

A menos que se especifique lo contrario, la tubería debe fabricarse de acuerdo con las especificaciones API aplicables. El fabricante realiza una inspección inicial antes de entregar la tubería a la compañía de inspección para asegurarse de que esté libre de cualquier defecto rechazable; la compañía realiza la inspección por segunda vez con el objeto de verificar la calidad del producto y minimizar los costos de transportación. Después de esta segunda inspección, la tubería se envía al patio de almacenamiento o directamente al pozo; la mayoría de las veces, la tubería es almacenada debido a que no existe coordinación entre las necesidades del pozo y el abasto por parte del fabricante. Durante este almacenamiento, se combinan tuberías inspeccionadas en varios niveles, lo que provoca que el seguimiento de la historia de inspección sea virtualmente imposible.

El éxito de un programa de inspección depende del supervisor de aseguramiento de calidad, de las técnicas establecidas, de la transportación y manejo de la tubería, y de los requerimientos específicos para las pruebas de inspección. Un efectivo programa de inspección requiere de un supervisor altamente calificado y disciplinado que posea la habilidad y el equipo para dirigir, supervisar y coordinar todas las actividades relacionadas con un proyecto de inspección en particular. El supervisor protege a la compañía de servicio y al cliente coordinando el programa de inspección y ayudando a que todos los aspectos del procedimiento de inspección se lleven a cabo apropiadamente. Dentro de las principales responsabilidades del supervisor están:

- ▲ El establecimiento de procedimientos estrictos a ser implementados durante cada fase del proceso de inspección.

- ▲ La inspección periódica de los procedimientos de transportación, manejo y mantenimiento.

- ^ La supervisión, en el lugar, de todos los procedimientos de inspección incluyendo la calibración del equipo, la evaluación de los defectos, y la disposición final de los productos.
- ^ La evaluación periódica del personal de la compañía de inspección para verificar su conocimiento y aplicación de las especificaciones API y de las prácticas recomendadas.
- ^ La documentación y el almacenamiento de los registros de inspección.
- ^ Las reclamaciones y las soluciones.

El programa de inspección está basado en el aseguramiento de calidad, más no en el control de la calidad; el control de la calidad debe permanecer en la responsabilidad del fabricante. Una vez que se ha adquirido el producto, ya sea del fabricante, del proveedor, o de un contratista, la responsabilidad del aseguramiento de la calidad depende solamente del operador. Esta distinción entre aseguramiento de la calidad y control de la calidad puede establecerse de otra manera: la calidad no puede inspeccionarse en los materiales.

Debido al gran número de factores que deben tomarse en cuenta durante el diseño de sartas y la especificación de los procedimientos de inspección, se han establecido una serie de parámetros que definen a un pozo como *crítico*. Estos parámetros intentan proporcionar las bases bajo las cuales el operador puede especificar la inspección para las tuberías en cuestión.

Un pozo crítico puede definirse como un pozo con una o más de las siguientes características:

- ^ Profundidad total mayor a 10,000 pies (3,000 m).
- ^ Gradiente de presión mayor a 0.5 lb/pg²/pie o 5000 lb/pg² de cierre en la superficie.
- ^ Cualquier pozo que requiera una sarta de tubería de revestimiento intermedia.
- ^ Cualquier sarta diseñada para exceder el 80% de su esfuerzo de ruptura especificado.
- ^ Cualquier pozo situado de tal manera que alguna falla en la tubería pueda representar un riesgo o un peligro a la comunidad (residencias, escuelas, carreteras) o al medio ambiente.
- ^ Cualquier pozo en donde las tuberías estén sujetas a condiciones inusuales de corrosión, tales como una alta concentración de H₂S o CO₂, ya sea en el interior o en el exterior de la tubería.

Si algún pozo no reúne ninguno de los criterios mencionados anteriormente, entonces será catalogado como un pozo "no crítico".

Durante cualquier operación de inspección, cuando se identifican defectos en el material se debe dar una disposición final inmediata al producto. Todos los materiales rechazados deben marcarse con pintura y grabarse de acuerdo con las especificaciones API (Capítulo 3), retirarse inmediatamente de los soportes para tuberías (burros) y colocarse sobre burros de reparación o de rechazo.

Las consideraciones económicas siempre son los factores de fondo que se emplean para determinar las especificaciones de los procedimientos de inspección tubular. La especificación de una inspección es el punto de equilibrio entre los procedimientos necesarios para proteger al operador contra fallas y la justificación económica para dichos procedimientos.

1.3.1. Tuberías de Revestimiento y de Producción.

Los procedimientos de inspección para tuberías de revestimiento y producción en pozos críticos y no críticos, asumen que la tubería ha sido previamente inspeccionada ya sea por el fabricante o por el proveedor. Las inspecciones efectuadas en el taller por una compañía constituyen una consideración económica que debe ser balanceada con los costos de transportación de tuberías rechazadas y con los costos de inspección de esas tuberías.

Como una buena práctica general, toda la tubería de revestimiento y de producción que será utilizada en un pozo crítico debe inspeccionarse en campo empleando los siguientes procedimientos conducidos de acuerdo con el Capítulo 3 y las especificaciones API aplicables:

- a. Calibración del Diámetro de Trabajo (Drift) del tramo completo.
- b. Inspección Especial del Área Final (SEA).
 - i. Inspección de Partícula Magnética (MPI) para detectar defectos transversales y longitudinales en superficies interiores y exteriores de las áreas finales incluyendo

piñones, coples, roscas y recalcos (aplicable solamente en material ferromagnético).

ii. Inspección Visual de roscas expuestas y áreas finales.

c. Inspección Electromagnética (EMI) del cuerpo de la tubería (excepto las áreas finales - aplicable solamente en material ferromagnético).

i. Detección de defectos transversales.

ii. Detección de defectos longitudinales.

iii. Detección de la reducción del espesor de pared.

iv. Comparación del grado (opcional).

Toda la tubería de revestimiento y de producción utilizada en un pozo *no crítico*, debe inspeccionarse en campo utilizando los siguientes procedimientos de inspección:

a. Calibración del Diámetro de Trabajo (Drift) del tramo completo.

b. Inspección Visual de Roscas expuestas y áreas finales.

c. Prueba Hidrostática (a criterio del operador).

d. Prueba de Dureza (a criterio del operador).

El especificar inspecciones de tuberías para pozos críticos puede ser innecesario, pero proporciona el más alto nivel de aseguramiento de la calidad. Puede ahorrarse una cantidad considerable de dinero al no especificar estas inspecciones, pero dichos ahorros se vuelven insignificantes si ocurre una falla debido a defectos pre-existentes rechazables.

1.3.2. Tuberías de Perforación.

El programa de inspección comienza con la selección del proveedor de los componentes de la sarta de perforación (tubería, lastrabarrenas, flecha, substitutos, etc.); se asume que solo material nuevo y clase premium libre de defectos será proporcionado. El proveedor debe estar de acuerdo en absorber los costos por manejo, transportación e inspección de materiales que no cumplan con los requerimientos mínimos aceptables para las condiciones y dimensiones especificadas.

Los servicios de inspección para tuberías de perforación sugeridos para un pozo *crítico*, como se definió previamente, incluyen:

- a. Inspección del Cuerpo de la Tubería.
 - i. Inspecciones Electromagnéticas (detección de defectos transversales).
 - ii. Calibración del tramo completo del cuerpo de la tubería.
 - iii. Mediciones ultrasónicas del espesor de pared tomadas en puntos con posible reducción de pared.
- b. Inspección de Área Final (para juntas).
 - i. Inspección de Partícula Magnética Húmeda o inspección ultrasónica de roscas.
 - ii. Calibración del perfil de roscas.
 - iii. Calibración del ensanchamiento de la caja.
 - iv. Medición de la anchura del hombro de las juntas.
 - v. Medición del diámetro exterior de juntas.
 - vi. Examen visual del hombro de las juntas por daños que afecten su capacidad para soportar presión.

c. Área de Deslizamiento y Recalcado.

- i. Inspección de Partícula Magnética con campo activo transversal en áreas de deslizamiento.
- ii. Inspección de Partícula Magnética con campo activo transversal en áreas de recalcado.

NOTA: Todas las inspecciones magnéticas se aplican solamente a material ferromagnético.

Ahora bien, el programa recomendado para un pozo *no crítico* incluye los siguientes métodos de inspección:

- a. Inspección Electromagnética del cuerpo de la tubería.
- b. Inspección Visual de roscas.
 - i. Calibración del perfil de rosca.
 - ii. Calibración del ensanchamiento de la caja.
 - iii. Medición de la anchura del hombro de las juntas.
 - iv. Medición del diámetro exterior de las juntas.
 - v. Examen visual de los hombros de las juntas por daños que afecten su capacidad para soportar presión.

El operador debe reservarse el derecho de seleccionar materiales con la calidad apropiada para asegurar la integridad de la sarta de perforación. Si las condiciones de perforación demandan equipo con condiciones superiores a los estándares mínimos aceptables, cualquier defecto que se encuentre en esta frontera será motivo para rechazar cualquier pieza del equipo. Cualquier material de este tipo debe clasificarse como no aceptable y los costos asociados con su disposición final deben ser soportados por el operador.

El programa de inspección para una sarta de perforación variará con la severidad de las condiciones de perforación y la seguridad, riesgos ambientales y económicos asociados con una posible falla. Condiciones más severas asociadas con riesgos más altos demandan un mayor número de inspecciones y un criterio de aceptación más estricto.

Al adaptar el programa de inspección a diversas condiciones de perforación y riesgos, es posible establecer cinco categorías de servicio:

- Categoría de Servicio 1.** Muy somero, para pozos rutinarios en áreas bien desarrolladas. Cuando ocurren fallas en la sarta de perforación, los costos son mínimos, de manera que el costo de una inspección extensiva no es justificable.
- Categoría de Servicio 2.** Condiciones de perforación rutinarias en donde la práctica establecida es realizar la mínima inspección y la experiencia de falla es baja.
- Categoría de Servicio 3.** Condiciones de perforación medias, en donde el programa de inspección estándar está justificado. Si ocurre una falla, el riesgo de un costo significativo debido a un pescado o a la pérdida de una parte del agujero es ligero.
- Categoría de Servicio 4.** Condiciones de perforación más difíciles que las de la Categoría 3. Los costos significativos por pescados o la pérdida parcial del agujero se deben probablemente a una falla en la sarta de perforación.
- Categoría de Servicio 5.** Condiciones de perforación severas. Diversos factores se combinan para hacer que el costo de una posible falla sea muy alto.

El programa de inspección estándar para cada categoría de servicio se muestra en las Tablas 1.1 a 1.3.

TABLA 1.1 ⁽⁴⁾
Programas de Inspección Recomendados para
Tubería de Perforación

COMPONENTE	CATEGORÍA DEL SERVICIO DE PERFORACIÓN				
	MENOS SEVERO	1	2	3	4
JUNTAS	Inspección Visual de Conexiones	Inspección Visual de Conexiones Dimensional 1.	Inspección Visual de Conexiones Dimensional 1.	Inspección Visual de Conexiones Dimensional 2.	Inspección Visual de Conexiones Dimensional 2. Inspección de Conexiones con Luz Negra.
TUBERÍA DE PERFORACIÓN	Inspección Visual del Tubo.	Inspección Visual del Tubo Calibración del diámetro exterior. UT del espesor de pared.	Inspección Visual del Tubo Calibración del diámetro exterior. UT del espesor de pared. Electromagnético 1.	Inspección Visual del Tubo Calibración del diámetro exterior. UT del espesor de pared. Electromagnético 1. MPI en recalcos.	Inspección Visual del Tubo Calibración del diámetro exterior. Electromagnético 2*. MPI en recalcos. UT en recalcos.
CRITERIO DE ACEPTACIÓN	Clase 2	Clase 2 o Clase Premium (dependiendo de las cargas a ser aplicadas).	Clase Premium	Clase Premium	Clase Premium

* El Electromagnético 1 más el UT de espesor de pared pueden ser sustituidos por el Electromagnético 2.

TABLA 1.2 ⁽⁵⁾
Programas de Inspección Recomendado para
Tubería de Perforación Extrapesada y Lastrabarrena

COMPONENTE	CATEGORIA DEL SERVICIO		
	1	2	3 - 5
CONEXIÓN	Inspección Visual de Conexiones.	Inspección Visual de Conexiones. Inspección de Conexiones con Luz Negra.	Inspección Visual de Conexiones. Inspección de Conexiones con Luz Negra. Dimensional 3.
RANURA DEL ELEVADOR DE LA LASTRABARRENA (si está presente).	Ranura del elevador.	Ranura del elevador.	Ranura del elevador.
TUBERÍA EXTRAPESADA	Inspección Visual del Tubo.	Inspección Visual del Tubo.	Inspección Visual del Tubo. MPI en recalcos.

TABLA 1.3 ⁽⁶⁾
Frecuencia Recomendada de Inspección

COMPONENTE	CATEGORIA DEL SERVICIO		
	1 - 2	3 - 4	5
TUBERÍA DE PERFORACIÓN	Cuando se recoge. Después de cada 2,500 hrs. de rotación.	Cuando se recoge. Después de cada 1,500 hrs. de rotación.	Antes de cada pozo.
TUBERÍA EXTRAPESADA Y LASTRABARRENA	Cuando se recoge. Después de cada 250-400 hrs. de rotación.	Cuando se recoge. Después de cada 150-300 hrs. de rotación.	Cuando se recoge. Después de cada 150-250 hrs. de rotación.

La selección de las guías para la frecuencia de la inspección aplicables a todas las áreas es imposible debido a que existe una amplitud de diferencias en las condiciones de perforación. Los puntos aquí mostrados sirven únicamente como un punto de inicio si es que no se tiene experiencia disponible del área en cuestión, y deberán ser ajustados en base a la experiencia y a la historia de fallas.

Para determinar el programa de inspección apropiado para las condiciones existentes, el operador debe utilizar los siguientes pasos:

- 1°. Escoger una categoría de servicio para el pozo en consideración en base a las condiciones de perforación y a los lineamientos internos establecidos por la compañía de servicio.
- 2°. Especificar el Programa de Inspección, ya sea entre el "Programa de Inspección Estándar" para la categoría de servicio apropiada, o un programa especial seleccionando uno o varios de los métodos de inspección.
- 3°. Especificar el Criterio de Aceptación con el cual el inspector rechazará o aceptará material.

El criterio de aceptación se selecciona en base a las cargas anticipadas, la disponibilidad del equipo y el historial de fallas. Existen básicamente dos clases de tuberías de perforación:

- a. Tubería de Perforación Clase Premium - La tubería y las juntas cumplen con los requerimientos de la Tabla 1.4 y son aproximadamente, en un 80%, tan fuertes en tensión y torsión como la tubería de perforación nueva con juntas de tamaño estándar.
- b. Tubería de Perforación Clase 2 - La tubería y las juntas cumplen con los requerimientos de la Tabla 1.4 y son aproximadamente, en un 70%, tan resistentes a la tensión y torsión como la tubería de perforación nueva con juntas de tamaño estándar.

TABLA 1.4⁽⁷⁾
Clasificación de Juntas y Tuberías de Perforación Usadas

TUBERÍA	CONDICIÓN	CLASE PREMIUM	CLASE 2
I	Mínimo espesor de pared remanente.	> 80%	> 70%
II	Muecas y cortes en áreas de deslizamiento (Profundidad).	< 10% del promedio de la pared adyacente.	< 20% del promedio de la pared adyacente.
III	Reducción del diámetro.	< 3% del diámetro exterior especificado.	< 4% del diámetro exterior especificado.
IV	Incremento del diámetro.	< 3% del diámetro exterior especificado.	< 4% del diámetro exterior especificado.
V	Grietas.	Ninguno.	Ninguno.
JUNTAS	CONDICIÓN	CLASE PREMIUM	CLASE 2
I	Esfuerzo de Torsión.	> 80% de la tubería Clase Premium.	> 80% de la tubería Clase 2.
II	Estrechamiento del piñón.	< 0.006 µg en 2 µg.	< 0.006 µg en 2 µg.
III	Grietas.	Ninguno.	Ninguno.

Los programas de inspección estándares mostrados en las Tablas 1.1 a 1.3 para las 5 categorías de servicio cubren la mayoría de las aplicaciones de perforación encontradas, sin embargo, los operadores deben ser precavidos en la selección de material especial. Para pozos muy profundos y con altas presiones, se requerirán programas de inspección y de aseguramiento de la calidad que están más allá del alcance de este trabajo.

Procedimientos de Calibración y Estandarización.

Estas prácticas recomendadas de calibración y estandarización incluyen los requerimientos mínimos necesarios para asegurar que el equipo de inspección esté operando con toda su capacidad. A pesar de que las prácticas son generales, se hace una distinción entre los procedimientos utilizados para la calibración y estandarización del equipo utilizado en la inspección de tuberías de revestimiento y de producción, y el utilizado en la inspección de tuberías de perforación.

Es necesario realizar una estandarización de cada pieza de los equipos electrónicos de inspección al inicio de cada trabajo. Las verificaciones de la estandarización de estos equipos deben realizarse al principio de cada turno de inspección y cuando se efectúe alguna sustitución o reparación de cualquier componente de los sistemas que pueda afectar las señales o las lecturas.

2.1. Tuberías de Revestimiento y de Producción.

Esta sección cubre los procedimientos de calibración y estandarización del equipo que se utiliza comúnmente para la inspección en campo de tuberías de revestimiento y de producción, tal como:

- ▲ Medidores de profundidad,
- ▲ Mandriles de trabajo API para calibración del diámetro interno de trabajo (Drift),
- ▲ Probadores de dureza,
- ▲ Calibradores de roscas,

- ^ Probadores de presión hidrostática,
- ^ Equipo de magnetización,
- ^ Materiales de partícula magnética,
- ^ Equipo de detección de fugas,
- ^ Equipo de medición de espesor de pared, y
- ^ Equipo ultrasónico de detección de grietas.

2.1.1. Inspección Electromagnética - EMI.

2.1.1.1. Equipo de Detección de Dispersión de Flujo.

a. Sistemas de Campo Activo:

- ^ Debe verificarse la precisión de los amperímetros cuando exista una falla que responda suave y repetidamente con el incremento de valores, o al menos una vez cada cuatro meses o después de cada reparación y/o sustitución.
- ^ Para sistemas de doble bobina, la polaridad de las bobinas debe ser la misma. Esto debe verificarse con un compás o un magnetómetro al menos una vez cada cuatro meses o después de que se realice cualquier reparación al circuito magnetizador.

b. Sistemas de Campo Residual:

Método del conductor central para la inspección EMI. Debe verificarse la precisión del amperímetro al menos una vez cada cuatro meses o después de cualquier reparación.

c. Estandarización del Equipo Electrónico de Dispersión de Flujo:

La compañía de inspección deberá seleccionar una o más de las siguientes técnicas para estandarizar el equipo de dispersión de flujo:

- i. Se deben realizar adaptaciones a los ajustes de tolerancias y/o de inicio para proporcionar una relación señal-ruido apropiada para el material a ser inspeccionado.
 - ▲ Después de los primeros cinco tramos inspeccionados, debe seleccionarse una tolerancia que produzca amplitudes de ruido de fondo de $1/8$ de toda la escala de lectura como máximo; si es necesario, utilizar la máxima tolerancia. Si la investigación de las señales por arriba del "ruido de fondo" indican una tolerancia excesiva, la tolerancia debe reducirse hasta que las señales de imperfecciones menores (menos del 5%) no sean mayores de $1/8$ en toda la escala de lectura.
 - ▲ Para el ajuste de lecturas iniciales, utilizar los primeros cinco tramos para determinar el ajuste óptimo, el cual debe mantener las amplitudes del "ruido de fondo" menores a $1/4$ de toda la escala de lectura.
- ii. El detector de sensibilidad debe estandarizarse durante su fabricación con un cambio en la densidad de flujo a través del elemento transductor. Este nivel de la señal de salida debe estar dentro del $\pm 20\%$ de un nivel estándar. Esto debe proporcionar una uniformidad de elemento a elemento.
- iii. Se debe utilizar un pulsador magnético para estandarizar el equipo de inspección de dispersión de flujo. El pulsador debe producir pulsos normales, reproducibles y controlables.
 - ▲ La señal de salida de este pulsador debe calibrarse cada seis meses de acuerdo con la compañía de inspección.
 - ▲ El cabezal del pulsador magnético se coloca adyacente a cada elemento transductor en cada zapata detectora. La tolerancia global del sistema de cada canal se estandariza posteriormente para producir el desempeño óptimo del sistema.

iv. Debe utilizarse un modelo de referencia:

- ▲ Como modelo de referencia, debe utilizarse un tramo de tubería del mismo diámetro, espesor de pared y grado que la tubería a ser inspeccionada. La tubería debe ser proporcionada por el propietario. Las imperfecciones empleadas en el modelo de referencia deben tener la propiedad de indicar la sensibilidad global del sistema de detección de grietas.
- ▲ Las muescas deben colocarse de tal manera que puedan eliminarse mediante el pulido, sin reducir la pared remanente del modelo de referencia a menos del 87.5% de su espesor de pared especificado.
- ▲ La muesca debe colocarse a más de 3 pies del extremo del modelo de referencia.
- ▲ Debe colocarse una muesca longitudinal de 0.010 pg de ancho nominal o menos y de una profundidad no menor de 0.015 pg sobre la superficie exterior del modelo de referencia.
- ▲ La muesca longitudinal debe colocarse debajo de cada transductor en cada zapata detectora de grietas longitudinales. El instrumento debe ajustarse para producir una indicación con una amplitud igual o mayor que el 25% de toda la escala de lectura.
- ▲ Las profundidades de las imperfecciones de referencia deben seleccionarse por acuerdo entre la compañía de inspección y el cliente. Los valores seleccionados no deben utilizarse como niveles de rechazo, pero sí para establecer la sensibilidad estándar del equipo.
- ▲ Todas las muescas deben eliminarse mediante pulido al final del trabajo para el cual fueron requeridas.

2.1.1.2. Lecturas de Espesor de Pared utilizando Radiación de Rayos Gamma.

Se debe utilizar un modelo de calibración simulando al menos dos espesores, de la misma curvatura, espesor de pared y densidad de material que de la tubería a ser inspeccionada, a fin de ajustar las lecturas y la tolerancia de los instrumentos.

- a. En un área circular seleccionada del modelo de calibración, determinar un espesor mínimo y uno máximo utilizando un micrómetro o un medidor ultrasónico de espesor adecuadamente calibrado.
- b. Los valores de las lecturas del espesor de pared mínimo deben ajustarse para que estén dentro de ± 0.010 pg del mínimo espesor seleccionado en el modelo de calibración.
- c. Se debe verificar una lectura de espesor de pared mínimo, con un micrómetro o un medidor ultrasónico adecuadamente calibrado, de al menos uno de cada 50 tramos inspeccionados.
- d. El modelo de calibración o la última tubería inspeccionada antes de apagar el equipo debe inspeccionarse al inicio del siguiente turno de inspección para asegurar que la calibración se haya mantenido.

2.1.1.3. Ajuste del Equipo Electromagnético de Comparación de Grado.

- a. Sistema de Comparación.

El grado del primer tramo de tubería a ser inspeccionado se confirma mediante el examen visual de las marcas sobre la tubería. El primer tramo de tubería se coloca dentro de la bobina de comparación en la línea de inspección. Posteriormente, el soporte se balancea y el control de la tolerancia se coloca en una posición seleccionada. Después de inspeccionar diversas secciones del tubo, el control de la tolerancia se reajusta a un nivel óptimo basado en las variaciones normales en la tubería que está siendo inspeccionada.

b. Sistema Transformador.

El grado de los primeros cinco tramos de tubería a ser inspeccionada se determina mediante el examen visual de las marcas sobre la tubería. Posteriormente, cada tramo de los primeros cinco se gira a través de la línea de inspección y se registra la lectura del voltaje. Se determina un voltaje promedio y se establecen límites superior e inferior de alarma.

2.1.2. Iluminación de las Superficies a ser Inspeccionadas.

Las siguientes condiciones y verificaciones se aplican a los procedimientos de inspección visual y de partícula magnética a tratar en el capítulo 3.

2.1.2.1. Superficies Externas.

- a. Las condiciones de luz de día directa no requieren la verificación de la iluminación de la superficie.
- b. Iluminación en la noche o en un lugar cerrado:
 - ▲ Las superficies a ser inspeccionadas deben estar adecuadamente iluminadas.
 - ▲ Existe una adecuada iluminación cuando el nivel de luz en las superficies a ser inspeccionadas excede las 19 pie-candelas.
 - ▲ La iluminación debe verificarse una vez cada cuatro meses para lugares cerrados con instalación eléctrica permanente.

2.1.2.2. Superficies Internas.

a. Uso de un espejo iluminado:

- ▲ La superficie reflectora debe ser un espejo que no distorsione la imagen.
- ▲ La superficie reflectora debe ser plana y debe estar limpia.

b. Empleo de una fuente de luz tipo linterna:

- ▲ Se debe emplear una linterna de alta intensidad para la inspección interior.
- ▲ Las lentes de la fuente de luz deben mantenerse limpias.

c. Equipo del Calibrescopio:

- ▲ Para diámetros internos de tubería mayores a 1 pg, la lámpara del calibrescopio debe ser de 10 watts o más.
- ▲ Para diámetros internos mayores a 1 pg pero no mayores de 3 pg, la lámpara del calibrescopio debe ser de 30 watts o más.
- ▲ Para diámetros internos mayores a 3 pg pero no mayores de 5 pg, la lámpara debe ser de 100 watts o más.
- ▲ Para diámetros internos mayores a 5 pg, la lámpara debe ser de 250 watts o más.
- ▲ La resolución del calibrescopio debe verificarse al inicio del trabajo, o cuando todo o una parte del instrumento sea ensamblada o re-ensamblada durante el trabajo. Debe ser posible leer a través del calibrescopio la fecha de una moneda colocada a 4 pg de las lentes.

2.1.2.3. Luz Ultravioleta (UV).

- a. El mínimo requerimiento para una fuente de luz ultravioleta debe ser una lámpara de arco de mercurio de 100 watts.
- b. La intensidad de iluminación en la superficie a ser inspeccionada debe ser de al menos 800 microwatts/cm², medida con un medidor UV apropiado.

2.1.3. Medidores de Profundidad.

Las siguientes condiciones y verificaciones se aplican a medidores utilizados para la evaluación de imperfecciones (lo que se verá en el Capítulo 3).

2.1.3.1. De Tipo Externo.

- a. Colocar el medidor en cero sobre una superficie plana.
- b. Verificar la precisión del medidor sobre un rango de profundidades estándar, al menos una vez cada cuatro meses o después de una reparación o sustitución.
- c. La precisión debe estar dentro de 0.001 pg de las profundidades estándar reales.
- d. La verificación de la calibración debe registrarse sobre el medidor y en un libro de registro con la fecha de la verificación y las iniciales de la persona que la realizó.

2.1.3.2. De Tipo Interno y Calibradores de Espesor de Pared.

- a. Colocar el medidor en la lectura "cero" o en un espesor especificado cuando toquen los puntos de contacto o cuando se coloque un modelo de espesor entre los contactos.

- b. Verificar la precisión del medidor sobre un rango de espesores estándar diferente al punto anterior, al menos una vez cada cuatro meses o después de una reparación.
- c. La precisión de lecturas diferenciales debe estar dentro del 2% del espesor de pared real del modelo de espesor más grueso utilizado.
- d. La verificación de la calibración debe registrarse sobre el medidor y en un libro de registro con la fecha de la verificación y las iniciales de la persona que la realizó.

2.1.4. Prueba de Dureza Rockwell (Tipo Portátil).

Para cada escala utilizada (B o C), debe verificarse la linealidad del probador cada cuatro meses. Esto se logra tomando tres lecturas en cada uno de dos bloques con diferente valor de dureza en la misma escala. Los dos bloques seleccionados deben tener una diferencia de dureza de al menos 5 números en la escala "C" o 10 números en la escala "B".

La verificación de la calibración debe registrarse sobre el probador o en un libro de registro. El registro de la verificación debe especificar la fecha de la verificación y las iniciales de la persona que la realizó.

2.1.5. Medidores de Roscas API.

2.1.5.1. Medidores del Paso de la Rosca.

Los medidores del paso de la rosca deben estar contruidos de tal manera que el mecanismo de medición esté bajo tensión cuando la aguja indicadora se ajuste a cero por medio del modelo de ajuste. El modelo de ajuste también debe estar construido para compensar el error al medir el paso paralelamente a la reducción del cono (conicidad) en lugar de medirlo paralelamente al eje de la rosca. La distancia entre cualesquiera de dos muescas adyacentes en el modelo debe ser precisa dentro de una tolerancia de ± 0.0001 pg, y entre cualesquiera de dos muescas no

adyacentes dentro de una tolerancia de ± 0.0002 pg. El modelo de ajuste empleado para poner en "cero" el medidor del paso debe identificarse apropiadamente conforme a la conicidad, diámetro de paso, y tipo de ranura (U o V) de la rosca para la cual se va a utilizar.

2.1.5.2. Medidores de Altura de los Hilos.

a. Para el modelo de ajuste con ranura en U, las profundidades de las ranuras deben someterse a las siguientes dimensiones, con una tolerancia de ± 0.0002 pg:

- ▲ Ranuras de roscas de 8 hilos redondos para tubería de revestimiento y de producción (0.0712 pg).
- ▲ Ranuras de roscas de 10 hilos redondos para tubería de producción (0.0556 pg).
- ▲ Ranuras de rosca buttress para $1\frac{3}{8}$ pg y más pequeñas (0.062 pg).

b. Para el modelo de ajuste con ranura en V, las ranuras tendrán ángulos incluidos de 60° y deberán estar truncadas en las siguientes cantidades, con una tolerancia de ± 0.0002 pg:

- ▲ Ranuras de roscas de 8 hilos redondos para tubería de revestimiento y de producción (0.0130 pg).
- ▲ Ranuras de roscas de 10 hilos redondos para tubería de producción (0.010 pg).

c. Modelo de Ajuste para Roscas Buttress de 16 pg y mayores:

- ▲ Profundidad de la ranura desde el primer plano (0.0578 pg).
- ▲ Profundidad de la ranura desde el segundo plano (0.0662 pg).

d. Modelos de Ajuste.

El modelo de ajuste utilizado para colocar el medidor de altura en "cero" debe identificarse adecuadamente conforme al tipo de ranura de la rosca para la cual se va a utilizar.

2.1.5.3. Calibración.

La precisión de los medidores de rosca, a lo largo de todo el rango del viaje del pistón, debe verificarse al menos una vez cada cuatro meses o después de cualquier reparación que se realice al mecanismo de pistón, por medio de uno de los siguientes instrumentos:

- ▲ Microscopio del fabricante.
- ▲ Microscopio de mediciones universales.
- ▲ Tornillo micrométrico.
- ▲ Dispositivo de precisión de medición lineal.

2.1.6. Probadores de Presión Hidrostática.

Estos probadores se aplican a la inspección hecha sobre los soportes de tubería (burros) solamente.

2.1.6.1. Verificación de la Calibración.

Debe verificarse la precisión del medidor de presión, del medidor registrador, o del medidor de referencia, sobre todo el rango del medidor, cuando:

- ▲ Exista una falla que responda suavemente y repetidamente a presiones incrementadas lentamente.
- ▲ Esté represionado, en cuyo caso debe también recalibrarse antes de su uso posterior.
- ▲ Se hayan realizado reparaciones al medidor.
- ▲ Después de seis (6) meses o más de la última verificación de la calibración.
- ▲ El medidor (de presión, registrador, o de referencia) esté en desacuerdo por más del 5% de la presión aplicada.

2.1.6.2. Etiqueta de Calibración.

Debe colocarse una etiqueta de calibración a cada medidor de presión. Cada etiqueta debe indicar la fecha de la verificación de la calibración, la precisión, y el nombre de la persona que realizó la calibración.

2.1.6.3. Control del Tiempo.

Cuando se utilice un control de la demora de tiempo o un indicador para asegurar un tiempo de prueba apropiado, el control debe verificarse una vez en cada turno de inspección.

2.1.7. Mandriles API para Calibración del Diámetro Interior (Drift).

El diámetro del mandril para calibración del diámetro interior (diámetro de trabajo) debe medirse con un vernier o un micrómetro con contactos planos. El instrumento utilizado debe calibrarse empleando un modelo de ajuste conocido al menos una vez cada cuatro meses.

2.1.8. Inspección de Partícula Magnética - MPI.

2.1.8.1. Equipo Magnetizador para MPI.

a. Bridas:

- ▲ Las bridas de corriente alterna (AC) deben tener una capacidad de carga de al menos 10 lb para la barra espaciadora a ser utilizada para la inspección.
- ▲ Las bridas de corriente directa (DC) deben tener una capacidad de carga de al menos 40 lb para la barra espaciadora a ser utilizada para la inspección.

- ▲ La capacidad de carga de una brida debe verificarse al menos una vez cada cuatro meses.
- ▲ La verificación de la calibración debe registrarse sobre la brida y en un libro de registro con la fecha de la verificación y las iniciales de la persona que la realizó.

b. Bobinas (magnetización longitudinal):

Debe verificarse la precisión de los medidores cuando exista una falla que responda suave y repetidamente con el incremento de los valores, o al menos una vez cada cuatro meses o después de cualquier reparación. La verificación de la calibración debe registrarse sobre el medidor, la fuente de poder, o en un libro de registro y debe especificarse la fecha de la verificación y las iniciales de la persona que la realizó.

c. Conductor Central (magnetización circular):

Debe verificarse la precisión del amperímetro al menos una vez cada cuatro meses o después de cada reparación. La verificación de la calibración debe registrarse sobre el medidor y en un libro de registro con la fecha de la verificación y las iniciales de la persona que la realizó.

2.1.8.2. Partículas Magnéticas (Método Seco).

- a. La mezcla de partículas de diferente tamaño debe contener al menos el 75% en peso de partículas más finas que una malla 120 ASTM, y un mínimo del 15% en peso de partículas más finas que una malla 325 ASTM.
- b. La presencia de rellenos no magnéticos no debe ser excesiva.
- c. Por acuerdo entre el cliente y la compañía de inspección, puede realizarse una verificación por alta permeabilidad y baja retentividad. La verificación debe hacerse por lote.

2.1.9. Inspección Ultrasonica del Tramo Completo.

2.1.9.1. Medición del Espesor.

- a. Las lecturas del equipo deben calibrarse sobre un rango apropiado de espesor para proporcionar la precisión y linealidad necesarias para las mediciones del espesor de pared sobre la tubería a ser inspeccionada. Los modelos de espesor deben verificarse con un micrómetro. El rango apropiado para los modelos de espesor incluye al menos un valor que está dentro de 0.050 pg del espesor de pared de tubería especificado y al menos dos valores que difieran entre sí aproximadamente 0.100 pg. El material de los modelos debe tener propiedades de atenuación y de velocidad similares a las de la tubería que está siendo inspeccionada, y debe estar aproximadamente a la misma temperatura que la tubería. La precisión de la lectura debe estar dentro del 2% del espesor medido.
- b. Como práctica adicional, y por acuerdo entre el cliente y la compañía de inspección, puede utilizarse un tramo de la tubería a ser inspeccionada como modelo de referencia.
 - ▲ El modelo de referencia debe tener 2 o más espesores de pared especificados medidos dentro de ± 0.050 pg de la pared especificada de la tubería a ser inspeccionada, con una diferencia de al menos el 10% del espesor de pared de tubería especificado.
 - ▲ El valor de la mínima lectura del espesor (en la misma área) debe ajustarse para que esté dentro de ± 0.010 pg del espesor mínimo de referencia para el área especificada de la tubería de referencia.

2.1.9.2. Detección de Grietas.

- a. El "material a ser calibrado" o el control de la velocidad, puede ajustarse internamente de tal manera que sólo sea necesario ajustar el tiempo de demora (preferentemente en el nivel de rechazo).

b. Equipo de Ondas Compresionales.

La calibración es la misma que para la medición ultrasónica del espesor, excepto aquella para los dos espesores de pared (o superficies reflectoras):

- ▲ El modelo más grueso debe estar cercano al espesor de pared especificado de la tubería a ser inspeccionada.
- ▲ El modelo más delgado debe ser aproximadamente de 0.100 pg.

c. Equipo de Ondas de Corte.

- ▲ Utilizar como modelo de referencia uno de los tubos a ser inspeccionados. Un método alternativo es utilizar como modelo de referencia un tramo de tubería con las mismas dimensiones y propiedades acústicas que las de la tubería a ser inspeccionada. Este modelo de referencia debe tener una longitud apropiada y debe ser proporcionado por el cliente.
- ▲ Para el aparejo de inspección de defectos transversales, las imperfecciones en 3 dimensiones o transversales deben colocarse estratégicamente sobre la superficie exterior de la tubería a cuando menos 3 pies del extremo de la misma, y los instrumentos deben ajustarse para producir señales individuales desde cada transductor. Las imperfecciones de prueba deben ser claramente perceptibles y no deben tener interferencia de cualquier otra anomalía. Las imperfecciones se colocan de manera que puedan eliminarse mediante pulido sin reducir el espesor de pared a menos del 87.5% del espesor de pared especificado.
- ▲ Para el aparejo de inspección de defectos longitudinales, las imperfecciones deben colocarse estratégicamente sobre la superficie exterior de la tubería a cuando menos 3 pies de los extremos de la misma, y los instrumentos deben ajustarse para producir señales individuales desde cada transductor. Las imperfecciones de prueba deben distinguirse claramente y no deben tener interferencia de cualquier otra anomalía. Las imperfecciones se colocan de manera que puedan eliminarse mediante pulido sin reducir el espesor de pared a menos del 87.5% del espesor de pared especificado.

- ▲ Los ajustes a los controles de inicio y de tolerancia deben seleccionarse para una relación señal-ruido óptima.
- ▲ Las señales de sondas similares deben repetirse de una inspección a otra, y su amplitud de señal debe estar dentro del $\pm 20\%$ entre una y otra para una imperfección específica.
- ▲ Como práctica adicional y por acuerdo entre el cliente y la compañía de inspección, los modelos de referencia especificados pueden emplearse para:
 - Verificar el ángulo de cada transductor.
 - Seleccionar la amplitud de la sensibilidad.
 - Verificar los ajustes adecuados de los defectos.

2.1.10. Medición Ultrasonica Puntual del Espesor de Pared - UT.

2.1.10.1. Métodos de Calibración.

- a. Fijar la lectura del medidor para que corresponda exactamente con el espesor de un modelo que ha sido verificado con un micrómetro. Este modelo debe estar dentro de 0.050 pg del espesor de pared nominal a ser inspeccionado.
- b. Verificar la precisión de la lectura en un segundo modelo de espesor con el 87.5% o menos del espesor de pared especificado de la tubería a ser inspeccionada. La lectura del medidor debe estar dentro de ± 0.001 pg por cada 0.100 pg de diferencia en espesor del utilizado en el punto anterior.
- c. Todos los modelos utilizados para calibración deben tener propiedades de velocidad y atenuación similares a la tubería a ser inspeccionada. Antes de su uso, deben estar expuestos al mismo ambiente de temperatura que la tubería durante 30 min. o más. La colocación del modelo sobre la superficie de la tubería y la maximización de su área de contacto con la tubería puede permitir un tiempo de exposición más corto, pero no menor de 10 min., para eliminar errores medibles debidos a diferencias de temperatura.

- d. La superficie del modelo utilizado en los puntos "a" y "b" debe tener la misma curvatura que la superficie del diámetro exterior de la tubería a ser inspeccionada cuando la tubería es de 3¹/₂ pg o menor. Cuando la tubería a ser probada es mayor a 3¹/₂ pg de diámetro exterior, puede utilizarse un modelo curvo o plano.

2.1.10.2. Frecuencia de la Calibración.

Refiriéndose al párrafo 2.1.10.1.:

- a. Realizar los puntos "a" y "b" al inicio de cada turno de inspección.
- b. Realizar el punto "a" cada vez que el instrumento se encienda o al menos cada 25 áreas medidas cuando el instrumento está encendido.
- c. Realizar el punto "a" cada vez que se encuentre una lectura rechazable.
- d. Realizar el punto "a" cuando se cambie el transductor o el tipo de sustancia acopladora.

2.1.11. Calibradores de Anillo y de Tapón.

2.1.11.1. Dimensiones y Tolerancias.

Los calibradores de trabajo de anillo y de tapón, ya sea nuevos o reacondicionados, deben cumplir inicialmente con las dimensiones y tolerancias apropiadas especificadas en el API Std 5B, y deben haber sido verificados inicial y periódicamente por la alternación en la distancia de acoplamiento (standoff) con los calibradores maestros.

Se requiere la documentación en el sitio de trabajo indicando la frecuencia con que se verifica la alternación de la distancia de acoplamiento, así como también los valores de alternación real de la distancia. Si los calibradores maestros no están disponibles para verificaciones periódicas, se puede utilizar un procedimiento (párrafo siguiente) para determinar la condición de los calibradores de trabajo; sin embargo, en caso de controversia, la aceptación o rechazo de tubería

debe basarse solamente en los calibradores de trabajo que han sido adecuadamente verificados con calibradores maestros (referirse a las figuras 2.1 y 3.3).

2.1.11.2. Verificación de la Precisión de los Calibradores de Trabajo.

- a. Después de determinar la distancia de acoplamiento del calibrador de anillo contra el calibrador maestro de tapón y la distancia de acoplamiento del calibrador de tapón contra el calibrador maestro de anillo, el juego de calibradores de trabajo (de anillo y de tapón) debe acoplarse y debe colocarse una marca sobre el calibrador de anillo indicando la distancia de acoplamiento entre el juego de calibradores de trabajo. Esta lectura de la distancia de acoplamiento debe realizarse periódicamente durante el servicio, y debe documentarse para determinar el desgaste o daño del juego de calibradores. Cada vez que la distancia de acoplamiento del juego de calibradores de trabajo se reduzca en 0.025 pg de su valor marcado o se incremente en 0.0125 pg, el calibrador debe verificarse con un calibrador maestro antes de su disposición.
- b. La distancia de acoplamiento de los calibradores de trabajo de anillo y de tapón debe verificarse también después de su fabricación o después de su reacondicionamiento, pero siempre antes de utilizarlos.
- c. Para verificar la precisión de los calibradores de trabajo:
 - i. Medir primero la conicidad y el paso sobre todo el tramo de las roscas de unión de cada calibrador de trabajo. Si estas dimensiones no cumplen con las tolerancias del API Std 5B entonces el calibrador debe reemplazarse o reacondicionarse.
 - ii. Los valores de la distancia de acoplamiento de los calibradores de trabajo de anillo y de tapón se verifican enrosquándolos en calibradores maestros API de anillo y de tapón (ver figura 2.1). Referirse al API Std 5B para los procedimientos adecuados de enrosque.
- d. Los calibradores que han sido fabricados a partir del producto (tramos de tubería o juntas sobrantes), no pueden cumplir con las especificaciones API para calibradores de trabajo; sin embargo, se utilizan frecuentemente para indicar daño mecánico, elementos de rosca fuera de tolerancia, ovalidad, y distancia de acoplamiento. Estos calibradores "suaves" de

anillo y de tapón no deben emplearse directamente para rechazar roscas, pero pueden ser utilizados como una indicación de que las roscas deben ser inspeccionadas y/o calibradas utilizando medidores de roscas API para determinar la condición fuera de tolerancia.

- e. Los calibradores de trabajo deben estar calificados en juegos para definir la distancia de acoplamiento, por ejemplo un calibrador de tapón con uno o más calibradores de anillo.

2.1.11.3. Calibradores Maestros.

- a. Todos los calibradores maestros de anillo y de tapón deben estar certificados por alguna de las siguientes agencias de certificación:

- ▲ Instituto Nacional de Tecnología Industrial, Buenos Aires, Argentina.
- ▲ Laboratoire National d'Essais, Paris, Francia.
- ▲ Laboratorio di Precisione Esercito, Roma, Italia.
- ▲ National Bureau of Standards, Washington, D.C., U.S.A.
- ▲ National Physical Laboratory, Teddington, Middlesex, Inglaterra.
- ▲ National Research Laboratory, Ibaraki, Japón.
- ▲ National Standards Laboratory, Chippendale, New South Wales, Australia.
- ▲ Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig, Alemania.

Debe probarse periódicamente la distancia de acoplamiento de los calibradores maestros, el intervalo entre estas pruebas depende de la frecuencia de su uso.

- b. Los calibradores maestros deben certificarse en juegos completos, es decir, un calibrador maestro de tapón y un calibrador maestro de anillo. Por cada calibrador que cumpla con todos los requerimientos, la compañía certificadora proporcionará un certificado al propietario del calibrador, con una copia a la oficina del API en Dallas, mostrando la medición de la distancia de acoplamiento y estableciendo que el calibrador cumple con esta especificación.
- c. La compañía certificadora marcará todos los calibradores aceptables con las siguientes marcas:

TABLA 2.1 ⁽⁸⁾
Marcas en los Calibradores

MARCA	LOCALIZACIÓN
Fecha de certificación	Sobre todos los calibradores.
Nombre de la agencia certificadora	Sobre el calibrador de tapón.
Distancia de acoplamiento (standoff)	Sobre el calibrador de anillo.
Monograma API	Sobre todos los calibradores que cumplan con las especificaciones.

- d. La relación entre los calibradores maestros, los calibradores de trabajo, y los productos roscados se muestra en la figura 2.1, en donde el calibrador maestro de tapón se muestra como el modelo y el calibrador maestro de anillo se muestra como el modelo de transferencia.

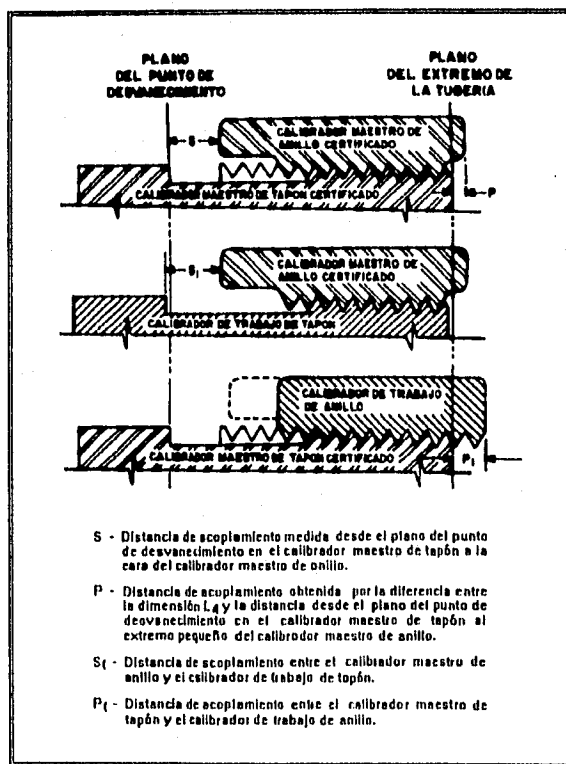


Fig. 2.1 Calibradores Maestros y de Trabajo ⁽⁹⁾

La distancia de acoplamiento del calibrador maestro de anillo contra el calibrador maestro de tapón, marcada sobre el calibrador de anillo, se mide con el propósito de establecer los límites de desgaste o el daño físico en los calibradores. La desviación de este valor "S" inicial debe tomarse en cuenta al establecer los valores de la distancia de acoplamiento de los calibradores de trabajo.

e. **Práctica General.**

- ▲ El empleo de calibradores maestros para verificar los productos de roscas debe ser mínimo. Su empleo debe limitarse a casos en donde exista controversia y no pueda resolverse verificando el calibrador de trabajo con el calibrador maestro. Se debe tener mucho cuidado al ensamblar un calibrador maestro sobre algún producto roscado.
- ▲ Los calibradores de anillo y de tapón deben cumplir con las especificaciones de la Sección 4 de la última edición del API Std 5B.
- ▲ Un incremento en la distancia de acoplamiento indica generalmente la presencia de rebabas, roscas con hilos deformes, alguna sustancia extraña, o posible daño físico de las dimensiones. Cuando se observa un incremento, se deben limpiar las rebabas o sustancias extrañas sobre los calibradores y verificarse éstos nuevamente.

2.2. Tuberías de Perforación.

Este apartado cubre los procedimientos de calibración y estandarización del equipo que se utiliza comúnmente para la inspección en campo de tuberías de perforación, tal como:

- ▲ Medidores del diámetro externo de la tubería.
- ▲ Transductores para la inspección ultrasónica puntual del espesor de pared.

- ▲ Equipo de dispersión de flujo para medición del espesor de pared.
- ▲ Equipo de medición del espesor de pared por Rayos Gamma.
- ▲ Unidad ultrasónica para inspección en áreas de recalcado.
- ▲ Unidad ultrasónica para inspección en conexiones.

2.2.1. Calibración del Diámetro Exterior de la Tubería.

2.2.1.1. Calibración.

- a. La calibración del diámetro externo tiene que verificarse con los valores máximos y mínimos aplicables dados en la Tabla 2.2.

TABLA 2.2 ⁽¹⁰⁾
Criterio Dimensional Aceptable para Tubería de Perforación Usada

DIÁMETRO EXTERIOR (Nominal) (pulgadas)	PESO NOMINAL (lb/pla)	DIÁMETRO INTERIOR (pulgadas)	CLASE PREMIUM				CLASE 2			
			PARED MÍNIMA REMANENTE (80%) (pulgadas)	DIÁMETRO EXTERIOR (variación del 3% del diámetro nominal, pg)		PARED MÍNIMA REMANENTE (70%) (pulgadas)	DIÁMETRO EXTERIOR (variación del 4% del diámetro nominal, pg)			
				Mínimo	Máximo		Mínimo	Máximo		
2 3/8	4.85	1.995	0.152	2.304	2.446	0.133	2.28	2.47		
	6.65	1.815	0.224			0.196				
2 7/8	6.85	2.441	0.174	2.789	2.961	0.152	2.76	2.99		
	10.40	2.151	0.29			0.253				
3 1/2	9.50	2.892	0.203	3.395	3.605	0.178	3.36	3.64		
	13.30	2.764	0.294			0.258				
	15.50	2.602	0.359			0.314				
4	11.85	3.476	0.21	3.88	4.12	0.183	3.84	4.16		
	14.00	3.34	0.264			0.231				
	15.70	3.24	0.304			0.266				
4 1/2	13.75	3.958	0.217	4.365	4.635	0.19	4.32	4.68		
	16.60	3.826	0.27			0.236				
	20.00	3.64	0.344			0.301				
	22.82	3.5	0.4			0.35				
5	16.26	4.408	0.237	4.85	5.15	0.207	4.8	6.2		
	19.50	4.276	0.29			0.253				
	25.60	4	0.4			0.35				
5 1/2	19.20	4.892	0.243	5.335	5.665	0.213	5.28	5.72		
	21.80	4.778	0.289			0.253				
	24.70	4.67	0.332			0.29				
6 5/8	26.20	5.985	0.264	6.426	6.824	0.231	6.36	6.89		
	27.72	6.901	0.29			0.253				

- b. La calibración del medidor tiene que ser verificada:

- ▲ Al inicio de cada inspección.
- ▲ Después de cada 25 tramos de tubería inspeccionada.

- a. Cuando la variación del diámetro externo exceda los límites de aceptación.
 - a. Cuando se sospeche que el medidor ha sido dañado por cualquier motivo.
 - a. Al terminar la inspección.
- c. Toda la longitud medida desde la última verificación validada debe ser medida nuevamente si el ajuste es mayor que ± 0.02 pulgadas.

2.2.2. Inspección Ultrasonica Puntual del Espesor de Pared.

2.2.2.1. Calibración del Transductor.

- a. El transductor de tipo de pulsos debe calibrarse por linealidad cada doce meses. La calibración debe indicarse colocando una estampa o etiqueta a la unidad, mostrando la fecha de calibración, la fecha de vencimiento y la firma de quien realizó el trabajo.
- b. El mismo tipo de sustancia acopladora debe utilizarse tanto para la calibración como para la medición.
- c. El modelo de calibración de campo debe ser de acero y debe tener al menos dos espesores que cumplan con los siguientes requerimientos:
 - a. Sección Gruesa = Pared Nominal, +0.50, -0 pg.
 - a. Sección Delgada = 70% de la pared nominal, +0, -0.50 pg.

Debe verificarse que el modelo de calibración de campo esté dentro de ± 0.002 pg del espesor establecido mediante un micrómetro, un dial o un calibrador de pantalla. Este dispositivo debe haber sido calibrado dentro de los últimos cuatro meses de acuerdo a los estándares del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST); del mismo modo, debe colocarse una etiqueta como evidencia de su calibración.

- d. Después de los ajustes de la calibración de campo, el calibrador debe medir ambos espesores sobre el modelo con precisión de ± 0.001 pg.

- e. La calibración de campo debe verificarse con la siguiente frecuencia:
- ^ Después de cada 25 lecturas.
 - ^ Cuando una medición indica una pieza rechazable.
 - ^ Cada vez que el instrumento se encienda.
 - ^ Cuando se sospeche que el calibrador se ha dañado.
 - ^ Cuando la sonda, el cable, el operador o el peso de la tubería sean cambiados.
- f. Si la precisión de las calibraciones de campo previas no puede verificarse, toda la tubería probada desde la última verificación debe ser inspeccionada nuevamente después de corregir la calibración.

2.2.3. Electromagnético 1.

2.2.3.1. Modelos de Referencia de Dispersión de Flujo.

El modelo de referencia para unidades de detección de grietas transversales por dispersión de flujo magnético se fabrica a partir de un tramo de tubería del mismo diámetro nominal que la tubería a ser inspeccionada y debe contener un agujero perforado a través de la pared con un diámetro de $1/16$ pg, $\pm 1/64$ pg. El modelo debe tener un agujero por cada zapata, con los agujeros dispuestos en un patrón espiral.

Un modelo de referencia alternativo puede fabricarse a partir de una junta de tubería con el mismo diámetro nominal que la tubería a ser inspeccionada, conteniendo una muesca transversal en el diámetro exterior con los siguientes requerimientos:

- ^ Profundidad = 5% de la pared nominal de la tubería, ± 0.004 pg, con una profundidad mínima de 0.012 pg.
- ^ Ancho = 0.004 pg máximo.
- ^ Longitud = 1 pg, +0, -0.5 pg.

2.2.3.2. Calibración del Equipo de Dispersión de Flujo.

- a. El equipo debe ajustarse para producir una amplitud de referencia común (10 mm mínimo) para cada bobina cuando se explore un agujero perforado o una muesca. La relación mínima señal-ruido debe ser de 3 a 1.
- b. Después de los ajustes de calibración, el modelo de referencia debe ser explorado dinámicamente a una velocidad 4 veces mayor que la velocidad a ser utilizada para la inspección, sin ningún cambio en su arreglo. La respuesta de la unidad debe ser como se establece a continuación:

▲ *Modelo con Agujero Perforado:*

Cada canal de señal debe producir indicaciones de al menos el 80% de la amplitud de referencia que se establece en el punto 2.2.3.2a, con una relación mínima señal-ruido de 3 a 1.

▲ *Modelo con Muesca:*

La muesca debe colocarse en las posiciones del reloj de las 12, 3, 6 y 9 hrs., y el modelo debe explorarse en cada posición. La respuesta de la sonda a cada posición debe ser al menos del 80% del nivel de referencia establecido en el punto 2.2.3.2a, con una relación señal-ruido de 3 a 1.

- c. Las zapatas deben dimensionarse de acuerdo con la tubería a ser inspeccionada y deben viajar sobre la superficie de la tubería sin presentar un claro visible.
- d. La calibración de la unidad debe verificarse sobre el modelo de referencia en el punto 2.2.3.2b de acuerdo con las siguientes consideraciones:
 - ▲ Después de cada 50 tramos inspeccionados.
 - ▲ Cada vez que se encienda la unidad.
 - ▲ Cuando se haga cualquier cambio mecánico o electrónico, o ajustes en la calibración.
 - ▲ Cuando la precisión de la última calibración sea cuestionable.
 - ▲ Al término del trabajo.

- e. Si la precisión de la calibración previa no puede ser verificada, toda la tubería inspeccionada desde la última calibración debe ser inspeccionada nuevamente después de corregir la calibración.

- f. Las calibraciones deben aparecer en los registros.

2.2.4. Electromagnético 2.

2.2.4.1. Modelos de Referencia de Dispersión de Flujo.

Referirse al punto 2.2.3.1.

2.2.4.2. Modelos de Referencia de Espesor de Pared por Rayos Gamma.

Los modelos de referencia para el espesor de pared por rayos gamma deben fabricarse de acero y deben tener al menos dos espesores conocidos. Los modelos deben verificarse con un medidor ultrasónico de espesor o con un micrómetro que haya sido calibrado de acuerdo a los estándares establecidos por el NIST. Los dos espesores conocidos deberán diferir por más del 7% del espesor de pared nominal de la tubería a ser inspeccionada.

La unidad de rayos gamma deberá calibrarse utilizando una de las juntas a ser inspeccionadas. Los espesores máximo y mínimo de la junta deberán determinarse explorando la circunferencia con un medidor ultrasónico de espesor y deberán diferir al menos por un 7% del espesor de pared nominal en el punto de prueba.

2.2.4.3. Calibración del Equipo de Dispersión de Flujo.

Referirse al párrafo 2.2.3.2.

2.2.4.4. Calibración del Equipo de Espesor de Pared por Rayos Gamma.

- a. La unidad de rayos gamma debe calibrarse utilizando un modelo para espesor de pared que reúna los requerimientos del párrafo 2.2.4.2.
- b. Después de la calibración, la unidad de rayos gamma debe tener un punto de referencia representando el mínimo espesor de pared aceptable. Las variaciones por arriba y por abajo de éste punto deben ser proporcionales a una escala conocida de variación de espesor de pared.
- c. La unidad de calibración debe verificarse con la misma frecuencia que la unidad de dispersión de flujo. Si cualquier punto de referencia se ha desviado más del equivalente al $\pm 4\%$ del espesor nominal de pared de la tubería, todos los tramos inspeccionados desde la última calibración verificada deben ser inspeccionados nuevamente, después de corregir la calibración.

2.2.5. Inspección Ultrasónica en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.

El instrumento ultrasónico debe calibrarse por linealidad al menos cada doce meses. Esta calibración debe estar indicada por una etiqueta pegada a la unidad, mostrando la fecha de calibración, la fecha de expiración y la firma de la persona que realizó la calibración.

Debe utilizarse un modelo de calibración de campo de acero con el mismo espesor de pared y diámetro exterior que la tubería a ser inspeccionada; además, debe contener muescas transversales internas y externas que cumplan con los siguientes requerimientos:

- ^ Profundidad = 5% de la pared nominal de la tubería, ± 0.004 pg, con una profundidad mínima de 0.012 pg.
- ^ Ancho = 0.040 pg máximo.
- ^ Longitud = 1 pg, ± 0.125 pg.

Se debe utilizar el mismo tipo de sustancia acopladora tanto para la calibración como para la inspección.

2.2.5.1. Calibración de Campo.

- a. La respuesta a la muesca interna debe fijarse al menos en 80% de la altura total de la pantalla (FSH, Full Screen Height), con una relación señal-ruido de al menos 3 a 1 para cada transductor. La respuesta para la muesca del diámetro exterior debe ser de al menos el 60% de la FSH con una relación señal-ruido de al menos 3 a 1 para cada transductor. Los controles de rechazo y de corrección electrónica de la distancia de la amplitud (DAC, Distance Amplitude Correction) deben apagarse para la calibración y para la inspección.

- b. La unidad debe calibrarse en campo:
 - ▲ Al inicio de la inspección.
 - ▲ Después de cada 25 tramos inspeccionados.
 - ▲ Cada vez que el instrumento se encienda.
 - ▲ Cuando el instrumento o el transductor se dañe.
 - ▲ Cuando se cambie el transductor, el cable, el operador o el material a ser inspeccionado.
 - ▲ Cuando la precisión de la última calibración válida sea cuestionable.
 - ▲ Una vez terminado el trabajo.

- c. Todos los extremos inspeccionados desde la última calibración deben inspeccionarse nuevamente cuando sea necesario realizar ajustes al instrumento de más de 2 decibelios (dB), esto es para llevar las respuestas del modelo de muescas al nivel de referencia.

- d. La posición inicial para la exploración debe marcarse en la superficie de la tubería.

- e. A manera de prueba, debe establecerse una curva de DAC entre las respuestas del modelo de roscas de calibración de los diámetros interior y exterior.

2.2.6. Inspección Ultrasonica de Conexiones.

2.2.6.1. Calibración de Campo.

- a. La unidad ultrasónica debe ser calibrada en campo utilizando modelos de acero para distancia y sensibilidad.

b. Modelo de Distancia:

El modelo de calibración de distancia puede ser de cualquier forma que permita el acople del instrumento mostrando una distancia mínima igual a la longitud del piñón más 1 pg.

c. Modelo de Sensibilidad:

El modelo de calibración de sensibilidad puede ser todo o una parte de una conexión de caja o un tubo con un espesor mínimo de pared de $\frac{1}{2}$ pg. El modelo debe ser cuando menos 1 pg más largo que la longitud del piñón.

El modelo de calibración de sensibilidad debe contener una muesca transversal. La muesca debe estar colocada en el modelo a una distancia igual a la longitud del piñón más $\frac{1}{2}$ pg desde la superficie de exploración. Si se utiliza una conexión de caja estándar, la muesca debe colocarse en la raíz de un hilo a la misma distancia. La muesca debe cumplir los siguientes requerimientos:

- ^ Profundidad = 0.080 pg, ± 0.005 pg
- ^ Anchura = 0.040 pg máximo
- ^ Longitud = 0.500 pg, +0.500 pg, -0.125 pg

- d. Los modelos de distancia y sensibilidad pueden incorporarse en una pieza sencilla por conveniencia de uso.

- e. El control de rechazo y la DAC deben apagarse para la calibración y la exploración.

f. Calibración de la Distancia:

La pantalla de tubos de rayos catódicos (CRT, Cathodic Ray Tube) debe calibrarse para que la línea de base horizontal muestre una distancia igual a la longitud del piñón más 1 pg como mínimo y 3 pg como máximo.

g. Calibración de la Sensibilidad:

La amplitud de señal producida al explorar la muesca se debe ajustar a cuando menos el 80% de la altura total de la pantalla con una relación mínima señal-ruido de 3 a 1. Esta amplitud de señal debe utilizarse como nivel de referencia para una inspección posterior.

h. La unidad debe calibrarse en campo:

- ^ Al inicio de la inspección.
- ^ Después de cada 25 tramos inspeccionados.
- ^ Cada vez que el instrumento se encienda.
- ^ Cuando el instrumento o el transductor se dañe.
- ^ Cuando se cambie el transductor, el cable, el operador o el material a ser inspeccionado.
- ^ Cuando la precisión de la última calibración sea cuestionable.
- ^ Una vez terminado el trabajo.

i. Todas las conexiones inspeccionadas desde la última calibración deben ser re-inspeccionadas cuando sea necesario realizar ajustes a la amplitud de señal del instrumento de más de 2 dB durante la recalibración.

Prácticas Recomendadas API de Inspección Tubular.

3.1. Procedimientos de Inspección para Tuberías de Revestimiento y de Producción.

Esta sección señala los requerimientos mínimos recomendados para los servicios de inspección para tuberías de revestimiento nuevas y tuberías de producción. El operador puede variar estos procedimientos, a fin de sacar ventaja de las características eléctricas o mecánicas del equipo específico utilizado para la inspección. Sin embargo, estas recomendaciones son los pasos mínimos necesarios para asegurar la calidad de la inspección.

3.1.1. Inspección Electromagnética - EMI.

3.1.1.1. Requerimientos del Equipo y Chequeos Periódicos.

Los chequeos periódicos se deberán hacer al principio, después de cada 50 tramos de tubería inspeccionados y cuando un elemento del sistema sea reparado o cambiado.

- a. Conductor Central (Magnetización Residual Circular).
 - ▲ El conductor (varilla de corriente) colocado en la tubería debe estar completamente aislado de manera que no exista contacto eléctrico con la superficie del tubo, las roscas o los coples.

- ^ Las conexiones del conductor o de la varilla de corriente deben chequearse por tensión.
- ^ El interruptor automático varilla-a-cable debe estar limpio.
- ^ El sistema debe chequearse contra cortos internos.
- ^ Se debe emplear un amperímetro que indique la magnetización actual y debe observarse con cada aplicación de corriente. Alternativamente, este amperímetro se debe utilizar junto con un indicador de baja corriente y una alarma.
- ^ La corriente de magnetización no debe ser menor al mínimo valor establecido en los procedimientos de operación de la compañía de inspección.

b. Magnetizador de Campo Activo.

Las bobinas magnetizadoras deben chequearse para asegurar que se utilice la corriente o la fuerza magnetizadora adecuada, y que las bobinas no estén cortadas o abiertas. La corriente o fuerza magnetizadora debe chequearse y estar entre el $\pm 10\%$ del valor correcto para el equipo utilizado.

c. Controles de Circuitos.

Se deben emplear controles de circuitos manuales y/o automáticos para asegurar el registro de la bobina o la continuidad del transductor magnético. Se deben realizar chequeos continuos con un dispositivo que produzca un cambio en la densidad de flujo o genere una corriente en cada elemento del transductor, proporcionando la detección confiable de un circuito abierto.

d. Sensibilidad de los Instrumentos.

El ajuste de la sensibilidad de los instrumentos de medición del espesor de pared debe proporcionar una escala específica (en miles de pulgadas o milímetros de espesor de acero) o un nivel de rechazo en el registro.

PAGINACION VARIA

COMPLETA LA INFORMACION

e. Chequeos Periódicos.

Se deben realizar chequeos periódicos a través del trabajo de inspección para asegurar que las zapatas que transportan los transductores EMI, se montan suavemente sobre la superficie de la tubería, ya que el daño substancial de la sensibilidad a las imperfecciones acompaña el despegue de estas zapatas.

f. Comparador de Grado.

Cuando se utilice, debe equiparse con una alarma visible o audible que señale al operador cuándo se abre un circuito al estar inspeccionando un intervalo.

3.1.1.2. Métodos de Calibración.

Todos los sistemas de inspección deben estandarizarse, calibrarse o ajustarse a los niveles adecuados de sensibilidad como se vió en el capítulo 2.

3.1.1.3. Procedimiento de Inspección.

- a. Enumerar secuencialmente cada tramo de tubería con pintura si no se ha enumerado durante una inspección previa.
- b. Pasar cada tramo a través de la unidad de inspección EMI. No está especificada la secuencia de inspección de la tubería por los diversos exploradores, pero cada uno debe realizar su función específica efectivamente y sin interacción perjudicial con los otros exploradores.
- c. Confirmar las indicaciones de las lecturas electronicas. Cuando se reciba una indicación significativa, marcar el área de la imperfección sobre la superficie de la tubería. Localizar la imperfección visualmente o con MPI y trazarla con gis en toda su totalidad. Utilizar anteojos o cualquier protector para los ojos, examinar la profundidad de la imperfección (cuando se requiera) en uno o más puntos con un afilador de mano, una lima o un pequeño cincel. Se debe realizar el suficiente examen exploratorio para determinar la profundidad

máxima de la imperfección. Las imperfecciones interiores son trazadas y examinadas conforme al párrafo 3.2.6.

- d. Se debe verificar una lectura mínima de espesor de pared de al menos 1 de cada 50 tramos inspeccionados utilizando micrómetros o un calibrador ultrasónico.
- e. Cuando se detecta una indicación de comparación de grado significativo, se debe establecer el peso adecuado, el grado y fabricación del tramo antes de identificarlo con pintura.
- f. Evaluar todas las imperfecciones significantes que han sido localizadas. Identificar los tramos defectuosos y aceptables de acuerdo a los procedimientos señalados en la sección 3.3.
- g. Toda la tubería que ha sido probada entre la última calibración aceptable y una situación fuera de calibración debe ser inspeccionada nuevamente.

3.1.2. Inspección de Área Final - EAI.

La superficie exterior del cople, del recalado, de salida del recalado, y de la pared de la tubería en cada extremo a un plano medido a 18 pg del extremo de la tubería deberá limpiarse e inspeccionarse. Las roscas y las superficies interiores de la tubería no están incluidas en esta inspección. Para realizar una inspección EAI se emplean los siguientes pasos:

- a. Protectores de Roscas.

Apretar los protectores de roscas si los pasos subsecuentes de la inspección no requieren su eliminación.

- b. Condiciones de la Inspección.

La sensibilidad de la inspección MPI dependerá, en una extensión considerable, de la condición de la superficie que está siendo inspeccionada. Para una adecuada sensibilidad, la superficie debe:

- ^ Estar limpia de polvo, lodo, aceite y lubricante de rosca, lo cual puede impedir que las partículas estén en contacto con la superficie de la tubería, o puede tener un efecto perjudicial en la movilidad de la partícula. Si se emplean partículas magnéticas secas, la superficie exterior de la tubería y de los coples debe polvorearse.
- ^ Estar libre de cubrimientos exteriores que sean pegajosos o que tengan un espesor mayor a $1/32$ pg.
- ^ Ser inspeccionada bajo condiciones adecuadas de luz.
- ^ Tener un buen contraste con la partícula magnética que se esté usando.

c. Inspecciones Superficiales.

Inspeccionar la superficie exterior del área de inspección utilizando técnicas de inspección MPI para detectar imperfecciones longitudinales y transversales.

d. Evaluación.

Evaluar imperfecciones superficiales significantes encontradas en la tubería, en el recalado y en los coples. Identificar los tramos defectuosos con pintura inmediatamente cuando se localicen.

e. Limpieza de la Superficie.

Después de la inspección, todo el polvo y el material para secar debe eliminarse de la tubería.

3.1.3. Inspección Especial de Áreas Finales - SEA.

La inspección especial de áreas finales se diseña para detectar defectos transversales y longitudinales, en el interior y exterior de los piñones, coples, roscas y recalados. La inspección

se utiliza principalmente para recalcos especiales, conexiones integrales, tubería de alta resistencia, y tubería que se utiliza para servicios críticos. Las roscas expuestas y las áreas finales se limpian minuciosamente, se exploran para determinar irregularidades visualmente evidentes como daño a las roscas, condición del bisel y roscas con hilos negros, y posteriormente se inspeccionan con partículas magnéticas. Los calibradores para roscas API no se utilizan para este tipo de inspección.

3.1.3.1. Áreas de Inspección -

Todas las áreas finales mostradas en la Figura 3.1 deben limpiarse contra grasa, componente de rosca, polvo y de algún otro material con el fin de obtener una inspección de partícula magnética efectiva de los piñones, de las roscas expuestas, de los coples, de los recalcos, de la conicidad del recalco, y de la tubería sobre las primeras 18 pulgadas medidas desde el extremo de la tubería. Cuando se emplean técnicas de partícula magnética seca, todas las superficies a ser espolvoreadas deben estar libres de contaminantes y además estar secas.

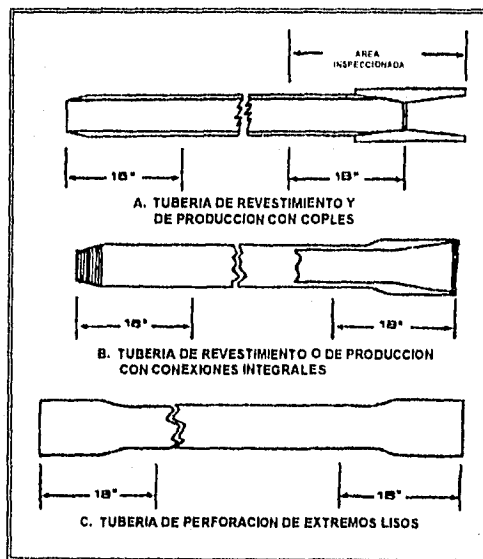


Fig. 3.1 Distancias de Inspección para Diferentes Tipos y Combinaciones de Tuberías y Conexiones ⁽¹⁾.

- a. Chorro de arena (sandblasteo) u otros métodos.

Por acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección, y cuando las condiciones ambientales lo permitan, la superficie exterior puede limpiarse con chorro de arena u otro método efectivo para eliminar el recubrimiento del tubo y el óxido de fabricación, con el fin de obtener una mejor sensibilidad a las imperfecciones superficiales. La limpieza de las roscas con chorro de arena está prohibida.

3.1.3.2. Tipos de Imperfecciones.

Esta inspección se realiza principalmente para detectar costuras, traslapes, recalcos fracturados, picaduras, imperfecciones en las roscas, postas de metal formadas por rodamiento, y daño mecánico.

3.1.3.3. Procedimiento de Inspección.

Los pasos para la inspección pueden variar dependiendo de las condiciones de la tubería y de los términos del acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección. Los siguientes pasos son los requerimientos mínimos y no es necesario que se realicen en la secuencia listada.

- a. Quitar los protectores de roscas y limpiar los extremos de la tubería. Después de quitar los protectores, se debe tener mucho cuidado para asegurar que las roscas no estén dañadas debido al golpeo entre dos tramos de tubería. La sensibilidad de la inspección MPI dependerá de las condiciones de la superficie a ser inspeccionada. Para una adecuada sensibilidad, la superficie debe:
- ▲ Estar limpia de polvo, lodo, aceite y lubricante de rosca, lo cual puede impedir que las partículas estén en contacto con la superficie de la tubería, o puede tener un efecto perjudicial en la movilidad de la partícula. Si se emplean partículas magnéticas secas, la superficie exterior de la tubería y de los coples debe polvorearse.
 - ▲ Estar libre de cubrimientos exteriores que sean pegajosos o que tengan un espesor mayor a $1/32$ pg.

- a. Ser inspeccionada bajo condiciones adecuadas de luz.
- a. Tener un buen contraste con la partícula magnética que se esté usando.
- b. Magnetizar los extremos con un campo magnético circular. La corriente mínima recomendada es de 400 amperes por pulgada de diámetro de tubería.
- c. Inspeccionar la superficie exterior del cople y de las áreas finales, incluyendo los piñones, empleando inspección visual y la inspección MPI.
- d. Aplicar partículas magnéticas húmedas o secas a las superficies exteriores, incluyendo las roscas. El color de las partículas magnéticas debe contrastar con la superficie a ser inspeccionada.
- e. Rodar la tubería al menos una revolución completa.
- f. Inspeccionar la superficie interior y las roscas internas utilizando la inspección MPI. Esta inspección debe realizarse utilizando un espejo iluminador, una lámpara de alta intensidad, o un calibreoscopio (debe usarse luz ultravioleta si se emplea el método fluorescente húmedo).
- g. Inspeccionar la superficie exterior en cada extremo empleando la inspección MPI utilizando un campo activo longitudinal residual de corriente directa o un campo activo longitudinal de corriente alterna; es importante considerar que un exceso de ampere-vueltas puede producir incrustación de partículas magnéticas sobre las superficies externas de la tubería, lo que puede ocultar indicaciones de grietas.
- h. Establecer un campo magnético longitudinal en el interior de cada extremo de la tubería e inspeccionar la superficie interior de cada extremo.
- i. Evaluar todas las imperfecciones significantes que se hayan localizado de acuerdo a los procedimientos señalados en la Sección 3.3. Identificar los tramos defectuosos y aceptables como se describe en la Sección 3.4.
- j. Eliminar los materiales para espolvorear, limpiar y secar las superficies interiores y exteriores de la tubería, incluyendo las roscas.

- k. Aplicar lubricante a las roscas expuestas, tanto en coples como en piñones, empleando un lubricante de rosca que cumpla con los objetivos del API Boletín 5A2, a menos que el propietario indique otra cosa. Cubrir toda la superficie (360°) de las roscas expuestas incluyendo las raíces de los hilos y los sellos. No se permite la disolución del lubricante API de rosca. En clima frío, el lubricante de rosca debe ser calentado para permitir su adecuada aplicación.
- l. Instalar protectores de rosca limpios sobre la tubería, tanto en tramos aceptables como defectuosos si es que hay protectores disponibles. Asegurarse de que todos los protectores estén apretados.
- m. Identificar todos los tramos inspeccionados de acuerdo a los procedimientos de la Sección 3.4.
- n. Magnetizar sólo los tramos a utilizar en el día de trabajo. Los tramos que se quedan durante la noche, deben magnetizarse nuevamente antes de la inspección.
- o. Las roscas acopladas en el taller no se incluyen en ésta inspección.
- p. No dejar partículas magnéticas o materiales limpiadores sobre las roscas o la tubería durante la noche.
- q. Las roscas se deben cubrir tan pronto como sea posible y no deben dejarse sin protección durante la noche.

3.1.3.4. Requerimientos de Equipo y Chequeos Periódicos.

Se deben realizar chequeos periódicos al inicio, después de cada 50 tramos de tubería inspeccionada, y cuando un elemento de un sistema de inspección sea reparado o cambiado.

- a. Bobinas (Magnetización Longitudinal).
 - ▲ La fuerza magnetizadora de la bobina no debe variar más del $\pm 10\%$ del valor seleccionado para el material a ser inspeccionado.

- El número de vueltas de la bobina debe marcarse claramente sobre la bobina.
- Se debe utilizar un amperímetro para asegurar que se utilice la fuerza magnetizadora requerida.
- El nivel de magnetización debe determinarse mediante los procedimientos operativos normales de la compañía de inspección.
- La fuerza y dirección del campo magnético deben confirmarse con un indicador de campo de partícula magnética. El indicador de campo debe ser capaz de detectar un campo residual de 5 gauss. El indicador debe asegurarse a la superficie exterior de la tubería y alinearse en la dirección transversal.

b. Conductor Central (Magnetización Circular Residual).

- El conductor (varilla de corriente) colocado en la tubería debe estar completamente aislado de manera que no exista contacto eléctrico con la superficie del tubo, las roscas o los coples.
- Las conexiones del conductor o de la varilla de corriente deben chequearse por tensión.
- El interruptor automático varilla-a-cable debe estar limpio.
- El sistema debe chequearse contra cortos internos.
- Se debe emplear un amperímetro que indique la magnetización actual y debe observarse con cada aplicación de corriente. Alternativamente, este amperímetro se debe utilizar junto con un indicador de baja corriente y una alarma.
- La corriente de magnetización no debe ser menor a 400 amperes por pulgada de diámetro de tubería.
- La fuerza y dirección del campo magnético deben confirmarse con un indicador de campo de partícula magnética. El indicador de campo debe ser capaz de detectar

un campo residual de 5 gauss. El indicador debe asegurarse a la superficie exterior de la tubería y alinearse en la dirección longitudinal.

c. Partículas Magnéticas (Método Seco).

El color de las partículas magnéticas debe seleccionarse para ser claramente visible cuando se concentre sobre un defecto. La experiencia ha mostrado que el gris, amarillo y blanco son aceptables.

d. Partículas Magnéticas (Método Húmedo).

- ▲ Para el método de luz ultravioleta se deben utilizar partículas fluorescentes amarillo-verde.
- ▲ La solución debe mezclarse de acuerdo a las especificaciones del fabricante y debe agitarse periódicamente. Se debe hacer una prueba de la concentración, y ésta debe ser aceptable antes de su uso.
- ▲ Para sistemas reciclables, la concentración de la solución debe verificarse una vez durante cada turno de inspección.

3.1.4. Prueba de Dureza.

Esta sección está limitada a probadores de dureza portátiles para realizar pruebas de dureza Rockwell sobre tubería y coples.

a. Terminología.

Área de Prueba: Un espacio sobre la tubería o cople de aproximadamente 2 pg de longitud, que ha sido esmerilado o pulido en campo y aplanado para eliminar el material superficial descarburado.

Lectura: Número que se obtiene de la pantalla del instrumento a partir de una penetración del cortador dentro de la pared de la tubería.

Prueba: Dos o más lecturas válidas que se hayan hecho en la misma área de prueba. Las lecturas son útiles cuando están dentro de dos números Rockwell (escala C).

Valor de Dureza: El promedio de las lecturas tomadas en el área de prueba.

3.1.4.1. Procedimiento de Colocación.

Se deben seguir las indicaciones del fabricante al colocar el probador en la tubería. Para todos los tipos de probadores, el procedimiento para checar el probador antes de realizar una prueba es el mismo, excepto por la colocación del probador en la tubería, o en el bloque de prueba calibrado:

- a. El cortador debe probarse antes de la calibración. Si está despostillado, astillado, torcido o deformado, estará defectuoso y deberá ser cambiado.
- b. Debe checar el probador para determinar si se ha instalado la celda de carga adecuada, y si se está utilizando el cortador correcto para el rango de dureza especificado.
- c. Se debe utilizar un bloque de prueba con una dureza dentro del rango de lecturas de la tubería a ser probada para checar el instrumento.
- d. Se debe colocar un bloque de prueba hacia el yunque o plato de calibración con la calibración (penetrada) boca arriba.
- e. El cortador debe hacer contacto con el bloque a no más cerca de $1/4$ pg del extremo del bloque, y no más cerca de $1/8$ pg a la marca de penetración más cercana que exista.
- f. Las superficies de contacto y/o los hombros del bloque de prueba, del yunque, y del cortador deben limpiarse y estar libres de película de aceite.

- g. Se deben hacer tres lecturas sobre el bloque de calibración. El promedio de estas lecturas debe estar dentro de ± 2 números de Rockwell del bloque de prueba calibrado. Cualquier lectura simple no debe variar más de ± 2 números de Rockwell del promedio de las lecturas.

3.1.4.2. Procedimiento de Operación.

- a. Seleccionar un área de prueba sobre la tubería o cople de acuerdo a las especificaciones del propietario. A menos que se especifique otra cosa, limar o esmerilar la superficie aproximadamente 0.010 pg para quitar la capa descascarada, y asegurar que la superficie preparada esté suave y lisa para que se puedan obtener lecturas precisas. Sobre tubería excéntrica, usar el lado grueso para el área de prueba.
- b. Colocar el probador en la tubería y probar la tubería de acuerdo a los procedimientos de operación de los instrumentos como lo especifica el fabricante.
- c. El número de lecturas hechas en cada área de prueba preparada, y la localización de las áreas de prueba preparadas en cada tramo de tubería y cople, se determinan por acuerdo entre el propietario y la compañía de servicio.
- d. Marcar el valor de dureza sobre la superficie de la tubería usando gis o pintura.
- e. Las lecturas se registran en una forma de reporte apropiada al número de agujero más cercano.
- f. El probador debe chequearse en el modelo de bloque de prueba según párrafo 3.1.4.1g:
 - ^ Al principio del trabajo de inspección.
 - ^ Después de cada 100 pruebas.
 - ^ Cuando el probador esté sujeto a una sacudida mecánica anormal.
 - ^ Al final del trabajo de inspección.
- g. Toda la tubería que ha sido probada entre la última calibración aceptable y una situación fuera de calibración debe ser probada nuevamente.

3.1.4.3. Condiciones Especiales.

La prueba de dureza Rockwell requiere que se cumplan las condiciones especiales específicas para obtener una lectura precisa. Estas condiciones especiales son:

- a. Las lecturas Rockwell que están debajo de HRC-20 deben realizarse nuevamente utilizando la escala Rockwell B.
- b. Las lecturas Rockwell arriba de HRB-100 requieren que la lectura se realice nuevamente utilizando la escala Rockwell C.
- c. Por acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección, las lecturas Rockwell que están por debajo de HRC-20 deben aceptarse cuando la lectura esté entre el número 8 Rockwell del valor de dureza del bloque de prueba utilizado. Las lecturas por debajo de HRC-20 tienen propósitos de selección solamente y no son causa de rechazo (Tabla 3.1).
- d. El propietario debe proporcionar el rango de dureza aceptable y las localizaciones de los lugares de prueba en la tubería. La excepción a esto, son los grados API de tubería para los cuales está especificado un máximo de dureza.
- e. Las muescas que se hacen por el cortador deben separarse por $\frac{1}{8}$ pg o más y deben ser de $\frac{1}{4}$ pg o más a partir del extremo del área preparada.
- f. El cortador debe hacer la muesca perpendicular a la superficie de la tubería.
- g. Aunque los fabricantes las utilizan comúnmente, las pruebas Brinell no se utilizan en campo para tubería debido a la magnitud de las muescas que se hacen; algunos probadores de dureza portátiles son buenos para información general solamente, y pueden no tener la suficiente precisión para la aceptación o rechazo del material.

TABLA 3.1 ⁽¹²⁾
Especificaciones de dureza Rockwell para escalas B y C

ESCALA DE DUREZA ROCKWELL	CORTADOR	CARGA PRINCIPAL	ESCALA EN PANTALLA	RANGO DE MEDICIÓN TÍPICO	COLOR DEL BLOQUE DE PRUEBA
B	1/16" pg Bola	100 kg	Rojo	60 - 100 HRB	Dorado
C	Brace (diamante)	150 kg	Negro	20* - 65 HRC	Plateado

* Por acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección, 12 a 65 HRC puede ser sustituido.

3.1.5. Inspección Visual de Roscas - VTI.

El servicio de inspección visual de roscas se realiza para localizar imperfecciones sin la ayuda de partículas magnéticas, calibración de roscas o herramientas de inspección.

3.1.5.1. Herramientas de Evaluación.

Aunque las imperfecciones se pueden localizar visualmente durante la inspección, se deben utilizar otras herramientas para evaluar la magnitud de las imperfecciones encontradas, tales como:

- a. Balanza de acero para la determinación precisa del área L_c (Fig. 3.2).
- b. Medidor profundo para determinar la profundidad de la imperfección.
- c. Luz brillante para la observación de roscas internas.
- d. Medidor del perfil de roscas (aunque no sea un medidor API, es una herramienta útil para una inspección preliminar).
- e. Cinta de medir de acero flexible.
- f. Adicionalmente, se debe disponer en campo de una copia de la última edición del API Standard 5B y del RP 5A5.

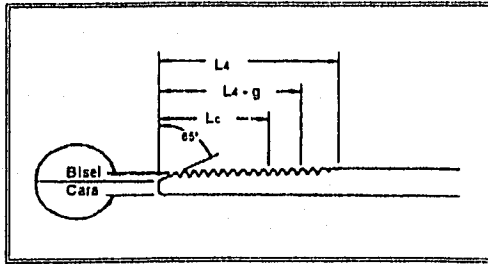


Fig. 3.2 Parámetros de Roscas Externas ⁽¹³⁾.

La reparación de las roscas no es parte de esta inspección; sin embargo, por acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección, se puede realizar una reparación mínima a las roscas.

3.1.5.2. Protectores de Roscas.

Quitar los protectores de las roscas y apilarlos en un lugar en donde no estorben durante el trabajo. A partir de este paso y hasta que los protectores no sean reinstalados, se debe tener mucho cuidado para asegurar que dos tramos de tubería no choquen uno con otro y se dañen las roscas desprotegidas. La tubería nunca debe cargarse, descargarse o moverse a otro soporte de tubería (burro) sin que los protectores de las roscas se hayan instalado. Se deben quitar los protectores suficientes para la inspección diaria. No deben dejarse las roscas expuestas durante la noche. Los aceros de cromo martensítico son sensibles a excoriación, por lo que se deben tomar precauciones especiales para el tratamiento de las superficies de las roscas y/o su lubricación para minimizar la excoriación.

3.1.5.3. Limpieza.

Se deben limpiar muy bien todas las roscas expuestas. Asegurarse de que no permanezcan sobre las roscas material limpiador, lubricante de roscas, o polvo.

3.1.5.4. Número Secuencial.

Pintar un número secuencial a 2 pies del cople o de la caja, si no se ha hecho previamente.

3.1.5.5. Áreas roscadas de Roscas Buttress y Redondas.

Determinar la longitud L_c de los extremos de rosca y registrar este número. Referirse a las Tablas 3.2a y 3.2b, o a la última edición del API Std. 5B; ya que las roscas internas no tienen un área L_c , todas las roscas en el intervalo del abocardamiento al plano localizado a una distancia J más una vuelta de rosca del centro del cople, son inspeccionados a los requerimientos del área L_c .

Las imperfecciones localizadas en el área L_c tienen un juego diferente de criterios de aceptación y de rechazo que aquéllas imperfecciones que no están en el área L_c . Por lo tanto, es necesario medir una distancia de la imperfección desde el extremo de la tubería para determinar si está en el área L_c o más allá. La clasificación adecuada de las roscas depende del lugar exacto de la imperfección.

TABLA 3.2a ⁽¹⁴⁾
Dimensiones de Roscas de Tubería de Producción
 (pulgadas)

DIAMETRO EXTERIOR (pg)	SIN RECARGADO		CON RECARGADO EXTERNO		CON JUNTA INTEGRAL	
	L_c	L4	L_c	L4	L_c	L4
1.050	0.300	1.094	0.300	1.125	----	----
1.315	0.300	1.125	0.350	1.250	0.225	1.125
1.660	0.350	1.250	0.475	1.375	0.350	1.250
1.900	0.475	1.375	0.538	1.438	0.475	1.375
2.063	----	----	----	----	0.538	1.438
2 3/8	0.725	1.625	0.938	1.938	----	----
2 7/8	1.163	2.063	1.125	2.125	----	----
3 1/2	1.413	2.313	1.375	2.375	----	----
4	1.375	2.375	1.500	2.500	----	----
4 1/2	1.563	2.563	1.625	2.625	----	----

TABLA 3.2b ⁽¹⁵⁾
Dimensiones de Roscas para Tuberías de Revestimiento
(pulgadas)

DIÁMETRO EXTERIOR (pg)	ROSCA DE HILOS CORTOS		ROSCA DE HILOS LARGOS		ROSCA BUTTRESS		
	Lc	L4	Lc	L4	Lc	L4	
4 1/2	9.5 lb/pie	0.875	2.000	1.875	3.000	1.2535	3.6375
	otros	1.500	2.625				
5	11.5 lb/pie	1.375	2.500	2.250	3.375	1.3785	3.7625
	otros	1.625	2.750				
5 1/2		1.750	2.875	2.375	3.500	1.441	3.825
6 5/8		2.000	3.125	2.275	3.875	1.6285	4.0125
7	17 lb/pie	1.250	2.375	2.875	4.000	1.1816	4.2
	otros	2.000	3.125				
7 5/8		2.125	3.250	3.000	4.125	2.0035	4.3875
8 5/8	24 lb/pie	1.875	3.000	3.375	4.500	2.1285	4.5125
	otros	2.250	3.375				
9 5/8		2.250	3.375	3.625	4.750	2.1285	4.5125
10 3/4	32.75 lb/pie	1.625	2.750	-----	-----	2.1285	4.5125
	otros	2.375	3.500				
11 3/4		2.375	3.500	-----	-----	2.1285	4.5125
13 3/8		2.375	3.500	-----	-----	2.1285	4.5125
16		2.875	4.000	-----	-----	2.7445	4.6125
18 5/8		2.875	4.000	-----	-----	2.7445	4.6125
20		2.875	4.000	4.125	5.250	2.7445	4.6125

3.1.5.6. Evaluación de las Roscas.

Girar lenta e individualmente los tramos de tubería al menos una revolución completa mientras se inspeccionan visualmente las roscas externas por imperfecciones. Girar cada tramo nuevamente mientras se inspeccionan las roscas internamente. El medidor profundo se utiliza para medir la profundidad de las imperfecciones en donde sea posible. No se permite el esmerilado o pulido para determinar la profundidad de la imperfección en el área L_c.

3.1.5.7. Categorías de las Imperfecciones.

Los tipos de imperfecciones que pueden causar que las roscas sean defectuosas son:

a. Área roscada:

- ^ Roscas fracturadas
- ^ Pulidos
- ^ Costuras
- ^ Traslapes
- ^ Abolladuras
- ^ Filos
- ^ Rebabas
- ^ Daño por manejo
- ^ Rayaduras
- ^ Hilos deformados
- ^ Roscas delgadas
- ^ Excoriaciones
- ^ Roscas sin crestas completas (incluyendo roscas de hilos negros)
- ^ Rosca fuera de altura
- ^ Roscas con fibras metálicas
- ^ Picaduras
- ^ Grietas
- ^ Roscas vibradas
- ^ Marcas de herramientas
- ^ Roscas onduladas
- ^ Roscas deformadas
- ^ Golpes
- ^ Roscas rasgadas
- ^ Roscas que no se extienden hacia el centro del cople.
- ^ Cualquier otra imperfección que rompa la continuidad de la rosca en el área L_c
- ^ Roscas gruesas

- b. Los biselos en los extremos de la tubería no tienen efecto sobre la capacidad de sello de las roscas. Sin embargo, los biselos deben extenderse 360° alrededor de los extremos de la tubería, no deben producir un filo en los extremos, y ninguna rosca debe producir un borde delgado. El hilo inicial debe salir sobre la superficie del bisel y no sobre el extremo de la tubería.

- c. Las superficies de los biseles no tienen que ser perfectamente lisas pero deben estar libres de rugosidades que pueden ser desalojadas durante el enrosque. Las rugosidades detectadas sobre un bisel durante la inspección pueden quitarse limándolas, o de otra manera deben ser rechazadas. Los cortes menores sobre un bisel que no afecten a las roscas no son causa de rechazo a condición que el extremo de la tubería cumpla con otras especificaciones API. Ocasionalmente, se observa un falso inicio de la rosca sobre el bisel de la tubería. Este es un corte prematuro sobre el bisel y no es parte del inicio de la rosca.
- d. Rebabas sobre el extremo de la tubería, tanto en el interior como en el exterior.
- e. Enrosque de los extremos:
 - ^ Para roscas buttress no hechas dentro de las tolerancias especificadas en la última edición del API Std 5B, ver párrafo 3.1.12.3g de esta sección.
 - ^ No existe tolerancia API especificada para el apriete de conexiones con rosca redonda.
- f. Si existen defectos de fabricación visibles en las roscas en cantidad significativa, debe notificársele al propietario que una inspección API de roscas puede ser adecuada para localizar las posibles imperfecciones de la forma de la rosca.

3.1.5.8. Identificación de la Tubería después de la Inspección Visual de las Roscas.

Referirse a la Sección 3.4.

3.1.5.9. Lubricación de las Roscas.

Después de la inspección, asegurarse de que las roscas estén limpias y secas. Lubricar las roscas con un lubricante que cumpla los objetivos de uso del API Boletín 5A2. Lubricar toda el área roscada, incluyendo sellos y raíces de cuerdas, para toda la circunferencia de la rosca. En climas muy fríos, es necesario calentar el lubricante de rosca para aplicarlo.

3.1.5.10. Reinstalación de los Protectores de Roscas.

Colocar nuevamente los protectores de rosca limpios disponibles en ambos extremos, tanto en la tubería aceptable como defectuosa, y apretarlos.

3.1.6. Prueba de Presión Hidrostática.

La prueba de presión hidrostática se realiza cerrando cada extremo de la tubería y elevando la presión hidrostática interna a alguna presión determinada por 5 seg. como mínimo. Durante esta prueba se deben tomar medidas de seguridad apropiadas.

3.1.6.1. Medidor de Presión.

La unidad de prueba de presión debe estar equipada con un indicador de presión que indique directamente la presión hidrostática que se está aplicando a la tubería. El indicador de presión debe tener una pantalla graduada para todo el rango de presión, y este rango deberá exceder la presión de prueba por un mínimo del 25%. El medidor debe localizarse en una posición que permita al operador observar durante la prueba. El medidor debe tener la suficiente precisión, divisiones de escala, y amortiguamiento para que pueda leerse fácilmente de entre el 5% de la presión aplicada hasta el final del ciclo de presión. Los medidores no deben estar sobre-presurizados.

3.1.6.2. Registro de la Presión.

Además del indicador de presión, cada unidad de prueba hidrostática de presión debe tener un medidor de presión conectado del tipo registrador para leer toda la presión aplicada a la tubería durante cada ciclo de presión. La lectura del medidor registrador debe compararse con el indicador de presión al menos una vez por hora para asegurar la confiabilidad.

3.1.6.3. Precauciones de Seguridad.

La prueba de presión de la tubería es una operación peligrosa, por lo que se deben tomar medidas de seguridad apropiadas.

3.1.6.4. Entrampamiento de Aire.

Se debe tener cuidado en proteger al personal de prueba y demás personal del movimiento de tubería, tapones y fluidos de prueba en caso de falla de las roscas, tubería, tapones de presión, líneas o conexiones. Si se entrapa aire en la tubería, el movimiento debe ser repentino, rápido y sin advertencia.

3.1.6.5. Tiempo de Retención de la Presión.

El tiempo de retención de la presión debe ser de al menos 5 segundos después de que el indicador de presión ha alcanzado su máximo valor estable.

3.1.6.6. Protección de las Roscas.

Se debe tener cuidado en el manejo de tuberías mientras los protectores de roscas no estén colocados a fin de asegurar que las roscas desprotegidas de dos tramos de tubería no choquen entre sí dañándose las superficies de rosca o de sello. También se debe tener cuidado al instalar tapones de presión roscados dentro de la tubería para asegurar que no le ocurra ningún daño a las roscas. Los tapones de prueba con piñón de rosca redonda deben ser fabricados para que cubran las roscas en el plano de L_c más cuatro hilos (como mínimo). Los tapones de prueba con piñón Buttress deben cubrir completamente el área L_4 (como mínimo).

3.1.6.7. Temperatura.

El agua, u otro líquido utilizado para la prueba de presión, y la tubería a ser probada deben estar aproximadamente a la misma temperatura durante el ciclo de retención de presión. Si la prueba se

hace en un ambiente de temperatura menor a 40°F (4.4°C), la temperatura del agua deberá determinarse por acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección.

3.1.6.8. Control de la Presión.

La presión debe estar bajo un control adecuado durante todo el tiempo para que la presión de prueba requerida nunca sea excedida por más del 5%.

3.1.6.9. Tapones de Prueba.

Los tapones de prueba deben inspeccionarse visualmente antes de cada uso por imperfecciones en la rosca y daños que puedan afectar la integridad de las roscas de los elementos de unión. Los tapones de prueba deben tener una protección anti-excoriación efectiva sobre las roscas; Los aceros de cromo martensítico son sensibles a excoriación. Son necesarias precauciones especiales para el tratamiento de la superficie de la rosca y/o la lubricación para minimizar la excoriación durante la prueba hidrostática (aplicación y eliminación de tapones).

Los tapones dañados deben repararse o reemplazarse. A intervalos regulares establecidos por las partes responsables de la prueba, los tapones deben inspeccionarse visualmente por desgaste y por técnicas no destructivas, usando el método de inspección MPI fluorescente húmeda. Los elementos de rosca deben examinarse por daños tales como cortes y excoriaciones después de la prueba de presión hidrostática.

3.1.6.10. Procedimiento de Operación.

- a. Después de quitar los protectores de rosca, examinar las áreas roscadas, limpiarlas y aplicarles lubricante de roscas si es que están secas y/o sucias. El lubricante que se aplique debe cumplir con los objetivos de uso del API Boletín 5A2.
- b. El extremo de la tubería opuesto al extremo de llenado se eleva para facilitar la purga de todo el aire de la tubería antes de iniciar el ciclo de presión. Los tapones de prueba se enroscan en cada extremo de la tubería y se aprietan para garantizar un buen sello.

- c. Conectar las líneas e iniciar el llenado de la tubería con agua. Permitir que todo el aire y mezcla aire-agua salga a través de la válvula de alta presión en el extremo elevado de la tubería. Cuando todo el aire se haya purgado, cerrar la válvula de alta presión.
- d. Llevar la tubería a la presión requerida, detener la aplicación de presión y esperar para que la presión hidrostática en la tubería pueda ser observada atentamente. La causa de cualquier caída de presión observable en el ciclo de espera debe identificarse a través de la observación de la tubería, conexiones y tapones. Si no se descubre una fuga, o si se descubre una fuga entre la tubería o el cople y un tapón de prueba, entonces limpiar y examinar la tubería o el cople por posible daño mecánico, el cual puede ocasionar fugas. Si no se descubre daño, lubricar nuevamente las roscas y realizar una segunda prueba.
- e. Si la presión cae perceptiblemente durante la segunda prueba, el tramo de tubería debe identificarse como sigue:
 - ▲ Si el cuerpo de la tubería, el recalcado, el cople o caja se revientan, fugan, filtran o derraman, el tramo es inaceptable y debe identificarse con una banda de pintura roja.
 - ▲ Si la conexión entre el cople y las roscas de los extremos de unión fuga, el tramo debe repararse e identificarse con una banda de pintura amarilla.
 - ▲ Si las conexiones roscadas unidas por los tapones de prueba de presión tienen una gran fuga, excediendo el 10% de la caída de la presión de prueba en 5 segundos, las roscas deben recibir una inspección adicional para determinar su aceptabilidad.
 - ▲ Si la tubería retiene la presión y los tapones sellan o sólo fugan ligeramente, el tramo es aceptable.
- f. Si se descubre una fuga grande en dos tramos sucesivos en el mismo extremo, el tapón de prueba de los extremos donde ocurre la fuga debe quitarse. Limpiar y secar las roscas de los tapones, y examinarlas cuidadosamente por posible daño mecánico. Si se encuentra daño en las roscas, reemplazar el tapón o repararlo.
- g. Después de la prueba de presión de cada tramo de tubería aceptable, liberar la presión hidrostática de la tubería y eliminar el agua del tramo. Quitar los tapones de prueba de la

tubería y lubricar la tubería y las roscas del cople. Reinstalar protectores de rosca limpios. Marcar la presión de prueba sobre cada tramo de tubería aceptable. Si se realizan una o más inspecciones y/o pruebas, entonces se debe aplicar una banda de pintura blanca después de la última inspección y/o prueba (ver sección 3.4 para detalles de marcado).

3.1.6.11. Índice de Rechazo.

Si el índice de rechazo excede el 10% en cualquier momento después de los primeros 50 tramos probados, debe notificársele rápidamente al propietario.

3.1.7. Calibración del Diámetro Interior - Drift Testing.

Cada tramo de tubería de revestimiento y de tubería de producción se prueba a lo largo de toda su longitud utilizando un mandril cilíndrico de diámetro de trabajo (o diámetro interior).

3.1.7.1. Especificaciones del Mandril de Diámetro de Trabajo.

a. Diámetro.

El diámetro mínimo de la porción cilíndrica del mandril para tubería de revestimiento y de producción está tabulado en las Tablas 3.3a y 3.3b. El diámetro debe medirse usando un micrómetro o un calibrador mecánico que muestre las lecturas en milésimos de pulgada. Estas mediciones deben hacerse con el mandril y el micrómetro a la misma temperatura. Se debe medir cada extremo del mandril. Cada medición de diámetro debe realizarse en dos posiciones con diferencia de 90° entre una de otra. La tolerancia permitida para el mandril es de ± 0.005 pg de las dimensiones API especificadas.

TABLA 3.3a (16)
Información del Diámetro de Trabajo para Tubería de Revestimiento

TOLERANCIA DEL DIÁMETRO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO						
DIÁMETRO (pgl.)		DIÁMETRO DE TRABAJO (pgl.)				
		PESO (lb/ft)		EXTREME - LINE		DIÁMETRO DE TRABAJO ALTERNATIVO (pgl.)
Exterior	Interior			Estiramos	Longitud completa	
4 1/2	4 090	8 50	3 341
	4 092	10 50	3 327
	4 090	11 80	3 375
	3 930	13 50	3 395
	3 876	15 10	3 201	3 750
5	4 960	11 50	4 433
	4 494	13 00	4 384
	4 408	15 00	4 383	0 183	4 181
	4 376	15 00	4 181	0 182	4 181
	4 128	21 40	4 081
5 1/2	4 944	22 20	3 918
	4 000	24 10	3 875
	6 012	14 00	6 897
	4 960	15 50	4 828	4 781	4 888
	4 892	17 00	4 787	4 486	4 892
6	4 770	20 00	4 882	44 488	4 882
	4 870	20 00	4 845	4 845	4 845
	4 600	28 80	4 376
	4 378	32 70	4 281
	4 240	32 80	4 185
6 5/8	4 188	38 30	4 001
	4 000	38 00	3 971
	3 878	40 50	3 781
	3 750	42 10	3 825
	6 048	20 00	5 824
7	6 111	24 00	5 796	5 765	5 730
	6 781	24 00	5 558	6 719	5 894
	6 576	23 00	5 540	6 8	5 850
	6 438	27 00	5 413
	6 484	30 00	6 321
7 1/2	6 388	22 00	6 261	6 155	6 181
	6 548	23 00	6 280
	6 378	28 00	6 181	6 155	6 151
	6 158	34 00	6 068
	6 084	32 00	6 949	6 017	6 421
7 3/4	6 084	32 00	6 003
	6 004	38 00	6 378	6 328	6 378
	6 328	38 00	6 281	6 245	6 285
	6 150	42 70	6 228
	6 116	44 40	6 300
8	6 300	50 10	6 378
	6 378	52 80	6 261
	6 260	52 10	6 125
	7 024	24 00	8 300
	6 888	24 40	8 244	6 785	6 780
8 1/2	6 878	26 70	8 250
	6 748	22 70	8 440	6 58	6 840
	6 428	28 00	8 300	6 55	6 800
	6 201	32 80	8 231
	6 426	46 30	8 210
8 3/4	6 378	47 10	8 250
	6 211	51 50	8 126
	6 128	55 20	4 003
	7 374	45 5	6 503
	7 374	45 10	6 525
9	6 097	24 00	7 871
	6 012	26 00	7 892
	7 021	21 00	7 876
	7 271	34 00	7 796	2 71	7 700
	7 239	36 00	7 700	2 71	7 700
9 1/2	7 278	40 00	7 825
	7 225	40 00	7 800	2 848	7 607
	7 028	46 00	7 800	2 845	7 600
	7 011	48 00	2 388	2 426	2 348
	6 001	32 30	8 845
9 3/4	6 021	38 00	8 781
	6 076	40 00	8 750	8 45	8 588
	6 028	44 80	8 689	8 88	8 588	8 526
	6 681	47 00	8 521	8 806	4 922	8 526
	6 879	52 80	8 500
10	6 550	52 80	8 378	8 448	8 378
	6 426	58 40	8 276
	6 425	58 40	8 278
	6 407	68 40	8 253
	6 211	64 80	8 125
10 1/4	6 187	70 30	8 001
	6 031	75 40	7 876
	10 182	37 740	10 038
	10 040	40 800	9 894
	9 890	41 800	9 878
10 3/4	9 860	41 800	9 794	8 804	9 784
	9 860	51 000	9 694
	9 780	55 900	9 604
	9 780	55 900	9 529
	9 600	60 700	9 508	6 504
11	9 580	65 700	9 404	8 800
	9 408	71 200	8 350
	9 382	75 300	8 128
	9 116	86 300	8 000
	11 084	41 000	11 020
11 1/4	11 084	42 000	10 818
	11 000	47 000	10 844
	10 880	54 000	10 771
	10 772	60 000	10 618
	10 772	60 000	10 615
12	10 682	65 000	10 425
	10 682	65 000	10 528
	10 548	71 000	10 420
	12 715	28 000	12 558
	12 618	34 600	12 458
12 1/2	12 516	41 000	12 358
	12 418	48 000	12 258
	12 347	51 000	12 250
	12 347	71 000	12 181
	12 190	88 000	12 082
16	16 124	21 000	16 928
	16 010	84 000	16 822
	16 888	109 000	16 800
	17 178	61 000	17 587
	18 124	84 000	18 529
18 5/8	18 000	108 800	18 513
	18 000	133 000	18 513
	18 750	133 000	18 513

TABLA 3.3b⁽¹⁷⁾
Información de Diámetros de Trabajo para Tubería de Producción

DIÁMETRO EXTERIOR	PESO NOMINAL (lb/ft) TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN Y REVESTIMIENTO			DIÁMETRO INTERIOR	TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN	DIÁMETRO DE TRABAJO	
	SIN RECALCADO	CON RECALCADO	JUNTA INTEGRAL			ANTES DEL RECALCADO	DESPUÉS DEL RECALCADO
1.050	1.140	1.200	----	0.824	0.730	----	----
	1.480	1.540	----	0.742	0.648	----	----
1.315	1.700	1.800	1.720	1.049	0.955	0.955	0.955
	2.190	2.240	----	0.957	0.863	----	----
1.660	----	----	2.100	1.410	----	1.316	1.286
	2.300	2.400	2.330	1.380	1.286	1.286	1.286
	3.030	3.070	----	1.278	1.184	----	----
1.900	----	----	2.400	1.650	----	1.556	1.516
	2.750	2.900	2.760	1.610	1.516	1.516	1.516
	3.650	3.730	----	1.500	1.406	----	----
	4.420	----	----	1.400	1.306	----	----
	5.150	----	----	1.300	1.206	----	----
2.063	----	----	3.250	1.751	----	1.657	1.657
	4.500	----	----	1.613	1.519	----	----
2 3/8	4.000	----	----	2.041	1.947	----	----
	4.600	4.700	----	1.995	1.901	----	----
	5.800	5.950	----	1.867	1.773	----	----
	6.600	----	----	1.785	1.691	----	----
2 7/8	7.350	7.450	----	1.703	1.509	----	----
	8.400	6.500	----	2.441	2.347	----	----
	7.800	7.900	----	2.323	2.229	----	----
	8.600	8.700	----	2.259	2.165	----	----
	9.350	9.450	----	2.195	2.101	----	----
	10.500	----	----	2.091	1.997	----	----
11.500	----	----	1.995	1.901	----	----	
3 1/2	7.700	----	----	3.068	2.943	----	----
	9.200	9.300	----	2.892	2.867	----	----
	10.200	----	----	2.922	2.797	----	----
	12.700	----	----	2.750	2.625	----	----
	14.300	12.950	----	2.640	2.515	----	----
	15.500	----	----	2.546	2.423	----	----
17.000	----	----	2.440	2.315	----	----	
4	9.500	----	----	3.548	3.423	----	----
	----	11.000	----	3.476	3.351	----	----
	13.200	----	----	3.340	3.215	----	----
	16.100	----	----	3.170	3.045	----	----
	18.900	----	----	3.000	2.875	----	----
22.200	----	----	2.780	2.655	----	----	
4 1/2	12.600	12.750	----	3.958	3.833	----	----
	15.200	----	----	3.626	3.701	----	----
	17.000	----	----	3.740	3.615	----	----
	18.900	----	----	3.640	3.515	----	----
	21.500	----	----	3.500	3.375	----	----
	23.700	----	----	3.380	3.255	----	----
26.100	----	----	3.240	0.115	----	----	

b. Longitud.

La longitud de la porción cilíndrica del mandril debe medirse utilizando una regla común de acero. Las especificaciones para la longitud de los mandriles están tabuladas en la Tabla 3.3c.

TABLA 3.3c ⁽¹⁸⁾
Longitud del Mandril de Diámetro de Trabajo
(todas las medidas en pulgadas)

PRODUCTO Y TAMAÑO	LONGITUD MÍNIMA DE LA PORCIÓN CILÍNDRICA DEL MANDRIL DE DIÁMETRO DE TRABAJO
Tubería de revestimiento y tubería corta	6
8-5/8 y más pequeñas	12
9-5/8 y más grandes	
Tubería de producción todos los tamaños	42
Tubería de perforación revestimiento externo, todos los tamaños excepto 3-1/2, 13.30 lbs	4

c. Forma.

El mandril debe ser cilíndrico y tener acoplamientos en uno o ambos extremos. Los extremos del mandril que se extienden más allá de la porción cilíndrica especificada deben moldearse para permitir la entrada fácil a la tubería.

d. Algunas veces se checa en campo el diámetro de trabajo de la tubería para permitir la perforación con tamaños de barrenas comúnmente usados. Los diámetros de trabajo utilizados para permitir el paso de estas barrenas se muestran en la Tabla 3.3a. La tubería que cumple esta prueba, debe marcarse como se recomienda en la sección 3.4.5; la tubería rechazada por falla al pasar este diámetro de trabajo especificado no es responsabilidad del fabricante a menos que la tubería se haya ordenado al diámetro de trabajo especificado.

3.1.7.2. Procedimientos de Operación.

- a. Seleccionar y medir el mandril de diámetro interior adecuado antes de iniciar el trabajo de inspección, y volver a medir el mandril cada 500 tramos más tarde.
- b. El mandril de diámetro interior debe estar aproximadamente a la misma temperatura que la tubería a ser inspeccionada.
- c. Pasar el mandril a través de cada tramo de tubería de revestimiento y de producción completamente. El mandril debe pasar libremente utilizando una fuerza razonablemente ejercida que no exceda el peso del mandril; el mandril de diámetro de trabajo debe insertarse y retirarse cuidadosamente para que ni las roscas ni los sellos se dañen.
- d. Si el mandril de diámetro de trabajo no pasa a través de todo el tramo de tubería, retirarlo y limpiarlo. La tubería debe limpiarse si es necesario. Realizar la prueba nuevamente desde el otro extremo de la tubería. Si en este segundo intento el mandril no pasa a través de todo el tramo, el tramo se considerará rechazado y se identificará inmediatamente como "No Drift" (diámetro de trabajo no aceptable).
- e. El mandril de diámetro de trabajo para tubería con recubrimiento interno debe fabricarse de plástico o madera dura y debe cumplir las dimensiones especificadas en la Tabla 3.3d. Debido al espesor extra por el recubrimiento, un tramo recubierto identificado como "No Drift" no debe ser rechazado según API.

3.1.8. Inspección de Partícula Magnética del Tramo Completo - FLMPI.

3.1.8.1. Descripción.

El objetivo principal de utilizar una varilla conductora interior es el de establecer un campo magnético residual, intenso, circular, y uniforme en la tubería. Esto facilita una inspección MPI muy sensible del cuerpo de la tubería, recalados y coples. La inspección de las cuerdas del piñón

TABLA 3.3d ⁽¹⁰⁾
Dímetros de Trabajo para Tuberías de Producción c/s Recubrimiento Interno

DIÁMETRO EXTERIOR (pg)	TUBERÍA		DIÁMETRO DE TRABAJO PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN		DIÁMETRO DE TRABAJO PLÁSTICO (tubería con recubrimiento)	
	PESO (lb/pla)	DIÁMETRO INTERIOR (pg)	DIÁMETRO EXTERIOR (pg)	LONGITUD (pies)	PELÍCULA DOBLADA (pg)	PELÍCULA GRIESA (pg)
1.315	1.70	1.05	0.98	42	0.94	0.92
	1.72					
	1.80					
1.66	2.10	1.41	1.29	42	1.27	1.25
1.68	2.30	1.38	1.29	42	1.27	1.25
	2.33					
	2.40					
1.8	2.40	1.65	1.52	42	1.50	1.48
1.8	2.75	2.75	1.52	42	1.50	1.48
	2.78					
	2.90					
2.0625	3.25	1.75	1.66	42	1.64	1.62
2.375	4.00	2.04	1.95	42	1.93	1.91
2.375	4.60	2.00	1.90	42	1.88	1.87
	4.70					
2.375	5.60	1.87	1.77	42	1.75	1.74
	5.95					
2.875	6.40	2.44	2.35	42	2.33	2.31
	6.50					
2.875	6.60	2.28	2.17	42	2.15	2.13
	8.70					
3.5	7.70	3.07	2.94	42	2.92	2.91
3.5	9.20	2.89	2.87	42	2.85	2.83
	9.30					
3.5	10.20	2.89	2.80	42	2.78	2.76
3.5	12.70	2.75	2.63	42	2.61	2.59
	12.95					
4	9.50	3.55	3.42	42	3.40	3.39
4	11.00	3.48	3.35	42	3.33	3.32
4.5	12.60	3.86	3.83	42	3.81	3.80
	12.75					
4.5	8.60	4.09	3.87	6	3.95	3.93
	10.50	4.05	3.93	5	3.91	3.89
	11.60	4.00	3.88	6	3.86	3.84
	13.50	3.92	3.80	8	3.78	3.76
	15.10	3.83	3.70	6	3.68	3.66
5	11.50	4.56	4.44	6	4.42	4.40
	13.00	4.56	4.37	6	4.35	4.33
	15.00	4.41	4.28	5	4.26	4.25
	18.00	4.28	4.15	6	4.13	4.12
	21.40	4.13	4.00	6	3.98	3.97
	24.10	4.00	3.88	6	3.86	3.84
6.5	14.00	5.01	4.89	6	4.87	4.85
	15.80	4.95	4.83	6	4.81	4.79
	17.00	4.89	4.77	6	4.75	4.73
	20.00	4.79	4.65	6	4.63	4.62
	23.00	4.67	4.55	8	4.53	4.51

y de las superficies interiores está excluida. Sin embargo, la inspección del área final de las roscas y de las superficies interiores puede cubrirse con una inspección suplementaria.

3.1.8.2. Condiciones de Inspección.

La sensibilidad de la inspección MPI dependerá de la condición de la superficie a ser inspeccionada. Para una sensibilidad apropiada, la superficie debe estar:

- a. Limpia de polvo, lodo, aceite y lubricantes de rosca, lo cual puede impedir que las partículas estén en contacto con la superficie de la tubería, o puede tener un efecto perjudicial en la movilidad de la partícula. Si se emplean partículas magnéticas secas, la superficie exterior de la tubería y de los coples debe polvorearse.
- b. Estar libre de cubrimientos exteriores que sean pegajosos o que tengan un espesor mayor a $\frac{1}{32}$ pg.
- c. Ser inspeccionada bajo condiciones adecuadas de luz.
- d. Tener un buen contraste con la partícula magnética que se esté usando.

3.1.8.3. Numerar cada intervalo.

Cada tramo se numera secuencialmente con una marca de pintura. El número se coloca a 2 pies de la caja, del cople o del extremo identificado.

3.1.8.4. Magnetizar la Tubería utilizando una Varilla de Corriente.

- a. Mover el primer grupo de tubería a ser magnetizado a los burros de inspección.
- b. Quitar los protectores de roscas con el fin de insertar la varilla de corriente. Se debe tener cuidado en el manejo de la tubería mientras los protectores de roscas se hayan retirado para que las superficies de rosca y de sello no se dañen.

- c. Insertar la varilla de corriente aislada o conductor a través de cada tramo.
- d. Generar un intenso campo magnético circular potente en cada tramo. Esta operación se realiza pasando una corriente unidireccional a través de una varilla de corriente aislada localizada dentro de la tubería a ser magnetizada. La corriente mínima recomendada es de 400 amperes por pulgada de diámetro de tubería; magnetizar sólo los tramos suficientes para mantener la carga de trabajo para el día en curso. Cualquier tramo no inspeccionado durante el día y que esté magnetizado, debe magnetizarse nuevamente antes de cualquier inspección futura.

3.1.8.5. Inspección MPI e Inspección Visual.

Se inspecciona toda la superficie exterior de la tubería y coples, excluyendo las roscas. Asegurarse de que los tramos de tubería se giren firmemente uno contra otro para que ningún tramo en el grupo pueda girar independientemente. No golpear los tramos bruscamente.

- a. Marcar el lado superior de cada tramo magnetizado con gis.
- b. Espolvorear el polvo magnético ligera y uniformemente sobre $1/3$ de la superficie del lado superior (incluyendo el cople) de cada tramo de tubería en el grupo; el viento u otros inclemencias del tiempo pueden afectar la aplicación uniforme del polvo en la superficie de la tubería. El método FLMPI con polvo magnético seco no debe emplearse cuando la aplicación uniforme del polvo sobre la superficie de la tubería no sea posible. El humedecimiento de la superficie de la tubería para reducir la movilidad de las partículas magnéticas es muy perjudicial para una inspección precisa.
- c. Examinar la superficie por picaduras, excoriaciones, cortes transversales (que normalmente no retienen el polvo magnético), grietas, costuras, y otros defectos que quedan sobre la superficie del primer tercio del lado superior de la tubería.
- d. Al momento de descubrir cada imperfección, se debe señalar con gis antes de proceder.

3.1.8.6. Evaluación de Imperfecciones Individuales.

Referirse a la Sección 3.3.

3.1.8.7. Identificar cada Tramo Defectuoso con Pintura.

Marcar $\frac{1}{3}$ de la circunferencia de la tubería con pintura roja junto al cople o la caja. Los defectos deben señalarse con pintura en este momento. La identificación completa, como se describe en la Sección 3.4, debe realizarse sobre cada tramo defectuoso.

- a. Continuar el proceso de Inspección de Partícula Magnética:
 - i. Girar cada tramo en el grupo $\frac{1}{3}$ de vuelta.
 - ii. Repetir los pasos listados en 3.1.8.5 y 3.1.8.6.
 - iii. Girar cada tramo en el grupo $\frac{1}{3}$ de vuelta.
 - iv. Repetir los pasos listados en 3.1.8.5 y 3.1.8.6.

- b. Se espolvorean e inspeccionan 3 distintas áreas en cada tramo de tubería para asegurar el traslape y la inspección completa de la superficie. Siempre se incluyen los coples. Se da una atención especial a la detección de costuras en los coples debido a que éstos no se inspeccionan con las mismas especificaciones que la pared de la tubería. La sensibilidad requerida por costuras y grietas en los coples es mayor que la requerida en la superficie de la tubería.

- c. Si se quitaron los protectores de rosca, limpiar y lubricar nuevamente las roscas y reinstalar protectores limpios, a menos que se vaya a realizar una inspección adicional que requiera retirar los protectores.

3.1.8.8. Requerimientos de Equipo y Chequeos Periódicos.

Los chequeos periódicos se deberán hacer al principio, después de cada 50 tramos de tubería inspeccionada, y cuando un elemento del sistema sea reparado o sustituido.

- a. El conductor (varilla de corriente) colocado en la tubería debe estar aislado completamente de manera que no exista contacto eléctrico con la superficie del tubo, las roscas o los coples.
- b. Las conexiones del conductor o de la varilla de corriente deben chequearse por tensión.
- c. El interruptor automático varilla-a-cable debe estar limpio.
- d. El sistema debe verificarse contra cortos internos.
- e. Se debe emplear un amperímetro que indique la magnetización actual y debe observarse con cada aplicación de corriente. Alternativamente, este amperímetro se debe utilizar junto con un indicador de baja corriente y una alarma.
- f. La corriente de magnetización no debe ser menor a 400 amp. por pg. de diámetro de tubería.
- g. La fuerza y dirección del campo magnético deben confirmarse con un indicador de campo de partícula magnética. El indicador de campo debe ser capaz de detectar un campo residual de 5 gauss. El indicador debe asegurarse a la superficie exterior de la tubería y alinearse en la dirección longitudinal.

3.1.9. Inspección Ultrasonica del Tramo Completo.

La tubería a ser inspeccionada y el ensamble de la unidad de registro deben tener un movimiento rotatorio y un movimiento del eje longitudinal relativo a cada uno para asegurar que el explorador espiral cubra toda la superficie, excepto los recalados, roscas y coples. Esta relativa velocidad de rotación y el movimiento longitudinal debe mantenerse dentro de un rango constante que no varíe más del $\pm 10\%$. La exploración debe ser lo suficientemente lenta para proporcionar tanto un registro como una operación confiable de la alarma de detección de imperfecciones. Se pueden utilizar otros métodos para cubrir completamente la superficie de la tubería.

3.1.9.1. Operaciones Preliminares.

- a. Todas las superficies deben estar limpias y libres de óxido, polvo, grasa o cualquier otro material que pueda interferir con la sensibilidad de los transductores o la interpretación de la lectura.
- b. Se debe utilizar un líquido acoplador, como el agua, que sea capaz de conducir las vibraciones ultrasónicas del transductor dentro de la tubería a ser inspeccionada.
 - ▲ Se pueden adicionar inhibidores de corrosión, suavizadores acuosos o agentes mojantes al acoplador.
 - ▲ El acoplador que contiene aditivos debe mojar la superficie de la tubería pero no dañarla, proporcionando una transmisión ultrasónica positiva.
 - ▲ Se permite el pre-mojado de la tubería antes de la inspección.
- c. La estandarización se realiza de acuerdo a los procedimientos descritos en el capítulo 2.
- d. Numerar cada tramo utilizando pintura. Registrar el número en un registro permanente.

3.1.9.2. Operaciones de Inspección.

- a. Inspeccionar cada tramo de tubería utilizando la unidad de inspección ultrasónica.
- b. Se debe verificar una lectura mínima de espesor de pared de al menos un tramo de cada 50 inspeccionados, utilizando un calibrador de precisión de cuello profundo o un medidor ultrasónico de espesor adecuadamente calibrado.
- c. Cuando se reciba una indicación significativa, marcar el área de la imperfección sobre la superficie de la tubería. Localizar y señalar toda la extensión de la imperfección utilizando técnicas suplementarias de inspección, como Inspección MPI e Inspección Visual o Inspección Ultrasónica.

- d. Cuando una señal significativa de comparación de grado se detecte, se debe establecer el grado y peso del tramo apropiado antes de pintar la identificación.
- e. Sondear la profundidad de cada imperfección exterior en uno o más puntos utilizando un afilador manual, una lima o un cincel. Referirse a la Sección 3.3.

3.1.9.3. Evaluación de Imperfecciones e Identificación.

- a. Evaluar todas las imperfecciones significativas que se hayan localizado de acuerdo a los procedimientos señalados en la Sección 3.3.
- b. Identificar los tramos defectuosos y aceptables como se describe en la Sección 3.4.

3.1.10. Medición Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared - UT.

3.1.10.1. Sensibilidad.

El medidor UT debe ser capaz de medir el espesor de pared exacto de una superficie paralela de un bloque de prueba de acero con una precisión de 0.002 pg. El bloque de prueba debe tener permanentemente marcado su espesor de pared exacto. El material del bloque de prueba debe tener propiedades de velocidad y atenuación similares a las de la tubería a ser inspeccionada.

3.1.10.2. Prueba de la Batería.

Cuando el medidor UT se prende (si es de batería) y el instrumento indica que la batería está baja, ésta debe recargarse o cambiarse antes de realizar cualquier prueba. La escala apropiada para el espesor de tubería a ser medido se selecciona posteriormente, y el medidor UT debe calibrarse.

3.1.10.3. Medición.

- a. Cuando se mida el espesor de pared desde el exterior de la tubería, quitar toda la suciedad y material suelto de la superficie de la tubería y aplicar un líquido acoplador en el área a ser medida. Este líquido acoplador no debe ser dañino al material a ser inspeccionado. Presionar el transductor firmemente sobre la superficie, asegurando que esté perpendicular, para obtener lecturas más precisas.
 - i. Cuando se emplea un transductor doble, la línea divisoria entre los transductores de envío y recibo debe ser perpendicular al eje de la tubería.
 - ii. Permitir que la lectura se estabilice, después comparar cada una con el mínimo valor de espesor de pared permisible. Una lectura estable es aquella que mantiene el mismo valor (± 0.001 pg) por al menos 3 seg.
 - iii. Si una lectura indica que el tubo es rechazable, raspar todo el recubrimiento y óxido de la superficie, pulirla, y checar nuevamente la precisión del medidor sobre el bloque de prueba. No quitar la base de metal.
 - iv. Checar nuevamente el espesor de pared de la tubería.
 - v. Si la lectura es todavía menor que la permitida, señalar inmediatamente el lugar con pintura roja.
 - vi. Identificar el tramo.
- b. Cuando se busque o evalúe una imperfección interior, se utilizan los pasos anteriormente señalados excepto cuando el transductor se mueve hacia atrás y hacia adelante sobre la tubería para su modo de exploración buscando la lectura de la pared más delgada.
- c. Cuando se utilice un medidor altamente sensible, se debe tener mucho cuidado para asegurar que la detección de una inclusión o laminación no se interprete como una medición del espesor de pared.

3.1.10.4. Desgaste de la Sonda Ultrasónica.

Cuando se realice una cantidad significativa de exploraciones, examinar la cara de la sonda ultrasónica periódicamente por desgaste o curvatura. Cuando la cara de la sonda esté curvada, debe reemplazarse o alisarse con arena. La calibración del medidor UT se requiere en ambos casos.

3.1.10.5. Funcionamiento del Medidor.

Cuando la lectura no se estabiliza al mantener el transductor firme e inmóvil sobre el bloque de prueba, el medidor tiene un mal funcionamiento, por lo que debe repararse o reemplazarse, y calibrarse antes de cualquier medición.

3.1.10.6. Consideraciones para la Precisión del Medidor.

- a. Lograr la precisión en la calibración de los espesores, como se describió en 3.1.10.1, no asegura necesariamente la misma precisión para las mediciones del espesor de pared de la tubería. Las propiedades acústicas de la tubería y las condiciones de su superficie no son necesariamente las mismas que las del bloque de prueba.
- b. Condiciones de la Superficie de la Tubería.
 - ▲ La rugosidad de la superficie puede causar que una lectura del espesor ultrasónico sea diferente a una lectura del calibrador mecánico en el mismo lugar. Generalmente, las lecturas ultrasónicas son una respuesta al espesor promedio entre los picos y los valles de la rugosidad de la superficie. Por eso, las lecturas ultrasónicas darán una lectura de pared ligeramente más delgada que las del calibrador mecánico, el cual mide sobre los picos de las superficies.
 - ▲ Las superficies ligeramente no paralelas pueden causar diferencias entre las mediciones ultrasónicas y mediciones mecánicas. El tipo de diferencia depende principalmente del tipo de sonda utilizada y de la aplicación del medidor mecánico.

c. Propiedades Acústicas de la Tubería.

- ▲ La velocidad acústica de un bloque de prueba puede ser ligeramente diferente a la velocidad acústica de la tubería a ser inspeccionada. Cuando la geometría de los extremos de la tubería lo permite, el medidor de Espesor Ultrasonico debe calibrarse, para compensar por diferencias de velocidad potencial.
- ▲ La propiedad de atenuación acústica de la tubería puede causar que el instrumento se accione en un medio ciclo del pulsador diferente a como lo hace en el bloque de prueba. Esto no es usual en tubería de campo OCTG (Oil Country Tubular Goods). Para compensar por tal condición, los instrumentos deben tener un "control automático" o el instrumento debe calibrarse sobre el espesor de una tubería de material de referencia.

d. Equipo Ultrasonico.

- ▲ La temperatura del instrumento y de la sonda debe estabilizarse al ambiente de trabajo antes de la calibración para minimizar el movimiento electrónico.
- ▲ La aplicación de una sonda a una superficie más caliente que su máximo rango puede causar inestabilización, lecturas de espesor imprecisas y daño permanente a la sonda.
- ▲ Se introduce un error al medir espesores por debajo de 0.100 pg con sondas de elemento doble. Esto se debe a cambios significativos en la trayectoria de viaje "Vee" del tren de onda ultrasonica a través del material. Esto no debe causar preocupación para la aceptación o rechazo de la mayoría de los materiales nuevos OCTG. Sin embargo, la calibración sobre el espesor por abajo de 0.100 pg puede causar una condición fuera-de-calibración o un espesor por arriba de 0.100 pg.
- ▲ Una cara cóncava de la sonda puede causar que la pared de la tubería parezca más delgada que la real, cuando el medidor ultrasonico es calibrado sobre un espesor con un radio de curvatura mayor que el de la tubería.
- ▲ Cuando la línea divisoria de una sonda de elemento doble se aplica a menos de 90° con el eje longitudinal de la tubería, las lecturas ultrasonicas resultantes pueden ser

mayores que el espesor real de la tubería. Entre menor diámetro de la tubería, el error será más grande.

- ▲ Una sonda ultrasónica de alta frecuencia medirá normalmente el espesor de pared remanente de una imperfección interior con mayor precisión que una sonda de baja frecuencia.
- ▲ Las lecturas digitales normalmente redondean el mínimo dígito significativo, provocando un pequeño incremento de error.
- ▲ Con medidores ultrasónicos con contador de lecturas, si la aguja del indicador no se detiene en una línea, el operador debe estimar el espesor de pared basándose en la posición del indicador.

3.1.11. Calibración de la Caja y del Piñón.

El tamaño (diámetro de paso) de las conexiones roscadas, se verifica con un juego de calibradores de anillo y tapón que se calibran con un juego de calibradores maestros API de anillo y de tapón. Además, la distancia miembro a sello se mide sobre los extremos lisos de las roscas (Fig. 3.3) Algunos calibradores de anillo son del tipo de flujo, en donde el extremo de la tubería se lava con el extremo pequeño del calibrador y la distancia se mide entre la cara del calibrador y el extremo de la tubería con un medidor micrométrico de profundidad de boquilla lisa. Otros calibradores de anillo se ajustan con una placa de paso que se extiende más allá del anillo real y tiene el tamaño de rosca indicado con dos pasos para proporcionar las tolerancias más y menos. Los calibradores de tapón pueden tener insertos, líneas de distancia, o plantillas para indicar el tamaño de rosca. El procedimiento para realizar una calibración de anillo y piñón es como sigue:

3.1.11.1. Verificación del Calibrador.

- a. Antes de iniciar el trabajo, permitir que los calibradores de anillo y tapón se estabilicen a la temperatura de las roscas de la tubería a ser calibrada.

- b. Los calibradores de roscas deben limpiarse y lubricarse con un aceite mineral ligero de alto grado o con otro lubricante apropiado.
- c. El calibrador de tapón debe sostenerse rigidamente mientras se instala el calibrador de anillo para prevenir el movimiento.

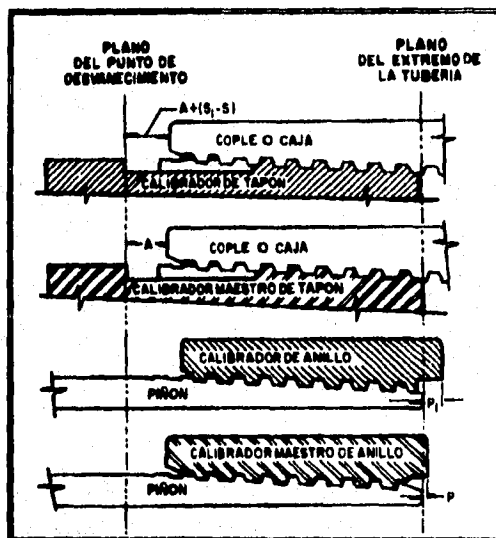


Fig. 3.3 Distancia de Acoplamiento Miembro a Sello ⁽²⁰⁾.

- d. El calibrador de anillo acoplador debe ser jalado libremente hasta una posición en que quede apretado manualmente. Con roscas buttress y de extremos lisos, se debe mantener una contrapresión para que todo el espacio libre entre los flancos de las roscas se elimine. Los calibradores deben detenerse abruptamente.
- e. Observar la marca de la distancia de acoplamiento sobre el calibrador de caja. Si está dentro de la tolerancia mostrada en el API Std 5B, entonces los calibradores están listos para usarse.
- f. Un incremento en la distancia de acoplamiento del juego de calibradores indica usualmente la presencia de rebabas, roscas rugosas, alguna sustancia extraña, o una alteración sobre las

crestas de las roscas que deforme un flanco de rosca. Quitar las rebabas, limpiar nuevamente las roscas, y verificar la distancia. Si las roscas están todavía fuera de la tolerancia, deben ser reacondicionadas y recalificadas.

- g. Una reducción fuera de la tolerancia de la distancia de acoplamiento es una indicación de desgaste, por lo que los calibradores deben ser reacondicionados y recalificados antes de su uso posterior.

3.1.11.2. Inicio del Procedimiento.

- a. Retirar los protectores de roscas y guardarlos en un lugar limpio y seguro lejano al área de trabajo.
- b. Limpiar las roscas. Para los calibradores de anillo y tapón, las roscas de ambos calibradores y de la tubería deben estar perfectamente limpias y libres de todo lubricante de rosca, partículas sólidas y otros depósitos que puedan interferir con el enrosque del anillo o del tapón.
- c. Lubricar cada rosca interna y externa con un aceite mineral ligero de alto grado u otro lubricante apropiado. El peso del aceite dependerá de la temperatura.

3.1.11.3. Calibración de las Roscas Externas.

- a. Colocar cuidadosamente el calibrador de anillo sobre el piñón y girarlo ligeramente en sentido de las manecillas del reloj. Soportar el extremo exterior del calibrador hasta que el anillo se acople lo suficiente para soportarse a sí mismo sin un desplazamiento de roscas o daño a las roscas o al calibrador. Al enroscar calibradores con rosca buttress o de extremos lisos, se debe mantener una contrapresión para eliminar el espacio libre entre los flancos de las roscas.
- b. Girar el calibrador de anillo sobre las roscas del piñón hasta que se apriete manualmente. Darle al calibrador el torque necesario para vencer la resistencia de las imperfecciones menores de la superficie de la rosca y comprimir el lubricante. Para dar este torque, se deben utilizar solamente las asas del calibrador, sin emplear martillos o barras.

- c. **Determinar la posición de la distancia según la última edición del API Std 5B.**
- d. **Retirar el calibrador de anillo de las roscas del piñón. Se requiere de un ligero golpe sobre la tubería detrás de las roscas para liberar el calibrador al estarlo rotando en contra de las manecillas del reloj.**
- e. **Soportar el calibrador cuidadosamente mientras se está liberando para evitar el desplazamiento de hilos, lo que puede resultar en daño a la rosca o al calibrador.**

3.1.11.4. Calibración de las Roscas Internas.

- a. **Introducir cuidadosamente el calibrador de tapón dentro del cople o la caja. Si la caja está en posición horizontal, soportar el extremo exterior del calibrador hasta que se acople lo suficiente para soportarse a si mismo, sin el desplazamiento de hilos o daño a la rosca o al calibrador. Si la caja está vertical, introducir ligeramente el calibrador dentro de la caja y alinearlos correctamente antes de rotarlo.**
- b. **Girar el calibrador de tapón dentro de la caja en el sentido de las manecillas del reloj hasta que se apriete manualmente. Darle al calibrador el torque necesario para vencer la resistencia de las imperfecciones menores de la superficie de la rosca y comprimir el lubricante.**
- c. **Determinar la posición de la distancia según la última edición del API Std 5B.**
- d. **Retirar el calibrador de tapón rotándolo hacia afuera de la caja. Se requiere de un ligero golpe sobre la superficie exterior de la caja para liberar el calibrador al estarlo rotando en contra de las manecillas del reloj.**
- e. **Soportar el calibrador cuidadosamente mientras se está liberando para evitar el desplazamiento de hilos, lo que puede resultar en daño a la rosca o al calibrador.**

3.1.11.5. Evaluación de las Roscas.

- a. A pesar de que los calibradores de anillo y tapón se diseñan principalmente para determinar el tamaño de rosca (diámetro de paso), la posición alcanzada al rotar el calibrador en las conexiones puede ser afectada por variación de una o más de las siguientes condiciones. Las roscas del piñón, de la caja, o de los coples que no aceptan los calibradores de anillo o de tapón con la distancia especificada, deben examinarse cuidadosamente por:
- ^ Hilos dañados o deformados,
 - ^ Forma inapropiada de las roscas (perfil),
 - ^ Elementos de rosca maquinados incorrectamente,
 - ^ Diámetro de avance incorrecto,
 - ^ Ovalamiento,
 - ^ Falta de limpieza, y
 - ^ Excesiva lubricación.
- b. Antes del rechazo, el ovalamiento y los elementos de rosca pueden medirse para determinar la causa de la distancia excesiva. Sin embargo, si la distancia está por debajo de la tolerancia, no se necesitan mediciones del elemento de rosca.
- c. Si las roscas de acoplamiento están chapadas con estaño, la lectura de la distancia no reflejará precisamente la distancia verdadera. Chapados delgados como el zinc también afectan la distancia del calibrador de tapón en algún grado. La fosfatación de las roscas de acoplamiento generalmente no tiene un efecto medible sobre las mediciones de distancia.
- d. La conicidad, distancia y las dimensiones del diámetro exterior de los coples pueden ser afectados por un exceso de apriete durante el enroscado, presentando desviaciones en las tolerancias especificadas para estas dimensiones. Por lo tanto, pequeñas desviaciones de la conicidad, distancia y diámetro externo de los coples no debe ser causa de rechazo.
- e. La tolerancia de la distancia del calibrador de anillo contra el extremo de la tubería y la distancia del calibrador de tapón contra la cara del cople o caja se muestra en la Tabla 3.4a.
- f. Cuando un sello ranurado de caja se ha cortado en un cople, la medida precisa del tamaño no es posible en algunos coples, debido a la interferencia del bisel en donde entran las roscas y sale el sello ranurado de la caja. Las lecturas del calibrador de tapón deben

realizarse antes de cortar el sello ranurado de la caja o después de haber retirado el bisel fundido. El método usado para retirar el bisel no deberá dañar las roscas remanentes.

TABLA 3.4a⁽²¹⁾
Tolerancias para la Distancia de Acoplamiento entre los
Calibradores de Trabajo y los Extremos de la Tubería

ROSCA	CAJA P ₁ P ₂	PIÑÓN A+(S ₁ -S)
8 Hilos redondos	± 1 P	± 1 P
10 Hilos redondos	± 1 - 1/2 P	± 1 - 1/2 P
Bultress Tubería de revestimiento	- 0, +1/2 P	- 1/2 P, + 0
Extreme-line	referirse a la Tabla 3.4b	

TABLA 3.4b⁽²²⁾
Distancia de los Calibradores de Anillo y Tapón para
Tubería de Revestimiento Extreme-Line

DIAMETRO EXTERIOR (in)	PESO NOMINAL (lb/ft)	DISTANCIA DEL CALIBRADOR AL PRODUCTO							
		DEL ANILLO AL PIÑÓN				DEL TAPÓN A LA CAJA			
		SELLO		MLD		SELLO		MLD	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
5	15	0.144	0.156	0.320	0.342	1.042	1.054	0.072	0.088
	18	0.144	0.168	0.326	0.342	1.042	1.054	0.072	0.088
5 1/2	15.5	0.139	0.151	0.31	0.326	1.039	1.051	0.06	0.078
	17	0.139	0.151	0.031	0.328	1.039	1.051	0.06	0.078
	20	0.139	0.151	0.031	0.328	1.039	1.051	0.06	0.076
	23	0.136	0.148	0.308	0.322	1.036	1.048	0.056	0.077
6 5/8	24	0.148	0.16	0.358	0.374	1.048	1.06	0.108	0.124
	28	0.145	0.157	0.354	0.37	1.045	1.057	0.104	0.12
	32	0.142	0.154	0.35	0.366	1.042	1.054	0.1	0.116
7	23	0.151	0.163	0.364	0.38	1.051	1.063	0.112	0.128
	26	0.151	0.163	0.364	0.38	1.051	1.063	0.112	0.128
	29	0.151	0.163	0.364	0.38	1.051	1.063	0.112	0.128
	32	0.148	0.16	0.36	0.376	1.048	1.06	0.108	0.124
	35	0.145	0.157	0.356	0.372	1.045	1.057	0.104	0.12
	38	0.145	0.157	0.356	0.372	1.045	1.057	0.104	0.12
7 5/8	26.4	0.157	0.169	0.35	0.366	1.057	1.069	0.104	0.12
	29.7	0.157	0.169	0.35	0.368	1.057	1.069	0.104	0.12
	33.7	0.154	0.166	0.340	0.357	1.054	1.066	0.1	0.118
	35	0.151	0.163	0.342	0.358	1.051	1.063	0.096	0.112
8 5/8	32	0.16	0.172	0.355	0.374	1.06	1.072	0.106	0.126
	36	0.16	0.172	0.355	0.374	1.06	1.072	0.106	0.126
	40	0.157	0.169	0.36	0.37	1.057	1.069	0.101	0.12
	44	0.154	0.166	0.345	0.365	1.054	1.066	0.096	0.115
	48	0.151	0.163	0.341	0.36	1.051	1.063	0.091	0.11
8 5/8	49	0.16	0.172	0.355	0.374	1.06	1.072	0.106	0.126
	46.3	0.16	0.172	0.355	0.374	1.06	1.072	0.106	0.126
	47	0.16	0.172	0.355	0.374	1.06	1.072	0.106	0.125
	53.5	0.154	0.166	0.346	0.365	1.054	1.066	0.098	0.115
10 3/4	45.5	0.154	0.166	0.346	0.365	1.054	1.066	0.096	0.115
	51	0.154	0.166	0.346	0.365	1.054	1.066	0.096	0.115
	56.5	0.154	0.166	0.346	0.365	1.054	1.066	0.096	0.115
	60.7	0.154	0.196	0.346	0.365	1.054	1.066	0.096	0.115

g. Procedimientos de Post-inspección.

- i. Las roscas que no cumplan los requerimientos del API Std 5B deberán identificarse como se ilustra en la sección 3.4.
- ii. Todas las roscas deben limpiarse y lubricarse con un lubricante de rosca que cumpla los objetivos de uso del API Boletín 5A2. En clima frío, el lubricante API debe calentarse antes de su aplicación. No se permite diluir el lubricante. El lubricante de rosca debe aplicarse a toda el área expuesta antes de la aplicación de los protectores de roscas.
- iii. Reinstalar los protectores limpios y secos, y apretarlos para evitar su pérdida durante el manejo y/o transportación.

3.1.12. Inspección y Calibración de Roscas Buttress API.

Las dimensiones y tolerancias para los elementos de rosca buttress se muestran en la última edición del API Std 5B. Los elementos de rosca cubiertos por esta inspección son: altura, paso, conicidad y salida de la rosca. La longitud mínima del cople (N_1) y las dimensiones y tolerancias requeridas para realizar esta inspección están registradas en la Tabla 3.5a y 3.5.b. Para realizar una inspección de roscas buttress, encontrar la línea aplicable para el tamaño de tubería a ser inspeccionada y realizar la inspección de acuerdo a los siguientes procedimientos. Estos procedimientos también incluyen la Inspección Visual de Roscas. Antes de comenzar con el trabajo de inspección de roscas API, uno debe estar familiarizado con los párrafos apropiados de la última edición del API Std. 5B y del API RP 5B1.

3.1.12.1. Procedimiento Preliminar.

a. Temperatura.

Los instrumentos y la tubería a ser inspeccionada deben estar expuestos a las mismas condiciones de temperatura, para eliminar cualquier diferencia significativa.

TABLA 3.5a ⁽²³⁾
Tubería de Revestimiento de Rosca Buttress, Roscas Externas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

Diámetro Exterior (pg)	ÁREA DE INSPECCIÓN		PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN									
	Lo	Rosca Externa LHP * L7	Medición Acumulada	PASO	CONICIDAD	ALTURA	Longitud Máxima de Hilos Negros	L4 + 0.3	Distancia a la Marca Triangular (A1)			
4 1/2	1.254	1.654	1.000	TOLERANCIA +0.002 TOLERANCIA ACUMULATIVA ±0.004	DIAM DEL PTO DE CONTACTO 0.062	Especificación 0.0625	DIAM DEL PTO DE CONTACTO 0.090	ALTURA DE ROSCA 0.062 ± 0.001	3.534	3.9375	3 15/16	
5	1.379	1.779	1.000						3.927	4.0625	4 1/16	
5 1/2	1.441	1.841	1.000						4.320	4.1250	4 1/8	
8 5/8	1.629	2.085	1.000						5.203	4.3525	4 5/16	
7	1.816	2.216	1.000						5.498	4.6000	4 1/2	
7 5/8	2.004	2.404	1.000						5.989	4.6875	4 11/16	
8 5/8	2.129	2.529	2.000						6.774	4.8125	4 13/16	
9 5/8	2.129	2.529	2.000						7.559	4.8125	4 13/16	
10 3/4	2.129	2.529	2.000						8.443	4.8125	4 13/16	
11 3/4	2.129	2.529	2.000						9.228	4.8125	4 13/16	
13 3/8	2.129	2.529	2.000						10.505	4.8125	4 13/16	
16	2.725	3.125	2.000						+0.003	12.566	4.9125	4 13/16
18 5/8	2.725	3.125	2.000						• • •	14.522	4.9125	4 13/16
20	2.725	3.125	2.000	• • •	15.708	4.9125	4 13/16					

* LHP = Longitud de Hilo Perfecto
 • • Referirse a la última edición del API Std 5B.
 • • • El calibre utilizado para tuberías de 16 pg y mayores, debe tener un yunque de pasos.
 • • • El diámetro del punto de contacto debe ser menor de 0.0900 pg.

TABLA 3.5b ⁽²⁴⁾
Tubería de Revestimiento de Rosca Buttress, Roscas Internas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

Diámetro Exterior (pg)	ÁREA DE INSPECCIÓN	DATOS DE COMPUTO			DATOS DE INSPECCIÓN						
	Rosca Interna LUMP *	NL	J	Un Hilo	Medición Acumulada	PASO	CONICIDAD	ALTURA			
4 1/2	3.7375	8.8750	0.500	0.200	3.000	DIAM DEL PTO DE CONTACTO 0.06 TOLERANCIA ±0.002 TOLERANCIA ACUMULATIVA ±0.004	Especificación 0.0625	DIAM DEL PTO DE CONTACTO 0.09 TOLERANCIA (por pg) + 0.0045, MÍN. LECTURA ACEPTABLE 0.060 MÁX. LECTURA ACEPTABLE 0.067			
5	3.8625	9.1250	0.500	0.200	3.000						
5 1/2	3.9250	9.2500	0.500	0.200	3.000						
6 5/8	4.1125	9.6250	0.500	0.200	3.000						
7	4.3000	10.0000	0.500	0.200	3.000						
7 5/8	4.4875	10.3750	0.500	0.200	1.000						
8 5/8	4.6125	10.6250	0.500	0.200	4.000						
9 5/8	4.6125	10.6250	0.500	0.200	4.000						
10 3/4	4.6125	10.6250	0.500	0.200	4.000						
11 3/4	4.6125	10.6250	0.500	0.200	4.000						
13 3/8	4.6125	10.6250	0.500	0.200	4.000						
16	4.6125	10.6250	0.500	0.200	4.000				0.001	0.007	0.0333
18 5/8	4.6125	10.6250	0.500	0.200	-0.004				• • •	• • •	• • •
20	4.6125	10.6250	0.500	0.200	4.000	• • •	• • •	• • •			

* LUMP = Localización del Último Hilo Perfecto
 • • Referirse a la última edición del API Std 5B.
 • • • El calibre utilizado para tuberías de 16 pg y mayores, debe tener un yunque de pasos.

b. Cuidado de los Instrumentos.

Los instrumentos descritos son de precisión y deben ser manejados cuidadosamente, proporcionando un mantenimiento de alta precisión y exactitud. Si algún instrumento es golpeado, no debe utilizarse para inspección hasta que se re-establezca su precisión.

c. Verificación de Medidores.

Asegurarse de que cada medidor tenga la pantalla limpia y un viaje mecánico libre a lo largo de todo el rango del medidor. Asegurarse de que todos los puntos de contacto del medidor tengan las dimensiones adecuadas y estén en buenas condiciones. Referirse a la tabla correspondiente para las dimensiones de contacto.

d. Frecuencia de la Verificación de los Medidores.

Todos los medidores de pantalla deben verificarse y/o ajustarse utilizando las normas apropiadas:

- ▲ Al principio del trabajo, pero antes de inspeccionar cualquier rosca.
- ▲ Después de cada 25 extremos roscados inspeccionados.
- ▲ Cuando el medidor se haya movido o caído.
- ▲ Cuando se realice una lectura fuera de tolerancia. Después de que el medidor se haya checado y/o ajustado, la medición debe ser confirmada.

e. Preparación de la Tubería.

- ▲ Retirar los protectores de roscas.
- ▲ Limpiar las roscas a ser inspeccionadas, eliminando todo el lubricante de roscas, suciedad, óxido y otro material extraño.

3.1.12.2. Procedimiento de Marcado.

- a. Localizar la línea correcta en la Tabla de Roscas Externas para el tamaño de tubería a ser inspeccionada.

- i. Localizar la longitud de Hilos Perfectos (L-g, medida desde el extremo de la tubería) y marcar el lugar del Último Hilo Perfecto.
- ii. Marcar el primer intervalo y los adyacentes consecutivos sobre los hilos a ser inspeccionados, empezando con la primer raíz perfecta después de la primer cresta perfecta. Todos los tramos son de 1 pg en todos los tamaños de tubería de revestimiento buttress.
- iii. Si el último intervalo de inspección no incluye el Último Hilo Perfecto, entonces debe marcarse un intervalo de inspección traslapado sobre los hilos, empezando con el Último Hilo Perfecto y moviéndose hacia el extremo de la tubería. Se sigue el mismo procedimiento para marcar los tramos de inspección entre el último hilo perfecto y el punto de desvanecimiento de los hilos. Todos los tramos combinados deben cubrir la longitud completa de los hilos (Fig. 3.4).

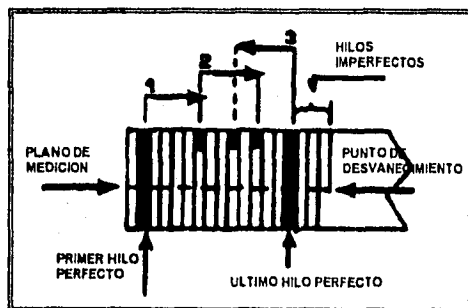


Fig. 3.4 Procedimiento de Marcado ⁽²⁵⁾
Cada flecha en el dibujo indica un intervalo de inspección a ser marcado (ejemplo típico).

- b. Localizar la línea correcta en la tabla de Roscas Internas para el tamaño de tubería a ser inspeccionada.
 - i. Encontrar el tramo de hilos perfectos, $\frac{1}{2}N_1 - J - 1P$ ($1P =$ un hilo), medido desde el extremo del cople. Con esta información, marcar el lugar del Último Hilo Perfecto.
 - ii. Marcar los tramos adyacentes consecutivos sobre los hilos a ser inspeccionados, empezando con el Último Hilo Perfecto y moviéndose hacia el extremo del cople.

Los tramos de inspección son de 1 pg en todos los tamaños de TR buttress. Si la última inspección del intervalo completo no incluye el Primer Hilo Perfecto, entonces debe marcarse una inspección de intervalo traslapado sobre los hilos, empezando con la raíz del Primer Hilo Perfecto y moviéndose hacia el centro del cople.

- iii. Si el medidor de conicidad indica un decremento, entonces los tramos deben marcarse de manera diferente que en el paso anterior. Marcar los tramos adyacentes consecutivos sobre los hilos, iniciando con el Primer Hilo Perfecto en el extremo del cople. Si la última inspección del intervalo completo no incluye el Último Hilo Perfecto, entonces debe marcarse una inspección de intervalo traslapado sobre los hilos, empezando con la raíz del Último Hilo Perfecto y moviéndose hacia el extremo del cople.

- c. En las roscas defectuosas, el plano de medición debe marcarse sobre la superficie exterior de la tubería o cople.

3.1.12.3. Medición.

La conicidad es el cambio en diámetro de las roscas externas a lo largo del cono menor, y de las roscas internas a lo largo del cono mayor expresado en pulgadas por pie de longitud de rosca. Para propósitos prácticos, es común expresarlos en pulgadas por pulgada.

a. Medidores.

Existen tres tipos de medidores para la inspección de la conicidad de las roscas. Estos medidores están siempre dispuestos de un indicador continuo de tipo pantalla.

Externo - Calibrador de la conicidad de la rosca.

Interno - Calibre de conicidad para roscas en tuberías de 4¹/₂ pg (diámetro externo) y mayores.

Interno - Medidor de la conicidad para roscas en tuberías menores de 4¹/₂ pg (diámetro externo).

El diámetro del punto de contacto para la medición de la conicidad en roscas-buttruss es 0.090 pg. Los diámetros deben verificarse con un micrómetro o un vernier. Se proporcionan dos puntos de contacto (un punto fijo y un punto móvil).

- i. El brazo ajustable del calibrador externo de la conicidad debe ajustarse hacia adentro o hacia afuera para asegurar que se pueda obtener una lectura de medición del diámetro en la raíz del Primer Hilo Perfecto y el diámetro en el punto de desvanecimiento.
- ii. Cuando se utilice un medidor que lee positivo mientras la conicidad se incrementa, la inspección debe proceder desde el extremo de la tubería. Cuando se utilice un medidor que lee positivo mientras la conicidad disminuye, la inspección debe proceder hacia el extremo de la tubería. El punto fijo del medidor se coloca en la raíz del hilo en un extremo del primer intervalo de medición a utilizarse, y el punto de contacto móvil se coloca en la misma raíz del hilo diametralmente opuesto. El punto de contacto fijo se sostiene firmemente contra la raíz y el flanco de 3 grados, mientras que el punto de contacto móvil se desliza describiendo un pequeño arco. En el punto en que el indicador de la pantalla marca el máximo viaje, en donde la aguja se detiene y regresa su viaje, el medidor se re-inicia en cero. El indicador de la pantalla debe ajustarse si la lectura no es cero. Este ajuste se hace soltando el tornillo de pulgar y girando el cuadrante (dial) hasta que indique una lectura de cero. Debe apretarse el tornillo de pulgar y re-checkarse el medidor. Posteriormente, el medidor se aplica de la misma manera al hilo en el otro extremo del mismo intervalo de medición y se mueve describiendo un arco pequeño para obtener la conicidad para ese intervalo.

La conicidad de roscas internas y externas debe medirse en los tramos requeridos a través de todo un tramo de hilos perfectos, con mediciones empezando o terminando tanto en el Primero como en el Último Hilo Perfecto. Referirse a la Figura 3.4.

- iii. La lectura de la conicidad para un intervalo se compara con las lecturas aceptables indicadas en las tablas de Roscas Externas o de Roscas Internas, a fin de determinar si la conicidad es aceptable o no.

- iv. Las mediciones de la conicidad deben realizarse sobre el tramo completo de roscas externas.
- v. Para obtener las lecturas de la conicidad de roscas internas, se aplican los mismos procedimientos básicos descritos en los párrafos i y ii anteriores. Sin embargo, el viaje del medidor debe ser en sentido contrario al viaje del medidor de rosca externa; por lo tanto, la primera medición de intervalo debe iniciar en el extremo de rosca pequeña (cerca del centro del cople) y proceder hacia el borde exterior del cople.

Si el último intervalo medido no coincide con el Último Hilo Perfecto, debe medirse un intervalo adicional que se trasape con el último intervalo medido. El intervalo debe medirse desde el Último Hilo Perfecto hacia el extremo abierto del cople, o viceversa.

b. Salida de las Roscas Externas.

Encontrar $A_1 + 0.375$ pg en al Tabla 3.5a. Poner en cero el calibrador de salida sobre una superficie lisa para tubería de revestimiento buttress de $4\frac{1}{2}$ a $13\frac{3}{8}$ pg. Para tuberías de 16 pg y mayores, el calibrador debe colocarse y ponerse en cero utilizando las raíces de hilos perfectos como modelo de ajuste. Las raíces de hilos perfectos deben checarsse para asegurar que la conicidad está dentro de los límites de las especificaciones antes de colocar el calibrador de salida de las roscas.

- i. Si la ranura del último hilo ésta a una distancia menor que $A_1 + 0.375$ pg a partir del extremo de la tubería, colocar el punto de contacto del calibrador de salida en la raíz del hilo 90° antes de la terminación de la rosca y, recorrer el calibrador en el sentido de las manecillas del reloj hasta que el punto de contacto esté fuera de la raíz del hilo y sobre la superficie (negra) original de la tubería. Si el indicador de la pantalla (dial) marca $+0.005$ pg o menos (incluyendo números negativos) la rosca es aceptable. Si el indicador da una lectura mayor de $+0.005$ pg en cualquier momento durante su recorrido, la salida de la rosca no es aceptable.
- ii. Si la raíz del último hilo está a una distancia $A_1 + 0.375$ pg del vértice del triángulo o más allá, colocar el punto de contacto del calibrador de salida en la raíz del hilo 90° antes del vértice y recorrer el calibrador en el sentido de las manecillas del reloj describiendo un arco de 90° . Si el indicador marca una lectura de $+0.005$ pg o

menos (incluyendo números negativos), la rosca es aceptable. Si el indicador marca lecturas mayores de +0.005 pg en cualquier momento durante el recorrido, la salida de la rosca no es aceptable.

- c. El paso es la distancia desde un punto específico sobre la vuelta de un hilo hasta el punto correspondiente sobre la siguiente vuelta del hilo, medida paralelamente al eje de la rosca.
- i. Al aplicar el medidor al modelo de ajuste correcto, el indicador de la pantalla debe marcar cero; si no es así, liberar el tornillo asegurador sobre el brazo deslizable, girar el tornillo de ajuste para poner en cero el indicador mientras que el medidor se aplica al modelo de ajuste, y apretar el tornillo asegurador. Aplicar nuevamente el medidor al modelo de ajuste para confirmar que la lectura es cero. En los modelos de ajuste para roscas buttress de tubería de revestimiento, los puntos de contacto deben colocarse en las raíces para que hagan contacto simultáneamente con el flanco de 3° y la raíz.
 - ii. El procedimiento apropiado de medición para roscas buttress requiere que se aplique un medidor de presión al flanco de 3° del hilo y la raíz, simultáneamente.
 - iii. Tomar una medición sobre cada intervalo de medición previamente marcado dentro de la longitud de hilos perfectos. Los puntos del medidor se colocan en las raíces de hilos adecuados y se aplica presión hacia el flanco de 3° del hilo. Posteriormente, el medidor se desliza sobre el punto de contacto fijo (el cual está debajo de la pantalla para roscas externas y sobre el brazo deslizable para roscas internas) describiendo un arco pequeño sobre cada lado de la línea correcta de medición. La mínima lectura rápida o la máxima lectura lenta es el error en el paso.
 - iv. El resultado de la medición de cada tubería debe estar dentro de la tolerancia indicada en las tablas para roscas Externas o de Roscas Internas. Debe tomarse una medición acumulativa del paso sobre un intervalo que sea el múltiplo más grande de 1 pg como se indica en las Tablas 3.5a y 3.5b.
 - v. Cuando esté presente un sello ranurado de caja en los coples, las mediciones del paso deben tomarse con el punto de contacto fijo del medidor simultáneamente tocando la raíz y el flanco de 3° de un hilo de cresta completa. El hilo parcial adyacente a la ranura debe evitarse cuando se mida cualquier elemento de rosca.

- d. La altura es la distancia desde la cresta a la raíz del hilo, medida perpendicularmente al eje de la rosca.
- i. Seleccionar el medidor apropiado para el tamaño de tubería a ser medida. Asegurarse que se han instalado los puntos de contacto adecuados (referirse a Tablas 3.5a y 3.5b). La tubería de $1\frac{3}{8}$ pg de diámetro exterior y menores, requieren el uso de un medidor con un yunque de base recta, la tubería de 16 pg y mayores requieren el uso de un medidor con un paso en la base del yunque. Existen también dos tipos de escalas de pantalla. Los medidores del tipo de pantalla balanceada determinan el error entre la altura de la rosca y un modelo de ajuste. Los medidores del tipo de pantalla continua miden la distancia real cresta a raíz.
 - ii. Aplicar el medidor al modelo de ajuste apropiado (ya sea recto o de pasos). En medidores del tipo de pantalla balanceada, el indicador de pantalla debe marcar cero; si no, se debe soltar el tornillo de pulgar, ajustar el cuadrante hasta que la lectura sea correcta y apretar nuevamente el tornillo de pulgar. En medidores del tipo de pantalla continua, el indicador debe marcar la especificación dada en las tablas para Roscas Externas o Roscas Internas; en caso contrario, se debe soltar el tornillo de pulgar, ajustar el cuadrante hasta que la lectura sea correcta y apretar el tornillo nuevamente. En ambos casos, el medidor se aplica posteriormente al modelo para confirmar la lectura correcta.
 - iii. La punta del medidor de altura de rosca se coloca en la raíz del hilo apropiado con el yunque paralelo al eje de la rosca y descansando sobre la cresta de los hilos adyacentes. (Cuando se mide el primero o el Último Hilo Perfecto, se debe aplicar presión a la porción del yunque en contacto con los hilos de cresta completa). La verificación de la altura de roscas buttress debe efectuarse en el Primer Hilo Perfecto ($\frac{3}{8}$ pg desde el extremo del piñón) y cada 1 pg a lo largo del piñón hasta que el primer hilo de cresta negra se encuentre dentro del área L_c o ésta sea inspeccionada. No inspeccionar los hilos de cresta negra ya que no son hilos perfectos. Cualquier intervalo de hilos perfectos no inspeccionado, debido a que existe menos de 1 pg entre el Último Hilo Perfecto y el último lugar de 1 pg inspeccionado, debe ser inspeccionado iniciando con el Último Hilo Perfecto y midiendo la rosca en intervalos de 1 pg hacia el extremo del piñón. Esta técnica proporciona un intervalo de traslape para asegurar que se cubra el área total.

Posteriormente, el medidor se desliza sobre el punto de contacto describiendo un pequeño arco paralelo a la rosca. Para medidores del tipo de pantalla balanceada, si el indicador lee un valor negativo en cualquier momento durante el deslizamiento, el máximo valor negativo es el error negativo en la altura de la rosca. Si el indicador lee solamente valores positivos, el mínimo valor positivo es el error positivo en la altura de la rosca. Para medidores de pantalla continua, la lectura mínima es la altura real de la rosca.

- iv. La inspección de la altura de los hilos del cople comienza a J+1P del centro del cople y continúa a intervalos de 1 pg hacia el Primer Hilo Perfecto (segunda raíz completa desde el extremo abierto del cople). Nuevamente, un intervalo de traslape de 1 pg cerca de la cara del cople, puede ser necesario para cubrir completamente la medición de los hilos del cople.
- v. Las lecturas sobre las roscas deben estar dentro de la tolerancia indicada en las tablas para Roscas Externas o Roscas Internas.

e. Longitud del Cople.

Medir la longitud del cople (N) y compararla con la longitud mínima permisible (N_L) para determinar su aceptabilidad. La longitud del cople debe ser igual o mayor a N_L . Referirse a la Tabla 3.5.b para las longitudes de cople mínimas permisibles.

f. Localización del Triángulo.

Verificar la localización de la marca triangular de campo sobre cada tramo de tubería de revestimiento de rosca buttress. Usando una regla de metal, medir desde el extremo del piñón a la base del triángulo, sosteniendo la regla paralelamente al eje longitudinal de la tubería.

g. Enrosque del Cople.

Verificar el enrosque del cople referenciando el extremo del cople a la marca del triángulo. La cara del cople debe localizarse dentro de una vuelta de hilo de la base de la marca triangular, y no en el vértice del triángulo sobre coples que se han instalado con apriete.

h. Tolerancia de la Longitud Total de la Rosca.

No está especificada y por lo tanto no se mide.

3.1.12.4. Consideraciones.

a. Recubrimiento (enchapado) del Cople.

Comúnmente se aplican muchos tipos de recubrimientos y/o enchapados a las roscas internas. Los recubrimientos se aplican para minimizar la excoiación y corrosión, y para maximizar la resistencia a fugas.

- ▲ Zinc (normalmente galvanizado). El zinc puede aplicarse de diversas maneras, resultando en un recubrimiento de unas pocas de diezmilésimas de μg a $0.004 \mu\text{g}$ y variando en apariencia desde brillante hasta gris opaco.
- ▲ El tratamiento de superficie fosfatada no tiene espesor medible. Normalmente tiene una apariencia de gris oscuro o negro.
- ▲ Enchapado de estaño (normalmente galvanizado). El enchapado puede ser tan grueso como $0.006 \mu\text{g}$. Normalmente se aplica a algunas roscas buttress y a algunas roscas redondas de tubería de revestimiento de alta resistencia.

b. Efecto del recubrimiento en la precisión de la medición de roscas internas.

- ▲ El tratamiento de superficie fosfatada no tiene efecto medible sobre las mediciones de la altura, paso o conicidad de las roscas.
- ▲ El zinc puede tener un efecto medible sobre la precisión de la medición, dependiendo de la uniformidad de la aplicación.
- ▲ El enchapado de estaño afecta la lectura de todos los medidores de roscas hasta el punto en que su precisión es cuestionable. Todas las dimensiones de roscas y tolerancias especificadas en la última edición del API Std. 5B son para roscas sin enchapado y sin cubrimiento. En caso de conflicto, el cubrimiento debe retirarse de

una muestra de roscas para resolver el problema. Los cubrimientos pueden aplicarse nuevamente antes de usar el cople.

- c. Efecto de la instalación del cople sobre la precisión de la medición.
 - △ La conicidad de la rosca y el diámetro exterior de los coples pueden ser afectados por un apriete con fuerza. Puede esperarse una desviación de las tolerancias especificadas para estas dimensiones después de un apriete con fuerza.
 - △ La altura y el paso de rosca de los coples no son afectados por un apriete con fuerza.

3.1.12.5. Procedimientos de Terminación -

- a. Aplicar un lubricante de rosca que cumpla con los objetivos de uso del API Boletín 5A2 a todas las roscas, tanto las rechazadas como las aceptadas.
- b. Reinstalar protectores de rosca limpios en ambos extremos de la tubería, y apretarlos.
- c. Identificar la tubería como se describe en la Sección 3.4

3.1.13. Inspección y Calibración de Roscas Redondas API.

Estas prácticas de calibración e inspección cubren a las roscas API tanto de 8 como de 10 hilos redondos. Las dimensiones y tolerancias para elementos de rosca redonda se muestran en el API Std 5B. Los elementos de rosca cubiertos por esta inspección son: altura, paso, conicidad y longitud de rosca. La longitud de cople mínima (N_L), las dimensiones y tolerancias requeridas para realizar esta inspección se registran en las Tablas 3.6a a la 3.6e. Para efectuar una inspección de rosca redonda, encontrar la línea correspondiente al tamaño de tubería a ser inspeccionada y realizar la inspección de acuerdo a los siguientes procedimientos. Estos procedimientos de inspección incluyen la Inspección Visual de Roscas (VTI). Antes de iniciar con la inspección, el

operador debe estar familiarizado con los párrafos adecuados de la última edición del API Std. 5B y del API RP 5B1.

TABLA 3.6a-1⁽²⁶⁾
Tubería de Producción con Recalado Externo, Roscas Externas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERNO	ÁREA DE INSPECCIÓN		DATOS DE COMPUTACIÓN			DATOS DE INSPECCIÓN						
	ROSCAS EXTERNAS LHP**	Lc	Lc	Ø	PABO			CONCORDIA		ALTURA		
					Diámetro del Punto de contacto	Intervalo de medición	CMI*	Diámetro del Punto de contacto	Radio del Punto de contacto	Específic.		
1.050	0.425	0.300	1.125	0.500	0.057	---	---	0.057	LECTURA MÍNIMA ACEPTABLE 0.000 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.008 Especificación 0.0025	0.008	0.05580	TOLERANCIA ±0.002 -0.004
1.315	0.750	0.350	1.250	0.500	0.057	---	---	0.057		0.008	0.05580	
1.660	0.875	0.475	1.375	0.500	0.057	0.500	0.500	0.057		0.008	0.05580	
1.900	0.938	0.538	1.438	0.500	0.057	0.500	0.500	0.057		0.008	0.05580	
2-3/8	1.438	0.538	1.938	0.900	0.072	1.000	1.000	0.072	0.008	0.07125		
2-7/8	1.875	1.125	2.125	0.500	0.072	1.000	1.000	0.072	0.008	0.07125		
3-1/2	1.875	1.375	2.375	0.500	0.072	1.000	1.500	0.072	0.008	0.07125		
4	2.000	1.500	2.500	0.500	0.072	1.000	1.500	0.072	0.008	0.07125		
4-1/2	2.125	1.875	2.875	0.500	0.072	1.000	1.500	0.072	0.008	0.07125		

* CMI - Intervalo de Medición Acumulada
 ** LHP - Longitud de Hilo.

TABLA 3.6a-2⁽²⁷⁾
Tubería de Producción con Recalado Externo, Roscas Internas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERNO	ÁREA DE INSPECCIÓN		DATOS DE COMPUTACIÓN			DATOS DE INSPECCIÓN						
	ROSCA INTERNA LUHP**	Lc	Lc	Un. hilo.	PABO			CONCORDIA		ALTURA		
					Diámetro del Punto de contacto	Intervalo de medición	CMI*	Diámetro del Punto de contacto	Radio del Punto de contacto	Específic.		
1.050	1.0250	3.250	0.500	0.100	0.057	---	---	0.057	LECTURA MÍNIMA ACEPTABLE 0.000 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.008 Especificación 0.0025	0.008	0.06580	TOLERANCIA ±0.002 -0.004
1.315	1.1500	3.500	0.500	0.100	0.057	---	---	0.057		0.008	0.06580	
1.660	1.2750	3.750	0.500	0.100	0.057	0.500	0.500	0.057		0.008	0.06580	
1.900	1.3375	3.875	0.500	0.100	0.057	0.500	0.500	0.057		0.008	0.06580	
2-3/8	1.8375	4.875	0.500	0.128	0.072	1.000	1.000	0.072	0.008	0.07125		
2-7/8	2.0000	5.250	0.500	0.128	0.072	1.000	1.000	0.072	0.008	0.07125		
3-1/2	2.2600	5.750	0.500	0.128	0.072	1.000	1.500	0.072	0.008	0.07125		
4	2.3750	6.000	0.500	0.125	0.072	1.000	1.500	0.072	0.008	0.07125		
4-1/2	2.5000	6.250	0.500	0.128	0.072	1.000	1.500	0.072	0.008	0.07125		

* CMI - Intervalo de Medición Acumulada
 ** LUHP - Localización del Último Hilo Perfecto.

TABLA 3.6b-1⁽²⁸⁾
Tubería de Producción con Junta Integral, Roscas Externas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERIOR	ÁREA DE INSPECCIÓN		DATOS DE COMPUTACIÓN		DATOS DE INSPECCIÓN			
	ROSCAS EXTERNAS LHP*	Lp	Lj	g	PASE		CONCIDAD	ALTURA
					Intervalo de medición			
1.315	0.825	0.225	1.125	0.500	—	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.027 TOLERANCIA ±0.0015	TOLERANCIA +0.026 por media pulgada -0.013 por media pulgada LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.030 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.034 Especificación 0.03125	RADIO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.005 TOLERANCIA -0.002 -0.004 Especificación 0.02550
1.660	0.750	0.350	1.250	0.500	—			
1.900	0.875	0.475	1.375	0.500	0.500			
2.083	0.878	0.538	1.438	0.500	0.500			

* LHP - Longitud de Hilo Perfecto.

TABLA 3.6b-2⁽²⁹⁾
Tubería de Producción con Junta Integral, Roscas Internas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERIOR	ÁREA DE INSPECCIÓN		DATOS DE COMPUTACIÓN			DATOS DE INSPECCIÓN		
	ROSCA INTERNA LUHP*	Lp	J	Un hilo	Intervalo de medición	PASE	CONCIDAD	ALTURA
1.315	1.1500	1.750	0.500	0.100	—	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.027 TOLERANCIA ±0.0015 por media pulgada	TOLERANCIA +0.026 por media pulgada -0.013 por media pulgada LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.030 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.034 Especificación 0.03125	RADIO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.005 TOLERANCIA -0.002 -0.004 Especificación 0.02550
1.660	1.2750	1.875	0.500	0.100	—			
1.900	1.3375	2.000	0.500	0.100	0.500			
2.083	1.6250	2.125	0.500	0.100	0.500			

* LUHP - Localización del Último Hilo Perfecto.

TABLA 3.6c-1⁽³⁰⁾
Tubería de Producción sin Recalado Externo, Roscas Externas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERIOR	ÁREA DE INSPECCIÓN		DATOS DE COMPUTACIÓN		DATOS DE INSPECCIÓN								
	ROSCAS EXTERNAS LHP**	L _e	L ₄	L _g	PASE			CONCORDIA		ALTURA			
					Diámetro del Punto de contacto	Intervalo de medición	CMI*	Diámetro del Punto de contacto	Especific.	Radio/Punto de contacto	Especific.		
1.050	0.594	0.300	1.094	0.500	0.057	---	---	TOLERANCIA ±0.003 por pulgada TOLERANCIA ACUMULATIVA ±0.006	0.057	LECTURA MÍNIMA ACEPTABLE 0.060 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.068 Especificación 0.0625	0.006	0.05560	TOLERANCIA +0.002 -0.004
1.315	0.625	0.300	1.125	0.500	0.057	---	---		0.057		0.006	0.05560	
1.660	0.750	0.350	1.250	0.500	0.057	---	---		0.057		0.006	0.05560	
1.900	0.675	0.475	1.375	0.500	0.057	0.500	0.500		0.057		0.006	0.05560	
2 - 3/8	1.125	0.725	1.625	0.500	0.057	0.500	0.500		0.057		0.006	0.05560	
2 - 7/8	1.563	1.163	2.063	0.500	0.057	1.000	1.000		0.057		0.006	0.05560	
3 - 1/2	1.613	1.613	2.313	0.500	0.057	1.000	1.500		0.057		0.006	0.05560	
4	1.675	1.375	2.375	0.500	0.072	1.000	1.000	0.072	0.006	0.07125			
4 - 1/2	2.063	1.563	2.563	0.500	0.072	1.000	1.500	0.072	0.006	0.07125			

* CMI - Intervalo de Medición Acumulada
 ** LHP - Longitud de Hilo Perfecto.

TABLA 3.6c-2⁽³¹⁾
Tubería de Producción sin Recalado Externo, Roscas Internas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERIOR	ÁREA DE INSPECCIÓN	DATOS DE COMPUTACIÓN			DATOS DE INSPECCIÓN								
	ROSCAS INTERNAS LUHP**	Longitud Mirame del Copie NL	J	Un. Hilo.	PASE			CONCORDIA		ALTURA			
					Diámetro del Punto de contacto	Intervalo de medición	CMI*	Diámetro del Punto de contacto	Especific.	Punto de contacto radio	Especific.		
1.050	0.96375	3.1675	0.500	0.100	0.057	0.500	0.500	TOLERANCIA ±0.003 por pulgada TOLERANCIA ACUMULATIVA ±0.006	0.057	LECTURA MÍNIMA ACEPTABLE 0.060 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.068 Especificación 0.0625	0.006	0.05560	TOLERANCIA +0.002 -0.004
1.315	1.02500	3.2500	0.500	0.100	0.057	0.500	0.500		0.057		0.006	0.05560	
1.660	1.15000	3.5000	0.500	0.100	0.057	0.500	0.500		0.057		0.006	0.05560	
1.900	1.27500	3.7500	0.500	0.100	0.057	0.500	0.500		0.057		0.006	0.05560	
2 - 3/8	1.52500	4.2500	0.500	0.100	0.057	0.500	0.500		0.057		0.006	0.05560	
2 - 7/8	1.96250	5.1250	0.500	0.100	0.057	1.000	1.000		0.057		0.006	0.05560	
3 - 1/2	2.21250	5.6250	0.500	0.100	0.057	1.000	1.500		0.057		0.006	0.05560	
4	2.25000	5.7500	0.500	0.100	0.072	1.000	1.500	0.072	0.006	0.07125			
4 - 1/2	2.43750	6.1250	0.500	0.100	0.072	1.000	1.500	0.072	0.006	0.07125			

* CMI - Intervalo de Medición Acumulada
 ** LUHP - Localización del Último Hilo Perfecto.

TABLA 3.6d-1 ⁽³²⁾
Tubería de Revestimiento con Roscas Redondas Largas, Roscas Externas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERNO	ÁREA DE INSPECCIÓN		DATOS DE COMPUTACIÓN		DATOS DE INSPECCIÓN			
	ROSCAS EXTERNAS LHP**	La	LA	S	CSF	PABO	CONCORDIA	ALTURA
4 - 1/2	2.375	1.675	3.000	0.625	2.000	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.007 TOLERANCIA ±0.003 por pulgada TOLERANCIA ACUMULATIVA ±0.005	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.007 LECTURA MÍNIMA ACEPTABLE 0.060 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.068 Especificación 0.0625	RADIO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.006 TOLERANCIA ±0.002 ±0.004 Especificación 0.07125
5	2.750	2.250	3.375	0.625	2.000			
5 - 1/2	2.875	2.375	3.500	0.625	2.000			
6 - 5/8	3.250	2.750	3.875	0.625	2.000			
7	3.375	2.875	4.000	0.625	2.000			
7 - 5/8	3.800	3.000	4.125	0.625	2.000			
8 - 5/8	3.875	3.375	4.500	0.625	2.000			
9 - 5/8	4.125	3.625	4.750	0.625	2.000			
20	4.625	4.125	5.250	0.625	2.000			

- * CMI - Intervalo de Medición Acumulada
- ** LHP - Longitud del Hilo Perfecto.

TABLA 3.6d-2 ⁽³³⁾
Tubería de Revestimiento con Roscas Redondas Largas, Roscas Internas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERNO	ÁREA DE INSPECCIÓN	DATOS DE INSPECCIÓN			DATOS DE INSPECCIÓN			
		ROSCAS INTERNAS LUHP**	IL	J	Un. CSF	CSF	PABO	CONCORDIA
4 - 1/2	2.675	7.000	0.500	0.125	2.000	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.007 TOLERANCIA ±0.003 por pulgada TOLERANCIA ACUMULATIVA ±0.005	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.007 LECTURA MÍNIMA ACEPTABLE 0.060 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.068 Especificación 0.0625	RADIO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.006 TOLERANCIA ±0.002 ±0.004 Especificación 0.07125
5	3.250	7.750	0.500	0.125	2.000			
5 - 1/2	3.375	8.000	0.500	0.125	2.000			
6 - 5/8	3.750	8.750	0.500	0.125	2.000			
7	3.875	9.000	0.500	0.125	2.000			
7 - 5/8	4.000	9.250	0.500	0.125	2.000			
8 - 5/8	4.375	10.000	0.500	0.125	2.000			
9 - 5/8	4.625	10.500	0.500	0.125	2.000			
20	5.125	11.500	0.500	0.125	2.000			

- * CMI - Intervalo de Medición Acumulada
- ** LUHP - Localización de la Última Rosca Perfecta (Calculada por $NU/2 - J$ - Rosca 1, medida a partir del extremo)

TABLA 3.6e-1⁽³⁴⁾
Tubería de Revestimiento con Roscas Redondas Cortas, Roscas Externas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERIOR	PESO NOMINAL (Lbs/ft)	ÁREA DE INSPECCIÓN		DATOS DE COMPUTACIÓN		DATOS DE INSPECCIÓN			
		ROSCA EXTERNA LHP**	IL	LA	LB	CMH*	PASO	CONCORDIA	ALTURA
4 - 1/2	850	1.375	0.875	2.000	0.825	1.000	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.072 TOLERANCIA AL DED por pulgada TOLERANCIA ACUMULATIVA 0.008	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.072 LECTURA MÍNIMA ACEPTABLE 0.000 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.008 Especificación 0.07125	RADIO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.004 TOLERANCIA -0.002 +0.004 Especificación 0.07125
4 - 1/2	Creas	2.000	1.600	2.825	0.825	1.500			
5	1180	1.875	1.375	2.500	0.825	1.500			
5	Creas	2.125	1.625	2.750	0.825	1.500			
5 - 1/2	Todos	2.250	1.750	2.875	0.825	1.500			
6 - 5/8	Todos	2.500	2.000	3.125	0.825	2.000			
7	1700	1.750	1.250	2.375	0.825	1.000			
7	Creas	2.500	2.000	3.125	0.825	2.000			
7 - 5/8	Todos	2.825	2.125	3.250	0.825	2.000			
8 - 5/8	24.00	2.375	1.875	3.000	0.825	1.900			
8 - 5/8	Creas	2.750	2.250	3.375	0.825	2.000			
8 - 5/8	Todos	2.750	2.250	3.375	0.825	2.000			
10 - 3/4	32.75	2.125	1.625	2.750	0.825	1.500			
10 - 3/4	Creas	2.875	2.375	3.500	0.825	2.000			
10 - 3/4	Todos	2.875	2.375	3.500	0.825	2.000			
13 - 3/8	Todos	2.875	2.375	3.500	0.825	2.000			
18	Todos	3.375	2.875	4.000	0.825	2.500			
18 - 5/8	87.50	3.375	2.875	4.000	0.825	2.500			
20	Todos	3.375	2.875	4.000	0.825	2.500			

* CMH - Intervalo de Medición Acumulada
 ** LHP - Longitud de Hilo Perfecto.

TABLA 3.6e-2⁽³⁵⁾
Tubería de Revestimiento con Roscas Redondas Cortas, Roscas Internas Solamente
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO EXTERIOR	PESO NOMINAL (Lbs/ft)	ÁREA DE INSPECCIÓN		DATOS DE COMPUTACIÓN		DATOS DE INSPECCIÓN			
		ROSCAS EXTERNAS LHP**	IL	J	Un hilo	CMH*	PASO	CONCORDIA	ALTURA
4 - 1/2	Todos	1.375	0.875	2.000	0.825	1.000	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.072 TOLERANCIA AL DED por pulgada TOLERANCIA ACUMULATIVA 0.008	DIÁMETRO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.072 LECTURA MÍNIMA ACEPTABLE 0.000 LECTURA MÁXIMA ACEPTABLE 0.008 Especificación 0.07125	RADIO DEL PUNTO DE CONTACTO 0.008 TOLERANCIA -0.004 +0.004 Especificación 0.07125
5	Todos	2.000	1.500	2.825	0.825	1.500			
5 - 1/2	Todos	2.250	1.750	2.875	0.825	1.500			
6 - 5/8	Todos	2.500	2.000	3.125	0.825	2.000			
7	Todos	1.750	1.250	2.375	0.825	1.000			
7 - 5/8	Todos	2.825	2.125	3.250	0.825	2.000			
8 - 5/8	Todos	2.375	1.875	3.000	0.825	1.500			
8 - 5/8	Todos	2.750	2.250	3.375	0.825	2.000			
10 - 3/4	Todos	2.125	1.625	2.750	0.825	1.500			
11 - 3/4	Todos	2.875	2.375	3.500	0.825	2.000			
13 - 3/8	Todos	2.875	2.375	3.500	0.825	2.000			
18	Todos	3.375	2.875	4.000	0.825	2.500			
18 - 5/8	87.50	3.375	2.875	4.000	0.825	2.500			
20	Todos	3.375	2.875	4.000	0.825	2.500			

* CMH - Intervalo de Medición Acumulada
 ** LHP - Localización del Hilo Perfecto.

3.1.13.1. Procedimientos Preliminares.

a. Temperatura.

Todos los instrumentos deben estar expuestos a las mismas condiciones de temperatura que las del producto a ser inspeccionado durante un tiempo suficiente, para eliminar cualquier diferencia significativa.

b. Cuidado de los Instrumentos.

Los instrumentos descritos son de precisión y deben ser manejados cuidadosamente, proporcionando un mantenimiento de alta precisión y exactitud. Si algún instrumento es golpeado, no debe utilizarse para inspección hasta que se re-establezca su precisión.

c. Verificación de Medidores.

Asegurarse de que cada medidor tenga la pantalla limpia y un viaje mecánico libre a lo largo de todo el rango del medidor. Asegurarse de que todos los puntos de contacto del medidor tengan la dimensiones adecuadas y estén en buenas condiciones. Referirse a la tabla correspondiente para las dimensiones de contacto.

d. Frecuencia del Chequeo de Medidores.

Todos los medidores de pantalla deben checarsse y/o ajustarse utilizando las normas apropiadas:

- ▲ Al principio del trabajo, pero antes de inspeccionar cualquier rosca.
- ▲ Después de cada 25 extremos roscados inspeccionados.
- ▲ Cuando el medidor se haya movido o caído.
- ▲ Cuando se realice una lectura fuera de tolerancia. Después de que el medidor se haya checado y/o ajustado, la medición debe ser confirmada.

e. Preparación de la Tubería.

- i. Retirar los protectores de roscas.

- ii. Limpiar las roscas a ser inspeccionadas, eliminando todo el lubricante de roscas, suciedad, óxido u otro material extraño.

3.1.13.2. Procedimiento de Marcado.

- a. Localizar la línea correcta en la Tabla de Roscas Externas para el tamaño de tubería a ser inspeccionada.
 - i. Localizar la longitud de Hilos Perfectos ($L_4 - g$, medida desde el extremo de la tubería) y marcar el lugar del Último Hilo Perfecto.
 - ii. Marcar el primer intervalo y los adyacentes consecutivos sobre los hilos a ser inspeccionados, empezando con la primer ranura perfecta después de la primer cresta perfecta.
 - iii. Si el último intervalo de inspección no incluye el Último Hilo Perfecto, entonces debe marcarse un intervalo de inspección traslapado sobre los hilos, empezando con el Último Hilo Perfecto y moviéndose hacia el extremo de la tubería. Referirse a la Figura 3.5.

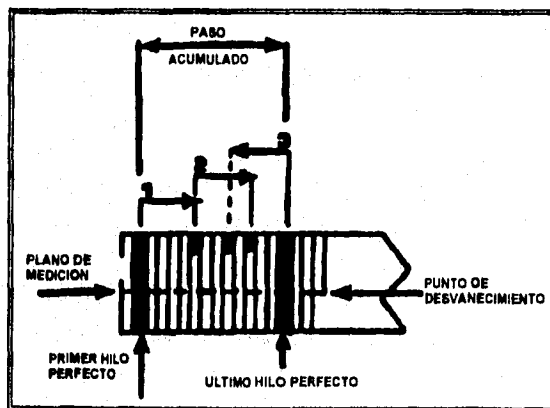


Fig. 3.5 Procedimiento de Marcado ⁽³⁶⁾.
Cada flecha en el dibujo indica un intervalo de inspección a ser marcado (ejemplo típico).

- b. Localizar en la tabla de Roscas Internas el tamaño de la tubería a ser inspeccionada.
- i. Encontrar la longitud de hilos perfectos, $1/2N_1 - J - 1P$ ($1P =$ un hilo), medido desde el extremo del cople. Con esta información, marcar el lugar del Último Hilo Perfecto. Para tubería de producción con junta integral, el Último Hilo Perfecto se localiza a $J + 1P$ desde el extremo pequeño de la rosca.
 - ii. Marcar los tramos adyacentes consecutivos sobre los hilos a ser inspeccionados, empezando con el Último Hilo Perfecto y moviéndose hacia el extremo del cople. Si el último intervalo de inspección no incluye el Primer Hilo Perfecto, entonces debe marcarse una inspección de intervalo traslapado sobre los hilos, empezando con la raíz del Primer Hilo Perfecto y moviéndose hacia el centro del cople.
 - iii. Si la pantalla del medidor de la conicidad marca un decremento, entonces los tramos deben marcarse de manera diferente que en el paso anterior. Marcar los tramos adyacentes consecutivos sobre los hilos, iniciando con el Primer Hilo Perfecto en el extremo del cople. Si el último intervalo de inspección no incluye el Último Hilo Perfecto, entonces debe marcarse un intervalo de inspección traslapado sobre los hilos, empezando con la raíz del Último Hilo Perfecto y moviéndose hacia el extremo del cople o la caja.

c. Longitud del Intervalo de Medición.

Cuando la distancia entre el primero y el último hilo perfecto es mayor de 1 pg, el intervalo de medición es de 1 pg de longitud, de otra manera es de $1/2$ pg.

d. Plano de Medición.

En roscas defectuosas, el plano de medición debe marcarse sobre la tubería o sobre la superficie exterior del cople.

3.1.13.3. Medición de la Conicidad de la Rosca.

La conicidad es el incremento en el diámetro de paso de las roscas expresado en pulgadas por pie de longitud de rosca. Para propósitos prácticos, es común expresarlos en pulgadas por pulgada.

a. Medidores.

Existen tres tipos de medidores para la inspección de la conicidad de roscas. Estos medidores están siempre dispuestos de un indicador continuo de tipo pantalla.

Externo - Calibrador de la conicidad de la rosca.

Interno - Medidor de la conicidad para roscas en tuberías de 4¹/₂ pg y mayores.

Interno - Medidor de la conicidad para roscas en tuberías menores de 4¹/₂ pg (diámetro externo).

- b. Los medidores de roscas para 8 y 10 hilos redondos por pulgada deben estar equipados con puntos de contacto de 0.072 pg y 0.057 pg de diámetro, respectivamente. Estos puntos de contacto deben ser tipo bola. Los diámetros de los puntos de contacto deben verificarse con un micrómetro o un vernier. Los medidores están provistos de dos puntos de contacto (uno fijo y otro móvil).
- c. El brazo ajustable en el calibrador externo de conicidad debe ajustarse hacia adentro o hacia afuera para asegurar que la lectura del medidor se pueda obtener desde el diámetro en la ranura del primer hilo perfecto y el diámetro en la ranura del Último Hilo Perfecto. El punto de contacto fijo debe colocarse en posición en la ranura del hilo adecuado y el contacto sobre el émbolo localizado en la misma ranura del hilo, contrario a 180°. El punto fijo de contacto debe sostenerse firmemente en posición, el émbolo de contacto debe deslizarse describiendo un pequeño arco, y la pantalla del medidor debe colocarse de tal manera que el cero coincida con la indicación máxima.
- d. El calibrador interno de conicidad (4¹/₂ pg de diámetro exterior y mayores) se ajusta para colocar el cople mediante la instalación de extensiones sobre el cuerpo del medidor. El calibrador menor a 4¹/₂ pg de diámetro exterior debe ajustarse al cople deslizando el brazo hasta aproximadamente el diámetro del cople.
- e. Roscas Externas.
- i. Los calibradores de conicidad se ajustan sobre la tubería a ser inspeccionada. Las roscas deben ser divididas en tramos como se describió en el proceso de marcado.

El calibrador se ajusta (se pone en cero) colocando el punto fijo de contacto en la ranura pasando el primer hilo de cresta completa cerca del pequeño diámetro de la rosca, y el punto móvil (de contacto) debe colocarse en la misma ranura diametralmente contrario al punto fijo. El punto fijo debe sostenerse firmemente dentro de la ranura del hilo mientras el punto móvil se desliza describiendo un arco dentro de la ranura. El indicador de la pantalla debe marcar cero en la lectura máxima, si no, debe ajustarse. El ajuste se hace como se ha indicado anteriormente.

- ii. El calibrador de conicidad se aplica de la misma manera que durante el ajuste (ponerlo en ceros), en los intervalos apropiados, desde el diámetro pequeño de la rosca hacia el diámetro más grande. Se debe medir toda la longitud de hilos, desde el primero hasta el Último Hilo Perfecto. Si el último intervalo medido no coincide con el último hilo perfecto, se debe medir un intervalo adicional que traslape el último intervalo medido. El intervalo debe medirse desde el Último Hilo Perfecto hasta el extremo pequeño de la rosca, o viceversa. El rango de aceptabilidad es el mismo que se mencionó anteriormente.
- iii. La lectura de la conicidad para un intervalo se compara con las lecturas aceptables indicadas en las tablas de Roscas Externas y Roscas Internas con el fin de determinar si la conicidad es aceptable o no.

f. Roscas Internas.

El calibrador se ajusta para colocarlo dentro del cople asegurando que la lectura del medidor se pueda obtener desde el diámetro en la ranura del Primer Hilo Perfecto y hasta el diámetro en la ranura del Último Hilo Perfecto. Existen 2 tipos de calibradores internos. El calibrador para coples grandes ($4\frac{1}{2}$ pg de diámetro externo y mayores) se ajusta instalando extensiones del medidor fijas de longitud adecuada.

- i. El calibrador interno de conicidad debe insertarse dentro del cople o caja por lo que el punto de contacto móvil está en la parte superior del cople o caja y el punto de contacto fijo está en el fondo. El punto fijo se coloca en una ranura de hilo J +1P desde el centro del cople. El punto móvil se coloca en la misma ranura 180° al contrario del punto fijo.

- ii. El indicador de la pantalla debe marcar cero cuando el punto móvil se mueve describiendo un pequeño arco transversal. Si no, el tornillo de pulgar se suelta y la cara de la pantalla se gira hasta que el indicador marque cero. La conicidad se mide tomando lecturas en intervalos sucesivos moviéndose al extremo del cople o viceversa. La diferencia en las lecturas es la conicidad en pulgadas por pulgada.

- iii. El calibrador pequeño interno de conicidad (menor de $4\frac{1}{2}$ pg de diámetro externo) se ajusta al diámetro adecuado y se utiliza de la misma manera que el calibrador grande interno de conicidad, excepto que el indicador de la pantalla se coloca sobre el brazo de extensión, permitiendo que los puntos de contacto alcancen un diámetro de cople o caja más pequeño. Nuevamente, la conicidad puede checar directamente comparando la diferencia entre dos diferentes lecturas adyacentes. Si el último intervalo medido no coincide con el último hilo perfecto, se debe medir un intervalo adicional el cual traslape el último intervalo medido. El intervalo debe medirse desde el Último Hilo Perfecto hasta el extremo pequeño de la rosca, o viceversa.

- iv. La lectura de la conicidad para un intervalo se compara con las lecturas aceptables indicadas en las tablas de Roscas Externas y Roscas Internas con el fin de determinar si la conicidad es aceptable o no.

3.1.13.4. Medición del Paso de la Rosca.

El paso es la distancia desde un punto específico sobre un hilo al punto correspondiente sobre el próximo hilo, medida paralelamente al eje de la rosca. Ya que la distancia es pequeña, la precisión requerida debe ser excesiva si el paso se determina de hilo a hilo. Por consiguiente, el paso se mide en intervalos de una pulgada cuando la distancia entre el primero y el Último Hilo Perfecto es mayor que una pulgada. Cuando esta distancia es menor de una pulgada, el paso se mide en intervalos de media pulgada.

a. Calibradores.

El calibrador para medir la tolerancia del paso está equipado con dos puntos de contacto y un indicador de pantalla de balance. El cero de ambos tipos de calibradores se verifica aplicando el calibrador al modelo de ajuste. Sin embargo, antes de ajustar el calibrador de

paso, el diámetro del punto de contacto debe chequearse con un micrómetro o un vernier. El diámetro del punto de contacto para roscas de 8 hilos redondos debe ser de 0.072 pg, y para las roscas de 10 hilos redondos, de 0.057 pg. Son comunes dos tipos de calibradores:

Externo/interno - $4\frac{1}{2}$ pg de diámetro externo y mayores.

Interno - Menores de $4\frac{1}{2}$ pg de diámetro externo.

b. Ajuste del Calibrador.

El calibrador de paso debe registrar cero cuando se aplica al intervalo apropiado sobre el modelo de ajuste; si no es así, el calibrador debe ajustarse. El tornillo asegurador sobre el brazo deslizante debe soltarse, y el tornillo de ajuste debe girarse para colocar la pantalla en cero. El tornillo asegurador debe apretarse; el calibrador debe retirarse del modelo de ajuste y aplicarse nuevamente al modelo para confirmar el ajuste correcto. El ajuste se hace normalmente en intervalos de una pulgada. El modelo de ajuste está provisto de intervalos de media pulgada a un máximo de 4 pg. Esto permite medir un error en el paso de $\frac{1}{2}$ pg, y un paso acumulado. Tanto el intervalo de paso como el paso acumulado deben medirse durante la inspección.

c. Aplicación del calibrador.

i. Medición del intervalo ($\frac{1}{2}$ o 1 pg).

El calibrador se utiliza en la misma manera que para la inspección de roscas internas y externas. El calibrador debe ajustarse adecuadamente antes de aplicarlo al producto. Debe inspeccionarse todo el tramo de hilos, desde la primera hasta la última ranura de hilos perfectos. El punto fijo de contacto del calibrador se coloca en la ranura del Primer Hilo Perfecto cerca del extremo del cople o de la caja de la tubería. El punto móvil se coloca sobre la línea en la ranura del hilo de la marca del primer intervalo. El calibrador debe ser deslizado describiendo un ligero arco circular alrededor del punto fijo en ambos lados de la línea longitudinal. La máxima lectura negativa o la mínima positiva a lo largo de la línea longitudinal representa el error en el paso. El error positivo se conoce como paso rápido; el negativo, como paso lento. La rosca debe ser medida por paso en cada intervalo marcado a lo largo de los hilos. Si el último intervalo inspeccionado completo no incluye el último hilo

perfecto entonces debe hacerse un intervalo de inspección de traslape hacia el primer hilo perfecto. La tolerancia del paso es de ± 0.003 pg por pulgada para roscas con 8 y 10 hilos redondos.

ii. **Medición del paso acumulado.**

El paso acumulado se mide entre el primero y el último hilo perfecto sobre un intervalo que es el múltiplo más grande de $1/2$ pg contenido entre el primero y el Último Hilo Perfecto. El calibrador de paso se aplica al producto en el intervalo de una pulgada (es decir, el punto fijo se coloca en el primer hilo perfecto). El punto móvil se coloca en la ranura del hilo a una distancia apropiada del Primer Hilo Perfecto. La máxima tolerancia para el paso acumulativo es de ± 0.006 pg.

iii. **El resultado de cada medición debe estar dentro de la tolerancia indicada en la tabla apropiada para Roscas Externas o Internas.**

iv. **Cuando una ranura con anillo de sello está presente en un cople, la medición del paso debe tomarse con todos los puntos de contacto colocados en donde las formas de los hilos completos están sobre cada lado de los puntos de contacto. Los hilos parciales adyacentes a la ranura deben evitarse cuando se mida cualquier elemento de rosca.**

3.1.13.5. Medición de la Altura de Rosca.

La altura de rosca es la distancia desde la cresta hasta la raíz de un hilo, medida perpendicularmente al eje de los hilos. Durante la práctica de medición, esta distancia se mide perpendicular a la línea de paso de la rosca. Se utilizan diversos tipos de medidores de altura de rosca para roscas redondas ($3\frac{1}{2}$ pg de diámetro externo y mayores), tales como el medidor externo/interno, y los medidores internos para roscas redondas API (menores a $3\frac{1}{2}$ pg de diámetro). Para estos medidores existen dos tipos de indicadores de pantalla: de pantalla balanceada y de lectura continua. Todos los medidores de roscas redondas están equipados con puntos de contacto que tienen un ángulo incluido de 50° . El radio del punto de contacto (0.006 pg) es el mismo para roscas con 8 y 10 hilos redondos.

a. Verificación de la precisión del medidor de altura de rosca.

- △ La pantalla balanceada establece la diferencia (error) entre la profundidad de la ranura del modelo de ajuste y la altura de la rosca a ser inspeccionada. El medidor de pantalla balanceada puede reconocerse por las divisiones positivas y negativas iguales a cada lado del cero en el indicador de la pantalla. La precisión del medidor se verifica colocándolo en el modelo de ajuste de ranura-U con el punto de contacto tocando el fondo de la ranura. El indicador de la pantalla debe marcar cero, de lo contrario el tornillo de pulgar debe soltarse y la pantalla girarse hasta que el indicador marque cero. El medidor debe chequearse nuevamente sobre el modelo de ajuste después de haber apretado el tornillo de pulgar. Adicionalmente, debe chequearse el desgaste del punto de contacto de rosca redonda aplicando el medidor a la ranura-V apropiada, 8 o 10 hilos redondos. El indicador de pantalla debe leer dentro de ± 0.0005 pg del cero. Si no lo hace, el punto de contacto debe reemplazarse y la precisión de medidor verificarse nuevamente.

- △ El medidor de lectura continua mide la distancia desde la cresta a la raíz del hilo. Este medidor se reconoce por la lectura continua del indicador de pantalla. La altura especificada de rosca se selecciona en el medidor colocando éste sobre el modelo de ajuste de ranura-U con el punto de contacto tocando el fondo de la ranura. El indicador de pantalla debe registrar el valor adecuado para la configuración de la rosca a ser inspeccionada. Si no lo hace, el tornillo de pulgar debe soltarse y la pantalla debe girarse hasta que el indicador marque el valor apropiado para la configuración de rosca. El medidor debe chequearse nuevamente sobre el modelo de ajuste después de que el tornillo de pulgar de la pantalla se haya apretado. Adicionalmente, debe verificarse el desgaste del punto de contacto de rosca redonda aplicando el medidor al bloque apropiado de ranura-V, 8 o 10 hilos redondos. El indicador de pantalla debe leer dentro de ± 0.0005 pg de la profundidad apropiada de rosca.

b. Aplicación del medidor al producto.

Colocar el punto de contacto del medidor de altura de rosca en la ranura del hilo con el yunque del medidor descansando sobre la cima de los hilos de cresta completa. El yunque debe sostenerse en contacto firme con las crestas de los hilos y debe alinearse con la línea de paso de los hilos, esto se logra mejor balanceando el medidor alrededor del eje

longitudinal del yunque. La altura de la rosca es indicada correctamente cuando el indicador de pantalla se detiene al moverse cerca del centro del movimiento de balanceo (el punto nulo). El indicador de pantalla lee la altura real de rosca en el punto nulo, si se utiliza un medidor de lectura continua, o lee el error en la altura de rosca en el punto nulo si se utiliza un medidor de pantalla balanceada. La tolerancia para la altura de rosca es de $+0.002$ pg y de -0.004 pg para roscas de 8 y 10 hilos redondos.

La verificación de la profundidad de la rosca debe realizarse en el primero y el último hilo de cresta completa dentro de la longitud de hilos perfectos, y en cada intervalo de una pulgada entre esas roscas en productos que tienen una distancia entre el Primero y el Último Hilo Perfecto de más de una pulgada. Para roscas con una distancia entre el Primero y el Último Hilo Perfecto de una pulgada o menos, utilizar intervalos de media pulgada. Se debe tener cuidado cuando se intente obtener una altura precisa del Primero y Último Hilos Perfectos, debido a que solo una porción del yunque puede descansar sobre hilos de cresta completa.

3.1.13.6. Consideraciones.

a. Recubrimiento y/o enchapado del Cople.

Comúnmente se aplican muchos tipos de recubrimientos y/o enchapados a las roscas internas. Los recubrimientos se aplican para minimizar la excoiación y corrosión y para maximizar la resistencia a fugas.

- ▲ Zinc (normalmente galvanizado). El zinc puede aplicarse de diversas maneras, resultando en un cubrimiento de unas pocas diez milésimas de pg a 0.004 pg y variando en apariencia desde brillante hasta gris opaco.
- ▲ El tratamiento de superficie fosfatada no tiene espesor medible. Normalmente tiene una apariencia de gris oscuro o negro.
- ▲ Enchapado de estaño (normalmente galvanizado). El enchapado puede ser tan grueso como 0.006 pg. Normalmente se aplica a algunas roscas buttress y a algunas roscas redondas de tubería de revestimiento de alta resistencia.

b. Efecto del recubrimiento en la precisión de la medición de roscas internas.

- △ El tratamiento de superficie fosfatizada no tiene efecto medible sobre las mediciones de la altura, paso y conicidad de la rosca.
- △ El zinc puede tener un efecto medible sobre la precisión de la medición, dependiendo de la uniformidad de la aplicación.
- △ El enchapado de estaño afecta la lectura de todos los medidores de roscas hasta el punto en que su precisión es cuestionable. Todas las dimensiones de roscas y tolerancias especificadas en la última edición del API Std. 5B son para roscas sin enchapado ni recubrimiento. En caso de conflicto, el recubrimiento debe retirarse de una muestra de roscas para resolver el problema. Los recubrimientos pueden aplicarse nuevamente antes de usar el cople.

c. Efecto de la instalación del cople sobre la precisión de la medición.

- △ La conicidad de la rosca y el diámetro exterior de los coples pueden ser afectados por un apriete con fuerza. Puede esperarse una desviación de las tolerancias especificadas para estas dimensiones después de un apriete con fuerza.
- △ La altura y el paso de las roscas de los coples no son afectados por un apriete con fuerza.

3.1.13.7. Longitud Total de Rosca.

La longitud total de rosca (L_4) se mide paralelamente al eje de la rosca, desde el extremo de la tubería hasta el punto de desvanecimiento de la rosca. La medición se hace utilizando una regla de metal. La longitud total de rosca es aceptable si L_4 está dentro de los siguientes valores especificados:

- i. Tubería de Revestimiento: ± 1 (una) vuelta de hilo.
- ii. Tubería de Producción (8 hilos redondos): ± 1 (una) vuelta de hilo.

iii. Tubería de Producción (10 hilos redondos con recalcado externo): + 1½ vueltas de hilo, - ¾ de vuelta de hilo.

iv. Tubería de Producción (10 hilos redondos sin recalcado): ± 1½ vueltas de hilo.

Cuando se mide L_4 , observar si existe una protuberancia en el área de desvanecimiento de la rosca, si existe checar por hilos de cresta negra. Si no existe la protuberancia o es excesiva, entonces medir el diámetro exterior de la tubería con una cinta para checar la concordancia con la última edición de la API Spec 5CT. Si este procedimiento no identifica la causa de la protuberancia, entonces medir el tamaño de rosca con un calibrador de anillo para verificar la distancia adecuada.

3.1.13.8. Longitud del Cople.

Medir la longitud del cople (N) y compararla con la longitud de cople mínima permisible (N_1) para determinar su aceptabilidad. La longitud del cople debe ser igual o mayor a N_1 . Referirse a las Tablas 3.6 para las longitudes de cople mínimas permisibles.

3.1.13.9. Localización de la Marca de Triángulo.

Verificar la localización de la marca triangular de los extremos de cada tramo de tubería de revestimiento de roscas redondas. Utilizando una regla de metal, medir desde el extremo del piñón hasta la base del triángulo. Sostener la regla paralela al eje longitudinal de la tubería. Si la marca triangular no se puede localizar o si el triángulo no está en la posición correcta, debe reportarse al propietario.

3.1.13.10. Enrosque de los Coples.

a. Tubería de revestimiento roscada de 16, 18^{5/8} y 20 pg.

La base del triángulo ayudará para localizar el punto de desvanecimiento para un enrosque básico con apriete; sin embargo, la posición del cople con respecto a la base del triángulo no debe ser criterio de aceptación o rechazo del producto.

- b. Tubería de 13³/₈ pg y menores (no API, pero se proporciona como guía).

Determinar la distancia $\frac{1}{2}N+J$, donde N es la longitud medida del cople. Esta es la posición nominal del extremo del piñón en el cople. Medir la distancia del extremo del cople al extremo del piñón dentro del cople. Si la distancia medida es diferente de la distancia nominal por más de tres vueltas de hilo (± 0.375 pg), esta condición debe ser reportada al propietario.

3.1.13.11. Procedimientos de Terminación.

- a. Aplicar un lubricante de rosca que cumpla con los objetivos de uso del API Boletín 5A2 (o un lubricante especificado por el cliente) a todas las roscas, tanto aceptables como rechazadas.
- b. Reinstalar protectores de roscas limpios en ambos extremos de la tubería y apretarlos.
- c. Identificar la tubería como se describe en la sección 3.4.

3.1.14. Inspección de Coples No Conectados.

- a. Para la inspección de coples no conectados pueden utilizarse partículas magnéticas ya sean secas o húmedas. Las partículas deben ser lo suficientemente sensibles para revelar arrugas finas por apriete y grietas.
- b. El interior y exterior de los coples deben estar secos y libres de aceite, suciedad, lubricante de rosca y otros materiales extraños.
- c. El viento, las inclemencias del clima y la humedad de la superficie del cople son perjudiciales para la aplicación uniforme de la partícula magnética al cople. La inspección no debe intentarse cuando no es posible una aplicación uniforme sobre toda la superficie.

- d. El campo magnético se crea utilizando un conductor de corriente aislado. La corriente debe ser de la amplitud suficiente para detectar las imperfecciones deseadas. Por lo general es de 400 amps por pulgada de diámetro de tubería
- e. La inspección debe realizarse en áreas adecuadamente iluminadas sobre toda la superficie exterior para detectar imperfecciones típicas.
- f. La inspección MPI y la inspección visual de roscas deben realizarse sobre la superficie interior del cople en un área adecuadamente iluminada para detectar daños obvios en las roscas además de costuras, grietas, excoriaciones, daño mecánico y otras imperfecciones.
- g. Evaluar todas las imperfecciones encontradas, marcando todos los defectos inmediatamente con pintura.
- h. Deben eliminarse todas las partículas magnéticas y material de limpieza dentro y fuera de los coples.
- i. Los coples rechazados deben identificarse con pintura como describe en la sección 3.4.
- j. Completar los procedimientos de post-inspección descritos en la Sección 3.5.
- k. Referirse a los procedimientos en el párrafo 3.1.8.8 para los requerimientos de equipo y procedimientos.

3.1.15. Inspección de la Rectitud.

Se realiza una inspección visual para detectar tubería doblada o arqueada. Las tuberías con diámetros exteriores de 4¹/₂ pg y mayores se miden para determinar la desviación de la rectitud cuando una inspección visual haya demostrado que la tubería está curvada. Esta medición se realiza utilizando un filo recto o una cuerda tensa (cable) y una regla de acero.

3.1.15.1. Procedimiento.

La tubería a ser examinada debe colocarse sobre una tarima o unas viguetas en donde pueda ser girada mientras se examina visualmente por rectitud. La tubería doblada debe inspeccionarse como sigue:

- a. Calzar la tubería para que no pueda girar, con el arco mayor de la tubería orientado en el plano horizontal.
- b. Medir y registrar el intervalo total de la tubería desde un extremo al otro.
- c. Extender una cuerda tensa o cable a través del arco de la tubería, desde un extremo al otro. El cable debe extenderse *entre los coplex, los refuerzos o los protectores, no sobre ellos.*
- d. Medir y registrar la distancia máxima (altura de cuerda) desde la cuerda tensa o cable hasta el cuerpo de la tubería.
- e. Para extremos en forma de gancho, se debe utilizar un filo recto largo en lugar de una cuerda tensa o un cable, para medir la desviación de la rectitud en el extremo de la tubería.

3.1.15.2. Referirse a la Sección 3.3 para los criterios de aceptación/rechazo por rectitud y para la disposición de tubería.

3.1.15.3. Identificar todos los tramos medidos por rectitud de acuerdo a los procedimientos y lineamientos de la Sección 3.4.

3.2. Procedimientos de Inspección para Tuberías de Perforación.

3.2.1. Inspección Visual del Tubo.

3.2.1.1. Preparación.

- a. Toda la tubería debe ser numerada secuencialmente.
- b. La superficie de la tubería debe limpiarse de tal forma que la superficie del metal este visible y no existan partículas mayores de $1/8$ de pulgada.

3.2.1.2. Procedimiento y Criterio de Aceptación.

- a. La superficie externa debe evaluarse de recalcado a recalcado. Las imperfecciones superficiales en el diámetro exterior más profundas que los criterios de aceptación de la Tabla 2.2 deben ser causa de rechazo. Las salientes de metal por arriba de la superficie deben eliminarse para facilitar la medición de la profundidad de penetración.
- b. La tubería con demasiadas salientes de metal en el área de deslizamiento, debe ser apartada y almacenada sin efectuarse inspección adicional de común acuerdo entre el cliente y la compañía de inspección.
- c. La tubería utilizada para snubbing no debe tener salientes de metal arriba de la superficie normal, si las tiene deberá eliminarse si el cliente lo permite.
- d. La superficie del diámetro interior iluminada debe evaluarse visualmente desde cada extremo. Las picaduras en el diámetro interior no deben de exceder de $1/8$ de pulgada en profundidad, cuando sea medida o estimada visualmente.

- e. La superficie del diámetro interior de la tubería con recubrimiento interno debe ser evaluada por signos de deterioro del recubrimiento.
- f. La tubería no debe estar visiblemente agrietada.

3.2.2. Calibración del Diámetro Exterior de la Tubería.

3.2.2.1. Preparación.

- a. Toda la tubería tiene que ser numerada secuencialmente.
- b. La superficie externa de la tubería tiene que estar libre de incrustaciones o de recubrimiento con espesores mayores a 0.03 pulgadas.

3.2.2.2. Procedimiento y Criterios de Aceptación.

- a. El cuerpo de la tubería tiene que ser medido mecánicamente de recalado a recalado, arrastrando el medidor a lo largo de la toda la tubería mientras se está rotando y sosteniendo el medidor perpendicular a la tubería. La tubería tiene que rolarse al menos una revolución por cada cinco pies de longitud inspeccionada.
- b. La tubería con reducción o incremento en el diámetro exterior que excede los valores de la Tabla 2.2, tiene que ser rechazada.

3.2.3. Inspección Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared.

3.2.3.1. Preparación.

- a. Toda la tubería debe ser numerada secuencialmente.

- b. La superficie externa de la tubería donde se toman las lecturas, debe limpiarse continuamente.

3.2.3.2. Procedimiento.

- a. Las lecturas deben tomarse a una distancia de un pie del centro de cada tubo. Las lecturas adicionales pueden tomarse de la misma manera que en cualquier otra área seleccionada por el inspector.
- b. Después de la aplicación del líquido acoplador, las mediciones del espesor deben tomarse alrededor de la circunferencia del tubo con incrementos máximos de 1 pg.
- c. La línea divisoria entre los elementos transmisor y receptor en el transductor de 2 elementos debe estar colocada perpendicularmente al eje longitudinal de la tubería.
- d. El inspector debe explorar la superficie dentro de un radio de 1 pg de la lectura más baja para confirmar o modificar el valor.

3.2.3.3. Criterio de Aceptación.

La tubería que no cumpla con los requerimientos de la Tabla 2.2 debe ser rechazada.

3.2.4. Electromagnético 1.

3.2.4.1. Preparación.

Deben limpiarse todas las superficies de recalcado a recalcado hasta el grado en que las superficies de metal sean visibles y que la superficie del tubo no esté pegajosa. Los recubrimientos de pintura y de laca transparente menores que 0.030 pg en espesor, son aceptables. Cualquier condición que interfiera el montaje de la zapata sobre la tubería debe corregirse.

3.2.4.2. Procedimiento de Inspección.

- a. Toda la tubería debe numerarse secuencialmente.
- b. Cada intervalo debe explorarse de recalado a recalado.
- c. La siguiente información debe aparecer en el registro por cada junta inspeccionada:
 - ▲ Número de intervalo.
 - ▲ Extremo desde el cual inicia la exploración (piñón o caja).
 - ▲ Marcas de las indicaciones que van a ser evaluadas.
- d. El ritmo de exploración debe ser de 60 pies \pm 5 pies por minuto. El ritmo debe ser el mismo para corridas de registro y calibración, y deben documentarse en el reporte de inspección. En las unidades EMI tipo buggy, el cabezal de inspección debe ser empujado dentro de la junta cercana con los detectores como guías; posteriormente el cabezal se rota y se impulsa en todo el tramo hacia el interior de la junta opuesta.
- e. Al iniciar la inspección, cada indicación que exceda el 50% del nivel de referencia de calibración debe marcarse hasta que un mínimo de 10 áreas sean marcadas.
- f. Cada área marcada debe ser evaluada utilizando técnicas como inspección visual, medición mecánica, MPI, UT o cualesquiera otra, para identificar el tipo de imperfección, su profundidad, orientación y proximidad a la superficie del diámetro externo. (La re-calibración puede realizarse basada en los resultados de la prueba si el inspector o el comprador lo juzgan prudente). Se debe establecer un nivel inicial el cual será la amplitud de señal que garantice la evaluación de todas las indicaciones futuras sobre la tubería. Este nivel inicial no debe exceder el 80% del nivel de referencia establecido en el punto 2.2.3.2a. El operador debe observar los cambios en la respuesta de la señal o en la condición de la tubería, lo que puede garantizar los ajustes iniciales y/o la re-calibración. El nivel inicial debe indicarse en los registros de inspección.
- g. Las áreas que produzcan una indicación mayor al nivel inicial, deberán evaluarse.

3.2.4.3. Criterio de Aceptación.

- a. La tubería con imperfecciones que exceda los límites especificados en las Tablas 1.4 y 2.2 debe ser rechazada.
- b. Un área debe explorarse nuevamente si una indicación excede el nivel de referencia, pero no se encuentre una imperfección. La repetición de tal indicación deberá ser causa de rechazo.

3.2.5. Electromagnético 2.

3.2.5.1. Preparación.

Todas las superficies de recalcado a recalcado deben limpiarse hasta un grado en que las superficies de metal sean visibles y no estén pegajosas, los recubrimientos de pintura y de laca transparente con menos de 0.030 µg de espesor son aceptables. Cualquier condición que interfiera con el viaje de la zapata sobre la tubería debe ser corregida.

3.2.5.2. Procedimiento de Inspección.

- a. La siguiente información se debe indicar en el registro para cada junta inspeccionada:
 - ▲ Número de intervalo.
 - ▲ Extremo por el cual se inicia la exploración (piñón o caja).
 - ▲ Marcar las indicaciones que serán evaluadas.
- b. Cada tramo debe explorarse de recalcado a recalcado a un ritmo de 60 pies ±5 pies por minuto. El ritmo de exploración debe ser el mismo para las corridas de inspección y calibración, y debe documentarse en el reporte de inspección.
- c. Al iniciar la inspección, cada indicación que exceda el 50% del nivel de referencia de calibración debe marcarse hasta que un mínimo de 10 áreas sean marcadas.

- d. Cada área marcada debe ser evaluada utilizando técnicas como inspección visual, medición mecánica, MPI, ultrasónica o cualesquiera otra para identificar el tipo de imperfección, su profundidad, orientación y proximidad a la superficie del diámetro externo. (La recalibración puede realizarse de acuerdo con los resultados de la prueba, si el inspector o el comprador lo juzgan prudente). Se debe establecer un nivel inicial, el cual será la amplitud de la señal que garantice la evaluación de todas las indicaciones futuras sobre la tubería. Este nivel inicial no debe exceder el 80% del nivel de referencia establecido en el inciso 2.2.3.2a. El operador debe observar los cambios en la respuesta de la señal o en la condición de la tubería, lo que puede garantizar los ajustes iniciales y/o la re-calibración. El nivel inicial debe indicarse en los registros de inspección.

- e. Para las juntas remanentes, se requiere una prueba cuando una indicación:
 - ▲ Es mayor que el arreglo inicial para el equipo de filtración de flujo, o
 - ▲ Es menor que el arreglo inicial para el equipo de rayos gamma.

3.2.5.3. Criterios de Aceptación.

- a. La tubería con imperfecciones o los espesores de pared que no cumplan con los criterios de aceptación especificados en las Tablas 1.4 y 2.2, debe ser rechazada.

- b. Las áreas en las cuales las indicaciones de dispersión de flujo excedan el nivel inicial, pero que no se encuentren imperfecciones, deben ser re-exploradas. La repetición de tal indicación es causa de rechazo de la tubería.

3.2.6. Inspección de Partícula Magnética en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.

3.2.6.1. Preparación.

- a. Toda la tubería debe estar secuencialmente numerada.

- b. Las superficies exteriores de deslizamiento y de los recalcos de la tubería deben estar limpias hasta el grado en que las superficies de metal sean visibles. Las superficies deben estar también secas.

3.2.6.2. Procedimiento y Criterio de Aceptación.

- a. La superficie externa de deslizamiento y de los recalcos debe inspeccionarse utilizando un campo longitudinal de corriente alterna (inducida con un yugo) y un polvo seco de hierro. El campo debe estar continuamente activado durante la aplicación de la partícula y durante la examinación de la superficie.
- b. Las áreas con indicaciones cuestionables deben limpiarse e inspeccionarse nuevamente.
- c. Cualquier grieta es motivo de rechazo. El pulido para eliminar las grietas no es aceptable.
- d. Otras imperfecciones no deben exceder los límites especificados dados en las Tablas 1.4 y 2.2 para tubería de Perforación y en la Tabla 3.7 para tubería de Perforación Extrapesada.

TABLA 3.7 ⁽³⁷⁾
Criterio de Aceptación para las Dimensiones de la Tubería
de Perforación Extrapesada y Conexiones Usadas
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIAMETRO	CONEXIONES	MINIMO D. E. DE JUNTAS	DIAMETRO MAXIMO DE BISEL	ESPACIO MINIMO DE PUNZAS		DIAMETRO MINIMO DE REFORZAMIENTO CENTRAL	ANCHO MINIMO DE SELLO	ANCHO MINIMO DE ABOCARDAMIENTO	RANURA LIBERADORA DE ESFUERZOS DEL PUNÓN		CUERPO DE ENSAMBLE LIBERADOR DE ESFUERZOS	
				CAJA	PUNÓN				DIAMETRO	ANCHO	DIAMETRO	LARGO
3 1/2	NC 38	4 11/16	4 19/32	10	10	3 7/8	13 / 64	4 1/8	3 31/64 3 33/64		3 19/32 3 31/64	3 13/32 3 9/16
4	NC 40	5 1/8	5 1/32	10	10	4 3/8	17 / 64	4 13/32	3 3/4 3 25/32		3 21/32 3 43/64	3 29/32 4 1/16
4 1/2	NC 48	6	5 3/4	10	10	4 7/8	23 / 64	4 31/32	4 19/64 4 31/64		4 13/64 4 14/64	3 29/32 4 1/16
5	NC 50	6 1/8	6 3/32	10	10	5 3/8	17 / 64	5 3/8	4 23/32 4 31/64		4 5/8 4 41/64	3 29/32 4 1/16
5 1/2	5 1/2 FH	6 21/32	6 9/16	10	10	5 7/8	1 / 4	5 61/64	5 7/32 5 1/4		5 7/64 5 8/64	4 13/32 4 9/16
6 5/8	7 5/8 FH	7 26/32	7 23/32	10	10	7	5 / 16	5 7/8	6 9/64 6 11/64		6 3/64 6 4/64	4 13/32 4 9/16

3.2.7. Inspección Ultrasonica en Áreas de Deslizamiento/Recalcado.

3.2.7.1. Preparación.

- a. Toda la tubería debe numerarse secuencialmente.
- b. Las superficies de las áreas de deslizamiento y recalcos de la tubería deben limpiarse hasta el grado en que el metal sea visible y las superficies no estén pegajosas.
- c. Cualquier saliente de metal que impida que el transductor viaje a través del área a ser inspeccionada, debe ser pulida conjuntamente con la superficie de la tubería, o ésta debe ser rechazada.

3.2.7.2. Procedimiento.

- a. Después de la calibración y de la preparación de la superficie, se establece el flujo de un líquido acoplador, y el cabezal de inspección debe colocarse sobre la tubería como mínimo a 36 pg. del hombro del piñón o 48 pg. del hombro de la caja. Para una prueba sencilla de exploración manual, la superficie debe mojarse continuamente o utilizarse un líquido acoplador viscoso que mantenga el sonido unido a la tubería.
- b. El cabezal o la sonda deben explorar hacia el final de la tubería. La exploración procederá sobre el recalcado y hacia la reducción de la junta hasta que el cople se pierda. El beneficio del instrumento puede incrementarse para la exploración.
- c. El procedimiento de exploración se repetirá hasta que se inspeccione el 100% de la superficie requerida.
- d. Cualquier indicación que sea mayor al 30% de la altura completa de la malla con el aumento fijado al nivel de referencia, debe ser marcada para prueba.
- e. Todas las indicaciones marcadas durante la operación de exploración deben ser probadas con una unidad calibrada como se describió en el párrafo 2.2.5.1a.

- f. El aumento del nivel de referencia debe utilizarse para evaluar las indicaciones.
- g. Debe utilizarse un calibrescopio y una inspección MPI para evaluar las indicaciones.

3.2.7.3. Criterio de Aceptación.

- a. Una indicación inaccesible (aquella localizada en donde la medición mecánica no puede realizarse) con una amplitud de señal que exceda la curva de la corrección de la distancia de la amplitud (con el aumento fijo al nivel de referencia) debe ser causa de rechazo.
- b. Una grieta debe ser causa de rechazo a pesar de la amplitud de señal que produzca.
- c. Otras imperfecciones no deben exceder los límites especificados en las Tablas 1.4 y 2.2 para tubería de Perforación y en la Tabla 3.7 para tubería de Perforación Extrapesada.

3.2.8. Inspección Visual de Conexiones.

3.2.8.1. Preparación.

- a. Toda la tubería debe estar secuencialmente numerada.
- b. Las conexiones deben estar limpias de manera que las incrustaciones, el lodo o el lubricante pueda limpiarse de la rosca o de las superficies de hombro con un trapo limpio.

3.2.8.2. Procedimiento y Criterio de Aceptación.

- a. Plantillas de Peso/Grado.

La plantilla de grado y peso debe marcarse sobre las muescas del piñón o sobre el cuello del piñón de acuerdo con la Figura 3.6. Si se marca en ambos lugares, las marcas sobre el

cuello del piñón deben concordar con aquéllas en las muescas. Si no existen marcas presentes, la junta debe ser rechazada.

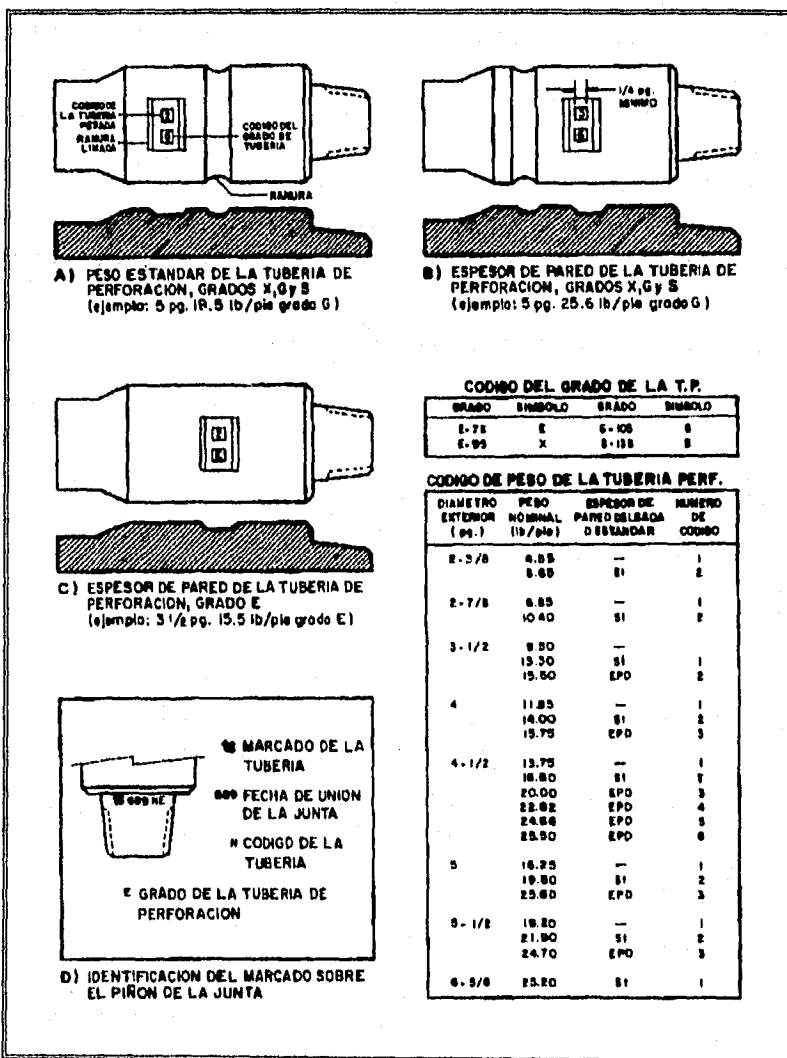


Fig. 3.6 Prácticas Recomendadas para la Identificación de Tubería de Perforación ^(3M).

b. Superficies de Sello.

Las superficies de sello deben estar libres de salientes de metal o depósitos de corrosión detectados visualmente. Cualquier picadura o interrupciones en la superficie de sello que se estimen que excedan $1/32$ pg en profundidad o que ocupen más del 20% de la anchura del sello en cualquier lugar, son rechazadas. No se permiten limaduras en los hombros del sello.

c. Refrentado.

El refrentado es necesario sólo cuando se tiene que remover suficiente material para corregir el daño. Los límites del refrentado son $1/32$ pg sobre cualquier eliminación y $1/16$ pg acumulativamente. Si existen marcas que indiquen que el hombro ha sido refrentado más allá del límite máximo, la conexión debe ser rechazada.

d. Anchura del Bisel.

Debe estar presente en el diámetro externo un bisel de 40° - 50° y al menos $1/32$ pg de ancho.

e. Superficies de la Roscas.

Deben estar libres de picaduras u otras imperfecciones en la superficie que parezcan exceder $1/16$ pg en profundidad o $1/8$ pg en diámetro, que penetren por debajo de la raíz del hilo, o que ocupen más de $1 1/2$ pg en longitud a lo largo de cualquier hélice de la rosca. Las salientes levantadas deben quitarse con una lima de mano o con un pulidor suave (no metálico). El perfil de la rosca debe chequearse (párrafo siguiente), después de pulir o limar las roscas.

f. Perfil de la Rosca.

El medidor de perfil debe encajar con los flancos de la rosca de manera que la luz no sea visible en cualesquiera de los flancos o de las raíces de los hilos. Los huecos visibles no mayores de $1/16$ pg sobre no más de dos crestas de la rosca son permitidos. El desgaste uniforme del flanco menor a 0.010 pg es permitido. Sin embargo, cualquier hueco visible

en los flancos de la rosca requerirá la medición del paso del piñón (párrafo siguiente). Se deben hacer dos chequeos del perfil a $90^\circ \pm 10^\circ$ entre uno y otro para cada conexión.

g. Paso del Piñón.

Si la medida del perfil indica que el piñón está alargado, el paso del piñón debe ser medido sobre un intervalo de 2 pg empezando con el hilo completo más cercano al hombro. El alargamiento del piñón no debe exceder de 0.006 pg sobre el intervalo de 2 pg. Se deben realizar dos chequeos del paso a $90^\circ \pm 10^\circ$ entre uno y otro para cada conexión.

h. Hinchamiento de la Caja.

Se debe colocar una regla a lo largo del eje longitudinal de la caja de la junta. Si existe un hueco visible entre la regla y la junta, se debe medir el diámetro exterior utilizando calibradores. Comparar el diámetro exterior en el bisel con el diámetro exterior a $2 \text{ pg} \pm 1/2 \text{ pg}$ desde el bisel. Si el diámetro exterior en el bisel es mayor de $1/32 \text{ pg}$ o más, la conexión debe ser rechazada.

i. Revestimiento Endurecido.

El revestimiento endurecido, cuando está presente, debe extenderse a no más de $3/16 \text{ pg}$ por arriba de la superficie de la junta con áreas sin rupturas mayores de $1/8 \text{ pg}$ a través de la mayor dimensión. Pequeñas grietas en el revestimiento son permitidas. Las virutas salientes de carburo o gotas no son permitidas.

j. Superficies liberadoras de esfuerzos de las conexiones del aparejo de fondo y de las conexiones de la tubería de perforación extrapesada.

La corrosión formada puede eliminarse de esas superficies con papel esmerilado para determinar la condición de la superficie. Las picaduras con profundidad mayor a $1/32 \text{ pg}$ son causa de rechazo.

k. Grietas.

Todos los cuerpos de conexiones y juntas deben estar libres de grietas visibles. No se permite el esmerilado para eliminar las grietas.

I. Lubricantes de Roscas y Protectores.

Las conexiones aceptables deben estar recubiertas con lubricantes de juntas API sobre todas las superficies de la rosca y de hombro así como los extremos del piñón. Los protectores de roscas deben aplicarse y asegurarse con 50-100 pie-lbs de torque. Los protectores de las roscas deben estar libres de detritos. Si se va a realizar una inspección adicional de las roscas o de los hombros antes del movimiento de tuberías, la aplicación del lubricante de roscas y de los protectores debe posponerse hasta la terminación de la inspección adicional.

3.2.9. Dimensional 1.

3.2.9.1. Preparación.

- a. Toda la tubería debe estar secuencialmente numerada.
- b. Las juntas deben estar limpias de manera que nada interfiera con la medida de cualquier dimensión.

3.2.9.2. Procedimiento y Criterio de Aceptación.

- a. Diámetro Exterior de la Junta.

El diámetro exterior de la caja de la junta debe medirse a $3/8$ pg \pm $1/8$ pg del hombro y debe cumplir con los requerimientos indicados en la Tabla 3.8.

- b. Diámetro Interno del Piñón.

Debe medirse bajo el último hilo más cercano al hombro \pm $1/4$ pg y debe cumplir los requerimientos indicados en la Tabla 3.8. Si la combinación del diámetro interior del piñón con el diámetro exterior de la caja no cumple con dichos parámetros para el grado de tubería aplicable, el cliente debe aprobar su uso o de lo contrario debe ser rechazada.

TABLA 3.8⁽³⁹⁾
Criterio de Aceptación para las Dimensiones de Juntas Usadas
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO NOMINAL Y PESO	CONEXIÓN	GRADO	CLASE PREMIUM				CLASE 2				ESPACIO MÍNIMO DE PINZAS		DIÁMETRO DE ABOCARADO MÁXIMO	DIÁMETRO DE BISEL MÁXIMO
			DIÁMETRO INTERIOR MÁXIMO	DIÁMETRO EXTERIOR MÍNIMO	LONGITUD DE HOMBRO MÍNIMA	LONGITUD DE SELLO MÍNIMA	DIÁMETRO INTERIOR MÁXIMO	DIÁMETRO EXTERIOR MÍNIMO	LONGITUD DE HOMBRO MÍNIMA	LONGITUD DE SELLO MÍNIMA	PIRÓN	CAJA		
2 3/8 6.65	PAC	E	1 3/8	2 25/32	9/64	1/8	1 19/32	2 23/32	7/64	7/64	4	4	2 29/64	2 23/32
		E	2 3/32	3 1/32	3/32	3/32	2 5/32	2 31/32	1/16	5/64	4	4 1/2	2 13/16	3 9/84
	SL-H90 CH	E	2 1/16	3 3/32	3/32	3/32	2 1/8	3 1/16	5/64	5/64	4	4	2 27/32	3 5/32
		E	2 3/32	3 3/16	5/64	3/32	2 5/32	3 5/32	1/16	5/64	4	4 5/8	3	3 9/32
		X	2	3 1/4	7/64	7/64	2 3/32	3 7/32	3/32	3/32	4	4 5/8	3	3 9/32
		D	1 15/16	3 8/32	1/8	2/64	2 1/32	3 1/4	7/64	7/64	4	4 5/8	3	3 9/32
2 2/8 6.85	CH	E	2 7/16	3 15/32	3/32	3/32	2 1/2	3 7/16	5/64	3/32	4	4 3/4	3 1/4	3 5/8
		E	2 15/32	3 1/2	1/16	5/64	2 5/8	3 15/32	5/64	5/64	4	4 5/8	3 9/32	3 59/64
	SL-H90	E	1 31/32	3 8/32	7/64	1/8	2 1/16	3 7/32	3/32	3/32	4	4 5/8	2 31/32	3 9/32
		E	2 17/32	3 11/16	5/64	3/32	2 11/16	3 21/32	7/64	5/64	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32
	NC26	E	2 8/16	3 5/8	1/16	2 5/8	3 9/16	3/64	5/64	3/32	4	5 5/8	3 29/64	4 3/64
		X	2 15/32	3 11/16	7/64	2 9/16	3 5/8	5/64	3/32	4	5 5/8	3 29/64	4 3/64	
G		2 13/32	3 23/32	1/8	2 1/2	3 11/16	3/32	7/64	7/64	4	5 5/8	3 29/64	4 3/64	
G		2 13/32	3 23/32	1/8	2 1/2	3 11/16	3/32	7/64	7/64	4	5 5/8	3 29/64	4 3/64	
2 7/8 10.40	PAC	E	1 7/32	3 3/84	3/16	11/64	1 13/32	3 1/16	3/16	11/64	4	4	2 41/64	3 1/64
		E	2 15/32	3 19/32	9/64	7/64	2 17/32	3 17/32	7/64	3/32	4	4 5/8	3 9/32	3 59/64
	SL-H90	X	2 5/16	3 11/16	3/16	9/64	2 13/32	3 5/8	5/32	1/8	4	4 5/8	3 9/32	3 59/64
		E	2 9/32	3 19/32	9/64	9/64	2 3/8	3 17/32	7/64	1/8	4	4 3/8	3 1/4	3 5/8
	CH	E	2 9/32	3 19/32	9/64	9/64	2 3/8	3 17/32	7/64	1/8	4	4 3/8	3 1/4	3 5/8
		E	1 23/32	3 13/32	3/16	5/32	1 27/32	3 11/32	5/32	9/64	4	4 3/8	3	3 9/32
	NC26	E	2 1/2	3 13/16	1/8	1/8	2 16/32	3 3/4	3/32	7/64	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32
		X	2 5/16	3 29/32	11/64	5/32	2 7/16	3 13/16	9/64	1/8	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32
		G	2 1/4	3 15/16	13/64	11/64	2 3/8	3 7/8	5/32	6/64	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32
		S	2 1/32	4 1/16	17/64	13/64	2 13/16	4	7/32	3/16	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32
		X	2 13/32	3 23/32	9/64	1/8	2 1/2	3 21/32	7/64	7/64	4	5 5/8	3 29/64	4 3/64
		E	2 13/32	3 23/32	9/64	1/8	2 1/2	3 21/32	7/64	7/64	4	5 5/8	3 29/64	4 3/64
3 1/2 13.30	NC31	E	2 1/8	4 1/64	15/64	3/16	2 9/32	3 15/16	13/64	11/64	4	5 1/8	3 33/64	3 31/32
		E	3 5/16	4 17/32	1/8	3 3/8	4 1/2	7/64	7/64	7/64	4	5 5/8	4 1/4	5
	3 1/2 H-90	X	3 5/32	4 5/8	5/32	3 1/4	4 9/16	9/64	9/64	1/8	4	5 5/8	4 1/4	5
		E	2 13/16	4 11/32	9/64	5/32	2 29/32	4 1/4	1/8	1/8	4	5 1/8	3 15/16	4 35/64
	X	X	2 19/32	4 7/16	13/64	3/16	2 23/32	4 3/8	11/64	11/64	4	5 1/8	3 15/16	4 35/64
		G	2 15/32	4 1/2	15/64	13/64	2 21/32	4 13/32	3/16	11/64	4	5 1/8	3 15/16	4 35/64
		X	2 7/8	4 3/8	13/64	11/64	2 31/32	4 5/16	3/16	9/64	4	4 5/8	3 59/64	4 29/64
		E	3 1/16	4 1/2	11/64	9/64	3 1/8	4 7/16	9/64	1/8	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32
	NC38	X	2 7/8	4 18/32	7/32	11/64	3	4 17/32	3/16	5/32	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32
		G	2 25/32	4 21/32	1/4	13/64	2 7/8	4 19/32	7/32	11/64	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32
		S	2 17/32	4 13/36	21/64	1/4	2 29/32	4 19/32	9/32	11/64	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32
		S	2 29/32	5	9/32	7/32	3 1/16	4 29/32	15/64	3/16	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32
3 1/2 15.50	NC38	E	2 21/32	4 17/32	3/16	5/32	3 3/32	4 15/32	5/32	9/64	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32
		X	2 25/32	4 21/32	1/4	13/64	2 29/32	4 19/32	7/32	11/64	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32
	NC40	D	2 21/32	4 23/32	9/32	7/32	2 13/16	4 5/8	15/64	3/16	4	5 5/8	4 9/64	4 19/32
		G	3 1/16	4 15/16	1/4	13/64	3 3/16	4 27/32	13/64	11/64	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32
	S	S	2 13/16	5 3/32	21/64	1/4	2 31/32	4 31/32	17/64	7/32	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32
		S	2 13/16	5 3/32	21/64	1/4	2 31/32	4 31/32	17/64	7/32	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32
4 11.85	NC46	E	4 1/32	5 7/32	7/64	7/64	4 3/32	6 5/32	5/64	3/32	4	9 1/8	4 31/32	6 47/64
		E	3 23/32	4 7/8	1/4	7/64	3 25/32	4 27/32	4/32	3/32	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32

TABLA 3.8 (Continuación)
Criterio de Aceptación para las Dimensiones de Juntas Usadas
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO NOMINAL Y PESO	CONEXIÓN	GRADO	CLASE PREMIUM				CLASE 2				ESPACIO MÍNIMO DE PINZAS		DIÁMETRO DE ABOCADA MIENTO MÁXIMO	DIÁMETRO DE BISEL MÁXIMO	
			DIÁMETRO INTERIOR MÁXIMO	DIÁMETRO EXTERIOR MÍNIMO	LONGITUD DE HOMBRO MÍNIMA	LONGITUD DE SELLO MÍNIMA	DIÁMETRO INTERIOR MÁXIMO	DIÁMETRO EXTERIOR MÍNIMO	LONGITUD DE HOMBRO MÍNIMA	LONGITUD DE SELLO MÍNIMA	PRÓN	CAJA			
4 14.00	NC40	E	3 1/4	4 13/16	3/16	11/64	3 11/32	4 3/4	5/32	8/64	8/64	4	6 1/8	4 13/32	5 1/32
		X O	3 1/16 2 15/16	4 15/16 5	1/4 9/32	13/64 7/32	3 3/16 3 3/32	4 21/32 4 29/32	13/64 15/64	11/64 3/16	4	6 1/8 6 1/8	4 13/32 4 13/32	5 1/32 5 1/32	
	NC48	E	3 15/16	5 9/32	9/64	1/8	4 1/32	5 7/32	7/64	7/64	4	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
		X	3 13/16	5 3/8	3/16	5/32	3 15/16	5 5/16	6/32	1/8	4 1/32	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
		G	3 3/4	5 7/16	7/32	11/64	3 27/32	5 11/32	11/64	5/32	4 1/16	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
		S	3 1/2	5 9/16	6/32	7/32	3 21/32	5 1/2	1/4	3/16	6 7/32	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
4 14.00	4 HB0	E	3 21/32	4 15/16	9/64	1/8	3 23/32	4 7/8	7/64	7/64	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32	
		X G	3 1/2 3 7/16	5 1/32 5 5/32	3/16 7/32	5/32 11/64	3 19/32 3 15/32	4 31/32 5 1/32	5/32 3/16	9/64 5/32	4	5 7/8 5 7/8	4 5/8 4 5/8	5 9/32 5 9/32	
4 14.00	4 SH	E	2 19/32	4 7/16	15/64	3/16	2 23/32	4 3/8	13/64	11/64	4	5 1/8	3 15/16	4 35/64	
4 15.75	NC40	E	3 1/8	4 7/8	7/32	5/32	3 5/32	4 25/32	11/64	5/32	4	4 1/8	4 13/32	5 1/32	
		X	2 31/32	5	9/32	7/32	3 3/32	4 29/32	15/64	3/16	6	5 1/8	4 13/32	5 1/32	
	NC48	E	3 29/32	5 5/16	5/32	9/64	3 31/32	5 1/4	1/8	1/8	4	5 1/8	4 31/32	5 47/64	
		X	3 3/4	5 7/16	7/32	11/64	3 27/32	5 11/32	11/64	6/32	4 21/32	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
		G	3 21/32	5 15/32	15/64	3/16	3 25/32	5 13/32	13/64	11/64	4 1/6	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
		S	3 13/32	5 21/32	21/64	1/4	3 9/16	5 17/32	17/64	13/64	4 1/4	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
	4 HB0	E	3 19/32	4 31/32	5/32	9/64	3 21/32	4 29/37	1/8	1/8	4	5 7/8	4 5/8	5 9/32	
		X G	3 7/16 3 11/32	5 3/32 5 5/32	7/32 1/4	11/64 13/64	3 17/32 3 15/32	5 1/32 5 1/16	3/16 13/64	5/32 11/64	4 4	5 7/8 5 7/8	4 5/8 4 5/8	5 9/32 5 9/32	
	4 1/2 16.80	NC48	E	3 25/32	5 13/32	13/64	11/64	3 7/8	5 11/32	11/64	9/64	4 1/16	6 1/8	4 31/32	5 47/64
			X	3 19/32	5 17/32	17/64	13/64	3 23/32	5 7/16	7/32	3/16	4 5/32	6 1/8	4 31/32	5 47/64
G			3 1/2	5 19/32	19/64	15/64	3 5/8	5 1/2	1/4	13/64	4 3/16	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
S			3 5/32	5 29/32	25/64	19/64	3 5/8	5 21/32	21/64	1/4	4 11/32	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
4 1/2 H99		E	3 29/32	5 11/32	3/16	5/32	4	5 9/32	6/32	1/8	4	6 1/8	4 61/64	5 47/64	
		X G	3 3/4 3 21/32	5 15/32 5 1/2	1/4 17/64	3/16 13/64	3 27/32 3 25/32	5 3/8 5 7/16	13/64 15/64	11/64 3/16	4 1/6 4 5/32	6 1/8 6 1/8	4 61/64 4 61/64	5 47/64 5 47/64	
4 1/2 FH		E	3 5/8	5 3/8	13/64	11/64	3 23/32	5 9/32	5/32	5/32	4 1/32	5 5/8	4 29/32	5 47/64	
		X G	3 13/32 3 6/16	5 1/2 5 9/16	17/64 19/64	7/32 15/64	3 9/16 3 15/32	5 13/32 5 15/32	7/32 1/4	3/16 13/64	4 1/8 4 5/32	5 5/8 5 5/8	4 29/32 4 29/32	5 47/64 5 47/64	
NC50		E	4 5/16	5 23/32	5/32	9/64	4 13/32	5 11/16	9/64	1/6	4 5/16	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
		X G	4 6/32 4 1/16	5 27/32 5 29/32	7/32 1/4	3/16 13/64	4 1/4 4 3/16	5 25/32 5 13/16	3/16 13/64	5/32 11/64	4 3/8 4 7/16	6 1/8 6 1/8	5 3/8 5 3/8	6 5/64 6 5/64	
S	3 13/16	5 11/8	31/64	1/4	3 31/32	5 31/32	9/32	7/32	4 9/16	6 1/8	5 3/8	8 5/64			
4 1/2 28.00	NC48	E	3 5/8	5 1/2	1/4	13/64	3 3/4	5 13/32	13/64	11/64	4 1/4	6 1/8	4 31/32	5 47/64	
		X O	3 13/32 3 1/4	5 21/32 5 23/32	21/64 23/64	1/4 17/64	3 8/16 3 15/32	5 9/16 5 5/8	9/32 5/16	7/32 15/64	4 1/4 4 5/16	6 1/8 6 1/8	4 31/32 4 31/32	5 47/64 5 47/64	
	NC50	E	4 3/16	5 13/16	13/64	11/64	4 5/16	5 3/4	11/64	9/64	4 3/8	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
		X	4	5 15/16	17/64	13/64	4 1/8	5 7/8	15/64	3/16	4 15/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
		G	3 29/32	6 1/32	5/16	15/64	4 1/32	5 29/32	1/4	13/64	4 17/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
		S	3 19/32	6 7/32	13/32	19/64	4 25/32	6 3/32	11/32	17/64	4 21/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
	4 1/2 H90	E	3 25/32	5 13/32	7/32	11/64	3 7/8	5 11/32	3/16	5/32	4 3/32	6 1/8	4 61/64	5 47/64	
		X	3 9/16	5 9/16	18/64	7/32	3 23/32	5 1/2	17/64	3/16	4 3/16	6 1/8	4 61/64	5 47/64	
	4 1/2 FH	E	3 1/2	5 15/32	1/4	13/64	3 5/8	5 3/8	13/64	11/64	4 3/32	6 5/8	4 29/32	5 47/64	
		X	3 7/32	6 6/8	21/64	1/4	3 3/8	5 17/32	9/32	15/64	4 7/32	6 5/8	4 29/32	5 47/64	

TABLA 3.8 (Continuación)
Criterio de Aceptación para las Dimensiones de Juntas Usadas
(Todas las dimensiones en pulgadas)

DIÁMETRO NOMINAL Y PESO	CONEXIÓN	GRADO	CLASE PREMIUM				CLASE 2				ESPACIO MÍNIMO DE PINZAS		DIÁMETRO DE ABOCADA MIENTO MÁXIMO	DIÁMETRO DE BSEL MÁXIMO	
			DIÁMETRO INTERIOR MÁXIMO	DIÁMETRO EXTERIOR MÍNIMO	LONGITUD DE HOMBRO MÍNIMA	LONGITUD DE SELLO MÍNIMA	DIÁMETRO INTERIOR MÁXIMO	DIÁMETRO EXTERIOR MÍNIMO	LONGITUD DE HOMBRO MÍNIMA	LONGITUD DE SELLO MÍNIMA	PIRÓN	CAJA			
5 19.50	NCSG	E	4 3/32	5 7/8	15/64	3/16	4 7/32	5 13/16	13/64	11/64	4 13/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
		X	3 7/8	6 1/32	6/16	15/64	4	5 15/16	17/64	13/64	4 17/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
		G	3 25/32	6 3/32	11/32	17/64	3 15/16	6	19/64	15/64	4 19/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
		S	3 13/32	6 5/16	29/64	21/64	3 5/8	6 3/16	25/64	18/64	4 3/4	5 1/8	5 3/8	6 5/64	
	5 H90	X	3 27/32	5 27/32	19/64	7/32	3 21/32	5 3/4	1/4	13/64	4 13/32	6 3/8	5 7/32	6 1/8	
		G	3 3/4	5 29/32	21/64	1/4	3 7/8	5 13/16	0/32	7/32	4 7/16	6 3/8	5 7/32	6 1/8	
	5 1/2 FH	S	4 1/4	6 3/4	3/8	9/32	4 13/32	6 5/8	5/16	15/64	5 1/16	6 5/8	5 61/64	6 47/64	
		5 1/2 FH	E	4 5/8	6 1/2	1/4	3/16	4 3/4	6 13/32	13/64	11/64	4 - 7/8	6 5/8	5 61/64	5 47/64
			X	4 3/8	6 21/32	21/64	1/4	4 17/32	6 17/32	13/64	13/64	5	6 5/8	5 61/64	5 47/64
G	4 9/32		6 23/32	23/64	17/64	4 7/16	6 5/8	5/16	15/64	5 1/16	6 5/8	5 61/64	5 47/64		
5 1/2 21.50	5 1/2 FH	E	3 29/32	6 1/32	5/16	15/64	4 1/32	5 15/16	17/64	13/64	4 17/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
		X	3 9/16	6 7/32	13/32	19/64	3 25/32	6 3/32	11/32	17/64	4 21/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
		G	3 7/16	6 9/32	7/16	21/64	3 21/32	6 5/32	3/8	9/32	4 23/32	6 1/8	5 3/8	6 5/64	
5 1/2 24.70	5 1/2 FH	E	4 5/8	6 15/32	1/4	3/16	4 3/4	6 13/32	13/64	11/64	4 7/8	6 5/8	5 61/64	6 47/64	
		X	4 11/32	6 21/32	21/64	1/4	4 17/32	6 17/32	17/64	13/64	4 31/32	6 5/8	5 61/64	6 47/64	
		G	4 9/32	6 23/32	23/64	17/64	4 7/16	6 19/32	19/64	15/64	5 1/32	6 5/8	5 61/64	6 47/64	
		S	3 15/16	5 15/16	15/32	21/64	4 5/32	6 13/16	13/32	18/64	5 7/32	6 5/8	5 61/64	7 47/64	
5 1/2 25.20	5 1/2 FH	X	3 15/16	6 7/32	11/32	17/64	4 5/32	6 3/32	0/32	7/32	4 21/32	6 3/8	5 1/2	6 5/8	
		E	4 17/32	6 9/16	9/32	7/32	4 11/16	6 15/32	15/64	3/16	4 15/16	6 5/8	5 61/64	6 47/64	
		X	4 9/32	6 23/64	23/64	17/64	4 7/16	6 19/32	19/64	15/64	5 1/32	6 5/8	5 61/64	6 47/64	
6 5/8 25.20	6 5/8 FH	E	4 5/32	6 25/32	25/64	19/64	4 11/16	6 11/16	11/32	1/4	5 3/32	6 5/8	5 61/64	6 47/64	
		X	3 23/32	7 1/32	33/64	3/8	4	6 7/8	7/16	6/16	5 6/32	6 5/8	5 61/64	7 7/64	
		X	5 15/32	7 1/2	9/32	7/32	5 8/16	7 13/32	1/4	3/16	5 1/2	6 5/8	6 7/8	7 23/32	
		X	5 3/16	7 11/16	3/8	8/32	5 3/8	7 8/16	5/16	15/64	5 5/8	6 5/8	6 7/8	7 23/32	
6 5/8 27.72	6 5/8 FH	G	5 3/32	7 3/4	13/32	19/64	5 9/32	7 5/8	11/32	17/64	5 11/16	6 5/8	6 7/8	7 23/32	
		S	4 11/16	6	17/32	3/8	4 15/16	7 27/32	15/32	21/64	5 13/16	6 5/8	6 7/8	7 23/32	
		E	5 3/8	7 9/16	5/16	15/64	5 1/2	7 15/32	9/32	13/64	5 17/32	6 5/8	6 7/8	7 23/32	
		X	5 3/32	7 3/4	13/32	19/64	5 9/32	7 5/8	11/32	17/64	5 21/32	6 5/8	6 7/8	7 21/32	
6 5/8 27.72	6 5/8 FH	X	4 15/16	7 27/32	15/32	21/64	5 1/8	7 23/32	13/32	9/32	5 23/32	6 5/8	6 7/8	7 23/32	
		G	4 17/32	8 3/32	19/32	13/32	4 75/32	7 15/16	1/2	23/64	6 7/8	6 5/8	6 7/8	7 23/32	

c. Anchura del Hombro de la Caja.

Debe medirse colocando la regla longitudinalmente a lo largo de la junta, extendiéndose en la superficie del hombro, y posteriormente midiendo el espesor del hombro desde esta extensión hasta el abocardamiento (excluyendo el bisel en el diámetro interior). La anchura del hombro debe medirse en el punto de mínimo espesor. Cualquier lectura que no cumpla con el requerimiento de mínima anchura del hombro indicadas en la Tabla 3.8, debe ser rechazada.

d. Espacio de Pinza.

El espacio de pinza del piñón y de la caja (excluyendo el bisel en el diámetro exterior) debe cumplir los requerimientos de la Tabla 3.8. Las medidas del espacio de pinza sobre cajas con cara endurecida no deben incluir la longitud del revestimiento rígido.

e. Hinchamiento de la Caja.

Los calibradores del diámetro interior deben utilizarse para medir el abocardamiento de la caja en el plano más cercano al hombro, excluyendo cualquier bisel en el diámetro interior. Se deben tomar 2 mediciones a $90^{\circ} \pm 10^{\circ}$ entre uno y otro. El diámetro del abocardamiento no debe exceder la dimensión máxima indicada en la Tabla 3.8.

f. Lubricantes de Rosca y Protectores.

Las conexiones aceptables deben estar recubiertas con un lubricante de juntas API sobre todas las superficies de las roscas y de los hombros así como también del extremo del piñón. Los protectores de las roscas deben aplicarse y asegurarse utilizando un torque de 50-100 pie-lbs. Los protectores de roscas deben estar libres de detritos. Si se va a realizar una inspección adicional de las roscas o de los hombros antes del movimiento de las tuberías, la aplicación del lubricante y protectores de roscas debe posponerse hasta la terminación de la inspección adicional.

3.2.10. Dimensional 2.

3.2.10.1. Preparación.

- a. Toda la tubería debe estar secuencialmente numerada.
- b. Las juntas deben estar limpias para que nada interfiera con cualquier medición.

3.2.10.2. Procedimiento y Criterio de Aceptación.

a. Diámetro Exterior de la Junta.

El diámetro exterior de la caja de la junta debe medirse a $3/8$ pg \pm $1/8$ pg del hombro y debe cumplir con los requerimientos indicados en la Tabla 3.8.

b. Diámetro Interno del Piñón.

Debe medirse bajo el último hilo más cercano al hombro \pm $1/4$ pg, y debe cumplir los requerimientos indicados en la Tabla 3.8 (ver Figura 1.9).

c. Anchura del Hombro de la Caja.

Debe medirse colocando la regla longitudinalmente a lo largo de la junta, extendiéndose en la superficie del hombro, y posteriormente midiendo el espesor del hombro desde esta extensión hasta el abocardamiento (excluyendo cualquier bisel en el diámetro interior). La anchura del hombro debe medirse al punto de mínimo espesor (ver Figura 1.9). Cualquier lectura que no cumpla con el requerimiento de mínima anchura del hombro en la Tabla 3.8 debe ser rechazada.

d. Espacio de Pinza.

El espacio de pinza del piñón y de la caja (excluyendo el diámetro del bisel exterior) debe cumplir los requerimientos indicados en la Tabla 3.8. Las medidas del espacio de pinza

sobre cajas con cara endurecida no deben incluir la longitud del revestimiento rígido (ver Figura 1.9).

e. Hinchamiento de la Caja.

Los calibradores del diámetro interior deben utilizarse para medir el abocardamiento de la caja en el plano más cercano al hombro, excluyendo cualquier bisel en el diámetro interno. Se deben tomar 2 mediciones a $90^\circ \pm 10^\circ$ entre uno y otro. El diámetro del abocardamiento no debe exceder la dimensión máxima indicada en la Tabla 3.8.

f. Profundidad del Abocardamiento.

Debe medirse (incluyendo cualquier bisel en el diámetro interior) y debe cumplir con los requerimientos indicados en la Tabla 3.8.

g. Paso del Piñón.

Debe medirse sobre un intervalo de 2 pg iniciando con el hilo completo más cercano al hombro. El alargamiento del piñón no debe exceder de 0.006 pg sobre el intervalo de 2 pg. Se deben realizar dos verificaciones del paso a $90^\circ \pm 10^\circ$ entre uno y otro.

h. Diámetro del Bisel.

El diámetro del bisel tanto en la caja como en el piñón no debe exceder el máximo valor establecido en la Tabla 3.8 (ver Figura 1.9).

i. Anchura del Sello de la Caja.

Debe medirse en su punto más pequeño y debe ser igual o mayor al mínimo valor en la Tabla 3.8 (ver Figura 1.9).

j. Lisura del Hombro.

Debe verificarse colocando una regla a través del diámetro de la cara de la junta y rotando la regla al menos 180° a lo largo del plano del hombro. Cualquier hueco visible debe ser causa de rechazo. El procedimiento debe repetirse sobre el piñón con la regla colocada a

través de una cuerda de la superficie del hombro. Cualquier hueco visible entre la regla y la superficie del hombro debe ser causa de rechazo.

k. Lubricantes de Rosca y Protectores.

Las conexiones aceptables deben estar recubiertas con un lubricante de juntas API sobre todas las superficies de las roscas y de los hombros, así como también el extremo del piñón. Los protectores de roscas deben aplicarse y asegurarse utilizando un torque de 50-100 pie-lbs, y deben estar libres de detritos. Si se va a realizar una inspección adicional de las roscas o de los hombros antes del movimiento de tuberías, la aplicación del lubricante y de los protectores debe posponerse hasta la terminación de la inspección adicional.

3.2.11. Dimensional 3.

Las dimensiones de la Inspección Dimensional 3 están representadas en las Figuras 1.9 para juntas, 3.7 para conexiones del aparejo de fondo y 3.8 para el recalado de la tubería de Perforación Extrapesada.

3.2.11.1. Preparación.

- a. Toda la tubería debe estar secuencialmente numerada.
- b. Las conexiones deben estar limpias de manera que el óxido, el lodo de perforación o el lubricante pueda limpiarse de la rosca o de las superficies del hombro.

3.2.11.2. Procedimientos y Criterios de Aceptación -

- a. Diámetro Exterior de las Conexiones.

El diámetro exterior de las conexiones de caja debe medirse a $4 \text{ pg} \pm 1/4 \text{ pg}$ del hombro, y deben cumplir los requerimientos indicados en la Tabla 3.7 para tubería Extrapesada de

Perforación y en la Tabla 3.9 para Lastrabarrenas.

b. Diámetro Interno del Piñón.

Debe medirse bajo el último hilo más cercano al hombro $\pm 1/4$ pg, y debe cumplir los requerimientos indicados en la Tabla 3.7 para tubería Extrapesada de Perforación y en la Tabla 3.9 para Lastrabarrenas (ver Figura 3.7).

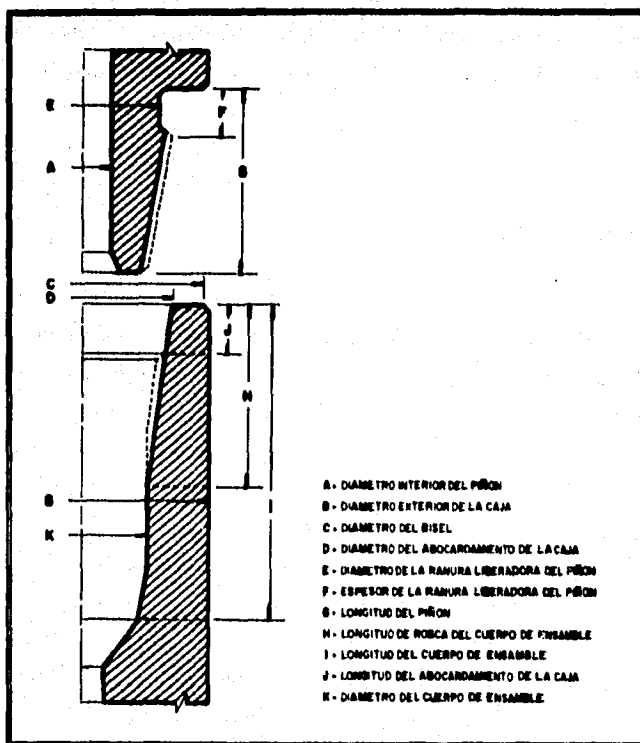


Fig. 3.7 Dimensiones de la Conexión del Aparejo de Fondo⁽⁴⁰⁾.

c. Perfil de la Rosca.

El medidor de perfil debe encajar con los flancos de la rosca de manera que la luz no sea visible en cualesquiera de los flancos o de las raíces de los hilos. Los huecos visibles no

mayores de $1/16$ pg sobre no más de dos crestas de la rosca son permitidos. El desgaste uniforme del flanco menor a 0.010 pg es permitido. Sin embargo, cualquier hueco visible en los flancos de la rosca requerirá la medición del paso del piñón de acuerdo con el párrafo siguiente. Se deben hacer dos chequeos del perfil a $90^\circ \pm 10^\circ$ entre uno y otro en cada conexión.

d. Paso del Piñón.

Debe medirse sobre un intervalo de 2 pg si el calibrador del perfil indica alargamiento del piñón, que no debe exceder de 0.006 pg sobre el intervalo de 2 pg comenzando con el hilo completo más cercano al hombro. Se deben realizar dos chequeos del paso a $90^\circ \pm 10^\circ$ entre uno y otro.

e. Hinchamiento de la Caja.

Se debe colocar una regla a lo largo del eje longitudinal de la caja de la junta. Si existe un hueco visible entre la regla y la junta, el diámetro exterior próximo al bisel debe compararse con el diámetro exterior a 2 pg del bisel. Si el diámetro exterior en el bisel es mayor de $1/32$ pg o más, la conexión debe ser rechazada.

f. Revestimiento Endurecido.

El revestimiento endurecido, cuando está presente, debe extenderse a no más de $3/16$ pg por arriba de la superficie de la junta con áreas sin rupturas. Pequeñas grietas en el revestimiento son permitidas. Las virutas salientes de carburo o gotas no son permitidas.

g. Grietas.

Todos los cuerpos de conexiones y juntas deben estar libres de grietas visibles y del chequeo con vapor. No se permite el esmerilado para remover las grietas.

h. Abocardamiento de la Caja.

Debe medirse lo más cercano al hombro (excluyendo el bisel en el diámetro interior) a $90^\circ \pm 10^\circ$ entre uno y otro. El diámetro del abocardamiento no debe exceder la dimensión

máxima mostrada en la Tabla 3.7 para tubería Extrapesada y en la Tabla 3.9 para Lastrabarrenas (ver Figura 3.7).

i. Muesca Liberadora de Esfuerzos del Piñón.

El diámetro y anchura de la muesca API liberadora de esfuerzos del piñón (si está presente) debe cumplir los requerimientos indicados en la Tabla 3.7 para tubería Extrapesada y en la Tabla 3.9 para Lastrabarrenas (ver Figura 3.7).

j. Cuerpo de Ensamble.

El diámetro y longitud del cuerpo de ensamble (si está presente) debe cumplir los requerimientos de la Tabla 3.7 para tubería Extrapesada y en la Tabla 3.9 para Lastrabarrenas (ver Figura 3.7).

k. Diámetro del Bisel.

Debe cumplir los requerimientos indicados en la Tabla 3.7 para tubería Extrapesada y en la Tabla 3.9 para Lastrabarrenas (ver Figura 3.7).

l. Lisura del Hombro.

Debe verificarse colocando una regla a través del diámetro de la cara de la junta y rotando la regla al menos 180° a lo largo del plano del hombro. Cualquier hueco visible debe ser causa de rechazo. El procedimiento debe repetirse sobre el piñón con la regla colocada a través de un hilo de la superficie del hombro mas cercano al cuello del piñón. Cualquier hueco visible entre la regla y la superficie del hombro debe ser causa de rechazo.

m. Recalcado Central de la Tubería de Perforación Extrapesada.

El diámetro exterior del recalcado central de la tubería extrapesada debe cumplir los requerimientos indicados en la Tabla 3.7. Si la altura del recalcado central difiere por más de 1/8 pg del lado más delgado al lado más grueso, entonces la tubería debe ser rechazada (ver Figura 3.8).

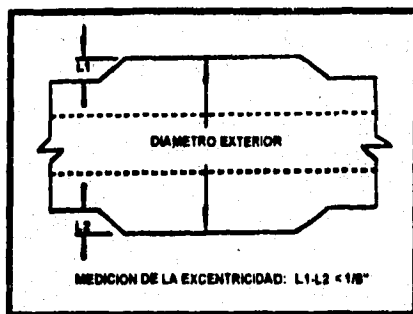


Fig. 3.8 Recalcado Central de la Tubería de Perforación Extrapesada ⁽⁴¹⁾.

n. Espacio de Pinza.

El espacio de pinza en la caja y el piñón (excluyendo los biseles) debe cumplir los requerimientos indicados en la Tabla 3.7 ó 3.9. En las cajas y piñones con cara endurecida, la medida del espacio de pinza debe excluir el revestimiento endurecido. En lastrabarras espirales, el espacio de pinza en la caja y el piñón debe medirse entre los biseles del hombro y la reducción de diámetro más cercana.

o. Lubricantes de Rosca y Protectores.

Las conexiones aceptables deben estar cubiertas con un lubricante de juntas API sobre todas las superficies de las roscas y de los hombros, incluyendo el extremo del piñón. Los protectores de las roscas deben aplicarse y asegurarse utilizando un torque de 50-100 pie-lbs. Los protectores de las roscas deben estar libres de detritos.

TABLA 3.9 ⁽⁴²⁾
Criterio de Aceptación para las Dimensiones de Conexiones Usadas del Aparejo de Fondo
(Todas las dimensiones en pulgadas)

CONEXION	DIAMETRO EXTERIOR NOMINAL	RANGO ACEPTABLE DE INCHASTRO EXTERIOR (in)				RANGO DEL DIAMETRO DEL BUEL (in)			OTRAS DIMENSIONES
		MINIMO		MAXIMO		E. MAYOR O IGUAL	MINIMO	MAXIMO	
		MINIMO	MAXIMO	MINIMO	MAXIMO				
2 3/8 BH	1 1/2	2 21/32	2 29/32	2 23/32	2 5/16	2 1/8	2 23/32	3	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 18 / 32 LONGITUD DEL PIÑON 2 7/8 - 3 1/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 3 9/16 - 6 DIAMETRO DE ENSAMBLE 2 3/32 - 27, 86 DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 1 29/32 - 1 30/32 ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 1/8 LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA 2 1/2 - 2 3/8
2 3/8 PAC	1 1/8 1 3/8	2 27/64 2 29/64	2 21/32 2 3/8	2 21/64 2 29/64	2 29/64 2 29/64	2 3/4 2	2 20/32 2 21/32	2 23/32 2 25/32	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 18/32 LONGITUD DEL PIÑON 2 3/4 - 2 7/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 2 11/16 - 3 3/8 DIAMETRO DE ENSAMBLE 2 11/64 - 2 25/64 DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 1 21/64 - 1 23/64 ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 5/12 LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA 1 7/8 - 2
2 3/8 REC	1 1/2	2 25/32	2 9/64	2 55/64	2 1/64	2 1/4 1 5/8	2 21/32 2 21/32	2 1/32 2 3/32	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 25/32 LONGITUD DEL PIÑON 2 7/8 - 3 1/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 3 9/16 - 6 DIAMETRO DE ENSAMBLE 2 9/64 - 29/64 DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 1 21/64 - 1 23/64 ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 1/32 - 1 1/32 LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA 2 1/2 - 2 5/8
2 3/8 OI	2 1/2 1 3/4	2 1/32 2 4/32	2 22/32 2 26/32	2 14/32 2 21/32	2 28/64 2 18/32	2 1/8	2 1/64	2 1/32	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 27/32 LONGITUD DEL PIÑON 2 7/8 - 2 9/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 15/16 - 2 3/8 DIAMETRO DE ENSAMBLE N/A DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON N/A ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON N/A LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA 2 5/8
NC 26 (2 3/8 H I 2 3/8 BH)	2 1/2 1 3/4	2 11/32 2 1/8	2 22/32 2 27/64	2 14/32 2 17/32	2 28/64 2 18/32	2 5/8 2 5/8	2 2/32 2 10/32	2 2/32 2 15/32	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 3 LONGITUD DEL PIÑON 2 7/8 - 3 1/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 3 9/16 - 9 DIAMETRO DE ENSAMBLE 2 12/32 - 29/64 DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 11/32 - 2 13/32 ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 1/8 - 1 1/32 LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA 2 3/2 - 2 5/8
2 3/8 PAC	1 1/2 1 3/8	2 21/64 2 23/64	2 2/32 2 1/8	2 5/64 2 25/64	2 7/32 2 1/4	2 1/8	2 21/32	2 1/32	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 21/32 LONGITUD DEL PIÑON 2 7/8 - 3 1/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 2 13/16 - 3 3/8 DIAMETRO DE ENSAMBLE 2 11/32 - 29/64 DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 5/32 - 29/32 ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 29/32 LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA 1 5/8 - 2
2 7/8 REC	1 1/2 1 3/8	2 21/64 2 7/32	2 23/32 2 18/32	2 7/16 2 21/64	2 20/32 2 23/64	2 3/8	2 18/32	2 14/32	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 4/32 LONGITUD DEL PIÑON 2 7/8 - 3 1/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 4 1/16 - 5 1/2 DIAMETRO DE ENSAMBLE 2 5/16 - 2 31/64 DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 23/64 - 25 1/64 ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 1/32 - 1 1/32 LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA 2 3/4 - 1 1/2
2 7/8 OH	2 1/2 1 3/4	2 29/32 2 21/32	2 10/32 2 7/32	2 1/64 2 21/64	2 7/32 2 6/64	2 3/4 4	2 17/32 2 12/32	2 20/32 2 25/32	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 8/32 LONGITUD DEL PIÑON 2 7/8 - 3 1/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 2 7/16 - 2 7/8 DIAMETRO DE ENSAMBLE N/A DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON N/A ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON N/A LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA N/A
2 7/8 BH	1 1/2 1 3/8 2	2 21/64 2 23/64	2 25/64 2 12/32	2 11/16 2 29/32	2 19/64 2 7/64	2 1/8 2 3/8	2 27/32 2 23/32	2 28/32 2 11/16	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 7/16 LONGITUD DEL PIÑON 2 7/8 - 2 7/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 4 9/16 - 5 DIAMETRO DE ENSAMBLE 2 50/64 - 2 51/64 DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 51/64 - 2 59/64 ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 1/32 - 1 1/32 LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA 2 11/32 - 2 5/16
NC 27 (2 7/8 H I 2 1/2 BH)	1 1/2 1 3/4 2	2 8/64 2 1/32	2 23/64 2 29/64	2 13/64 2 29/64	2 27/64 2 12/64	2 1/8 2 3/8	2 21/32 2 21/32	2 21/32 4 5/32	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 1/2 LONGITUD DEL PIÑON 2 3/4 - 2 9/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 2 11/16 - 4 1/2 DIAMETRO DE ENSAMBLE 2 21/64 - 2 27/64 DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 51/64 - 2 59/64 ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON 2 1/32 - 1 1/32 LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA 2 3/16
2 1/2 PAC	2 1/2 1 3/4 2	2 27/64 2 21/32	2 4/32 2 27/64	2 27/32 2 21/64	2 1/32 2 15/16	2 3/4	2 1/2	2 18/32	MAXIMO ABOCARDAMIENTO 2 24/64 - 2 31/64 LONGITUD DEL PIÑON 2 1/8 - 2 3/16 PROFUNDIDAD DE LA CAJA 2 11/16 - 2 1/4 DIAMETRO DE ENSAMBLE N/A DIAMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON N/A ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PIÑON N/A LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA N/A

TABLA 3.9 (Continuación)
Criterio de Aceptación para las Dimensiones de Conexiones Usadas del Aparejo de Fondo
(Todas las dimensiones en pulgadas)

CONEXION	DIAMETRO EXTERIOR NOMINAL	RANGO ACEPTABLE DEL DIAMETRO EXTERIOR (IN)						RANGO DEL DIAMETRO DEL BORE (IN)			OTRAS DIMENSIONES
		MÍN. 1 1/8		MÍN. 1 1/4		MÍN. 1 3/8		O, MAYOR O IGUAL	LÍMITE	MÁXIMO	
		MINIMO	MÁXIMO	MINIMO	MÁXIMO	MINIMO	MÁXIMO				
3 1/2 REG	1 1/2	0 13/32	0 13/32	0 11/64	0 13/32	0 3/8	0 3/8	0 3/22	0 3/22	0 3/16	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 5/64	0 5/64	0 7/64	0 11/32	0 1/2	0 1/2	0 4/32	0 4/32	0 5/16	
	2	0 5/32	0 11/32	0 1/64	0 1/6						
	2 1/8										
5 1/2 FH	1 1/2	0 1/16	0 3/16	0 5/64	0 3/64	0 3/4	0 3/4	0 7/16	0 7/16	0 5/8	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 3/32	0 5/32	0 29/32	0 1/2	0	0	0 5/16	0 5/16	0 3/4	
	2	0 19/32	0 9/64	0 23/32	0 21/32						
	2 1/8	0 35/64	0 31/32	0 21/64	0 53/64						
3 1/2 FH	1 1/2	0 5/6	0 5/16	0 29/32	0 11/64	0 7/8	0 7/8	0 15/16	0 15/16	0 9/16	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 29/32	0 17/64	0 15/64	0 5/64	0 1/8	0 1/8	0 3/4	0 3/4	0 7/8	
	2	0 21/32	0 19/64	0 15/16	0 5/64						
	2 1/8	0 19/32	0 1/64	0 21/64	0 27/32						
NC 40 (3 1/2 FH)	1 1/2	0 15/32	0 1/2	0 5/32	0 25/64	0 3/4	0 3/4	0 19/32	0 19/32	0 5/8	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 29/32	0 29/64	0 1/64	0 31/64	0 1/2	0 1/2	0 25/32	0 25/32	0 5/8	
	2	0 7/8	0 29/64	0 1/64	0 17/64	0 1/2	0 1/2	0 21/32	0 21/32	0 5/8	
	2 1/8	0 51/64	0 10/32	0 12/16	0 3/16	0 1/2	0 1/2	0 21/32	0 21/32	0 5/8	
3 1/2 H-BO	1 1/2	0	0 25/64	0 5/32	0 27/64	0	0 21/32	0 27/32	0 27/32	0 5/8	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 25/64	0 19/32	0 1/64	0 5/16	0 1/4	0 1/4	0 3/4	0 3/4	0 5/8	
	2										
	2 1/8										
NC 40 (4 1/2 FH)	1 1/2	0 3/32	0 13/16	0 3/8	0 43/64	0 1/2	0 23/32	0 1/32	0 1/32	0 5/8	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 11/64	0 47/64	0 5/16	0 25/64	0 1/2	0 11/32	0 1/32	0 1/32	0 5/8	
	2	0 3/32	0 5/8	0 15/64	0 7/16	0 3/4	0 3/4	0 17/32	0 17/32	0 5/8	
	2 1/8	0 15/16	0 3/16	0 5/64	0 27/64	0 1/2	0 1/2	0 17/32	0 17/32	0 5/8	
4 H-BO	1 1/2	0 19/32	0 3/32	0 43/64	0 5/64	0 1/2	0 3/32	0 11/32	0 11/32	0 5/8	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 5/16	0 5/32	0 23/32	0 1/64	0 3/4	0 1/2	0 17/32	0 17/32	0 5/8	
	2	0 1/2	0 5/64	0 21/64	0 15/16	0 1/2	0 1/2	0 4/32	0 4/32	0 5/8	
	2 1/8	0 1/16	0 1/16	0 15/64	0 15/64	0 1/2	0 1/2	0 4/32	0 4/32	0 5/8	
NC 40 (4 1/2 FH)	1 1/2	0 1/32	0 11/16	0 13/64	0 17/32	0	0 19/32	0 3/4	0 3/4	0 5/8	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 43/64	0 21/64	0 5/32	0 27/64	0 1/4	0 3/4	0 15/16	0 15/16	0 5/8	
	2	0 15/16	0 37/64	0 7/64	0 23/64	0 1/2	0 20/32	0 1/8	0 1/8	0 5/8	
	2 1/8	0 27/32	0 15/32	0 5/16	0 5/16	0 3/4	0 25/32	0 1/8	0 1/8	0 5/8	
4 1/2 H-BO	1 1/2	0 3/16	0 3/16	0 47/64	0 2/64	0 3/8	0 3/8	0 19/64	0 19/64	0 5/8	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 1/2	0 3/64	0 43/64	0 23/64	0 3/4	0 3/4	0 1/2	0 1/2	0 5/8	
	2	0 7/16	0 1/16	0 19/32	0 29/32	0	0 15/32	0 11/16	0 11/16	0 5/8	
	2 1/8										
4 1/2 FH	1 1/2	0 15/16	0 31/64	0	0 31/64	0 3/4	0 3/4	0 5/16	0 5/16	0 5/8	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 25/32	0 31/16	0 8/32	0 31/64	0 1/2	0 1/2	0 3/8	0 3/8	0 5/8	
	2	0 23/32	0 23/64	0 7/8	0 13/64	0 1/2	0 1/2	0 25/32	0 25/32	0 5/8	
	2 1/8	0 11/32	0 1/16	0 11/16	0 23/64	0 1/2	0 1/2	0 25/32	0 25/32	0 5/8	
4 1/2 H-BO	1 1/2	0 1/16	0 7/64	0 1/4	0 27/64	0	0 17/32	0 25/32	0 25/32	0 5/8	MÁXIMO ABOCARDAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIÁMETRO DE ENSAMBLE DIÁMETRO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMURA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA
	1 3/4	0 1/32	0 11/16	0 5/64	0 13/32	0 1/4	0 1/4	0 1/32	0 1/32	0 5/8	
	2	0 21/32	0 5/8	0 21/32	0 5/64	0 1/2	0 1/2	0 25/32	0 25/32	0 5/8	
	2 1/8	0 13/16	0 27/64	0 21/32	0 6/32	0 1/2	0 1/2	0 25/32	0 25/32	0 5/8	

TABLA 3.9 (Continuación)
Criterio de Aceptación para las Dimensiones de Conexiones Usadas del Aparejo de Fondo
 (Todas las dimensiones en pulgadas)

COMUNIDAD	DIÁMETRO EXTERIOR NOMINAL	RANGO ACEPTABLE DEL DIÁMETRO EXTERIOR (in)				RANGO DEL DIÁMETRO DEL BUEL (in)			OTRAS DIMENSIONES	
		MAYOR O IGUAL		MENOR O IGUAL		O MENOR				
		MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÁXIMO		
MC 50	2 1/4	0 18/32	3 0/16	0 25/32	7 5/64	0 1/4	0 28/32	0 15/16	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 2/9 0 2/8, 0 2/10 0 1/16, 0 1/2
	0 1/2 1/8 0 5/8	0 0/16	7 1/16	0 2/8	7 2/32	0 3/8	0 21/32	0 1/8	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 2/8, 0 0/16
	0 1/2	0 0/16	7 1/16	0 2/32	7 1/64	0 5/8	0 1/8	0 1/2	DIÁMETRO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 2/8, 0 26/32
	0 1/8	0 2/16	7 1/64	0 18/64	0 18/64	0 7/8	0 1/4	0 1/16	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	1/32, 1 1/32
	2 1/2	0 18/64	0 27/32	0 2/8	0 11/16	7 1/8	0 11/32	0 1/16	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	2 28/32, 0 1/16
5 H-50	2 1/4	0 13/32	7 1/8	0 18/32	0 21/64	0 1/2	0 15/16	0 8/32	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 2/32 0 2/8, 0 2/16 0 1/8, 0 5/8
	2 1/2	0 2/8	7 1/16	0 28/64	0 25/32	0 2/4	0 1/32	0 15/32	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 28/64, 0 27/64
	0	0 7/32	0 02/64	0 18/32	0 07/64	0	0	0	DIÁMETRO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 19/32, 0 20/32
	2 1/4	0 1/8	0 48/64	0 2/32	0 28/64	0	0	0	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	1/16, 1 1/32
	2 1/8	0 03/64	0 18/32	0 5/64	0 28/64	0	0	0	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 2/2, 0 1/16
0 1/2 REG	2 1/4	0 11/16	7 18/32	0 28/32	2 0/32	0 5/8	0 1/8	0 5/16	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 1/2 0 2/8, 0 13/16 0 1/16, 0 2/5
	0 1/8	0 11/32	7 27/64	0 28/64	7 1/8	0 3/4	0 1/8	0 1/2	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 22/64, 0 27/64
	2	0 2/32	0 21/64	0 18/32	2 1/64	0 7/8	0 1/8	0 1/16	DIÁMETRO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 22/64, 0 19/64
	2	0 1/32	7 2/64	0 28/64	7 1/8	0 7/8	0 1/8	0 1/16	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	1/32, 1 1/32
	2 1/8	0 2/16	7 1/64	0 2/64	0 23/64	7 1/8	0 5/8	0 1/16	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 2/16, 0 1/16
0 1/2 H 50	2 1/4	0 25/32	2-36/32	7 1/16	7 3/8	0 3/4	0 2/16	0 13/32	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 1/2 0 2/8, 0 13/16 0 1/8, 0 2/8
	2 1/2	0 2/8	7 27/64	0 28/64	7 1/8	0 7/8	0 1/4	0 21/32	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 22/64, 0 25/32
	0	0 1/16	7 23/64	0 27/32	7 3/16	0	0	0	DIÁMETRO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 21/32, 1 1/32
	2 1/4	0 2/16	7 1/64	0 2/64	0 23/64	0	0	0	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	1/32, 1 1/32
	0 1/2	0 1/2	7 1/8	0 5/8	0 01/64	0	0	0	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 5/32, 0 1/16
MC 50	2 1/4	7 17/32	0 8/8	7 12/16	0 11/32	7 1/8	7 1/32	7 1/8	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 0 2/8, 0 1/16 0 1/16, 0
	2 1/2	7 2/16	0 81/32	7 25/32	0 3/16	7 2/4	7 1/8	7 1/8	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 1/16, 0 17/64
	0	7 2/16	0	7 2/8	7 25/32	0	7 1/32	7 1/8	DIÁMETRO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 13/64, 0 18/64
	3 1/8	7 1/32	7 27/32	7 1/4	7 21/32	0	7 21/32	7 1/8	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	21/32, 1 1/32
	3 1/2	0 01/32	7 5/8	7 2/32	2 28/64	0	0	0	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 5/32, 0 1/16
0 1/2 7/8	2 1/4	7 21/64	0 1/8	7 28/64	2 01/64	0 7/8	0 1/2	0 5/16	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 18/16 0 2/8, 0 1/16 0 1/16, 0
	2 1/2	7 18/64	0 23/32	7 28/64	7 08/64	7	0 21/32	0 2/4	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 22/64, 0 26/64
	2 1/8	7 1/16	0 1/32	7 15/32	7 15/64	7 1/8	0 13/16	0 18/16	DIÁMETRO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 21/32, 1 1/32
	2 1/4	7 7/32	2 05/64	7 27/64	2 13/16	7 1/2	7 1/2	7 1/2	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 7/32, 1 1/32
	2 1/8	7 08/64	7 29/32	7 11/32	2 28/32	7 3/4	7 3/32	7 1/2	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 11/32, 0 1/16
0 5/8 REG	2 1/2	7 13/32	0 23/64	7 2/4	0 11/64	7 1/2	7 1/32	7 5/32	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 2/32 0 2/8, 0 1/16 0 1/16, 0
	2 13/16	7 1/2	0 5/16	7 29/32	0 1/8	7 2/4	7 1/32	7 1/32	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 25/64, 0 27/64
	0 1/4	7 28/64	0 1/16	7 28/64	0 28/32	0 1/4	7 2/32	7 2/32	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	1/32, 1 1/32
	2 1/2	7 5/16	0 5/64	7 11/32	7 11/32	0	0	0	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 13/32, 0 5/16
	0	7 01/64	0 1/2	7 2/8	0 18/64	7 2/8	2 2/32	0 2/32	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 1/8 0 2/8, 0 1/16 0 1/16, 0
0 5/8 H 50	2 1/2	7 18/32	0 7/16	7 25/64	0 1/4	7 2/4	7 2/16	7 17/32	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 13/32, 0 19/32
	0	7 0/16	0 28/64	7 25/32	0 18/64	0	0	0	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	1/32, 1 1/32
	2 1/2	7 7/16	0 7/32	7 01/64	0 2/4	0	0	0	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 13/32, 0 1/16
	0	7 01/64	0 1/2	7 2/8	0 18/64	7 2/8	2 2/32	0 2/32	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 1/8 0 2/8, 0 1/16 0 1/16, 0 1/2
	2 13/16	7 18/32	0 7/16	7 25/64	0 1/4	7 2/4	7 2/16	7 17/32	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 13/32, 0 19/32
MC 61	2 1/2	7 01/32	0 28/32	0 01/8	0 21/16	0 2/4	7 23/32	7 13/16	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 0/16 0 2/8, 0 1/16 0 1/16, 0 1/2
	2 33/16	7 18/16	0 7/8	0 21/8	0 21/32	0 1/2	7 23/32	0 3/8	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 18/64, 0 18/64
	0	7 08/32	0 13/16	0 01/2	0 01/8	0 2/4	7 23/32	0 3/16	DIÁMETRO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 18/64, 0 18/64
	3 1/8	7 2/8	0 2/4	0 2/32	0 2/16	0	7 23/32	0 3/16	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 18/64, 0 18/64
	3 1/2	7 13/16	0 11/16	0 1/2	0 18/32	0	7 23/32	0 3/16	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 18/64, 0 18/64
0 5/8 PH	2 1/2	0 0/8	0 01/8	0 2/8	0 13/32	0	7 0/8	7 22/32	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 2/8 0 2/8, 0 1/16 0 1/16, 0
	2 13/16	0 18/32	0 17/32	0 23/32	0 01/8	0 1/4	7 13/16	7 28/32	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 20/16, 0 4/8
	0	0 0/8	0 1/2	0 28/64	0 01/2	0 1/2	7 17/32	0 2/32	DIÁMETRO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 20/16, 0 11/64
	3 1/8	0 17/32	0 2/8	0 28/32	0 18/64	0 5/8	0 5/32	0	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 20/16, 0 11/64
	2 1/2	0 18/32	0 2/8	0 28/32	0 11/64	0 1/4	0 01/2	0 21/32	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 13/32, 0 1/16
2 H-50 CASA COMPLETA	2 1/8	0 2/32	0 01/32	0 23/64	0 20/32	0 1/4	7 5/8	0 1/2	MÁXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA	0 2/8, 0 1/16 0 1/16, 0 1/2 0 17/64, 0 18/64
	2 13/16	0 1/16	0 20/32	0 01/8	0 20/32	0 1/2	7 28/64	0 5/32	DIÁMETRO DE ENSAMBLE	0 2/8, 0 1/32
	0	0 1/32	0 20/32	0 01/2	0 20/32	0	0	0	DIÁMETRO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 20/16, 0 11/64
	2 1/4	7 21/32	0 20/32	0 18/32	0 20/32	0	0	0	ANCHO DE LA RAMPA LIBERADORA DEL PÍNON	0 20/16, 0 11/64
	2 1/8	7 28/32	0 20/32	0 11/64	0 20/32	0	0	0	LONGITUD DE ENSAMBLE DE LA ROSCA	0 18/16, 0 1/16

TABLA 3.9 (Continuación)
Criterio de Aceptación para las Dimensiones de Conexiones Usadas del Aparejo de Fondo
(Todas las dimensiones en pulgadas)

CONDICION	DIAMETRO INTERIOR NOMINAL	RANGO ACEPTABLE DEL DIAMETRO EXTERIOR (IN)				RANGO DEL DIAMETRO DEL BUEL (IN)			OTRAS DIMENSIONES
		DE 1 1/2 O 2		DE 2 1/2 A 4		DE MAYOR O IGUAL			
		MINIMO	MAXIMO	MINIMO	MAXIMO	MINIMO	MAXIMO	MAXIMO	
7 H BO BAJO TORQUE	3 1/2	0 20/32	0 1/8	0 20/32	0 27/32	0 5/8	7 5/8	0 1/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	0 12/16	0 20/32	0 1/8	0 20/32	0 5/8	0	7 5/8	0 1/32	
	5	0 20/32	0 13/64	0 20/32	0 45/64				
	3 1/4	0 20/32	0 5/64	0 20/32	0 45/64				
3 1/2	0 20/32	0 27/32	0 20/32	0 5/8					
7 5/8 REG CARA COMPLETA	2 1/2	0 23/32	0 1/2"	0	0 1/2	0 5/8	0 0/32	0 0/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	2 13/16	0 13/16	0 1/2"	0	0 1/2	0 3/4	0 1/8	0 0/32	
	3	0 11/16	0 1/2"	0 13/16	0 1/8	0 1/8	0 1/7	0 27/32	
	3 1/4	0 5/8	0 1/2"	0 25/32	0 25/64	0 3/8"	0 1/8		
3 1/2	0 15/32	0 1/2"	0 27/32	0 11/32					
7 5/8 REG BAJO TORQUE	0 1/2	0 1/2	0 23/32	N/A	N/A	0 1/2	0 31/32	0 0/32	LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	7 13/16	0 1/2	0 23/32	N/A	N/A				
	0 1/2	0 1/2	0 23/32	N/A	N/A				
	0 1/4	0 1/2	0 6/8	N/A	N/A				
3 1/2	0 1/2	0 1/2	0 1/8	N/A	N/A				
NC 70	2 1/2	0 6/32	10 1/8	0 15/32	10	0 1/2	0 27/32	0 0/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	2 13/16	0 1/8	10 3/32	0 27/64	0 21/32	0 3/4	0 21/32	0 2/8	
	3	0 3/64	10 3/16	0 13/32	0 15/16	10		0 3/8	
	5 1/8	0 1/16	10 5/32	0 5/8	0 25/32				
2 1/2	0 1/32	10 3/32	0 31/64	0 27/32					
3 5/8 H BO CARA COMPLETA	2 13/16	0 5/32	0 3/4	0 27/64	0 0/4	0 1/7	0 23/32	0 0/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	0	0 1/4	0 3/4	0 25/64	0 3/4				
	3 1/4	0 2/32	0 3/4	0 25/64	0 3/4				
	3 1/2	0 3/16	0 3/4	0 13/32	0 3/4				
7 5/8 H BO BAJO TORQUE	2 13/16	0 3/4	10 3/8	0 3/4	10 1/8	0 3/4	0 1/32	0 0/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	5	0 3/4	10 17/32	0 3/4	10 5/64	0 2/8	0 1/8	0 27/32	
	0 1/4	0 3/4	10 9/16	0 3/4	10 1/16				
	3 1/2	0 5/4	10 17/16	0 5/4	10 1/4				
0 5/8 REG CARA COMPLETA	2 13/16	10 1/32	10 1/2	10 11/32	10 1/2	0 5/8	0 1/8	0 1/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	3	10 1/32	10 1/2	10 31/64	10 1/2	0 3/4	0 3/32	0 11/32	
	3 1/4	10 1/2	10 1/2	10 5/16	10 1/2	10	0 13/32	0 17/32	
	3 1/2	0 31/64	10 1/2	10 17/64	10 1/2	10 1/4	0 27/32	0 27/32	
0 5/8 REG BAJO TORQUE	2 13/16	10 1/2	11 3/16	10 1/2	10 59/64	10 1/2	10 1/16	10 17/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	3	10 1/8	11 5/32	10 1/2	10 29/32				
	3 1/8	10 1/8	11 1/8	10 1/2	10 7/8				
	3 1/2	10 1/2	11 3/32	10 1/2	10 53/64				
NC 77	2 13/16	10 1/16	11 17/64	10 25/64	10 25/64	11	0 27/32	10 0/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	0	10 25/64	11 1/4	10 4/8	10 47/32				
	5 1/8	10 1/32	11 23/32	10 11/32	10 15/16				
	3 1/2	10 1/2	11 17/64	10 5/16	10 24/31				
0 5/8 H BO CARA COMPLETA	2 13/16	10 15/32	10 3/4	N/A	N/A	10 0/8	0 3/4	10 1/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	3	10 9/16	10 3/4	N/A	N/A				
	3 1/4	10 27/16	10 3/4	N/A	N/A				
	3 1/2	10 13/8	10 3/4	N/A	N/A				
0 5/8 H BO BAJO TORQUE	2 13/16	10 3/4	11 23/32	10 51/64	11 57/64	10 3/4	10 5/8	10 17/32	MAXIMO ABOCARAMIENTO LONGITUD DEL PÍNON PROFUNDIDAD DE LA CAJA DIAMETRO DE ENSAMBL DIAMETRO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON ANCHO DE LA RAMA LIBERADORA DEL PÍNON LONGITUD DE ENSAMBL DE LA ROSCA
	3	10 3/8	11 17/16	10 25/32	11 13/32	11 1/4	10 1/2	10 25/32	
	0 1/4	10 3/4	11 43/64	10 45/64	11 13/32				
	0 1/2	10 3/4	11 47/64	10 3/8	11 11/32				

3.2.12. Inspección de Conexiones con Luz Negra.

3.2.12.1. Preparación.

Todas las superficies a ser inspeccionadas deben limpiarse a un grado en que las superficies de metal brillante sean visibles y no existan rastros de grasa o se detecte lubricante de roscas. Estas superficies incluyen el total del área maquinada tanto del piñón como de la caja, y cuando menos 1 pg más allá del último hilo en una caja no liberadora de esfuerzos.

3.2.12.2. Procedimiento y Criterio de Aceptación.

- a. La concentración de partícula debe estar en el rango de 0.2 a 0.4 ml/100 ml cuando se mida utilizando un tubo centrífugo de 100 ml, con un tiempo mínimo de asentamiento de 30 minutos.
- b. La intensidad de la luz negra debe medirse con un medidor de luz ultravioleta cada vez que la luz se encienda, después de cada 8 hrs. de operación y al término del trabajo. La mínima intensidad debe ser de 800 microwatts/cm² a 15 pg de la fuente de luz o a la distancia a usarse para la inspección, la que sea mayor.
- c. La bobina magnetizadora debe colocarse sobre la conexión para reforzar (no oponerse) cualquier campo existente. La activación de la corriente magnetizadora y la aplicación de la solución de partícula magnética deben realizarse simultáneamente. La solución debe distribuirse sobre el área descrita en el inciso 3.2.12.1. La corriente magnetizadora debe permanecer al menos durante 2 segundos después de que la solución ha sido distribuida. La solución debe agitarse antes de cada aplicación.
- d. La magnitud y orientación adecuadas del campo se deben verificar bajo luz negra con el indicador de campo de partícula magnética colocado en la superficie interna de cada conexión, mientras la solución está siendo aplicada y el poder esté activado.
- e. Las superficies de inspección de cada conexión deben examinarse bajo luz negra. Si la tubería está rajada, cada intervalo debe girarse para permitir el examen a 360° y para permitir la inspección de áreas bajo solución de arcilla y grava. Se debe utilizar un espejo

para examinar las raíces de la caja. Se debe poner atención a las últimas raíces de roscas conectadas del piñón y de la caja.

- f. Cualquier grieta debe ser causa de rechazo. El pulido para eliminar las grietas no se permite, pero las áreas con indicaciones cuestionables pueden limpiarse nuevamente con una lima suave (no metálica) y re-inspeccionarse. Si la indicación reaparece, la conexión debe ser rechazada.

3.2.13. Inspección Ultrasónica de Conexiones.

3.2.13.1. Preparación.

- a. Los hombros de la caja y las puntas del piñón deben limpiarse al grado en que toda la superficie de metal sea visible.
- b. Las superficies de contacto con picaduras, excoriaciones o salientes de metal pueden dificultar la inspección. La limadura de la punta del piñón o el refrendado del hombro de la caja pueden ser necesarios antes de la inspección, con tal de que se mantengan las tolerancias de las dimensiones.

3.2.13.2. Procedimiento y Criterio de Aceptación.

- a. El líquido acoplador debe distribuirse sobre las superficies de contacto.
- b. Se debe incrementar la ganancia por arriba del nivel de referencia para la exploración.
- c. Cada conexión debe ser explorada a lo largo de los 360°. La velocidad de exploración no debe exceder 1 pg/seg.
- d. Las indicaciones detectadas durante la exploración deben ser evaluadas en el modelo de calibración.

- e. Las indicaciones que excedan el nivel de referencia deben rechazarse sin más evaluación.
- f. Las indicaciones entre el 50-100% del nivel de referencia deben inspeccionarse con Luz Negra (párrafo 3.2.12) para conexiones ferromagnéticas o con Líquido Penetrante (párrafo siguiente) para conexiones no-ferromagnéticas, de otra manera deben ser rechazadas. Cualquier indicación de grieta mostrada por estos métodos es causa de rechazo.

3.2.14. Inspección de Conexiones con Líquido Penetrante.

3.2.14.1. Preparación.

- a. Todas las superficies a ser inspeccionadas deben limpiarse a un grado en que las superficies de metal brillante sean visibles y no existan rastros de grasa o se detecte lubricante de roscas. Estas superficies incluyen el total del área maquinada tanto del piñón como de la caja, y cuando menos 1 pg más allá del último hilo en una caja no liberadora de esfuerzos.
- b. La limpieza debe realizarse con alguno de los siguientes métodos:
 - ^ Vapor,
 - ^ Agua caliente y detergente,
 - ^ Alma de metal, ó
 - ^ Solvente penetrante comercial.
- c. Después de la limpieza, la superficie de inspección debe secarse.
- d. Si se utiliza otro solvente que no sea el comercial, las superficies deben limpiarse finalmente con acetona o un solvente equivalente.

3.2.14.2. Intensidad de Luz Negra.

Para la inspección penetrante fluorescente, la intensidad de la fuente de luz ultravioleta debe verificarse cuando la luz se encienda, después de cada 8 hrs. de operación, y al final del trabajo.

La intensidad debe ser de un mínimo de 800 microwatts/cm² a una distancia de 15 pg o a la máxima distancia de inspección, la que sea mayor.

3.2.14.3. Aplicación del Penetrante.

- a. La pieza de prueba debe inspeccionarse antes que las partes. Si las grietas en la pieza de prueba no son visibles, la inspección no es válida. La causa debe ser corregida y la pieza debe ser probada nuevamente antes de proceder.
- b. El penetrante debe aplicarse sobre las áreas identificadas en el párrafo 3.2.14.1a.
- c. Se debe utilizar un espejo para checar el recubrimiento completo en las roscas de la caja.
- d. No debe permitirse que el penetrante seque. Se debe aplicar penetrante adicional para prevenir el secado, pero si el penetrante seca, la parte debe limpiarse nuevamente.
- e. El tiempo de exposición (tiempo en que el penetrante permanece sobre la superficie de la parte a inspeccionar) debe ser como se indica en la Tabla 3.10, a menos que exista controversia con las recomendaciones. Si éste es el caso, se deben utilizar las recomendaciones del fabricante.

TABLA 3.10 ^(A3)

Temperatura en Superficie (°F)	Tiempo de Exposición (minutos)	
	Mínimo	Máximo
60	20	30
80	15	25
100	12	20
120	10	15

3.2.14.4. Eliminación del exceso del penetrante.

a. Sistemas Visibles de Lavado de Agua.

El exceso del penetrante debe eliminarse con un rocío de agua a baja presión (máximo 50 lb/pg²). La parte debe secarse con aire o con trapos secos y limpios. Si se utiliza aire caliente para secar la parte, la temperatura no debe exceder los 120 °F (48 °C).

b. Sistemas de Solvente (Removedor).

La superficie de la parte debe limpiarse primero con un trapo seco y limpio. El solvente se debe rociar posteriormente sobre un trapo similar y sobre el trapo utilizado para eliminar el penetrante remanente en la superficie. Finalmente, la superficie de la parte debe limpiarse con un trapo seco y limpio. El solvente no debe rociarse, o de otro modo, aplicarse directamente a la superficie de prueba.

c. Sistemas Fluorescentes.

El exceso de penetrante debe eliminarse como se detalló en el inciso 3.2.14.4a ó 3.2.14.4b, pero el proceso debe realizarse bajo luz negra en un área oscurecida.

d. Se debe utilizar un espejo de aumento para checar la completa eliminación del exceso del penetrante de las roscas de la caja.

3.2.14.5. Aplicación del Revelador.

- a. El revelador debe aplicarse dentro de 5 minutos después de la terminación de la operación de secado post-enjuague.**
- b. El método de aplicación del revelador debe proporcionar la cobertura uniforme sobre la superficie a ser evaluada.**
- c. El tiempo de revelado debe ser la mitad del tiempo de exposición permitido para el penetrante, pero no menor a 7 min. ni mayor a 30 min.**

3.2.14.6. Evaluación y Criterios de Aceptación.

- a. La inspección inicial para detectar imperfecciones gruesas y contaminación sobre la superficie debe realizarse dentro del primer minuto posterior a la aplicación del revelador.
- b. La evaluación final debe hacerse después del tiempo total de revelado.
- c. Todas las áreas de interés deben evaluarse por indicaciones de grietas. Las raíces de los últimos hilos conectados de los piñones deben recibir atención particular. Se debe utilizar un espejo para inspeccionar las superficies en la caja.
- d. **Sistemas Fluorescentes Penetrantes.**

La evaluación con luz negra debe realizarse en un área oscurecida. Si se utiliza una lona, se debe tener cuidado de no arrastrarla a través del área de inspección, ya que puede distorsionar o remover las indicaciones.

e. **Grietas.**

Cualquier grieta debe ser causa de rechazo.

f. **Indicaciones.**

Las partes con indicaciones cuestionables deben limpiarse e inspeccionarse nuevamente. Una indicación repetitiva debe ser causa de rechazo. No se permite el esmerilado o pulido de las indicaciones.

- g. Después de la inspección, el penetrante y el revelador deben eliminarse con agua o con solvente. Con penetrante fluorescente, se debe utilizar luz negra para verificar la eliminación completa.

3.2.15. Inspección de la Ranura del Elevador.

3.2.15.1. Preparación.

Las áreas de muesca deben limpiarse de manera que la superficie del metal sea visible sobre la superficie completa de la muesca.

3.2.15.2. Procedimiento y Criterio de Aceptación.

a. Diámetro Exterior de los Lastrabarrenas.

El diámetro exterior de la tubería lastrabarrena debe medirse a $1 \text{ pg} \pm 1/4 \text{ pg}$ hacia la caja desde el hombro del elevador. Se deben tomar dos mediciones a $90^\circ \pm 10^\circ$ entre una y otra. Todas las lecturas deben estar dentro de $+1/16 \text{ pg}$ del diámetro exterior especificado; en caso contrario, el tubo lastrabarrena debe ser rechazado.

b. Las dimensiones deben ser como se muestran en la Figura 3.9.

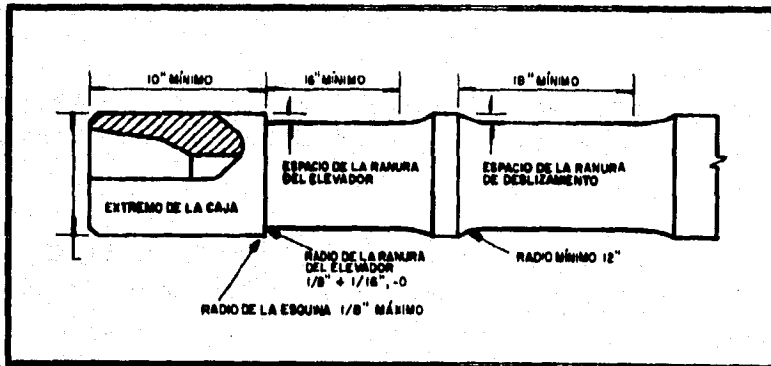


Fig. 3.9

Ranuras en las Tuberías Lastrabarrenas ⁽⁴⁴⁾.

c. Profundidad del espacio de la ranura.

La profundidad del espacio de la ranura deslizante y del elevador se debe determinar colocando una regla a lo largo de la superficie del diámetro externo sobre el espacio de la muesca en 3 lugares separados $120^\circ \pm 10^\circ$ y midiendo la profundidad de la superficie de la muesca. La profundidad del espacio de la ranura deslizante y del elevador debe cumplir con los requerimientos listados en la Tabla 3.11.

TABLA 3.11 ⁽⁴⁸⁾

Diámetro Exterior de la Tubería Lastrabarrera (pg)	Profundidad del Hueco (pg) + 1/32, -0	
	Hueco Deslizante	Hueco del Elevador
4 - 4 ⁵ / ₈	5/32	5/16
4 ³ / ₄ - 5 ⁵ / ₈	5/32	7/32
5 ³ / ₄ - 6 ⁵ / ₈	7/32	9/32
6 ³ / ₄ - 8 ⁵ / ₈	7/32	11/32
≥ 8 ³ / ₄	7/32	3/8

- d. Los tubos lastrabarreras de 8³/₄ pg y mayores deben contener una muesca de elevador con un radio entre 1/8 y 1/4 pg. La esquina exterior del hombro del elevador en todos los lastrabarreras no debe ser usada en un radio mayor a 1/8 pg.

3.3. Evaluación de Imperfecciones.

3.3.1. Aspectos Generales.

3.3.1.1. Notificación al Propietario.

Si en cualquier momento después de haber inspeccionado cincuenta (50) tramos de tubería, el porcentaje rechazado excede el 10% de la tubería inspeccionada, entonces el propietario o su representante deberá ser notificado de inmediato.

3.3.1.2. Especificaciones Actuales.

Se reconoce que las especificaciones de la industria que gobiernan las dimensiones y tolerancias de fabricación de tubería de campo, coples, roscas y recalados son las Especificaciones del API. Estas Prácticas Recomendadas describen los métodos para la inspección de campo para asegurar que las imperfecciones no excedan las especificaciones apropiadas. Esta sección "Evaluación de Imperfecciones", establece los procedimientos y técnicas de la industria para la evaluación uniforme de las imperfecciones encontradas. Cuando las Especificaciones API sean complementadas o modificadas, regirá el documento más reciente.

3.3.1.3. Documentación de Referencia.

Los siguientes documentos de referencia relativos a inspección deberán estar disponibles en el lugar de trabajo:

- ▲ API RP 5A5 (última edición),
- ▲ API Boletín 5T1 (última edición), y
- ▲ Otras secciones relativas a inspección de la especificación API aplicable (5CT, 5D y 5B - últimas ediciones).

Adicionalmente, cuando se conduce una inspección y una calibración de roscas API, debe disponerse de una copia de la última edición del API RP 5B1: "Prácticas Recomendadas para Medición e Inspección de Tubería de Revestimiento, de Producción y de Extremos Lisos".

3.3.2. Inspección API Spec 5CT (Grupos 1 y 2, excepto C-90 y T-95) y API Spec 5D (Grupo 1).

Este procedimiento se utiliza al inspeccionar tubería por imperfecciones y tolerancias de espesor de pared. Si una imperfección de cualquier tamaño en la tubería o en el recalado se extiende bajo el cople, en donde es inaccesible para evaluación, el tramo debe clasificarse como rechazable. Las picaduras que se localizan bajo el cople no son rechazables a menos que esté bien marcado el contorno de la picadura en la circunferencia de la tubería, y además ésta muestra estar muy trabajada.

3.3.2.1. Exploración.

Cuando se encuentran imperfecciones tales como costuras, traslapes o grietas en un tramo de tubería, se debe aplicar el siguiente procedimiento: Explorar la imperfección con una lima o un esmeril llegando hasta el fondo. Si se determina que un tramo es rechazado, se debe dejar una traza del defecto para la verificación del fabricante. También se debe utilizar un martillo pequeño o un cincel para explorar los traslapes y las postas formadas por rodamiento. Las picaduras, cortes y exoriaciones no requieren normalmente del examen con esmerilado para la medición de la profundidad.

3.3.2.2. Medición de Imperfecciones.

Ajustar el medidor de profundidad en cero sobre una superficie plana y medir la imperfección. Verificar la medición antes de rechazar el producto eliminando el barniz, óxido y las salientes de metal de la tubería. No se debe eliminar el acero de la superficie de la tubería ya que la lectura de la profundidad resultaría inadecuada.

Leer la profundidad de la imperfección directamente de la pantalla. El "punto cero" del medidor debe confirmarse después de la lectura o de otra manera la tubería será rechazada. Si el contorno normal de la tubería es irregular o está abollado, el medidor de profundidad debe ponerse en ceros en un punto adyacente a la imperfección.

3.3.2.3. Determinación del Espesor de Pared Remanente.

El espesor de pared remanente en una imperfección lineal se determina como sigue:

- a. Para imperfecciones que penetran la pared aproximadamente de manera vertical, se debe medir el espesor de pared sobre cada lado de la imperfección adyacente a su más profunda penetración. Restar la profundidad de la imperfección del promedio de estas lecturas de espesor de pared.
- b. Para imperfecciones que penetran en la pared en ángulo (por ejemplo un traslape o una grieta en forma de gancho), medir el espesor de pared a cada lado del área explorada en el punto de máxima penetración de la imperfección. Restar la profundidad de la imperfección del promedio de los valores de lecturas de espesor de pared.
- c. Se debe efectuar una medición del calibre en caso de controversia.

3.3.2.4. Imperfecciones y Defectos.

Cualquier imperfección lineal que sea más profunda del 12.5% del espesor de pared especificado, que sea medida desde la superficie de la tubería o que reduzca el espesor de pared remanente en la raíz de la imperfección por abajo del 87.5% del espesor de pared especificado, debe considerarse como un defecto. Cualquier imperfección no lineal, como una picadura, con una profundidad mayor del 12.5% del espesor de pared especificado medida desde la superficie de la tubería, debe considerarse como un defecto. Marcas estampadas de fondo redondo más profundas que el 12.5% del espesor de pared especificado, pero que no lo reducen por abajo del espesor mínimo permitido, no debe considerarse como un defecto. A la tubería defectuosa deberá dársele alguna de las siguientes disposiciones:

a. *Disposición A.*

El defecto puede eliminarse mediante un pulido, cuidando que el espesor de pared no sea menor del 87.5% de lo especificado. Cuando la profundidad de la parte pulida excede el 10% del espesor de pared especificado, el espesor de pared remanente debe verificarse.

b. *Disposición B.*

El tramo debe ser rechazado, pero el defecto debe dejarse a confirmación del fabricante. La sección de tubería que contiene el defecto puede ser cortada dentro de los límites de los requerimientos de longitud, si existe acuerdo entre el propietario de la tubería y el fabricante.

3.3.2.5. Radio de las Picaduras.

Contornear todas las zonas exploradas y las marcas de cincel con un radio abundante en las tuberías aceptables. Además, el área explorada en la tubería aceptable debe recubrirse con inhibidor de corrosión.

3.3.3. Inspección API Spec 5CT (Grupos 3 y 4, C-90 y T-95) y API Spec 5D (Grupo 3).

Se deben implementar los siguientes párrafos cuando se inspeccione tubería por imperfecciones y tolerancias de espesor de pared. Si una imperfección de cualquier tamaño en la tubería o en el recalco se extiende bajo el cople (en tuberías de producción y de revestimiento), en donde es inaccesible para su evaluación, el tramo debe clasificarse como rechazable. Las picaduras que se localizan bajo el cople no son rechazadas a menos que se haya marcado bien el contorno de la picadura en la circunferencia de la tubería, y además muestre estar muy trabajada.

3.3.3.1. Profundidad de la Imperfección del 5 al 12.5%.

Además del procedimiento señalado en el párrafo 3.3.2, se deben seguir los siguientes pasos cuando se encuentra una imperfección mediante una inspección MPI o cuando una prueba de líquido penetrante indica que una imperfección es mayor que el 5% pero menor al 12.5% del espesor de pared especificado.

- a. Si la diferencia entre la profundidad de la imperfección explorada y el espesor de pared adyacente es igual o mayor que el 87.5% del espesor de pared especificado, el tramo es reparable.
- b. Los tramos reparables pueden ser reparados mediante la eliminación completa del defecto. El espesor de pared remanente debe verificarse después de eliminar el defecto. Cuando éste se elimina mediante pulido, se debe contornear el defecto con un radio abundante. Identificar el tramo como una tubería aceptable con una banda de pintura blanca.
- c. Si el tramo no es reparado, debe ser rechazado e identificado con una banda de pintura amarilla.

3.3.3.2. Profundidad de la Imperfección del 5% o menos.

Si la imperfección tiene el 5% o menos del espesor de pared especificado, identificar el tramo con una banda de pintura blanca.

3.3.4. Procedimiento para Evaluar Picaduras.

Cuando se encuentra evidencia de eliminación de defectos por el fabricante, se deben aplicar los siguientes párrafos:

3.3.4.1. Inspección MPI.

Evaluar el área utilizando inspección MPI o líquido penetrante para asegurar la completa eliminación de la imperfección.

3.3.4.2. Medición del Espesor de Pared.

Si no se encuentra ninguna imperfección, medir el espesor de pared en diversos lugares en el área explorada para asegurar que todavía permanece un espesor de pared de 87.5% o más del espesor especificado; en caso contrario, el tramo debe ser rechazado. Referirse al párrafo 3.3.5 para los procedimientos referentes a la determinación del rechazo.

3.3.4.3. Exploración de las Imperfecciones.

Si la imperfección no es completamente eliminada, utilizar una lima o un afilador para explorar toda la profundidad de la imperfección.

3.3.4.4. Espesor de Pared Remanente.

Medir el espesor de pared adyacente en la penetración más profunda del área explorada.

3.3.4.5. Contorno.

Si la pared remanente (el espesor de pared medido menos la profundidad explorada) es del 87.5% o mayor, deberá marcarse el contorno del área explorada con el fin de que el tramo sea aceptable.

3.3.4.6. Criterio de Rechazo.

Si el espesor de pared remanente es menor del 87.5% del espesor especificado, el tramo debe ser rechazado.

3.3.5. Procedimiento para Evaluar la Reducción de Pared de Área Grande.

Cuando se encuentra una reducción de pared de un área grande debido a excentricidad o a otras condiciones inducidas por el fabricante, se aplican los siguientes procedimientos:

3.3.5.1. Medición del Espesor de Pared.

Confirmar el espesor de pared utilizando un dispositivo de medición aceptable.

- a. Cuando se use un calibrador mecánico, éste debe cumplir los requerimientos de construcción en el párrafo 5.20 de la última edición del API Spec 5CT.
- b. Cuando se use un medidor ultrasónico de espesor, si la lectura mínima está en la frontera del 87.5% del espesor de pared especificado, deben tomarse múltiples lecturas para determinar el espesor de pared más bajo. El espesor de pared "medido" se define como el promedio de al menos tres mediciones ultrasónicas dentro de un área superficial de $\frac{1}{4}$ de pulgada. Cada lectura no debe estar alejada de otra al menos por $\frac{1}{8}$ de pulgada.
- c. Las lecturas sencillas no deben ser base de rechazo.

3.3.5.2. Criterio de Rechazo.

Los tramos que tienen un espesor de pared "medido" igual o mayor del 87.5% del espesor de pared especificado, son aceptables. Si el espesor de pared "medido" es menor del 87.5%, el tramo es rechazado. En caso de que haya controversia en las mediciones de espesor de pared, las mediciones directas con calibrador mecánico deberán gobernar como se establece en el párrafo 5.20 de la última edición del API Spec 5CT o en el párrafo 5.4 de la última edición del API Spec 5D.

3.3.6. Procedimiento para Evaluar las Imperfecciones en la Superficie Interior.

Quando una imperfección interior está en el recalado o cerca del extremo de la tubería, pero no en las roscas, se debe intentar explorar y medir la imperfección siempre y cuando el diámetro de la tubería lo permita.

3.3.6.1. Criterio de Rechazo.

- a. Si se encuentra que la imperfección excede la profundidad permisible, el tramo se clasifica como rechazable.
- b. Si se encuentra que la profundidad de la imperfección es menor que la profundidad permisible, la tubería debe clasificarse como aceptable. Una tubería se clasifica como rechazable si la imperfección es mayor que el 12.5% del espesor de pared especificado o si tiene una imperfección lineal que reduce el espesor de pared remanente por abajo del 87.5% del espesor de pared especificado. Otro criterio establece que una tubería será rechazable si la imperfección es una costura, un traslape o una grieta (detectables por una Inspección MPI) con una profundidad mayor al 5% del espesor de pared especificado y si está en un lugar en donde no pueda eliminarse con un esmerilado.

3.3.6.2. Exploración Posterior.

- a. Cuando aparece una señal significativa en una Inspección EMI y/o existe una concentración de polvo magnético, pero no se identifica rápidamente una imperfección, deben utilizarse herramientas y técnicas suplementarias para evaluar estas imperfecciones ya sea como aceptables o rechazables. Las técnicas y herramientas que pueden ser utilizadas son:
 - A Eliminar algunas milésimas de pulgada de la superficie exterior de metal, aplicar un fuerte campo magnético circular e inspeccionar nuevamente con MPI el área en cuestión.

- ▲ Inspeccionar la superficie interior utilizando una fuente de luz de alta intensidad o un calibrescopio.
- ▲ Explorar la superficie utilizando un medidor ultrasónico de espesor .
- ▲ Magnetizar la tubería empleando un campo magnético circular e inspeccionar la superficie interior con MPI en el área en cuestión.

En general, si se encuentra que una imperfección está presente después de la aplicación de dos o más de los métodos anteriores, pero no puede ser medida, ésta debe evaluarse con el método descrito en el párrafo siguiente. Si se encuentra con seguridad que la imperfección excede la especificación aplicable, debe identificarse con una banda de pintura roja.

- b. Como una alternativa a los métodos descritos en el párrafo anterior, se debe utilizar una unidad ultrasónica de ondas de corte para evaluar la imperfección. La unidad se calibra con un modelo de referencia adecuado.
- c. En caso de controversia en las mediciones del espesor de pared, deberá realizarse una medición directa empleando un medidor mecánico.

3.3.7. Evaluación de Imperfecciones en el Recalcado.

3.3.7.1. Imperfecciones Visualmente Detectadas.

La profundidad máxima permisible de las imperfecciones medidas de la superficie a la porción del recalcado de la tubería debe estar acorde con los párrafos 9.7 del API Spec 5CT o el 8.4 del API Spec 5D.

La configuración del recalcado interno en todos los productos con recalcado no debe presentar esquinas afiladas o cambios drásticos de secciones, y debe permitir que una herramienta tipo gancho de 90° sea jalada sin engancharse.

Si una imperfección en el recalcado se extiende bajo el cople (en tuberías de producción y de revestimiento), en donde es inaccesible para la evaluación, el tramo debe clasificarse como rechazable. Las picaduras que se localizan bajo el cople no son rechazadas a menos que esté bien marcado el contorno de la picadura en la circunferencia de la tubería y además ésta muestra estar muy trabajada.

- a. Cuando sea práctico, la evaluación debe hacerse de acuerdo al párrafo 3.3.2.2.
- b. Cuando una imperfección sea inaccesible para mediciones directas de profundidad, ésta debe determinarse empleando un medidor mecánico y/o mediciones ultrasónicas del espesor.
 1. Medir el espesor de pared a cada lado de la imperfección adyacente a su más profunda penetración.
 2. Medir el espesor de pared remanente en la más profunda penetración de la imperfección. Restar el valor del promedio de las mediciones adyacentes de espesor de pared.
- c. La profundidad máxima permisible para imperfecciones visibles en las áreas L_{cu} o L_{iu} de los recalcos de tuberías de perforación de extremos lisos se determina a partir de tolerancias de diámetro API respectivas. El mínimo valor permitido de D_{ou} se utiliza para imperfecciones en la superficie exterior. El máximo valor permitido de d_{ou} se utiliza para imperfecciones en la superficie interior (ver Figura 3.10).

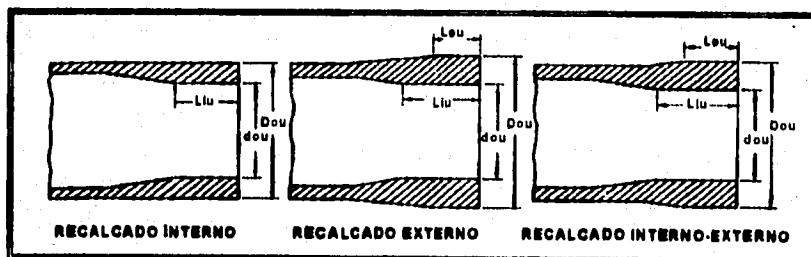


Fig. 3.10 Dimensiones de los Recalcos en Tuberías de Perforación de Extremos Lisos ⁽⁴⁶⁾.

3.3.7.2. Imperfecciones Reveladas por una Inspección MPI.

La profundidad máxima permisible de una imperfección revelada por este método de inspección es la misma que la profundidad permitida para la pared de un tubo (es decir, el 12.5% del espesor de pared especificado).

Si una imperfección en el recalcado se extiende bajo el cople (en tuberías de producción y de revestimiento), en donde es inaccesible para la evaluación, el tramo debe clasificarse como rechazable. Las picaduras que se localizan bajo el cople no son rechazadas a menos que esté bien marcado el contorno de la picadura en la circunferencia de la tubería y además muestre un desgaste considerable.

- a. Cuando sea práctico, la evaluación debe realizarse de acuerdo con los párrafos 3.3.2.1 y 3.3.2.2.
- b. Cuando exista una indicación de partícula magnética significativa en la superficie interior, pero no se identifique rápidamente una imperfección o no sea accesible, entonces debe realizarse una exploración posterior de acuerdo con el párrafo 3.3.6.2a o 3.3.6.2b.

3.3.7.3. Criterio de Rechazo.

- a. El espesor de pared mínimo del recalcado interno y externo de los intervalos de salida no debe ser menor del 87.5% del espesor de pared especificado. En caso de controversia en las mediciones, se deberá utilizar un medidor mecánico.
- b. Una imperfección que tiene una profundidad mayor a la profundidad máxima permisible por API debe considerarse como un defecto.
- c. La tubería que contiene un defecto en la porción de recalcado debe ser rechazada, a menos que pueda eliminarse el defecto mediante pulido. El pulido no debe realizarse en donde el espesor de pared o las tolerancias de diámetro no están especificadas. El pulido no debe producir:
 - ▲ Un espesor de pared menor del 87.5% del espesor de pared especificado en los intervalos de salida del recalcado,

- ▲ Un diámetro exterior menor que el diámetro externo mínimo permisible por API, o
- ▲ Un diámetro interior mayor que el diámetro interno máximo permisible por API.

3.3.8. Evaluación de Imperfecciones en la Superficie Exterior de los Coples.

3.3.8.1. Los coples con picaduras, excoriaciones con fondo redondo, e imperfecciones similares, no son causa de rechazo a menos que la profundidad de la imperfección exceda el valor listado en la Tabla 3.12a.

3.3.8.2. Los coples con marcas de sujeción, con excoriaciones con fondo agudo, e imperfecciones similares, no son causa de rechazo a menos que la profundidad de la imperfección exceda lo listado en la Tabla 3.12a. Si la excoriación tiene una saliente de metal adyacente, esta saliente deberá eliminarse antes de realizar la medición de la profundidad.

TABLA 3.12a ⁽⁴⁷⁾
Imperfecciones sobre la Superficie Exterior de los Coples

PICADURAS Y EXCORIACIONES CON FONDO REDONDO		MARCAS DE SUJECIÓN Y EXCORIACIONES CON FONDO AGUDO	
Coples para tamaños de tubería. Diámetro Exterior en pg.	Profundidad Permisible de Imperfecciones (pg).	Coples para tamaños de tuberías. Diámetro Exterior en pg.	Profundidad Permisible de Imperfecciones (pg).
Tubería de Producción: (todos los grados excepto C-90 y T-95) 2 7/8" y menores 3 1/2" y mayores	0.030 0.045	Tubería de Producción: (todos los grados excepto C-90 y T-95) 2 7/8" y menores 3 1/2" y mayores	0.025 0.030
Tubería de Revestimiento: (todos los grados excepto C-90, T-95 y Q-125) 5 1/2" y pequeñas 6 5/8", 7" y 7 5/8" 8 5/8" y mayores	0.035 0.045 0.060	Tubería de Revestimiento: (todos los grados excepto C-90, T-95 y Q-125) 5 1/2" y menores 6 5/8" y mayores	0.030 0.040
Grados C-90, T-95 y Q-125 Todos los diámetros	0.035	Grados C-90, T-95 y Q-125 Todos los diámetros	0.035

3.3.8.3. Grupo 1 - Grados J-55 y K-55 probados por impacto a 70°F (21°C) y Grado H-40.

Los coples acabados deben estar libres de costuras, grietas y porosidad visible como se especifica en el API Spec 5CT.

3.3.8.4. Grupo 1 - Coples de grados J-55 y K-55.

Las imperfecciones lineales, tales como costuras o grietas sobre la superficie del diámetro exterior, no son causa de rechazo a menos que la profundidad exceda lo listado en la Tabla 3.12b.

3.3.8.5. Todos los Grupos excepto Grupo 1 - Grados H-40, J-55 y K-55.

Las imperfecciones lineales, tales como costuras o grietas sobre la superficie del diámetro exterior, no son causa de rechazo a menos que la profundidad exceda lo listado en la Tabla 3.12b.

TABLA 3.12b^(4b)
Imperfecciones Lineales sobre la Superficie Exterior de los Coples

Diámetro Exterior de Tubería (pg)	Profundidad permisible (pg)						
	Extremos sin Recalcado (NUE)	Extremos con Recalcado Externo (EUE)	EUE con Claro Especial	BTC con Claro Especial	T.R. Buttress (BTC)	T.R. Rosca larga (LTC)	T.R. Rosca Corta (STC)
1.050	0.009	0.011					
1.315	0.011	0.013					
1.660	0.012	0.012					
1.900	0.01	0.013					
2.375	0.015	0.015	0.011				
2.875	0.019	0.018	0.013				
3.500	0.023	0.023	0.015				
4.000	0.023	0.023					
4.500	0.022	0.025		0.013	0.016	0.017	0.017
5.000				0.013	0.018	0.02	0.019
5.500				0.013	0.018	0.02	0.019
6.625				0.014	0.023	0.026	0.024
7.000				0.014	0.021	0.023	0.022
7.625				0.017	0.027	0.029	0.027
8.625				0.018	0.03	0.032	0.031
9.625				0.018	0.03	0.033	0.031
10.75				0.018	0.03		0.031
1.750					0.03		0.031
13.375					0.03		0.031
16.000					0.033		0.032
18.625					0.043		0.041
20.000					0.033	0.034	0.032

3.3.8.6. Grados C-90, T-95 y Q-125.

Las indicaciones de inclusiones no metálicas no son causa de rechazo a menos que su profundidad exceda 0.035 pg y su longitud exceda 0.500 pg.

3.3.8.7. La profundidad de la imperfección debe medirse desde la superficie normal o el contorno del cople extendido sobre la imperfección. El diámetro exterior del cople desgastado debe medirse a través de la superficie desgastada o del contorno del cople (es decir, la superficie inicial o el contorno de la parte pulida resultante de la eliminación del defecto o la imperfección). El diámetro exterior no debe medirse en la base de una imperfección aceptable.

3.3.8.8. Todas las mediciones de profundidad deben realizarse de acuerdo al párrafo 3.3.2.2. La evaluación de imperfecciones lineales como costuras o grietas debe hacerse de acuerdo al párrafo 3.3.2.1.

3.3.8.9. Todas las costuras, grietas o picaduras deben ser eliminadas, y todos los otros defectos o imperfecciones deben ser eliminados o reducidos a límites aceptables mediante maquinado o pulido de la superficie exterior, a condición de que el diámetro resultante esté dentro de las tolerancias especificadas en la Tablas 3.12c.

- a. El maquinado o el pulido no lo debe realizar la compañía de inspección, excepto por orden el propietario del producto.
- b. El pulido debe hacerse aproximadamente dentro del contorno exterior del cople.
- c. El diámetro exterior mínimo resultante del pulido o el maquinado debe medirse con un medidor de pantalla o un calibrador de precisión de roscas profundas con capacidad de leer milésimas de pulgada.

TABLA 3.12c-1⁽⁴⁹⁾
Diámetros Exteriores y Tolerancias para Coples de Tubería de Revestimiento

DIÁMETRO *	ROSCA REDONDA			ROSCA BUTTRESS					
	Diámetro exterior			Diámetro Exterior					
	Regular W			Regular W			Claro Radial Especial Wc		
	Min.	Nom.	Max.	Min.	Nom.	Max.	Min.	Nom.	Max.
4 1/2	4 950	5 000	5 050	4 950	5 000	5 050	4 859	4 875	4 906
5	5 507	5 563	5 619	5 507	5 563	5 619	5 359	5 375	5 406
5 1/2	5 989	6 050	6 111	5 989	6 050	6 111	5 859	5 875	5 906
6 5/8	7 316	7 390	7 464	7 316	7 390	7 464	6 984	7 000	7 031
7	7 579	7 656	7 733	7 579	7 656	7 733	7 359	7 375	7 406
7 5/8	8 415	8 500	8 585	8 415	8 500	8 585	8 109	8 125	8 156
8 5/8	9 529	9 625	9 721	9 529	9 625	9 721	9 109	9 125	9 156
9 5/8	10 519	10 625	10 731	10 519	10 625	10 731	10 109	10 125	10 156
10 3/4	11 632	11 750	11 868	11 632	11 750	11 868	11 234	11 250	11 261
11 3/4	12 625	12 750	12 875	12 625	12 750	12 875	-----	-----	-----
13 3/8	14 250	14 375	14 500	14 250	14 375	14 500	-----	-----	-----
16	16 875	17 000	17 125	16 875	17 000	17 125	-----	-----	-----
18 5/8	19 875	20 000	20 125	19 875	20 000	20 125	-----	-----	-----
20	20 875	21 000	21 125	20 875	21 000	21 125	-----	-----	-----

* El tamaño del cople es igual al de la tubería correspondiente.

TABLA 3.12c-2⁽⁵⁰⁾
Diámetros Exteriores y Tolerancias para Coples de Tubería de Producción

DIÁMETRO *	SIN RECALCADO			RECALCADO EXTERNO					
	Diámetro Exterior			Diámetro Exterior					
	Regular W			Regular y Bisel Especial W			Claro Especial Wc		
	Min.	Nom.	Max.	Min.	Nom.	Max.	Min.	Nom.	Max.
1.050	1.300	1.313	1.326	1.643	1.660	1.677	-----	-----	-----
1.315	1.643	1.660	1.667	1.881	1.900	1.919	-----	-----	-----
1.660	2.033	2.054	2.075	2.178	2.200	2.222	-----	-----	-----
1.900	2.178	2.200	2.222	2.475	2.500	2.525	-----	-----	-----
2 - 3/8	2.846	2.875	2.904	3.032	3.063	3.094	2.895	2.910	2.925
2 - 7/8	3.465	3.500	3.535	3.631	3.668	3.705	3.445	3.460	3.475
3 - 1/2	4.207	4.250	4.283	4.455	4.500	4.545	4.165	4.180	4.195
4	4.702	4.750	4.788	4.950	5.000	5.050	-----	-----	-----
4 - 1/2	5.148	5.200	5.252	5.507	5.563	5.619	-----	-----	-----

* El tamaño del cople es igual al de la tubería correspondiente.

3.3.9. Evaluación de Imperfecciones de Roscas Localizadas Visualmente.

Algunas irregularidades en la superficie no afectarán la resistencia de la junta o el desempeño del sello de presión a menos que sean lo suficientemente grandes como para crear un canal de fuga. Es importante recordar que las crestas de las roscas redondas no se unen a las raíces de las roscas de la pieza de acoplamiento. Por lo tanto, picaduras, grietas, cortes u otras irregularidades menores en la superficie de crestas o raíces de las roscas no son causa de rechazo, siempre y cuando la raíz de la rosca tenga un espacio libre adecuado (altura de la rosca).

- a. Cierta rugosidad en la superficie puede beneficiar el enrosque adecuado manteniendo el lubricante de rosca en su lugar, mientras que la rosca es acoplada durante el enrosque. No debe haber motivo de rechazo de irregularidades menores en la superficie a menos que existan salientes bien determinadas que probablemente puedan actuar como herramientas de corte y puedan crear un canal de fuga. Los flancos de las roscas en el área L_c son los elementos de sello más críticos. Si las imperfecciones del flanco de la rosca se alinean a lo largo del eje longitudinal en esta área, puede ocurrir una trayectoria de fuga y las roscas deben ser rechazadas.
- b. Ocasionalmente se encuentran rayaduras superficiales, golpes menores, e irregularidades superficiales sobre las roscas y no necesariamente son perjudiciales. Debido a la dificultad de definir estas irregularidades y al grado en el cual puedan afectar el desempeño de la rosca, no se puede establecer un criterio general de rechazo. Como una guía de aceptación, la consideración más crítica es asegurar que no existan salientes detectables sobre las roscas que puedan despegar los recubrimientos protectores de las roscas o rayar las piezas de acoplamiento.
- c. Referirse a las Tablas 3.2a y 3.2b para determinar la localización de las áreas roscadas (por ejemplo, L_c y L_4).

3.3.9.1. Nivel de Rechazo en el Área Fuera de L_c .

- a. Picaduras, costuras, traslapes, cortes, y otras imperfecciones son rechazables si penetran a través de la raíz de la rosca, o si exceden el 12.5% del espesor de pared especificado

cuando se mide desde la superficie proyectada de la tubería, cualquiera que sea mayor.

- b. Las trituraciones, golpes o daño mecánico severo como para distorsionar los flancos de la rosca, o para impedir el enrosque, son inaceptables.
- c. La reparación menor en campo de las roscas puede realizarse por acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección.

3.3.9.2. Nivel de Rechazo en el Área L_c .

- a. Cualquier imperfección, como las que se listan en el párrafo 3.2.5.7a (excepto los hilos de cresta negra en roscas buttress) y con tal de que las imperfecciones penetren a través de las crestas de la roscas dentro de sus flancos de sello, son inaceptables.

Con respecto a cortes y rayaduras menores sobre las crestas de roscas buttress, la última edición del API Std. 5B (Tabla 2.4) estipula que para dos hilos con cresta negra (hilos que muestran la superficie exterior original) en el área L_c de roscas buttress no deben exceder el 25% de la circunferencia de la tubería. Esta especificación permite una reducción en la altura de la rosca de aproximadamente 0.013 pg en un hilo y de 0.006 pg en otro hilo. Por lo tanto, cuando no existen hilos con cresta negra, entonces las muescas, cortes, rayaduras, golpes, o reparaciones menores (hechas con lima) sobre las crestas de la rosca pueden ser de no más de 0.013 pg de profundidad si afectan solamente a un hilo en el área L_c y de no más de 0.006 pg de profundidad sobre un hilo adicional en el área L_c .

- b. Cualquier imperfección que sobresalga visiblemente de los flancos, o resulte en una saliente de metal de una o más roscas, es causa de rechazo.
- c. Las roscas de hilos negros en roscas redondas son inaceptables dentro del área L_c .
- d. En tubería de revestimiento buttress, una sola rosca de cresta negra que exceda el 25% de la circunferencia es causa de rechazo. Más de dos hilos de cresta negra en esta tubería es causa de rechazo.
- e. La corrosión superficial menor de roscas, cubriendo no más de la mitad de la circunferencia del área L_c , es aceptable tanto para roscas redondas como buttress.

Las picaduras menores y la decoloración de hilos también se encuentran y no necesariamente son perjudiciales. Debido a la dificultad en definir estas imperfecciones y el grado en el cual afectan al desempeño de la rosca, no se puede establecer un criterio general de rechazo. Como una guía de aceptación, la mayoría de las consideraciones críticas señalan que se debe eliminar cualquier indicio de corrosión sobre la superficie de las roscas y que no debe existir camino de fuga. No se permite limar o pulir las superficies para eliminar las picaduras.

- f. Las quemaduras por arco son rechazables debido a que están constantemente acompañadas por salientes muy duras que pueden cortar ranuras en las roscas de acoplamiento. El teñido con calor de roscas debido al corte térmico para retirar coples o protectores, puede provocar un endurecimiento localizado de las roscas. Esto puede ser causa de rechazo por acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección.
- g. Las reparaciones menores en campo de roscas, utilizando una lima apropiada, pueden realizarse por acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección.

3.3.9.3. Nivel de Rechazo en el Área del Bisel.

- a. El bisel que no presente una circunferencia completa de 360° es causa de rechazo.
- b. Una raíz de hilo que salga sobre la cara frontal de la tubería (y no en el bisel), debido a que una porción del hilo tiene la cresta muy aguda, es causa de rechazo (ver Fig. 3.11).
- c. Un excesivo bisel que produzca un canto en forma de cuchillo (filo de navaja) en la cara de la tubería, es causa de rechazo. La cara de la tubería debe ser limada o pulida (ver Fig. 3.11).
- d. Una rebaba sobre la rosca inicial dentro del bisel en la tubería no es causa de rechazo a menos que la rebaba se pierda o salga de la forma de la rosca de acoplamiento. La rebaba no debe eliminarse si cualquiera de estas posibilidades existe.
- e. Un inicio falso del hilo es causa de rechazo si no se extiende dentro de las roscas principales.

f. Los requerimientos de bisel también se aplican a los coples buttress.

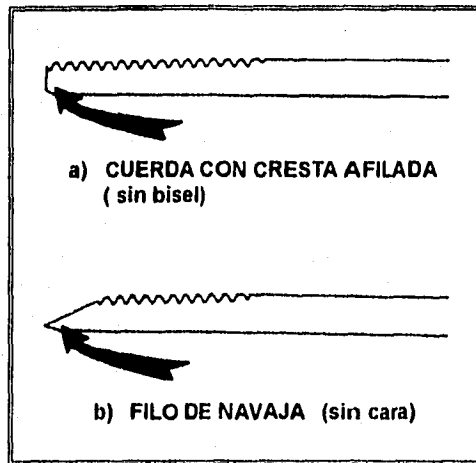


Fig. 3.11. Áreas de Bisel Rechazables ⁽⁵¹⁾.

3.3.9.4. Extremos de las Tuberías.

Los extremos de las tuberías deben explorarse por daños mecánicos y rebabas que puedan ser desalojadas y resultar en excoiación o una capacidad de sello pobre de las roscas. Los cantos afilados y las rebabas detectadas sobre los extremos de la tubería durante la inspección pueden eliminarse mediante el limado o pulido; si no es posible, la tubería debe ser rechazada. La excentricidad visualmente evidente debe reportarse al propietario.

3.3.9.5. Roscas Redondas, Buttress y de Extremos Lisos (Extreme-Line).

Otras imperfecciones visualmente evidentes que no se cubren específicamente en las secciones anteriores, pueden ser perjudiciales para el enrosque, resistencia, capacidad de sello, o pueden resultar en excoiaciones y deben ser reportadas al propietario.

3.3.9.6. Roscas de los Coples.

- a. Debido a que las roscas internas no tienen un área L_c , solamente las roscas dentro del intervalo desde el abocardamiento hasta un plano localizado a una distancia de $J+1$ del centro del cople, deben ser inspeccionadas por los requerimientos del área L_c (ver Fig. 3.2).
- b. Las roscas internas desde el centro del cople hasta un plano localizado a una distancia de $J+1$ no son inspeccionadas por la tolerancia descrita en el punto anterior. Las máquinas de roscar no producen roscas uniformes en el área J debido a que roscan de cada lado utilizando roscadores multi-dentados. Durante el roscado del segundo lado, el lado principal del roscador hace las cuerdas en el área J del primer lado que ha sido roscado.

3.4. Identificación de Tubería Nueva y Coples Inspeccionados.

Esta sección señala las prácticas recomendadas por el API para la identificación uniforme de tubería de revestimiento nueva, tubería de producción, de perforación de extremos lisos, y de coples, todos ellos ya inspeccionados.

La clasificación de cada tramo inspeccionado deberá realizarse solamente por un operador calificado, a pesar de que cualquier persona puede indentificar el tramo con marcas y bandas de pintura.

3.4.1. Colocación de las Marcas.

3.4.1.1. Legibilidad.

No se deben colocar marcas de inspección sobre las marcas del fabricante (excepto las rayas de pintura que identifican la localización del triángulo de roscas buttress) debido a que pueden reducir su legibilidad, a menos que exista una imperfección debajo de tales marcas.

3.4.1.2. Bandas de Pintura.

Todas las bandas de pintura deben ser de aproximadamente de una pulgada de ancho y deben colocarse con cuidado sobre la tubería lo más cercano posible al cople, la caja, o el extremo identificado de la tubería (pero no sobre las roscas). Los colores de las bandas de identificación se muestran en la Tabla 3.13.

TABLA 3.13 ⁽⁵²⁾
Resumen de las Bandas de Identificación para
Inspección de Tubería de Revestimiento Nueva, Producción
y Perforación con Extremos Lisos

IDENTIFICACIÓN	BANDA DE COLOR
Tubería en buen estado (imperfecciones menores que las especificadas)	Blanca
Tubería Reparada Aceptable (misma que la anterior)	Blanca
Tubería que requiere Reparaciones que no se han hecho (si al eliminar la imperfección queda un espesor de pared remanente mayor al 87.5% del espesor especificado)	Amarilla
Tubería No Reparable (las imperfecciones, si se eliminan, deben dejar menos del 87.5% del espesor de pared especificado)	Roja
Rechazadas	Roja
Tubería que falló la Prueba de Calibración del Diámetro Interno de Trabajo (prueba del Drift)	Roja
Tubería que falló las especificaciones API de Dureza	Roja
Tubería que falló las Pruebas Especiales especificadas por el propietario	Verde

3.4.1.3. Marcas de Pulido.

Todas las marcas de pulido exploratorio y de reparación, excepto aquéllas sobre tramos rechazados, deben cubrirse con un material inhibidor de la corrosión.

3.4.1.4. Número Secuencial.

Cada tubería inspeccionada debe tener un número secuencial, preferentemente sobre el extremo de cople, el extremo de caja, o el extremo identificado, marcado con pintura blanca para que pueda ser leído desde el extremo del tramo.

3.4.1.5. Marcado.

Para tubería de 2³/₈ pg y más grande, se deben colocar marcas de pintura blanca sobre la tubería junto a la banda de pintura de inspección o siguiendo las marcas del fabricante. Estas marcas deben identificar la compañía de inspección y la fecha de la inspección (mes y año). Sobre cada tramo rechazado se debe escribir el tipo y la profundidad del defecto con pintura blanca, y la palabra "RECHAZADO" después de la marca del tipo de inspección en pintura blanca.

El formato ilustrado en la Figura 3.12 se presenta como ejemplo solamente sin pretender limitar el número de líneas a utilizar (en tubería de menor diámetro es necesario colocar las marcas a lo largo del eje longitudinal de la tubería). En tubería menor de 2³/₈ pg, puede utilizarse un método de marcado alternativo por acuerdo entre el propietario y la compañía de inspección.

Las técnicas de inspección deben indicarse ya sea describiendo el nombre del método o utilizando las siguientes siglas en inglés:

- | | |
|--------------|--|
| 1. EMI | Inspección Electromagnética |
| 2. SEA | Inspección de Área Final |
| 3. FLD | Calibración del Diámetro Interior de todo el tramo |
| 4. FLMPI | Inspección de Partícula Magnética de todo el tramo |
| 5. VTI | Inspección Visual de Roscas |
| 6. API TG | Medición de Roscas API |
| 7. HRC o HRB | Escala de Dureza Rockwell C (o B) |

- | | |
|---------------------------------------|---|
| 8. PROBADA (valor) lb/pg ² | Prueba Hidrostática |
| 9. UTFL | Inspección Ultrasónica de todo el tramo |

3.4.1.6. Tubería de Perforación sin Juntas.

Todas las bandas de pintura de inspección colocadas normalmente sobre el extremo identificado, deben colocarse al menos a 3 pies de ese extremo.

3.4.2. Identificación de Tubería en Buen Estado (Prime Pipe).

3.4.2.1. Requerimientos.

Cada tramo de tubería que cumpla los requerimientos de la última edición del API Spec SCT o 5D para las inspecciones específicas que se han realizado, se clasificará como tubería en buen estado (Prime Pipe). Cada cople llevará su propia clasificación. Si el tramo tiene conexiones integrales, el tramo y las conexiones deben tener una misma clasificación.

3.4.2.2. Marcas.

Ver Figura 3.12.

- a. Una banda de pintura blanca colocada alrededor de la tubería lo más cercano posible al cople, caja, o extremo identificado.
- b. Las marcas descritas en el párrafo 3.4.1.5.

3.4.3. Identificación de Tubería No Calibrada por Diámetro Interior (No-Drift).

3.4.3.1. Requerimientos.

Cada tramo de tubería que no pase la prueba API de calibración de diámetro de trabajo (Drift), deberá clasificarse como tubería con diámetro de trabajo no aceptable (No-Drift).

3.4.3.2. Marcas.

Ver Figura 3.12.

- a. Una banda de pintura roja alrededor de la tubería lo más cercana posible al cople, caja o extremo identificado.
- b. Una banda de pintura roja alrededor de la tubería en cada lado en donde el mandril de trabajo de la prueba no pasó.
- c. La palabra "NO DRIFT" impresa con pintura blanca sobre el lugar en donde el mandril de trabajo no pasó.
- d. Las marcas descritas en el párrafo 3.4.1.5.

3.4.4. Identificación de Tubería que No Cumple con las Especificaciones API de Dureza.

3.4.4.1. Requerimientos.

Cada tramo de tubería que no cumpla las especificaciones API de dureza se identifica con pintura roja.

3.4.4.2. Marcas.

Ver Figura 3.12.

- a. Una banda de pintura roja alrededor de la tubería lo más cercana posible al cople, caja o extremo identificado.
- b. Un círculo de pintura roja alrededor del área de prueba y una banda de pintura roja alrededor de la tubería en el área de prueba, cuyos extremos se conectan con el círculo de pintura.
- c. El valor de dureza impreso con pintura blanca sobre la tubería o el cople junto al área de prueba.
- d. Las marcas descritas en el párrafo 3.4.1.5.

3.4.5. Identificación de Tubería Reparada.

3.4.5.1. Requerimientos.

Cada tramo de tubería que tenga una imperfección que requiera reparación mediante un pulido, de acuerdo a la especificación aplicable y/o a la práctica recomendada, será clasificado después de la reparación adecuada como tubería en buen estado (Prime Pipe).

3.4.5.2. Marcas.

Cuando la tubería ha sido correctamente reparada, el tramo se considera en buen estado y debe identificarse como se describió en el párrafo 3.4.2.2.

3.4.6. Identificación de Tubería Reparable (No Reparada).

3.4.6.1. Requerimientos.

Cada tramo de tubería con una imperfección que requiera reparación mediante un pulido, de acuerdo a la especificación aplicable y/o a la práctica recomendada, y que no esté reparado, será clasificado como un tramo rechazado reparable.

3.4.6.2. Marcas.

Ver Figura 3.12.

- a. Una banda de pintura amarilla alrededor de la tubería lo más cercana posible al cople, caja o extremo identificado.
- b. Pintura amarilla señalando la longitud y el ancho total de la imperfección sobre la superficie exterior de la tubería.
- c. El tipo y la profundidad de la imperfección impresos con pintura blanca junto a la imperfección.
- d. Las marcas descritas en el párrafo 3.4.1.5.

3.4.7. Identificación de Tubería que Contiene Defectos.

3.4.7.1. Requerimientos.

Cada tramo de tubería que contenga un defecto deberá clasificarse como rechazable. Cuando una tubería tiene un piñón o un caja con conexión integral defectuosa, se debe rechazar todo el tramo.

3.4.7.2. Marcas.

Ver Figura 3.12.

- a. Una banda de pintura roja alrededor de la tubería lo más cercana posible al cople, caja, o extremo identificado.
- b. Pintura roja señalando la longitud y el ancho total del defecto sobre la superficie exterior de la tubería.
- c. Una banda de pintura roja alrededor de la tubería en cada extremo del defecto. En el caso de un piñón defectuoso, la banda de pintura roja se coloca junto a la última rayadura del piñón defectuoso (pero no sobre las roscas).
- d. El tipo y la profundidad del defecto se marcan con pintura blanca junto al defecto. Cuando aparece más de un defecto en un tramo, deben señalarse todos los defectos con pintura roja, pero solamente el defecto más profundo debe ser medido y registrado.
- e. Las marcas descritas en el párrafo 3.4.1.5.

3.4.8. Identificación de Coples en Buen Estado (Prime).

3.4.8.1. Requerimientos.

Los coples que no tienen defectos se clasifican como coples en buen estado (Prime). Cuando un tramo de tubería tiene conexiones integrales, se le debe dar una misma clasificación al tramo y a las conexiones.

3.4.8.2. Marcas.

Ver Figura 3.12.

- a. Si el cople está instalado sobre la tubería, no se requiere la identificación con banda de color.
- b. Si el cople no está instalado en la tubería, se coloca una banda de pintura blanca alrededor del cople en un extremo y el nombre de la compañía de inspección marcado con pintura blanca.

3.4.9. Identificación de Coples Reparados.

Todos los coples que contienen imperfecciones que han sido reparadas y cumplen con los requerimientos para coples (listados en la última edición del API Spec 5CT), se consideran como coples en buen estado (Prime) y deberán identificarse como se describió en el párrafo 3.4.8.2.

3.4.10. Identificación de Coples Reparables (No Reparados).

3.4.10.1. Requerimientos.

Cuando un tramo de tubería tiene un cople movable con imperfecciones que requieren reparación mediante pulido, el cople debe llevar su propia identificación, independiente de la tubería.

3.4.10.2. Marcas.

Ver Figura 3.12.

- a. Una banda de pintura amarilla alrededor del cople.
- b. Pintura amarilla señalando el defecto sobre la superficie exterior del cople.

- c. Pintura blanca sobre un cople no unido que indique el número secuencial de la tubería con una "C" enseguida, y el tipo y profundidad del defecto.

3.4.11. Identificación de Coples Defectuosos.

3.4.11.1. Requerimientos.

Cuando un tramo de tubería tiene un cople con defectos, el cople debe llevar su propia identificación, independiente de la tubería.

3.4.11.2. Marcas.

Ver Figura 3.12.

- a. Una banda de pintura roja alrededor del cople.
- b. Pintura roja señalando el defecto sobre la superficie exterior del cople.
- c. Pintura blanca sobre un cople instalado que indique el número secuencial de la tubería con una "C" enseguida, y el tipo y profundidad del defecto.

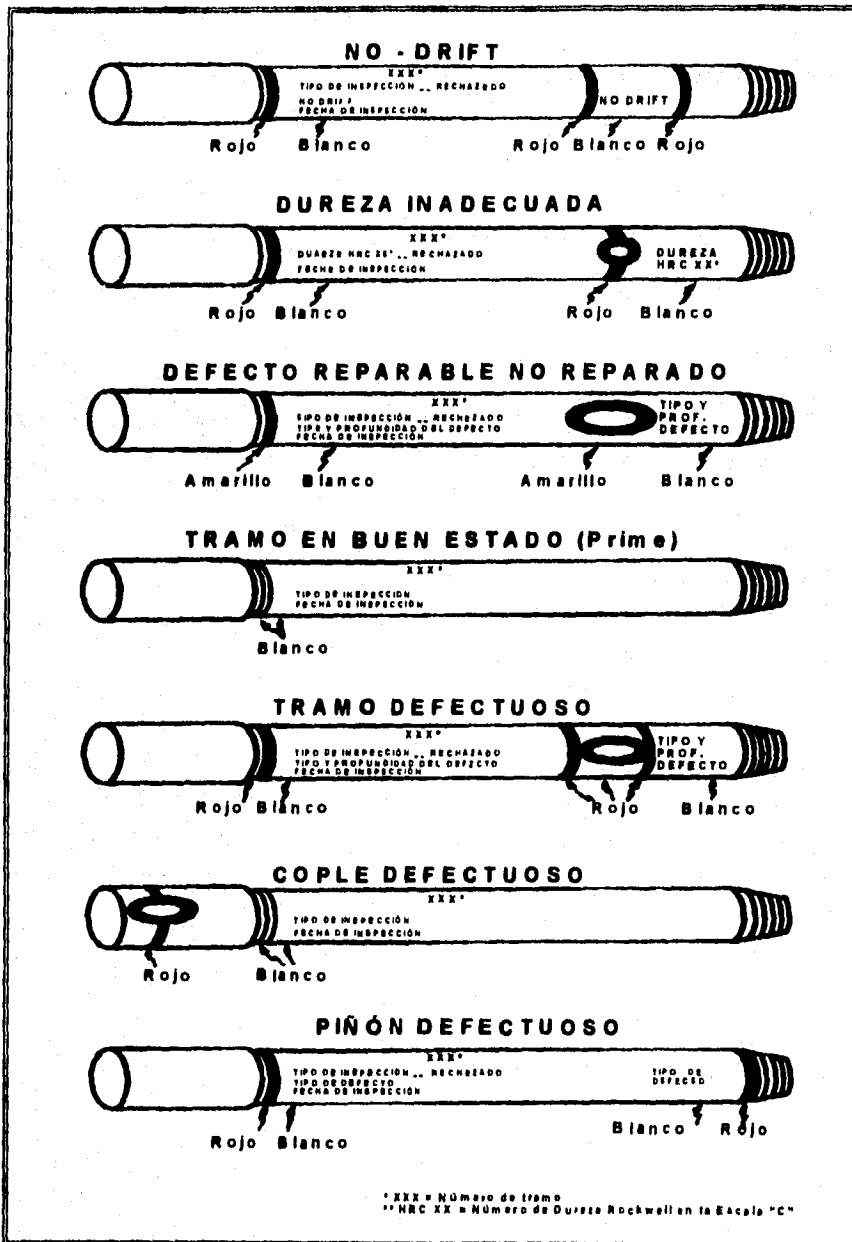


Fig. 3.12 Identificación de Tubería Nueva y Coples Inspeccionados⁽⁵³⁾.

3.5. Procedimientos de Post-Inspección.

3.5.1. Registro de los Tramos.

3.5.1.1. Limpieza.

Eliminar todo el polvo magnético y el material de limpieza de la superficie de la tubería y de los coples. No contaminar la tubería cercana durante este proceso.

3.5.1.2. Protectores de Roscas.

Revisar los protectores de roscas para asegurar que se hayan instalado correctamente.

3.5.1.3. Procedimiento de Registro.

Registrar cada tramo de tubería de revestimiento y de producción considerando la longitud total (incluyendo las roscas y los coples). Se debe llevar un registro de la tubería reparada y de la tubería rechazada.

3.5.2. Recuento de los Tramos.

3.5.2.1. Separación de la Tubería.

Separar la tubería en buen estado de toda la demás tubería, cuando sea práctico.

3.5.2.2. Categorías del Recuento.

Contar los tramos en cada una de las categorías listadas, y asegurarse de verificar los recuentos totales después del recuento inicial.

- a. Tubería en buen estado con conexiones en buen estado, incluyendo tubería reparada.
- b. Tubería en buen estado con conexiones defectuosas.
- c. Tubería API 5CT C-90, T-95, SR2, y Grupo 3 y 4, y tubería API 5D Grupo 3 y SR2 con defectos que abarcan del 5 al 12.5% y que no ha sido reparada (marcadas con una banda de pintura amarilla).
- d. Tubería que contiene defectos marcados con una banda de pintura roja.

3.5.3. Identificación.

Identificar con pintura cada tramo de tubería con las marcas descritas en la sección anterior (3.4).

3.5.4. Limpieza del Lugar.

Antes de abandonar el lugar de trabajo, el operador debe asegurarse de que la tubería ha sido adecuadamente colocada en los soportes (burros) y que toda la tubería tenga las tiras de madera necesarias entre cada nivel.

3.5.4.1. Colocación de la Tubería en los Soportes (Burros).

El operador debe verificar que cada hilera de tubería se haya asegurado adecuadamente (con calzas), y que no se deje ninguna tubería suelta o insegura que pueda girar o caerse de los burros.

No debe dejarse tubería en el suelo. Los materiales para colocar la tubería en los burros serán proporcionados por el propietario.

3.5.4.2. Eliminación de Escombros.

El lugar de trabajo debe quedar ordenado y limpio de cualquier escombros relacionado con el trabajo.

3.5.4.3. Disposición de Solventes.

Los solventes de limpieza no deben arrojarse al suelo en el lugar de trabajo.

3.5.5. Documentación.

Una vez que el trabajo ha terminado, el cliente tendrá una copia del reporte de la inspección completa y una orden de trabajo, la cual deberá firmarla al mismo tiempo. La terminología de los defectos del cuerpo de la tubería debe cumplir con la última edición del API Boletín 5T1 en donde sea aplicable. La terminología para los defectos de roscas debe ser consistente con el párrafo 3.1.5.7.

Estado Actual de la Tecnología.

En las últimas dos décadas, prácticamente todas las tuberías ferromagnéticas sujetas a pruebas no destructivas han sido procesadas por sistemas de inspección automáticos utilizando la técnica de dispersión de flujo magnético (EMI). Esta técnica consiste en la magnetización del material en dirección perpendicular a la dimensión predominante del defecto y posteriormente buscar las distorsiones en el campo magnético (dispersión de flujo) causadas por los defectos.

La dispersión de flujo magnético se presta para la inspección de productos ásperos y produce sistemas de inspección que son rápidos, económicos y generalmente apropiados para el ambiente del campo petrolero. En los últimos años, sin embargo, las técnicas ultrasónicas, más lentas y más costosas, han ganado considerable aceptación en la inspección de tuberías debido a que tienen las siguientes ventajas:

- ▲ Son virtualmente inmunes al "ruido magnético" que producen las propiedades físicas de ciertos metales, ruido que afecta drásticamente a las inspecciones por dispersión de flujo magnético.
- ▲ Pueden penetrar profundamente en el metal, lo que proporciona una buena detección de defectos internos explorados desde la superficie exterior.
- ▲ Indican la presencia de defectos muy pequeños.
- ▲ Pueden inspeccionar tubos de cualquier clase de metal y no solamente aleaciones ferrosas como ocurre en la inspección por dispersión de flujo magnético.

Aunque los métodos ultrasónicos son especialmente efectivos para detectar defectos en tubos con espesores de pared mayores a $1/2$ pg, las limitaciones de la inspección por dispersión de flujo magnético no se deben al método propiamente dicho, sino a la forma en que se aplica la

dispersión de flujo. Por tanto, en este capítulo se mencionarán algunos de los principales adelantos tecnológicos cuya operación se basa en estas dos técnicas principales de inspección.

4.1. Métodos Electromagnéticos.

4.1.1. Sistema Automatizado de Inspección de Juntas de Sartas de Perforación - ATIS.

Las fallas en las conexiones de las sartas de perforación son un problema muy costoso para la industria. Las inspecciones convencionales no destructivas involucran generalmente el uso de partículas magnéticas y su confiabilidad está limitada por factores humanos como la habilidad y la agudeza visual del inspector, sin mencionar el alto grado de limpieza requerido para la aplicación de las partículas.

El nuevo Sistema Automatizado de Inspección de Juntas (ATIS por sus siglas en inglés, Automated Tool-joint Inspection System) se basa en las teorías de la inspección por dispersión de flujo magnético (EMI). El método analiza los disturbios (es decir, la dispersión de flujo) dentro de un campo activo o un campo residual magnético causado por la presencia de un defecto o una discontinuidad. ATIS es capaz de inspeccionar conexiones comunes en tubería de perforación y en lastrabarreras, tanto en el patio de tuberías como en el sitio del equipo de perforación (en tierra y costafuera).

El ATIS consiste de dos cabezales detectores que unen las roscas del piñón y la caja respectivamente, de una consola electrónica que controla la operación y la salida del sistema, y de un cabezal detector asociado que maneja el equipo. Cada cabezal detector contiene una bobina magnetizadora que induce un campo magnético longitudinal de circuito cerrado en la conexión que está siendo inspeccionada. La dispersión de flujo magnético se detecta por una sonda que contiene dos elementos Hall montados sobre las crestas de las roscas. Una manga cónica, no

magnética, protege las partes internas de la conexión y proporciona una superficie lisa para la sonda detectora mientras explora sobre una trayectoria elíptica sobre las áreas críticas de las roscas.

La consola electrónica proporciona la energía para la bobina magnetizadora, para los instrumentos electrónicos del procesamiento de la señal, para los registradores de gráfica y para el circuito lógico que controla la operación automática del sistema. La inspección automatizada consiste en efectuar la exploración utilizando magnetización tanto activa como residual. La exploración activa es particularmente sensible a defectos asociados con pérdida de material, tales como grietas por fatiga y picaduras por corrosión, mientras que la exploración residual es particularmente sensible a los defectos asociados con cambios en la permeabilidad magnética debido a la deformación plástica, tales como el alargamiento del piñón y roscas trituradas. El diseño de la consola y de los controles es similar al de muchos otros sistemas EMI de inspección del cuerpo de tubería de perforación.

La tubería a ser inspeccionada se gira en medio de los cabezales detectores, en donde unas pinzas operadas neumáticamente sostienen a la tubería en la alineación correcta, permitiendo que los cabezales se acoplen hacia las conexiones. El operador activa el sistema y la exploración se realiza automáticamente. La señal de salida se despliega en tiempo real sobre un registrador de gráfica desde el cual el operador decide si se requiere o no una investigación posterior. Una vez terminada la exploración, los cabezales se desacoplan y se retiran, las pinzas se abren y la tubería se gira hacia afuera del equipo. Los rangos de magnetización y del control del nivel de señal se especifican para el tamaño y tipo de conexiones a inspeccionar, estos ajustes se han establecido mediante una inspección extensiva de piezas de prueba representativas.

Las conexiones cuyas exploraciones indican la presencia de imperfecciones se apartan para una subsecuente y rigurosa inspección utilizando técnicas convencionales como MPI. El tiempo promedio de una investigación completa ATIS para una junta simple en una tubería es de aproximadamente 2 minutos, mientras que una inspección MPI puede tomar alrededor de 10 minutos por cada junta en la tubería. Además, este nuevo sistema es capaz de inspeccionar la mayoría de las conexiones en una sarta de perforación común, con diámetros exteriores de 4¹/₂" a 10" y con diámetros interiores de 1³/₄" a 4".

ATIS proporciona diversas ventajas significativas sobre las técnicas no destructivas existentes para la inspección de las conexiones de la sarta de perforación, incluyendo:

- ▲ Proceso de inspección automática con una capacidad de repetición excelente y una dependencia reducida del operador.
- ▲ Requerimiento mínimo de la limpieza de la rosca antes de la inspección.
- ▲ Registro permanente de la inspección al proporcionar una copia de los resultados.
- ▲ Facilidad de calibración utilizando una conexión estándar que puede ser explorada a intervalos regulares para asegurar que la sensibilidad del sistema se mantenga.
- ▲ Es capaz de resaltar sólo las conexiones sospechosas cuando se inspecciona un gran número de ellas (por ejemplo, al inspeccionar una sarta de perforación). De esta manera, el esfuerzo de la inspección manual se reduce grandemente, y de aquí que la posibilidad de errores por parte de los inspectores sea limitada.

Como conclusión, el ATIS es una nueva e importante herramienta para reducir las fallas en las sartas de perforación. Es capaz de inspeccionar diámetros diversos de conexiones en la sarta, y se basa en prácticas y procedimientos convencionales de la industria para pruebas de campo no destructivas. Reduce la dependencia del operador, mejora la confiabilidad de la inspección y limita la probabilidad del error humano reduciendo el tedioso trabajo de las inspecciones manuales.

4.1.2. Scanalog de Cabeza de Pozo.

Actualmente, existe una nuevo sistema automático totalmente computarizado desarrollado por Baker y conocido como **Wellhead Scanalog** (Scanalog de cabeza de pozo), que combina la economía y simplicidad de una inspección en el sitio de pozo con la precisión y confiabilidad de una inspección electromagnética.

Esta nueva herramienta está diseñada para montarse sobre el cabezal del pozo o el preventor de brotes (BOP, Blowout Preventer), en donde la inspección se realiza como una parte integral de la operación de sacar tubería. Tan pronto como la tubería se asoma por el piso de perforación, se obtienen resultados precisos y cuantitativos.

El Scanalog detecta y clasifica los defectos inducidos por el servicio de los productos, tales como desgaste en la varilla de succión de bombeo mecánico y las picaduras por corrosión. La

inspección se realiza a la velocidad con la que la tubería se saca o se mete al pozo en un equipo de reparación, detectando tanto los defectos externos como internos de la tubería de producción. El cabezal de inspección, que aloja el núcleo de inspección y los sensores, se monta sobre el preventor o el cabezal del pozo (Figura 4.1), y un sistema de instrumentos computarizados se implementan en un trailer conectados a través de un cable, desde donde el operador monitorea la inspección.

Anterior a este diseño, se desarrolló un estudio completo de cómo conjugar la inspección de tubería con una operación de reparación. Este estudio produjo el siguiente criterio de diseño:

- a. El cabezal de inspección tenía que colocarse fuera del área de acción de la operación de reparación. Además, tenía que ser lo suficientemente pequeño para minimizar la altura del piso de perforación y lo suficientemente fuerte para soportar el peso de la sarta.



Fig. 4.1 Scanalog de Cabeza de Pozo ⁽⁵⁴⁾.

- b. Los métodos de inspección tenían que ser completamente independientes a la velocidad de la tubería. Un equipo de reparación puede sacar la tubería del pozo aproximadamente a 400 pie/minuto.
- c. El sistema de detección tenía que explorar la tubería tal cual saliera del agujero, ya sea cubierta con lodo, incrustaciones, o parafina.
- d. El sistema tenía que ser extremadamente confiable desde un punto de vista operacional ya que una falla durante la inspección podría incrementar el tiempo de equipo e interferir con la operación de reparación. Los métodos de inspección debían estar diseñados para operar sin tener contacto con la tubería, con sondas y sensores colocados a 0.6 pg de la tubería. Nada podría tocar al tubo, excepto los limpiadores de goma utilizados para centrar el sistema. Nada podría rotar o tener movimiento.
- e. Ya que la tubería tenía que ser clasificada después de algunos segundos de que pasara a través del cabezal de inspección, la inspección tenía que ser cuantitativamente más precisa que los métodos utilizados en los sistemas convencionales.

Debido a que las condiciones de aspereza y oxidación de la superficie de la tubería impedían el uso de métodos ultrasónicos para este tipo de inspección, y a que los métodos de radiación son limitados en cuanto a la velocidad y a la cobertura, en el diseño final se incluyeron tres métodos electromagnéticos:

- a. Un método de campo magnético rotatorio cuyo movimiento y el de los sensores se logra electrónicamente por una computadora sin rotación mecánica. Incluye un arreglo de bobinas distribuidas alrededor de la circunferencia de la tubería. La computadora circula corrientes de fase y amplitud controladas precisamente a través del arreglo. La distribución de tiempo y espacio de estas corrientes produce un campo magnético radial de amplitud constante que rota a una velocidad uniforme diseñada para proporcionar una inspección con cobertura completa a la máxima velocidad lineal de la tubería. La detección de los defectos es realizada por sensores distribuidos alrededor de la tubería.
- b. Se desarrolló un método de dispersión de flujo magnético modificado para la detección y medición de las picaduras por corrosión mediante arreglos de detectores de configuración especial. Los arreglos se diseñan para procesar geométricamente el patrón de dispersión

de flujo de los defectos para producir señales predominantemente relacionadas con la profundidad de la picadura.

- c. La sección de área de la tubería se mide a través de un método de densidad de flujo recientemente desarrollado proporcionando el promedio del espesor de pared de la tubería, perfeccionando así la medición de las picaduras por corrosión. Con este método, la señal contiene información de la profundidad de la picadura pero no necesariamente de la cantidad de metal remanente en el fondo de la picadura. Consecuentemente, los resultados de la inspección dan la profundidad de la picadura como un porcentaje del espesor de pared refiriéndose generalmente al espesor nominal y no tomando en cuenta el espesor de pared real en el área del defecto. En el Scanalog, la computadora correlaciona la información del método de picaduras por corrosión con la información proporcionada por el promedio del espesor de pared para clasificar la severidad de la picadura como un porcentaje del promedio de pared en lugar de la pared nominal.

Estos tres métodos electromagnéticos separados fueron diseñados para trabajar juntos y traslaparse en un espacio muy reducido. No requieren contacto con la tubería ni rotación mecánica, y están incorporados en un núcleo de inspección en forma de dona que está dentro de la carcasa del cabezal de inspección. La computadora procesa y combina la información de las tres inspecciones y posteriormente la muestra en un registrador de gráfica en forma de pérdida porcentual de pared: un trazo muestra el promedio del espesor de pared, un segundo trazo las picaduras por corrosión, y un último trazo, el desgaste de la varilla de succión y las áreas de corrosión extendida. La velocidad del registrador es proporcional a la velocidad de la tubería, produciendo así registros de longitud constante a pesar de la longitud de la tubería y proporcionando información precisa de la localización de los defectos a lo largo de la tubería.

La experiencia de campo ha demostrado que este nuevo equipo puede ser montado y calibrado en un tiempo aproximado de una hora y su precisión global está entre el 2-4% basada en el espesor de pared remanente. El único defecto al cual la unidad no es particularmente sensible, es a las grietas longitudinales. Debido a que la unidad fue diseñada para localizar picaduras y defectos longitudinales amplios (como el desgaste de la varilla de succión), se producen señales distorsionadas a partir de defectos agudos y estrechos (como lo es una grieta).

4.1.3. Sensores Semiconductores.

Los sistemas electromagnéticos que utilizan bobinas de exploración o dispositivos de rayos gamma son voluminosos e ineficientes para detectar pequeñas imperfecciones o pérdidas de pared en las tuberías. Esto ha provocado el avance de los sistemas de inspección electromagnética (EMI) utilizando sensores semiconductores sofisticados de tamaño reducido que son capaces de detectar la dispersión de flujo de los defectos y detectar pérdidas en la pared de la tubería, y además ofrecer una cobertura total del área de la tubería al mismo tiempo que una alta resolución de los defectos. Actualmente, estos sensores se encuentran disponibles en equipos nuevos o pueden utilizarse para renovar equipos de inspección existentes.

Cuando se utilizan en una unidad estándar de inspección de tubería, estos sensores pueden revelar con mayor exactitud porciones localizadas de un campo con flujo desviado, a diferencia de las bobinas de exploración. Además, estos sensores de área pequeña proporcionan la cobertura del 100% del área de la tubería, cuya porción bajo supervisión sólo tiene que tener una reducción del espesor de pared del 5% para proporcionar una señal significativa al registrador. El diámetro de los defectos puede ser sólo del tamaño de una moneda.

Los sensores semiconductores se empacan como circuitos integrados, lo que los hace más durables, por lo que la vida útil del dispositivo será mayor. Los sensores tienen cualidades específicas que permiten utilizarlos como detectores de imperfecciones muy precisos, así como indicadores de pérdida de pared. Estas cualidades incluyen:

- ▲ Mayor sensibilidad a niveles bajos de dispersión de flujo.
- ▲ Alta resolución de defectos pequeños debido a los sensores de estado sólido y pequeño tamaño.
- ▲ Sensibilidad uniforme sobre un amplio rango de frecuencia.
- ▲ Linealidad de la señal de salida, lo que permite monitorear la pérdida de pared de la tubería.

Cuando los sensores se instalan en sistemas típicos de inspección EMI, reemplazan a las bobinas exploradoras, menos eficientes, y a las herramientas de rayos gamma que se utilizan actualmente para inspeccionar tuberías usadas de perforación y de producción. La aplicación de los semiconductores como sensores de flujo permite un mayor control de calidad de los productos tubulares usados. Otra ventaja del empleo de estos sensores, es que al no tener una fuente de

radiación que actúe como dispositivo de pérdida de pared, los gastos por eliminación de la radiación como medida de seguridad se reducen notablemente, haciendo que el proceso de inspección sea menos costoso.

4.1.4. Sistema de Reflexión de Flujo Magnético - PipeImage.

Con el propósito de aprovechar el potencial no utilizado de la inspección por dispersión de flujo magnético, se ha desarrollado una nueva tecnología llamada **PipeImage** (Imagen de tubo) que utiliza detectores de diseño especial, procesamiento digital de datos y presenta los resultados de la inspección en imágenes tridimensionales.

El PipeImage consiste de un cabezal de inspección que utiliza un gran número de pequeños sensores dimensionados para detectar defectos oblicuos y/o de pequeña magnitud. Con estos pequeños detectores es posible procesar individualmente las señales que cada uno emite, además de que proporcionan una mejor relación señal-ruido que los sensores grandes, los que pueden atenuar la intensidad de las señales e incluso anularlas totalmente según sea la orientación y la geometría de los defectos.

Una ventaja muy significativa de este nuevo método es que utiliza microprocesadores, haciéndolo un sistema de procesamiento de señales totalmente computarizado, por lo que el producto se muestra como una imagen en 3 dimensiones. Se proporciona un mapa real del campo de la señal mostrando la geometría de las señales individuales y su distribución relativa a lo largo de la superficie cilíndrica de la tubería.

La información de la imagen se procesa posteriormente para producir una lista por computadora de los defectos mostrando su localización exacta y su longitud, ángulo y orientación estimadas. Esta lista proporciona una herramienta invaluable para la verificación manual y visual de los defectos detectados por el sistema.

El PipeImage es un sistema de detección de defectos mucho más preciso debido a que:

- ▲ Detecta imperfecciones en todos los ángulos,
- ▲ Diferencia múltiples defectos sobre la misma circunferencia,

- ▲ Utiliza formas, patrones y lecturas análogas para diferenciar las características de las imperfecciones,
- ▲ Distingue señales relevantes del ruido,
- ▲ Reduce la dependencia del operador, incrementa la precisión y ahorra tiempo, y
- ▲ Guarda las imágenes y los parámetros de ajuste en la computadora.

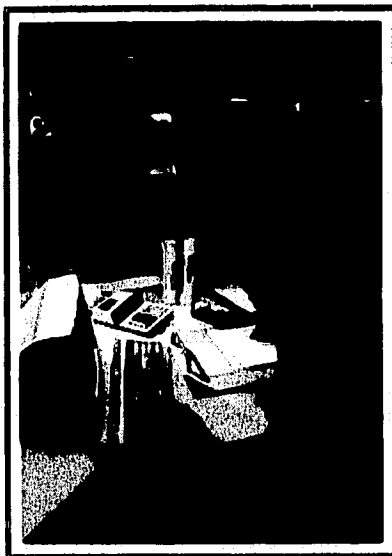


Fig. 4.2 Sistema PipelImage⁽⁵⁵⁾.

La eficacia del nuevo sistema PipelImage, confirmada en uso práctico, se debe al avanzado diseño de sus detectores, al minucioso procesamiento digital de señales y a la novedosa presentación de imágenes, lo que mejora enormemente la resolución del método de dispersión de flujo magnético.

Con la imagen que produce el sistema, el mapa del campo de señales, el inspector obtiene considerable información sobre los tipos de defectos, su grado de intensidad, localización y orientación, y la computadora produce reportes que contienen la mayoría de los elementos necesarios para la completa automatización del proceso de inspección de tuberías.

4.1.5. Equipos Convencionales.

4.1.5.1. SPECTALOG 3500P.

Este equipo especial, diseñado por NDT System Incorporation, está montado sobre un patín para realizar la inspección de tubería de producción nueva o usada, con diámetros que van desde 1³/₈" hasta 3¹/₂" (Figura 4.3). La inspección es realizada por cuatro cabezales (cuatro sistemas diferentes) actuando al mismo tiempo.

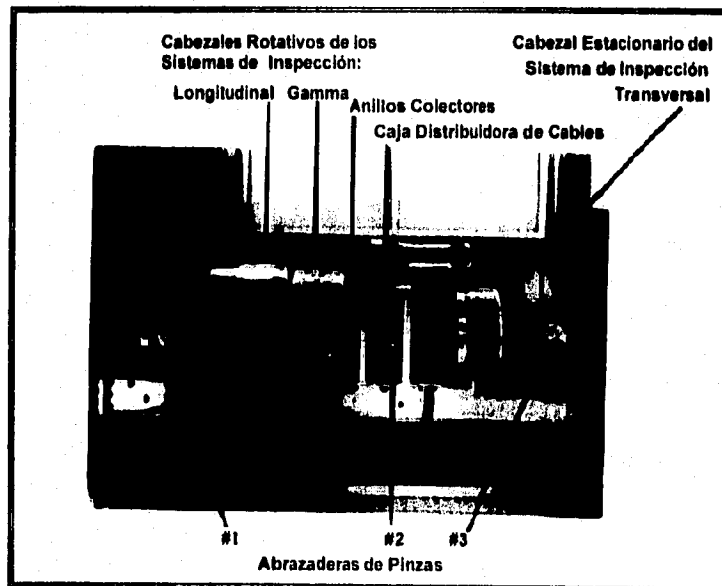


Fig. 4.3 Equipo SPECTALOG 3500P⁽⁵⁶⁾.

a. Sistema de Inspección Longitudinal.

El primer cabezal rotatorio inspecciona la tubería en busca de defectos longitudinales usando principios de inducción electromagnética. Dos bobinas magnetizadoras, montadas en el extremo de la brida del anillo de flujo magnético, giran alrededor del diámetro externo de la tubería. Las bobinas llevan bloques "V" y espaciadores de distintos

espesores para aproximarse a la tubería. Las fallas longitudinales, como costuras, fisuras, grietas y otros defectos que pueden causar una falla en la tubería, crean una desviación en las líneas de flujo magnético. Cuando es localizada esta desviación entre las dos zapatas detectoras que tienen el mismo radio de la tubería, las señales pasan por una caja que contiene una tarjeta electrónica para amplificar y codificar la señal.

b. Sistema de Inspección por Rayos Gamma.

El segundo cabezal de inspección verifica el espesor de pared de la tubería usando el principio de rayos gamma. La cámara, que contiene la cápsula de material radioactiva Cesium 137, emite rayos gamma que pasan directamente por el centro del tubo a un detector en el lado opuesto. El detector, que contiene un tubo fotomultiplicador alimentado por una fuente de alto voltaje, convierte las señales de rayos gamma en una señal electrónica que representa las variaciones del espesor de pared de la tubería.

c. Sistema de Inspección Transversal.

El tercer cabezal de inspección utiliza inducción electromagnética para detectar defectos transversales. Se circunda la tubería con una bobina estacionaria energizada con corriente directa y las zapatas detectoras dentro de la bobina pasan por el diámetro exterior del tubo. Estas zapatas están dispuestas de manera tal que aseguran una cobertura del 100%. Un defecto en el diámetro exterior o interior produce una desviación de las líneas de flujo magnético, lo que es detectado por las zapatas. Las señales son transmitidas al chasis electrónico y procesadas, como aquellas de los cabezales rotatorios, para su posterior impresión en un registrador de gráfica.

d. Sistema de Comparación de Grado.

El último sistema de inspección hace una evaluación comparativa del grado de la tubería con el método de corrientes parásitas. El sistema consiste de dos bobinas, una de inspección y la otra de referencia. La bobina de referencia se coloca sobre una muestra de tubería de un grado definido. La tubería pasa por la bobina de inspección y cada vez que no concuerda con los ajustes de calibración, el sistema avisa al operador por medio de una lectura y una señal audible.

4.1.5.2. SPECTAGRAPH 2000P.

Este equipo, desarrollado también por NDT System Incorporation, se utiliza para la inspección de tubería de perforación para diámetros de 2 7/8" hasta 5 1/2" (Figura 4.4). Emplea inducción electromagnética para localizar imperfecciones con orientaciones transversales o tridimensionales, interiores y exteriores, producidas durante la manufactura y como consecuencia del uso. El equipo está montado sobre un patín estacionario y posee un carrito motriz el cual desplaza un cabezal de inspección sobre la superficie exterior de la tubería. Las imperfecciones, al ser detectadas, quedan grabadas permanentemente mediante un registrador de gráfica.

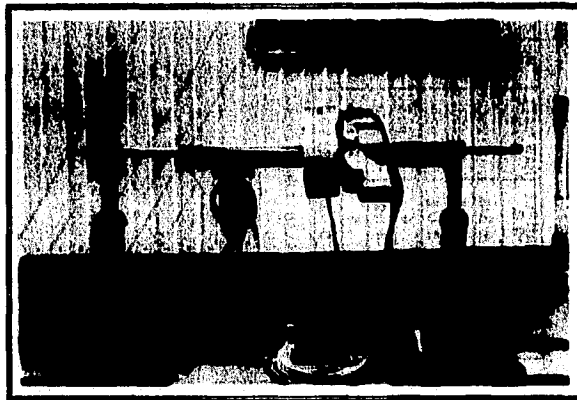


Fig. 4.4 Equipo SPECTAGRAPH EM2000P⁽⁵⁷⁾.

El cabezal de inspección contiene ocho zapatas detectoras que recorren la superficie exterior de la tubería de perforación localizando imperfecciones transversales o tridimensionales. El cabezal está fabricado en dos piezas, unidas por una bisagra en un lado para acomodarse alrededor de la tubería y en el otro lado un seguro que mantiene el cabezal cerrado durante la inspección. Las zapatas detectoras tienen forma curva para adaptarse al radio de la tubería y llevan un resorte para mantener presión contra ésta. Posee además, dos extensiones de aluminio que sirven para centrar el cabezal, ayudar al movimiento sobre la tubería y también para soportar la bobina magnetizadora durante el proceso de inspección.

El carrito motriz está constituido por un bastidor en forma de "V" con dos motores de corriente directa en los extremos. En la parte interior del bastidor hay dos rodillos fabricados de acero

endurecido con ranuras para darle tracción a la tubería. Estos rodillos centran el sistema de inspección y lo impulsan a lo largo de la tubería.

La bobina magnetizadora está soportada por las extensiones del cabezal. Durante la inspección, se ubica de tal forma que las zapatas detectoras están en el centro de la bobina. A través de la fuente de corriente directa ubicada en la consola y por el cable correspondiente, la bobina magnetiza la tubería con un campo magnético longitudinal. Las imperfecciones transversales o tridimensionales desvían las líneas de flujo magnético desde el cuerpo de la tubería hacia la superficie, en donde son detectadas por las zapatas.

Se requiere un juego de dos gatos neumáticos, montados sobre un bastidor, para soportar la tubería de manera que el conjunto de inspección pueda moverse sin ninguna obstrucción. El bastidor tiene en sus extremos rodillos que sirven para mover el conjunto a lo largo de una estructura rectangular, la cual permite el movimiento del conjunto hacia el banco para recibir la tubería.

4.1.5.3. Equipo de Inspección AMALOG.

El equipo AMALOG detecta las imperfecciones en la tubería tales como defectos longitudinales y transversales, detecta el espesor de pared y compara el grado del tubo, empleando los métodos electromagnéticos, absorción de rayos gamma y de corrientes parásitas. Este equipo es capaz de inspeccionar un amplio rango de diámetros de tubería.

Existen diversas versiones de este equipo tales como el Sistema Amalog II-B para tubería de producción y el Sistema Amalog IV-B para tubería de revestimiento. Estos equipos son unidades de inspección móvil (Figura 4.5) y son considerados como algunos de los más confiables y eficientes en la actualidad. El diseño de nuevos transductores da a los operadores un gráfico completo de la pared de la tubería (interna y externa), y la tecnología de cómputo provee un análisis instantáneo de la información.

En general, el equipo utilizado en las unidades de inspección móvil presenta las siguientes características:

- ▲ Posee un sistema automático que identifica marcas pintadas, adyacentes a todos los defectos cuestionables para ayudar a los inspectores en la localización e identificación de cada defecto.
- ▲ Está provisto de una alarma audible y es capaz de desplegar mensajes en pantalla automáticamente en caso de que exista alguna falla en el equipo.
- ▲ Dispone de equipo de cómputo que automáticamente alerta al operador cuando existen irregularidades en la pared de la tubería.
- ▲ Presenta equipo electrónico que despliega en pantalla los defectos localizados en la tubería. La salida de la inspección es significativamente más aproximada y consistente por la sustitución de un galvanómetro convencional.

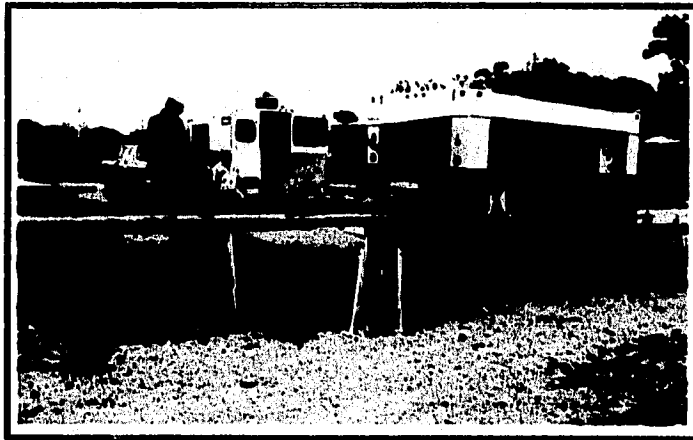


Fig. 4.5 Equipo de Inspección Móvil AMALOG ⁽⁵⁸⁾.

4.1.5.4. Sistema de Inspección CLASSIFAX.

El sistema CLASSIFAX, desarrollado por la Compañía Tuboscope, Inc., utiliza los últimos sistemas de microprocesado y es capaz de detectar defectos que pueden reducir la vida útil de una sarta de producción. Este sistema está compuesto por dos herramientas diferentes: Sonoscope e Isolog, y tiene la capacidad de realizar la inspección directamente en el pozo.

El principio de operación es básicamente el siguiente: La primer sección del sistema, Sonoscope, cubre la circunferencia de la tubería y la magnetiza, detectando así las variaciones del campo

magnético; con la ayuda de un cierto número de transductores, esta herramienta detecta fácilmente defectos transversales y tridimensionales como lo son las picaduras. La segunda sección, la herramienta Isolog, mide el espesor de pared de la tubería empleando para tal efecto radiaciones de rayos gamma. Posteriormente, un sistema de microprocesado especial procesa y envía señales electrónicas que se registran en la consola del operador, quien se encarga de interpretarlas.

4.2. Métodos Ultrasónicos.

4.2.1. Inspección Ultrasónica del Área Final para Tubería de Perforación Usada.

Es bien sabido que el costo de la sarta de perforación excede frecuentemente el costo de los otros componentes principales de equipo de perforación, y además tiene la vida de servicio más corta si se compara con la de los otros componentes, ya que está sujeta a diversos esfuerzos perjudiciales a diferencia del desgaste usual del equipo superficial. Algunos estudios han encontrado que aproximadamente el 80-90% de las fallas en el cuerpo de la tubería de perforación ocurren en la zona de transición del recalado del cuerpo del tubo, un área muy susceptible al agrietamiento por fatiga y definida como zona crítica del área final. Ahora bien, la necesidad de maximizar la vida útil de la sarta, minimizar sus fallas, reducir los riesgos de trabajos de pesca costosos con la posible pérdida del agujero, reducir costos, y los problemas inherentes del equipo convencional de inspección, han conducido al desarrollo de nuevos sistemas de inspección para estas tuberías en especial.

La mayoría de las unidades de inspección utilizan alguna forma de bobinas exploradoras para detectar la dispersión de flujo de una imperfección. En la zona crítica del área final existen muchas variables que pueden dificultar o impedir este tipo de inspección. Algunas de estas variables son:

- ▲ Cambios abruptos en el espesor de pared.
- ▲ Cambios abruptos en las características magnéticas debido al cambio en la pared del tubo.
- ▲ Cortes en el diámetro exterior.
- ▲ Geometría irregular tanto en el interior como en el exterior.
- ▲ Óxido y recubrimientos internos.

La unidad ultrasónica de inspección del área final para tubería de perforación, desarrollada por la Compañía Tuboscope, Inc. a finales de 1989, fue una respuesta a las limitaciones de los métodos convencionales de inspección. Al principio, el sistema se utilizó para respaldar la información obtenida de las unidades de inspección EMI. La característica de esta nuevo sistema es su capacidad para detectar grietas por fatiga en la tubería en un área normalmente difícil de inspeccionar (Figura 4.6). Al remover efectivamente estos miembros defectuosos de la sarta de perforación en una etapa temprana, los índices de ruptura por torsión se han reducido significativamente.

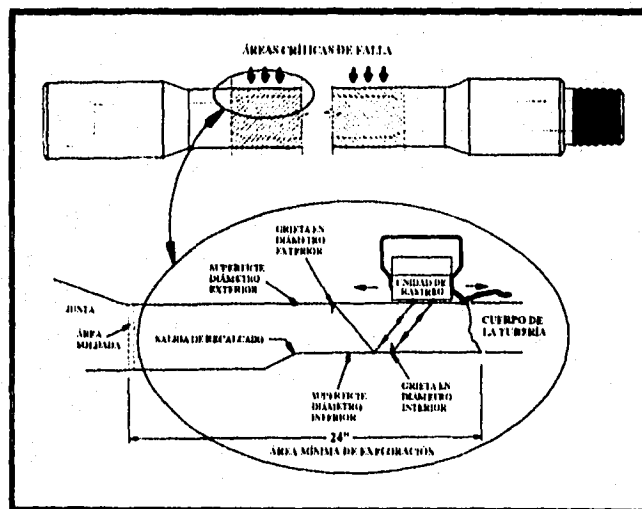


Figura. 4.6 Inspección Ultrasónica del Área Final ⁽⁵⁹⁾.

Esta nueva herramienta ultrasónica emplea ondas ultrasónicas de corte en un dispositivo de exploración portátil para proporcionar una cobertura de los 360° del diámetro interno y externo, desde la zona del recalado hasta las últimas 18" del cuerpo del tubo.

Este dispositivo consta de un arreglo de exploradores con transductores cuya finalidad es cubrir el espectro del defecto esperado en la tubería bajo inspección; existe un dispositivo independiente para cada diámetro de tubería que se ajusta a la curvatura de su superficie. Todos los transductores en el arreglo explorador se colocan para detectar reflectores que son transversales al eje longitudinal de la tubería. Se utiliza un multiplexor ultrasónico para transmitir la información de las ondas de corte del arreglo de exploradores de inspección, dicho multiplexor permite la selección de un transductor individual para calibración o de todos los transductores para una rápida inspección. A través del uso del multiplexor, los transductores comparten el ámbito del defecto ultrasónico, el cual tiene una amplitud de diámetro interno y externo, así como dos sistemas lógicos de alarma contra defectos que procesan y evalúan la información de las ondas ultrasónicas de corte. Los datos de la inspección se muestran en un registro de tiempo real.

Dentro de las principales características y beneficios que esta herramienta presenta, están:

- ▲ Detecta grietas por fatiga difíciles de localizar, aún en presencia de óxido en el diámetro interno, recubrimientos y picaduras por corrosión,
- ▲ No daña los revestimientos internos,
- ▲ Proporciona una cobertura de los 360° de la superficie interna y externa del tubo,
- ▲ Disponible para tubería de perforación de 3 1/2", 4", 4 1/2", 5" y 5 1/2", y
- ▲ Es una unidad totalmente portátil, por lo que puede ser transportada fácilmente al sitio del pozo.

La unidad ultrasónica utilizada para la inspección de la zona crítica del área final ofrece un sistema muy confiable para la detección de grietas tanto en el diámetro interior como en el exterior; si los problemas están en el cuerpo de la tubería, entonces el sistema debe utilizarse junto con una unidad de inspección EMI para la inspección del cuerpo de la tubería.

4.2.2. Medidor Ultrasónico de Espesor de Pared.

Los primeros equipos utilizados para inspeccionar tuberías utilizan ondas electromagnéticas para detectar fallas transversales y longitudinales, así como también rayos gamma para detectar el espesor de pared. Las tuberías se giran mientras se introducen en estos equipos. Sin embargo, este tipo de inspección pierde casi el 70% del área de la pared de la tubería; además, la prueba del

espesor de pared involucra el promedio de la medición de dos paredes opuestas entre sí, por lo que el espesor de pared en el punto de inspección no se conoce claramente.

Los equipos ultrasónicos, desarrollados posteriormente, utilizan una serie de sensores ultrasónicos que se montan de manera fija mientras la tubería gira y pasa a través de los sensores. Estos sensores proporcionan información acerca de la condición de la tubería, incluyendo sus defectos y el espesor de pared. El problema con estos equipos es que requieren muchos sensores y equipo complejo de computación para analizar todas las señales obtenidas en tiempo real, lo que provoca que sea un método de inspección muy costoso (de 4 a 6 veces el costo de una inspección electromagnética).

Existen también equipos ultrasónicos en donde los sensores giran alrededor de la tubería. Normalmente, estos sensores generan una señal de alta frecuencia y bajo voltaje que viaja a través de un anillo deslizante llegando a un procesador que convierte la información en una forma práctica, considerando las imperfecciones en la tubería. El problema con estos equipos, es que la señal de alta frecuencia y bajo voltaje que viaja a través del anillo deslizante está sujeta a interferencia, afectando la precisión de la señal transmitida desde el sensor hasta el procesador.

Recientemente, se ha desarrollado un equipo que presenta una notable mejoría de los sensores ultrasónicos conocidos, en donde el procesador gira alrededor de la tubería junto con los sensores y la señal que viaja a través del anillo deslizante es la salida del procesador (Figura 4.7). Por lo tanto, la señal generada por el procesador, que es de baja frecuencia y alto voltaje, no está sujeta fácilmente a interferencia como la señal de alta frecuencia y bajo voltaje de los diseños anteriores.

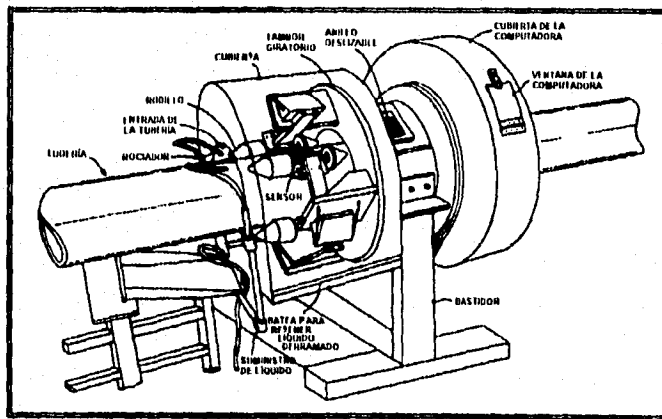


Fig. 4.7 Equipo Ultrasónico Giratorio para Medir el Espesor de Pared ⁽⁶⁰⁾.

Otro problema asociado a los equipos de inspección ultrasónica es la necesidad de mantener un buen contacto en la superficie para obtener las lecturas. Este nuevo desarrollo, que permite manejar diferentes diámetros de tubería, ha incorporado una combinación de rociador/rodillo que coloca una superficie líquida sobre la tubería mientras ésta avanza hacia los sensores. Los rociadores en combinación con los rodillos extienden una película sobre la superficie exterior para facilitar un contacto óptimo entre el sensor y la tubería, con lo cual se obtienen lecturas precisas. Esta característica, en combinación con una zapata flotante proporcionada para mantener cada sensor contra la pared de la tubería, mejora la precisión de las lecturas gracias a un mejor contacto con la pared de la tubería.

Una característica más de este nuevo equipo es su tamaño reducido, lo que permite su colocación en el área de inspección ya existente la cual combina métodos electromagnéticos y de rayos gamma para inspeccionar tubería. Así, lo que resulta es una combinación de equipos que al instalarlos en grupo permiten realizar pruebas e inspecciones de manera económica y mejorar la cobertura de los problemas asociados con el uso de ondas electromagnéticas y rayos gamma. Controlando la velocidad de avance de la tubería, así como también la velocidad rotacional de los sensores, puede asegurarse la cobertura del 100% del área de la tubería.

4.2.3. Inspección Ultrasónica basada en EMATS.

La detección de defectos o imperfecciones en tuberías utilizadas para la perforación de pozos, siempre ha sido de gran interés. La mayoría de los equipos de inspección utilizan técnicas de dispersión de flujo magnético, muy adecuadas para defectos en el diámetro exterior; sin embargo, para defectos en el diámetro interior, la sensibilidad disminuye conforme el espesor de pared aumenta.

Desafortunadamente, la adición de las capacidades ultrasónicas al equipo de dispersión de flujo es muy cara y el líquido acoplador le adhiere una complejidad considerable al sistema. Además, la estructura mecánica requerida para mantener alineados los transductores ultrasónicos es voluminosa y costosa. Los Transductores Ultrasónicos Electromagnéticos (**EMATS** por sus siglas en inglés, Electromagnetic Acoustic Transducers) se han desarrollado para esta aplicación debido a que no requieren ningún líquido acoplador entre la sonda y la superficie a inspeccionarse (puede operar en un vacío sin contacto físico con el objeto que está siendo probado) y a que la

bobina de este tipo de transductores puede montarse sobre un carro sencillo que mantiene fácilmente la orientación angular del haz de sonido con respecto a la superficie.

Se ha demostrado una excelente sensibilidad a las ranuras maquinadas especificadas por las normas API, pero se requieren más pruebas para caracterizar de mejor manera las respuesta a los defectos naturales y para llegar a un juego de parámetros de diseño óptimos para bobinas EMAT. Debido a que estas bobinas pueden ajustarse a la curvatura de la tubería y pueden hacerse fácilmente más largas que los transductores piezoeléctricos, parece que son capaces de inspeccionar un área mayor por transductor y así lograr una cobertura del 100% con algunos pocos canales y sin rotar la tubería o el mecanismo que soporta al transductor.

En general, el transductor ultrasónico electromagnético (EMAT) consiste de una bobina de alambre sostenida muy cerca de la superficie que está siendo inspeccionada, además de un magneto que aplica el flujo al área que rodea la bobina. Como un transmisor, las corrientes en la bobina inducen corrientes eddy en la superficie, las cuales experimentan una fuerza y arrastran el material alrededor de ellas en la dirección de esa fuerza emitiendo ondas ultrasónicas. Como receptor se puede utilizar una combinación entre la misma bobina y el magneto. El choque de las ondas ultrasónicas con la superficie provoca un movimiento del metal en el campo magnético generando una corriente. Debido a que la bobina está muy cerca, esta corriente induce una corriente en la bobina que puede ser amplificada y tratada como si fuera la salida del transductor.

En la práctica, la dirección del campo magnético determina la naturaleza longitudinal o de corte de las ondas sonoras, y la forma de la bobina puede determinar la longitud de onda. El espacio de aire entre la bobina y la superficie a ser inspeccionada debe ser menor a 0.01 pg, sin embargo, la superficie puede ser áspera, oxidada, puede moverse rápidamente o inclusive, puede estar a una alta temperatura.

A pesar de lo anterior, la aplicación de las técnicas EMAT a la inspección de tuberías está todavía en etapas de desarrollo debido a que las configuraciones que superan la baja eficiencia de esta clase de transductores resultan en una técnica ultrasónica poco común cuya confiabilidad y sensibilidad no ha sido probada en el campo. Por otro lado, es claro que el EMAT ya se está utilizando en ciertos ambientes en donde la utilización de un líquido acoplador y de mecanismos precisos de alineación impiden el uso de transductores convencionales. Debido a que los EMATS son muy eficientes al generar y detectar ondas especiales, es de esperarse que en un futuro cercano aparezcan nuevos métodos para inspeccionar superficies.

4.2.4. Sistema Ultrasonico para el Cuerpo de la Tubería.

Dada la necesidad de un sistema de inspección tubular capaz de una inspección de alta integridad sin las restricciones del espesor de pared, permeabilidad magnética y sensibilidad de calibración, la compañía Guardian Inspection Services ha desarrollado un nuevo sistema totalmente computarizado de inspección ultrasónica denominado "Sistema Ultrasonico para el Cuerpo de la Tubería".

El sistema fue diseñado y construido para suministrar a la industria de medios superiores para detectar y evaluar imperfecciones en productos tubulares con el más alto grado de precisión y continuidad. Con el uso de la tecnología ultrasónica, el sistema no está restringido por el espesor de pared, la composición del material o el grado de la tubería. Se da un alto énfasis a la detección y evaluación de defectos, los cuales representan un deterioro en la calidad, incrementan los riesgos o exceden las especificaciones permisibles.

El cabezal de inspección ultrasónica, que aloja seis arreglos separados de transductores controlados neumáticamente, viaja sobre la superficie de la tubería mientras ésta se encuentra girando, lo que ofrece una cobertura completa de la inspección del tubo en las orientaciones longitudinal y transversal, y a través de la pared. El diseño detallado de los transductores permite detectar la información ultrasónica multi-canal a través de instrumentos computarizados.

Adicionalmente, el sistema cuenta con un módulo de programación que permite al operador seleccionar todos los parámetros de ajuste, almacenando electrónicamente hasta 255 parámetros que incluyen diámetro, espesor de pared, grado y combinaciones de sensibilidad de grietas.

Por otra parte, las estación de trabajo (compuesta básicamente por una microcomputadora) presenta gráficas en tiempo real de la información de la inspección ultrasónica. Los programas de cómputo (software) controlan un número de funciones del sistema incluyendo la verificación de errores y el registro de los datos de la inspección. Cada tubería inspeccionada mantiene un registro de tiempo incluyendo información de grietas, datos del agente acoplador y detalles del trabajo; estos registros se almacenan en cintas magnéticas.

4.2.5. Equipo Ultrasónico de 36 Transductores.

Existe un nuevo equipo desarrollado por la compañía ICO, Inc. que utiliza 36 transductores para localizar imperfecciones tanto en el diámetro interno como en el diámetro externo en las direcciones longitudinales, transversales y fuera de los ejes. Este arreglo único de transductores proporciona la detección de defectos en múltiples orientaciones, lo que se logra al enviar un envolvente de sonido a través de la tubería desde varias direcciones (longitudinal, transversal y fuera de los ejes).

El sistema está totalmente computarizado y controlado para su ajuste, operación y procesamiento en tiempo real de los datos de las imperfecciones generados ultrasónicamente. Además, determina con precisión la localización de las imperfecciones a lo largo de los ejes de la tubería, lo que resulta en una prueba muy eficiente.

Los transductores ultrasónicos están alojados en compartimientos con ruedas. Los contactos de auto-tracción fabricados con materiales no metálicos, mantienen los ángulos de sonido adecuados dentro de la pared de la tubería para la detección de imperfecciones. Con cuatro compartimientos con ruedas para cada patín se logra una cobertura en todas las direcciones, con un ritmo de exploración por arriba de los 40 tubos por hora (Figura 4.8).



Fig. 4.8 Unidad Ultrasónica de 36 Transductores ⁽⁶¹⁾.

Por cada tramo de tubería inspeccionado se genera una copia computarizada del análisis realizado, una prueba de verificación de las áreas defectuosas y un registro permanente; las imperfecciones se codifican con letras para una fácil identificación de la orientación. Esta información contribuye a una prueba eficiente y rápida mientras el técnico puede conocer el ángulo de exploración para un análisis final de las imperfecciones.

Adicionalmente, la unidad ultrasónica marca automáticamente el área de la imperfección detectada dentro de un cuadrado de 4" x 6" asegurando una rápida y eficiente prueba. Con el área de exploración restringida y el código de letras para la orientación, la efectividad de la onda de corte se maximiza y la fatiga del técnico se minimiza.

Un dispositivo multi-canal para la medición del espesor de pared proporciona una salida digital, un registro de las áreas con imperfecciones, la excentricidad de la tubería para la prueba y un registro permanente. Las áreas sospechosas también se identifican sobre la tubería en el cuadro de 4" x 6" para un rápido acceso de la medición por ondas de compresión.

Por lo tanto, esta combinación de diversos transductores para la detección de defectos multiorientados, de una computadora que genera mapas de la prueba, de un sistema automático de marcado de las imperfecciones y de la medición multi-canal del espesor de pared, proporciona un sistema ultrasónico de inspección innovador sin igual en la industria petrolera.

4.2.6. Sistema SOS de Inspección Ultrasónica.

El **SOS** (Sound Optics System) es un sistema revolucionario en su capacidad, que utiliza un cabezal de inspección sofisticado con un arreglo de 10 transductores separados para medir el espesor de pared y detectar anomalías significantes en un gran rango de orientaciones, tamaños y formas, encontrando defectos que otro tipo de inspección no detecta.

Este único sistema disponible para determinar el espesor de pared remanente para el 100% del cuerpo del tubo excepto los extremos, es capaz de:

- ▲ Inspeccionar los 360° del cuerpo del tubo,
- ▲ Encontrar anomalías en un gran rango de tamaños, formas y orientaciones,

- ▲ Evaluar defectos de profundidad orientación y posición,**
- ▲ Correlacionar el espesor de pared y la profundidad del defecto mediante un sistema de cómputo especial para calcular el espesor de pared remanente,**
- ▲ Operar dos veces más rápido que un sistema ultrasónico convencional,**
- ▲ Inspeccionar prácticamente toda la tubería utilizada en la industria petrolera, incluyendo tubería de pared gruesa y/o de aleaciones especiales, y**
- ▲ Procesar los datos de la inspección, evaluarlos, reportarlos y almacenarlos mediante un sistema totalmente computarizado.**

PAGINACION VARIA

COMPLETA LA INFORMACION

Glosario de Términos Técnicos Utilizados.

Este capítulo proporciona algunas definiciones de los términos técnicos frecuentemente utilizados en las pruebas no destructivas a tuberías, así como también de las imperfecciones y defectos encontrados en las tuberías. Es importante mencionar que la palabra "imperfección", como se ha utilizado a lo largo de todo el trabajo, se refiere a las características metalúrgicas de los productos tubulares de acero, las cuales pueden o no ser perjudiciales a la utilización de los productos.

Abolladura (Abollada)	Un cambio local en el contorno de la superficie, causado por impacto mecánico pero sin pérdida de material.
Afilada	Una porción de rosca con cresta muy aguda originada normalmente cuando el inicio de rosca redonda o butres (rosca del tubo), sale de la cara frontal del tubo y no en el bisel.
Agente Mojante	Sustancia que disminuye la tensión superficial de un líquido.
Agrietamiento en la Zona de Soldadura	Grieta(s) en la línea de soldadura o en la zona de recalado de la soldadura.
Aguijones	Electrodos sostenidos manualmente conectados a cables para transmitir la corriente magnetizadora desde la fuente a la tubería bajo inspección.

Altura de Hilo (de Rosca)	Distancia desde la cresta a la raíz del hilo, medida perpendicularmente al eje de la rosca.
Altura de Hilo Inapropiada	Ausencia de una altura de hilos (profundidad) suficiente. Esto se debe a las condiciones de cepillado en donde un exceso de metal ha sido eliminado de la raíz o de la cresta, distorsionando el contorno de la rosca.
Ampere (amp)	Unidad de corriente eléctrica.
Ampere-Vueltas	El producto del número de vueltas en una bobina y el número de amperes de la corriente que fluye a través de ella. Es una medida de la fuerza magnetizadora de la bobina. Por ejemplo: 800 amperes en una bobina de 6 vueltas = 4800 amperes-vuelta.
API	Monograma del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
Apriete con Fuerza	Una conexión roscada que ha sido enroscada completamente por medios mecánicos utilizando llaves de apriete.
Apriete con Llaves	Cuando un protector de rosca es apretado manualmente utilizando llaves de cadena.
Apriete Manual	Juntas roscadas que han sido enroscadas manualmente sin la ayuda de llaves de fuerza.
Área Controlada	Área definida en la cuál la exposición del personal a radiaciones o material radioactivo esta bajo supervisión de una persona encargada de la protección contra radiación. (Esto implica que un área controlada requiere de control de acceso, ocupación y condiciones de trabajo para propósitos de protección contra radiación.)

Arrancada	Daño a la superficie de la rosca causada por soldadura (localizada) provocada por fricción del metal.
Arrugas en el recalado	Irregularidades en la superficie que ocurren sobre el recalado del tubo en forma de pliegues de forjado transversal.
ASNT	Monograma de la Sociedad Americana para Pruebas No Destructivas (American Society for Nondestructive Testing).
Astilla	Pieza de metal alargada y extremadamente delgada que ha sido laminada dentro de la superficie del metal original y a la cual, generalmente, está unida solamente por un extremo.
ASTM	Monograma de la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials).
ATIS	Abreviación de Sistema Automatizado de Inspección de Juntas (Automated Tool-joint Inspection System).
Bisel	Área afilada en el extremo de la tubería roscada o de los coples (rosca buttress o de 8 hilos redondos).
Bloque de Prueba	Bloques fabricados con especial precisión, utilizados como modelos para facilitar la rápida calibración de un instrumento de inspección.
Bobina de Exploración	Pequeñas bobinas montadas en una zapata transductora.
Bobina Enrollada	Es una bobina que rodea a la tubería que se está probando.
BOP	Abreviación de preventor contra reventones o preventor de brotes (Blowout Preventer).
Brida	Una pieza en forma de C de material magnético suave, ya sea sólido o laminado, alrededor de la cual está enrollada una bobina que lleva la corriente magnetizadora.

Caja	Uno de los extremo de la tubería con rosca en la superficie interior; es también llamado cople.
Calibración	Ajuste de los instrumentos, antes de utilizarlos, a una referencia básica conocida regularmente señalada por el Instituto de Estándares y Tecnología.
Calibrescopio	Instrumento óptico con una lámpara de iluminación para inspeccionar la superficie interior de la tubería.
Calza	Bloque o cuña utilizada para que la tubería no ruede.
Campo A.C.	Campo magnético producido por el uso de una corriente alterna.
Campo D.C.	Ya sea un campo magnético residual o un campo magnético activo producido por el uso de una corriente directa.
Campo Magnético	Espacio alrededor de un imán dentro del cual los materiales ferromagnéticos son atraídos.
Campo Magnético Circular	Es un campo magnético dentro o alrededor de una tubería conductora cargada con corriente, o una tubería con una varilla interior cargada de corriente.
Campo Magnético Longitudinal	La magnetización de un material de tal manera que el flujo magnético corra substancialmente paralelo al eje de la tubería.
Campo Residual	Es el campo magnético remanente retenido por materiales ferromagnéticos después de que han sido expuestos a una fuerza magnética
Candela (cd)	Unidad de intensidad luminosa igual a lumen por estereorradián (lm/sr).

Capacidad del Proceso	Capacidad de un proceso o método de pruebas no destructivas para detectar repetidamente un defecto bajo condiciones normales. Algunas veces se relaciona con el nivel de confiabilidad.
Código de Color	Banda de pintura para la clasificación de una tubería de acuerdo con las especificaciones apropiadas.
Conductor Central	Es un conductor que se pasa a través de una tubería, con el propósito de crear un campo magnético circular en la tubería. Este término no implica que la varilla de corriente debe estar centrada en la tubería.
Conexión	Elemento roscado de la tubería capaz de soportar la presión interna y/o externa sin permitir fugas. Las conexiones API están entre las roscas maquinadas más precisas producidas actualmente.
Conicidad	Es el cambio en el diámetro de paso de un hilo redondo y el cambio en el diámetro de la raíz de un hilo buttress.
. . . con Laminilla Metálica (Fibra)	Parte metálica, como alambre, desprendida de la superficie de la rosca o el bisel y que puede quedar pegada o adherida a la parte maquinada en un extremo.
Cono Mayor	Es un cono imaginario que pasa por encima de la cresta de los hilos externos y la raíz de los hilos internos.
Cono Menor	Es un cono imaginario que pasa sobre la raíz de los hilos externos y la cresta de los hilos internos.
Contorno	Grabación gradual por limaduras y pulido para prevenir cambios abruptos en el espesor de pared.
Control de la Tolerancia	El ajuste de la sensibilidad de un amplificador o un circuito.

Costra	Imperfecciones en forma de concha u hoja, generalmente adherida a la superficie del metal sano. Por regla general proviene de un defecto del lingote.
Costura	Hendidura en el metal laminado que ha sido más o menos cerrada por laminación u otra operación, pero no ha sido fundida al metal. Es una fisura longitudinal recta o abertura que se extiende radialmente hacia adentro desde la superficie exterior original. El proceso de fabricación de tubería sin costura generalmente imparte una trayectoria espiral a la costura, pero esto no es normalmente notable en el área roscada. Las costuras pueden ser causadas por grietas en los lingotes, picaduras superficiales sobre los lingotes, venteaduras subsuperficiales, o prácticas con insuficiencia de calor.
Corriente Alterna (AC)	Corriente que invierte su dirección de flujo en intervalos regulares.
Corriente Directa (DC)	Se refiere a la corriente eléctrica fluyendo continuamente en una sola dirección a través de un conductor.
Corriente Eddy	Corriente de circulación causada por el flujo en la tubería mediante la variación de campos magnéticos.
Corte	Una excoriación o distorsión en dos o más crestas de hilos en una línea ya sea paralela al eje de la tubería o en ángulo a través de los hilos.
Cresta	Cima de un hilo.
DAC	Abreviación de Corrección Electrónica de la Distancia de la Amplitud (Distance Amplitude Correction).

Daño por Manejo (Mecánico)	Cortes, rayaduras, arrancaduras, abolladuras, hilos con crestas aplanadas o daño similar al cuerpo de la tubería, juntas o roscas que se origina durante el manejo de los productos (carga, descarga, desplazamiento de los tubos en tránsito, etc.).
Decibel (dB)	Décima parte de 1 Bel (B), el cual se define como la razón de intensidades de dos sonidos diferentes siendo uno diez veces mayor que el otro.
Defecto	Imperfección cuyo tamaño, orientación, localización ó propiedades hacen perjudicial el servicio útil de una tubería , o excede el nivel de aceptación/rechazo de la especificación aceptable.
Densidad de Flujo	La fuerza del campo magnético expresada en líneas de flujo por unidad de área, es decir, gauss, kilogauss.
Desmagnetización	Es el proceso de eliminar parte o todo el magnetismo residual existente en la tubería.
Desgarrada (Rasgada)	Superficie de la rosca que tiene partes que están cortadas, ásperas o rasgadas.
Detectar	Acción de localizar una grieta o una imperfección.
Diámetro de Paso	Es el diámetro del cono de paso, o la distancia entre la línea de paso de los hilos.
Discontinuidad	Cualquier interrupción física en la estructura normal o configuración de una tubería, tal como grietas, traslapes, costuras, picaduras y laminaciones. Una discontinuidad puede o no afectar el uso de una tubería, o exceder el tamaño crítico de una grieta. También se conocen por grietas o imperfecciones.

Discontinuidad Artificial o Muesca	Se refiere a las discontinuidades tales como: agujeros, ranuras, fisuras, las cuales se introducen en un modelo de referencia para reproducir los niveles de sensibilidad para el equipo de inspección (Ver modelo de referencia).
Discontinuidad Subsuperficial o Imperfección	Cualquier discontinuidad que no abre hacia la superficie de la tubería.
Disparo de Bobina	Pulso o corriente de magnetización corta que pasa a través de una bobina rodeando una tubería con el propósito de magnetizarla longitudinalmente.
Dispersión de Flujo	Esto es el campo magnético forzado en el aire mediante la distorsión del campo dentro de la tubería causado por la presencia de una discontinuidad.
Dispositivos de Lectura	Dispositivo que indica visualmente una condición, un voltaje, o una corriente. Los dispositivos típicos utilizados son galvanómetros y tubos de rayos catódicos.
Distancia de Acoplamiento (Standoff)	Distancia longitudinal y axial entre dos puntos de referencia especificados. Distancia desde la cara del cople hasta el punto de desvanecimiento en la tubería.
Distancia de Acoplamiento por Apriete Manual	Longitud, por enrosque manual, desde la cara del cople al punto de desvanecimiento de la tubería. Los valores positivos indican que el punto de desvanecimiento está expuesto, los valores negativos, que el punto de desvanecimiento está oculto.
Dureza	Medida de la dureza de un metal, que se determina presionando una bola de acero o un penetrador de diamante dentro de la superficie blanda bajo condiciones estándar. Los resultados se expresan en términos de número de dureza Rockwell (HRB o HRC) o en número de dureza Brinell (BHN).

EAI	Siglas de la Inspección de Área Final (End Area Inspection).
Efecto Final	Es la reducción de la magnetización cerca de los extremos o un tramo de tubería magnetizada debido al efecto de desmagnetización de los polos en los extremos de la tubería.
Eje de la Rosca	El eje del cono de la rosca, y la línea longitudinal central a través de los hilos. En el diseño básico de la rosca, todas las longitudes medidas se refieren al eje de la rosca.
Electromagneto	Cuando el material ferromagnético está rodeado por una bobina cargada de corriente, éste se magnetiza y se conoce como electromagneto.
Elementos Hall (Arreglos)	Dispositivos que eliminan la dependencia de la velocidad de inspección y reducen grandemente el ruido magnético.
EMAT	Siglas para Transductor Ultrasónico Electromagnético (Electromagnetic Acoustic Transducer).
EMI	Siglas para Inspección Electromagnética (Electromagnetic Inspection), incluyendo inspección por dispersión de flujo e inspección con corriente Eddy.
Empalme	Trozo de tubería hecho de dos piezas más cortas de tubería.
Equipo de Monitoreo Personal	Dispositivos diseñados para ser utilizados o cargados por una sola persona con el propósito de medir la dosis de radiación recibida.
Esfuerzo	Carga por unidad de área.
Estandarización	Es el ajuste de los instrumentos, antes de su uso, a un valor de referencia arbitrario.

Estercorradián (sr)	Ángulo sólido subtenido en el centro de una esfera por un área A sobre su superficie que es igual al cuadrado de su radio R .
Evaluación	Es el proceso de determinar la severidad del defecto que permite determinar si la tubería es aceptable o rechazable bajo especificaciones apropiadas.
Excentricidad	Condición del tubo en la cual los ejes de los diámetros exterior e interior no son coincidentes, lo cual resulta en la variación de espesor de pared alrededor de la circunferencia en una sección de un plano dado.
Excoriación (Arrancadura)	Ranuras alargadas o cavidades causadas por remoción mecánica de metal.
Explorador	Aparejo detector con uno o más transductores para detectar fallas en la tubería. (Ver unidad de detección). Frecuentemente, el explorador está equipado con un magnetizador y es parte de él.
Extremo de Campo	Es el extremo de la tubería opuesto al cople o a la caja.
Extremo de Fábrica	Extremo de la tubería que tiene un cople o caja.
Extremo de Piñón	El extremo roscado de una tubería sin un cople aplicado.
Extremo Liso	Extremo de tubería sin rosca o juntas.
Falla Somera	Es una discontinuidad que tiene una profundidad pequeña en proporción al espesor de pared y no excede el tamaño crítico de la falla determinado por las especificaciones apropiadas.
Falso Inicio de Rosca	Marca circunferencial de herramienta en el bisel de una rosca redonda antes del verdadero inicio de rosca. Algunas veces se le llama doble inicio de rosca.

Ferromagnéticos	Término aplicado a materiales magnéticos que pueden estar magnetizados o fuertemente atrapados por campos magnéticos.
Filo	Borde largo y delgado de metal que resalta sobre la superficie del bisel o perfil de rosca.
Filo de Navaja	Bisel afilado que elimina la cara frontal del tubo causado por poco diámetro del bisel y/o excesivo bisel interior.
Flanco o Lado	Superficie de la rosca que conecta la cresta con la raíz.
FLMPI	Siglas de Inspección de Partícula Magnética del Tramo Completo (Full Length Magnetic Particle Inspection).
Fluorescencia	Emisión de radiaciones visibles por una sustancia como resultado de la absorción de la radiación de luz ultravioleta.
Forma del Hilo	Es el perfil de un hilo en un plano axial (longitudinal) para la longitud de un paso.
Frecuencia (Hz)	Número de ciclos completos del movimiento de onda por segundo de tiempo. Su unidad de medición se llama Hertz.
FSH	Siglas de Altura Total de Pantalla (Full Screen Height).
Fuente	Origen de las radiaciones: un tubo de rayos X o un radioisótopo.
Fuerza Magnetizadora (o de Magnetización)	Se considera como la fuerza total que tiende a colocar un campo magnético en un circuito magnético dividido por su longitud. Usualmente se designa con la letra "H" y la unidad es el "Oersted".
Fuerza Magnetomotriz (mmf)	El producto de la corriente y del número de vueltas de una bobina cargada con corriente.

Gauss (G)	Es la unidad de densidad de flujo o inducción. Numéricamente, un Gauss es una línea de flujo por centímetro cuadrado de área.
Gaussómetro	Ver Magnetómetro.
Golpeada	Una área plana o muesca en el bisel o en la cresta de la rosca causada por impacto mecánico.
Grieta	Separación en el metal inducida por un esfuerzo, la cual, sin otra influencia, es insuficiente en extensión para causar ruptura completa del material.
Hilo(s)	Elementos que resultan del maquinado de las roscas dispuestos en un patrón espiral y que actúan como los elementos de acople entre las roscas, también se conocen como cuerdas. Los hilos, en conjunto, forman la rosca propiamente dicha.
Hilo de Cresta Negra o Hilo Negro	Rosca que no tiene su cresta completa por no haber sido removida totalmente la superficie original (negra) del tubo.
Hilo Fracturado	Un hilo que presenta una fractura a través de él o que le falta material, mostrando en la superficie remanente apariencia de rotura.
Hilos con Crestas Incompletas	Son aquéllos hilos sobre los cuales la superficie afilada o maquinada de la tubería todavía aparece sobre las crestas de los hilos.
Hilos Cruzados	Desalineamiento angular de los hilos internos y externos relativo a cada uno resultado en un apriete inadecuado.
Hilos Delgados	Condición específica de la forma de la rosca que indica un excesivo adelgazamiento del ancho del hilo.

Hilos Gruesos	Hilos que tienen la apariencia de haber sido cortados en forma incorrecta. Esta apariencia puede establecerse con el uso de un comparador de roscas, un medidor del paso de rosca (pasímetro), y/o un medidor de profundidad (altímetro).
Hombro (Resalto)	Condición en donde un exceso de metal aparece adyacente al último hilo en uno o más lugares alrededor de su circunferencia. Generalmente aparecen varios hilos negros en el área opuesta al hombro. Esta condición puede llamarse también "hilos deformados".
Imperfección	Es una discontinuidad o irregularidad en el producto. Algunas veces se llaman grietas.
Imperfección Longitudinal	Una imperfección que tiene su principal dirección o dimensión en la dirección longitudinal.
Inclusión	Impureza o partícula no metálica retenida en el metal durante la solidificación.
Indicación	La respuesta de una inspección no destructiva que requiere de su interpretación para determinar su significado.
Indicación Relevante	Una indicación resultante de una discontinuidad en la tubería.
Indicaciones de Difusión (Partícula Magnética)	Son indicaciones que no están claramente definidas, por ejemplo, indicaciones de defectos en la superficie.
Indicaciones Falsas	Es una indicación que puede ser interpretada erróneamente como una imperfección o defecto. Es una indicación irrelevante.

Indicador	Un dispositivo para indicar una condición, una corriente o potencial. Típicamente, los indicadores utilizados en instrumentos de inspección son los galvanómetros, medidores de De Arsenval o digitales, tubos de rayos catódicos o una luz de advertencia.
Indicadores de Campo de Partícula Magnética	Es un dispositivo que contiene imperfecciones artificiales utilizadas para verificar la exactitud y/o la dirección de un campo magnético.
Inducción	Es el magnetismo inducido en un cuerpo ferromagnético por una fuerza externa magnetizadora.
Inicio de la Rosca en la Cara Frontal del Tubo	Ver rosca afilada.
Inspección	Proceso de examinar materiales y tuberías por posibles defectos o por alguna desviación de los estándares establecidos.
Inspección de Partículas Magnéticas Fluorescentes	Proceso de inspección de partícula magnética que emplea un medio de inspección ferromagnética fluorescente finamente dividido que fluoresce cuando se activa por luz ultravioleta (3200 a 4000 angstrom).
Inspección EMI	Es una expresión coloquial para la inspección de tubería nueva realizada con una unidad de inspección electromagnética con 4 exploradores: <ul style="list-style-type: none">-Un explorador rotatorio para localizar defectos longitudinales.- Un explorador fijo para detectar defectos transversales.- Un explorador rotatorio para medir el espesor de pared.- Un verificador de grado o comparador (opcional.).
Interpretación	El proceso de determinar la naturaleza de una indicación.

Interrupción en el Inicio de la Rosca	Ausencia de una parte de la raíz en el verdadero inicio de rosca o en el bisel de una rosca redonda o butres (rosca de tubo), causada por desalineamiento del eje de la rosca con el eje del bisel o por ovalamiento del bisel.
Isótopo	Átomos con el mismo número atómico (mismo elemento químico) pero con diferente peso atómico.
Junta	Segmento corto de tubería con diámetro ligeramente mayor que la tubería, pero roscado internamente en cada extremo. Es un elemento de unión entre dos piñones.
Laminación	Una separación interna del metal, que generalmente produce capas paralelas a la superficie.
Laminación de Cuerpos Extraños	Cuerpos metálicos extraños dentro de la superficie, generalmente no fundidos.
Líneas de Flujo	Líneas magnéticas imaginarias utilizadas como un medio para explicar el comportamiento de los campos magnéticos. Su concepción está basada en el patrón de líneas producido cuando se esparcen limaduras de acero sobre una pieza de papel que descansa sobre un imán.
Longitud del Pulso (o Duración del Pulso)	Tiempo entre los puntos en los cuales el valor instantáneo de la corriente excede el 10% del pulso de corriente máximo. Se mide en milisegundos.
Longitud de Rosca Efectiva	Longitud que comprende los hilos con sus raíces completamente formadas, pero no necesariamente sus crestas terminadas.
Longitud de Rosca Imperfecta	Longitud que comprende los hilos que tienen formas imperfectas.

Longitud de Rosca Perfecta	Longitud de diseño desde el extremo de la tubería o el cople hasta un lugar especificado. Para roscas buttress, esta longitud es igual a L_7 . Algunas roscas pueden tener crestas sin terminar.
Lumen (lm)	Flujo luminoso (o potencia radiante visible) emitido por una fuente tipo a través de una abertura de $1/60 \text{ cm}^2$ realizada en un ángulo sólido de 1 estereorradián (sr).
Luz Negra	Expresión coloquial utilizada para describir la luz ultravioleta (UV). Ver luz ultravioleta.
Luz Ultravioleta (UV)	Luz con longitud de onda ultravioleta de 3200 a 4000 Angstrom, un poco más pequeña que la luz visible.
Magnetismo	Es la capacidad de un imán para atraer o repeler a otro imán. También se le reconoce como campo de fuerza rodeando conductores cargados con corriente eléctrica.
Magnetómetro	Es un instrumento mecánico o eléctrico para medir la fuerza del campo magnético. Un magnetómetro eléctrico también se conoce como Gaussómetro.
Magnetización Circular	La magnetización circular es la producción de un campo magnético en la pared de la tubería o coples de tal forma que el campo magnético se oriente circunferencialmente.
Magnetización por Agujón	Magnetización de una tubería por contacto directo, es decir, pasando corriente a través de la pared de la tubería con agujones.
Magnetización por Brida	Un campo magnético inducido en una tubería, o en un área de la tubería, por medio de un electroimán externo con la forma de una brida.

Mandril de Diámetro de Trabajo (Drift Mandrel)	Es un cilindro de precisión dimensionado para pasar a través de cada diámetro y peso de tubería. Se pasa a través del diámetro interior de la tubería para localizar obstrucciones y/o asegurar el cumplimiento con especificaciones apropiadas.
Marca de Herramienta	Aspereza en la superficie de la rosca o en bisel exterior o interior, causada por acción de maquinado o condiciones de corte por cuchilla, buril o peines; puede presentarse también en forma de rayadura longitudinal a través de la cresta de la rosca debido a forma o ajuste inadecuado de los peines de roscado.
Marca de Rodillo	Término utilizado para imperfecciones superficiales causadas por mala alineación o defectos en la superficie del rodillo. Estas imperfecciones pueden ser periódicas ó continuas.
Marcado	El termino "marcado" es utilizado para referirse a las marcas sobre productos tubulares, e incluye las marcas de inspección hechas con pintura o grabados.
Marcas de Mandril	Ranuras internas longitudinales que aparecen en tubería sin costura generalmente causadas por trozos de metal duro adheridos a la superficie del mandril.
Método Continuo	Método para localizar grietas mientras se está aplicando una corriente de magnetización.
Método de Bobina	Es un método de magnetización en el cuál la tubería es circulada por una bobina cargada con corriente.
Método de Contacto (Método de Flujo de Corriente)	Método de magnetizar la tubería pasando una corriente a través de su pared mediante agujones o contactos manuales.
Método de Pulsos de Eco	Método de prueba ultrasónica que genera pulsos ultrasónicos y recibe el eco de regreso.

Método Húmedo	Método de inspección de partícula magnética que emplea partículas ferromagnéticas suspendidas en un baño líquido.
Método Residual	Inspección que utiliza el campo magnético residual remanente en la tubería después de la magnetización para obtener indicaciones.
Método Seco	Método de inspección de partícula magnética en el cuál las partículas empleadas están en forma de polvo secos.
Modelo de Referencia	Una tubería que contiene muescas maquinadas o defectos naturales utilizados como base para una comparación o para la estandarización del equipo de inspección.
Monitoreo de Radiación	Determinación continua o periódica de la radiación iónica que existe en esa región.
MPI	Siglas de Inspección de Partícula Magnética (Magnetic Particle Inspection).
NDT	Siglas de Prueba No Destructiva (Nondestructive Testing).
NIST	Monograma del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (National Institute of Standards and Technology), en los Estados Unidos.
Nivel de Rechazo (a ser Evaluado)	Valor que se establece como línea base de la señal de prueba, y se utiliza para determinar si los elementos que están por debajo o por arriba de la línea base pueden ser rechazables, o de otra manera, distinguirlos de los elementos remanentes.
Ondulada	Variación cíclica en el ángulo de la hélice de la rosca y/o en sentido radial.

Operador	Es la persona que está presente durante la operación o proceso de prueba el cual es responsable de la unidad, opera los controles, observa las lecturas para detectar imperfecciones, y clasifica la tubería.
Óxido de Fabrica	Es un óxido de hierro que se forma en la superficie del acero caliente.
Partículas Magnéticas	Partículas ferromagnéticas finamente divididas seleccionadas y preparadas para la Inspección de Partículas Magnéticas por el método seco.
Paso de Rosca	Distancia en que una rosca se mueve a lo largo de su eje longitudinal. La distancia desde un punto sobre un hilo al punto correspondiente sobre el siguiente hilo, medida paralelamente al eje de la sección de la rosca.
Penetrador	Un punto localizado de fusión incompleta.
Pérdida de la Reflexión Trasera (Ultrasonica)	Ausencia o una reducción significativa de una indicación de la superficie trasera del elemento que se va a inspeccionar.
Perfil de Rosca (Escalonada)	Condición específica de la forma de la rosca que muestra una desviación abrupta en el maquinado por encima o abajo del perfil normal de la rosca.
Permeabilidad	1) Facilidad con que un material llega a ser magnetizado. 2) La tasa de densidad de flujo producida a una fuerza magnetizadora.
Picadura	Depresión o cavidad que puede ser causada por corrosión o eliminación de material sobre la superficie de la tubería.

Picadura en la Rosca	Una depresión o cavidad en el bisel o superficie de la rosca causada por inclusiones o porosidad expuesta después del maquinado, o por ataque de corrosión durante el almacenaje del tubo.
Piñón	Uno de los extremos de la tubería con rosca en la superficie externa.
Poder de Resolución (Ultrasónico)	Medida de la capacidad de un sistema ultrasónico para separar a tiempo dos discontinuidades a distancias ligeramente diferentes.
Polo	Área sobre la parte magnetizada desde la cuál el campo magnético se va o se regresa hacia adentro de la tubería, es decir, substancialmente perpendicular a la superficie de la tubería.
Polos Magnéticos	Área sobre una tubería magnetizada desde la cual el campo magnético "se queda o regresa", usualmente en su extremo cuando se magnetiza longitudinalmente.
Prácticas Recomendadas	Un documento que describe la inspección recomendada aprobada o el procedimiento de prueba para un producto.
Propietario (Cliente)	Palabra que se utiliza para designar a la compañía o persona que especifica el tipo de inspección o prueba que se va a realizar y tiene la autoridad de ordenar su realización.
Protector de Rosca	Dispositivo protector de acero o plástico colocado sobre el extremo de la tubería para proteger las roscas y los sellos contra daño.
Prueba Hidrostática	Llenado de una tubería con agua, bajo presión, y su habilidad para soportar una cierta presión sin fugas o romperse.

Prueba No Destructiva (NDT)	Inspección para detectar defectos o fallas internas, superficiales u ocultas en materiales utilizando técnicas que no dañen o destruyan los elementos que se están examinando.
Prueba Ultrasonica (UT)	Método no destructivo para inspeccionar materiales empleando ondas sonoras de alta frecuencia que están por arriba del rango audible, es decir, mayores a 20 kilohertz (kHz).
Pulido	Eliminación del material de la superficie de la tubería mediante abrasión, por ejemplo, con un esmeril o una lima.
Pulido de Fábrica	Área en la superficie de la tubería eliminada por el pulido durante el proceso de fabricación.
Pulido, Exploración	Un pulido exploratorio hecho para determinar la profundidad de una imperfección.
Pulido, Radio	Pulido hecho para eliminar orillas afiladas y / o cambios repentinos en el espesor de pared alrededor de los pulidos exploratorios o las imperfecciones.
Pulido, Reparaciones	Pulido hecho para eliminar una imperfección cuestionable y hacer que el producto cumpla con la especificación apropiada.
Pulso	Onda de corta duración.
Pulsador	Dispositivo electrónico y sonda para generar un pulso magnético de magnitud controlada para estandarizar transductores.
Pulsador Electrónico	Ver pulsador.
Punto de Desvanecimiento	Lugar en donde la raíz del hilo sale o termina sobre la superficie de la tubería. El punto en donde la guía de la herramienta roscadora hace su corte final.

Quemadura por Arco	Puntos localizados de superficie fundida por la formación de un arco entre el electrodo o la tierra y la superficie del tubo.
Radioisótopo	Es un isótopo inestable de un elemento que se desintegra espontáneamente, emitiendo radiaciones.
Raíz	Fondo de los hilos.
Rayada	Una rayadura o distorsión en dos o más crestas de la rosca en línea paralela al eje del tubo o en ángulo a través de la rosca.
Rayos Gamma	Radiación electromagnética de longitud de onda corta y de alta energía emitida por un núcleo. La energía de los rayos gamma está normalmente entre 0.010 y 10 MeV. Los rayos gamma son penetrantes y se atenúan mejor con materiales densos como el plomo y el tungsteno.
Rebaba	Un punto localizado de aspereza, filo o borde delgado producido por daño mecánico o en el maquinado de la rosca o el bisel.
Recalcado	Extremo de tubería con metal fundido, de diámetro y espesor de pared aumentados, en donde la tubería es roscada o soldada.
Recalcado Incompleto	Una depresión en la superficie exterior o interior del recalcado causada por un flujo insuficiente de metal para llenar completamente el recalcado en la forma deseada.
Reflexión	Característica de una superficie para cambiar de dirección de la propagación de ondas acústicas; el regreso de las ondas sonoras de la superficie.
Reflexión Trasera	Señal recibida desde la superficie trasera de la pared de la tubería, durante una prueba ultrasónica.

Registro	Es la carta grabada o la lectura de las imperfecciones detectadas en la tubería que está siendo inspeccionada por EMI u otro equipo de inspección electrónico.
Registro (Conteo)	Longitud total de la tubería y de las conexiones medida en 1/100 de un pie. Esta dimensión se utiliza normalmente cuando se compra tubería de revestimiento y de producción.
Relación Señal-Ruido	Es la relación de las señales generadas por el ruido en superficie a la señal de una falla o defecto significativo.
Rosca	Elementos en cada extremo de la tubería que proporcionan un medio para unir los segmentos de tubería en una alineación axial formando así una sarta continua de tubería. Entre las funciones principales de las roscas están resistir las fugas y las fallas por tensión, lo que se logra mediante un diseño especial y un maquinado apropiado. Están formadas por una serie de hilos o cuerdas, cuya cantidad depende del tipo de rosca que se trate; de acuerdo a las especificaciones API, existen cuatro tipos de roscas: roscas para tubería de línea, roscas redondas, roscas buttress y roscas extreme-line.
Rosca Deformada	Término general que describe una desviación excesiva del perfil normal de rosca (en un plano axial) a lo largo de uno o varios pasos de la rosca.
Rosca Externa	Una rosca en la superficie exterior de la tubería.
Rosca Fantasma	Una marca circunferencial de herramienta sobre el bisel de una rosca redonda que precede al inicio real de la rosca. Normalmente se refiere como un inicio falso de rosca.
Rosca Fuera de Altura	Condición específica de la forma de la rosca que describe insuficiente altura de la misma (profundidad).
Rosca Interna	Una rosca en la superficie interior de un cople o una tubería.

Rosca Oscilante	Distorsión en la espiral de la rosca a lo largo del piñón. Algunas veces se aplica a rosca ondulada o rosca con hilos cuya cresta está ondulada alrededor de la periferia de las roscas.
SEA	Siglas de Inspección Especial de Área Final (Special End Area Inspection).
Salida (de Rosca)	Intersección del último hilo de la rosca y la superficie exterior de la tubería. Lugar, sobre la superficie exterior, en donde la ranura del último hilo de la rosca se desvanece.
Sensibilidad	Es el tamaño de la discontinuidad más pequeña detectable por un método de pruebas no destructivas con un nivel señal-ruido razonable.
Sensibilidad, Porcentaje	Es la relación de la grieta más pequeña detectable dividida por el espesor de pared de la tubería que está siendo inspeccionada.
Señal	Respuesta de un equipo electrónico de pruebas no destructivas a un defecto o una imperfección en la tubería.
Sonda	Transductor o unidad de exploración.
Sonda Exploradora	Una pequeña bobina o un ensamble de bobinas que se coloca sobre o cerca de la superficie de la tubería para detectar fallas y defectos.
Standoff	Ver Distancia de Acoplamiento.
Sustancia Acopladora	Un material (usualmente líquido) utilizado entre un transductor ultrasónico y un espécimen de prueba para conducir la energía ultrasónica entre ellos.
Tolerancia	Desviación permisible desde un valor especificado.

Tramo	Sección completa de tubería de revestimiento, tubería de producción o tubería de perforación. El término coloquial es "junta".
Transductor	Dispositivos utilizados para convertir la condición de una tubería en una señal eléctrica. Es un término que incluye todas las sondas ultrasónicas, las bobinas de exploración, las sondas de corriente eddy, y la mayor parte de otros detectores.
Transductor Doble	Una sonda ultrasónica que contiene dos piezas de cristales piezoeléctricos, una para transmitir y otra para recibir.
Traslape	Pliegue de metal que ha sido laminado o empotrado en otra forma contra la superficie del metal laminado, pero que no se ha fundido con el metal sano.
Tubería de Producción (Tubing)	Producto tubular utilizado para llevar los hidrocarburos hacia la superficie. Los tamaños API abarcan desde 1.050 a 4.5 pg de diámetro externo.
Tubería de Revestimiento (Casing)	Tubería de acero utilizada en pozos de aceite y gas para evitar la entrada de los fluidos del fondo y para prevenir el derrumbe de las paredes del pozo. El rango de tamaño de las tuberías API van desde 4 1/2 a 20 pg. de diámetro exterior.
Tubería en Buen Estado (Prime Pipe)	Tubería que cumple todos los requerimientos especificados de inspección y prueba.
Tubería sin Costura	Producto tubular de acero forjado sin costura de soldadura. Es fabricado mediante el trabajo con acero caliente, o si es necesario, con el subsecuente terminado en frío del producto tubular para producir la forma, las propiedades y las dimensiones deseadas.

Tubería Soldada Eléctricamente (ERW)	Tubería que tiene una larga costura formada por la soldadura con resistencia eléctrica o por la soldadura con inducción eléctrica, sin la adición de un metal de relleno.
Tubo de Rayos Catódicos (CRT)	Un tubo de vacío con una pantalla luminiscente que se utiliza algunas veces para ver las señales ultrasónicas o para la lectura visual de datos almacenados en computadora.
UT	Siglas de Medición Ultrasónica Puntual del Espesor de Pared (Ultrasonic Thickness Gauging).
Ultrasónico (a)	Relativo a frecuencias por arriba del rango audible, es decir, mayores a 20 kilohertz (kHz).
Velocidad Superficial	Velocidad de la zapata del transductor sobre la superficie de la tubería.
Verificación de la Estandarización	Es una verificación de los ajustes de estandarización para asegurar que permanece correcta.
Vibrada	Superficie ondulada en el flanco, raíz, cresta de la rosca o en el bisel, producida por vibración del inserto de corte.
Voltaje (V)	Unidad de potencial que provoca el flujo de corriente (volts).
VTI	Siglas de Inspección Visual de Roscas (Visual Thread Inspection).
Watt (W)	Unidad de potencia en el SI (J/s), es decir, es la rapidez con que se efectúa un trabajo.
Zapata Detectora	Patín de exploración llevando uno o dos transductores. Se utiliza para proteger los transductores contra daño mecánico.
Zona Muerta (Ultrasónica)	Distancia desde la superficie frontal de la tubería a la profundidad inesperada más cercana.

Conclusiones.

De acuerdo con la investigación realizada durante la elaboración del presente trabajo, el análisis de la bibliografía y la experiencia de campo reportada en los artículos técnicos, es posible concluir lo siguiente:

- ▲ Los elementos tubulares utilizados en la industria petrolera poseen una gran incidencia de defectos, ya sean debidos a un uso excesivo o inapropiado o al proceso de fabricación. Algunos de ellos no son dañinos pero otros pueden afectar severamente la capacidad de resistencia a las condiciones de trabajo; por consiguiente, todos los defectos en las tuberías deben detectarse e identificarse para establecer su magnitud previamente al uso del producto.**
- ▲ Un porcentaje significativo de tuberías previamente inspeccionadas puede tener defectos rechazables debido al uso de técnicas de inspección inadecuadas y la ausencia de una supervisión del aseguramiento de la calidad.**
- ▲ Las inspecciones exhaustivas para las tuberías en un pozo pueden parecer excesivas e innecesarias, pero proporcionan el más alto nivel de aseguramiento de calidad. Es posible ahorrar una considerable cantidad de dinero al no llevar a cabo inspecciones exhaustivas; sin embargo este ahorro puede resultar insignificante si ocurre alguna falla debido a un defecto rechazable preexistente. Además, la gran cantidad de inspecciones realizadas, muchas veces innecesarias, se deben a un mantenimiento inadecuado de los registros de inspección.**

- ▲ Los problemas de aseguramiento de la calidad asociados con la inspección de tuberías son reales y tangibles, pero son controlables y pueden minimizarse con inspecciones supervisadas efectuadas de acuerdo a un Programa de Inspección apropiado.
- ▲ Un Programa de Inspección completo que dependa del trabajo de un supervisor de aseguramiento de la calidad puede minimizar efectivamente los costos y tiempos de inspección mientras que maximiza la disponibilidad de productos de alta calidad.
- ▲ El éxito de este Programa de Inspección dependerá del supervisor de aseguramiento de calidad, de las técnicas establecidas, de la transportación y manejo de la tubería y de los requerimientos específicos para las pruebas de inspección.
- ▲ El Programa de Inspección debe estar basado en el aseguramiento de calidad, más no en el control de calidad, este último permanecerá como responsabilidad del fabricante.
- ▲ El Programa de Inspección deberá estar compuesto por uno o más de los métodos descritos en este trabajo y la selección de los métodos que lo conformarán dependerá de la condición de la tubería (Nueva, Premium o Usada), de la categoría del servicio que se pretenda efectuar, del tipo de pozo (*crítico* o *no crítico*) en el cual la tubería ha trabajado, y de las consideraciones económicas que el usuario haya hecho.
- ▲ Los métodos que integran los Programas de Inspección recomendados tanto para Tuberías de Revestimiento y Producción como de Perforación, fueron seleccionados en base a las experiencias reportadas por las diversas compañías de servicio y son los que generalmente se utilizan a nivel mundial.
- ▲ Es muy recomendable que cualquier tipo de inspección tubular se realice de acuerdo a las especificaciones y requerimientos del Instituto Americano del Petróleo (API) incluidos en las diversas publicaciones de este mismo organismo tales como estándares, boletines, prácticas recomendadas, etc. Las inspecciones efectuadas de acuerdo con estas especificaciones son los medios más prácticos disponibles para asegurar la integridad del producto.

- ^ Existen en la actualidad sistemas que indican el estado de las tuberías a un ritmo de producción compatible con las necesidades de la industria. La confiabilidad de estos sistemas es una garantía contra las consecuencias de fallas catastróficas, las que cada día son mayores debido a la expansión de las perforaciones costafuera y a la mayor profundidad de los pozos.

- ^ Es recomendable que las compañías que cuentan con el servicio de inspección tubular cuenten con el software adecuado para el análisis de las inspecciones, incluyendo la generación de bases de datos para el control computarizado de las tuberías almacenadas ya inspeccionadas y un almacenamiento eficiente de los resultados de la inspección, tanto en registros impresos como en cintas magnéticas o discos flexibles.

- ^ Otra recomendación muy importante, es el manejo adecuado de las tuberías y su disposición final apropiada una vez que han sido inspeccionadas. Algunas de las buenas prácticas que deben emplearse están el almacenamiento apropiado en los patios colocando tiras de madera entre los niveles de tubería cuando se está apilando para evitar el contacto metal con metal, verificar que todos los protectores de rosca estén colocados en su lugar durante la transportación y utilizar un montacargas o una carretilla elevadora siempre que la tubería vaya a ser movida.

PAGINACION VARIA

COMPLETA LA INFORMACION

Referencias.

- (1) Catálogo proporcionado por la Compañía ICO, Inc., Houston, Texas, 1989 a 1993.
- (2) Cortesía PEMEX. Taller de Inspección Tubular en Poza Rica, Ver.
- (3) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1**, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Fig. 3.3, pág. 114.
- (4) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1**, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Tabla 3.2, pág. 127.
- (5) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1**, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Tabla 3.3, pág. 128.
- (6) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1**, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Tabla 3.4, pág. 128.
- (7) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1**, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Tabla 3.5, pág. 131.
- (8) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5)**, 5ª edición, Junio 1, 1993. Párrafo 3.12.3.c, pág. 16.

- (9) **Specification for Threading, Gaging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads, API Specification Std 5B (STD 5B), 13ª edición, Mayo 31, 1988. Figura 3.1, pág. 16.**
- (10) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Tabla 3.6, pág. 132.**
- (11) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Figura 4.4.1, pág. 21.**
- (12) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.5, pág. 24.**
- (13) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Figura 5.9.6.a, pág. 77.**
- (14) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 5.9.a, pág. 75.**
- (15) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 5.9.b, pág. 76.**
- (16) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.8.b, pág. 29.**
- (17) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.8.c, pág. 32.**

- (18) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.8.a, pág. 28.**
- (19) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.8.d, pág. 33.**
- (20) **Specification for Threading, Gaging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads, API Specification Std 5B (STD 5B), 13ª edición, Mayo 31, 1988. Figura 3.2, pág. 16.**
- (21) **Specification for Threading, Gaging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads, API Specification Std 5B (STD 5B), 13ª edición, Mayo 31, 1988. Párrafo 3.4, pág. 15.**
- (22) **Specification for Threading, Gaging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads, API Specification Std 5B (STD 5B), 13ª edición, Mayo 31, 1988. Tablas 7.1 y 7.2, págs. 48, 50.**
- (23) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.13.a, pág. 46.**
- (24) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.13.b, pág. 47.**
- (25) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Figura 4.13.2, pág. 42.**
- (26) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.a-1, pág. 54.**

- (27) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.a-2, pág. 54.**
- (28) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.b-1, pág. 55.**
- (29) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.b-2, pág. 55.**
- (30) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.c-1, pág. 56.**
- (31) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.c-2, pág. 56.**
- (32) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.d-1, pág. 57.**
- (33) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.d-2, pág. 57.**
- (34) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.e-1, pág. 58.**
- (35) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 4.14.e-2, pág. 59.**

- (36) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Figura 4.14.2, pág. 48.**

- (37) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Tabla 3.9, pág. 153.**

- (38) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Figura 3.2, pág. 112.**

- (39) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Tabla 3.7, págs 133 a 139.**

- (40) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Figura 3.4, pág. 117.**

- (41) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Figura 3.5, pág. 117.**

- (42) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Tabla 3.8, págs. 140 a 152.**

- (43) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Párrafo 3.17.5.e, pág. 121.**

- (44) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Figura 3.6, pág. 122.**

- (45) **Drill Stem Design and Inspection, Standard DS-1, T. H. Hill Associates, Inc. 1ª edición, Diciembre, 1992. Párrafo 3.18.4.c, pág. 122.**

- (46) **Specification for Drill Pipe, API Specification 5D (SPEC 5D), 3ª edición, Agosto 1, 1992. Figura 6.2, pág. 17.**

- (47) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 5.8.a, pág. 72.**
- (48) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 5.8.b, pág. 72.**
- (49) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 5.8.c-1, pág. 73.**
- (50) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 5.8.c-2, pág. 74.**
- (51) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Figura 5.9.3.c, pág. 77.**
- (52) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 6.1, pág. 82.**
- (53) **Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe, API Recommended Practice 5A5 (RP 5A5), 5ª edición, Junio 1, 1993. Tabla 6.2, pág. 83.**
- (54) **Kahil, John y Logan, Bob. Innovative Technology Improves Tubular Inspections. Oil and Gas Journal, Enero 13, 1986.**
- (55) **PipeImage, Magnetic Flux Imaging System. Folleto de Compañía ICO, Inc., Houston, Texas, 1993.**
- (56) **Información proporcionada por NDT Systems, Inc., NDT-EM3500SPA pág. 1-4.**

- (57) Información proporcionada por NDT Systems, Inc., NDT-EM2000SPA pág. 2-21.
- (58) Improved Analog Inspections Systems. Folleto proporcionado por la Compañía Tuboscope, Inc., Houston, Texas.
- (59) Ultrasonic Drill Pipe End Area Inspection. Folleto proporcionado por la Compañía Tuboscope, Inc., Houston, Texas.
- (60) Haynes, John., Ultrasonic Thickness Gage for Pipe, United States Patent No. 5,313,837, Mayo 24, 1994.
- (61) Ultrasonic Inspection. Folleto proporcionado por la Compañía ICO, Inc., Houston, Texas.

Bibliografía.

- ▲ **Alers, George A.**
Ultrasonic Inspection Techniques Based on EMATS.
Petroleum Abstract No. 526,265

- ▲ **API BUL 5T1 :**
Bulletin on Imperfection Terminology.
9ª edición, Mayo 31, 1988.
American Petroleum Institute, Production Department, Washington, DC.

- ▲ **API RP 5A5 :**
Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe.
5ª edición, Junio 1, 1993.
American Petroleum Institute, Production Department, Washington, DC.

- ▲ **API RP 5B1 :**
Recommended Practice for Gaging and Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads.
3ª edición, Junio 15, 1988.
American Petroleum Institute, Production Department, Washington, DC.

- ▲ **API SPEC 5CT :**
Specification for Casing and Tubing (US Customary Units).
4ª edición, Noviembre 1, 1992.
American Petroleum Institute, Production Department, Washington, DC.

- ▲ **API SPEC 5D :**
Specification for Drill Pipe.
3ª edición, Agosto 1, 1992.
American Petroleum Institute, Production Department, Washington, DC.

- ▲ **API STD 5B :**
Specification for Threading, Gaging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line
Pipe Threads.
13ª edición, Mayo 31, 1988.
American Petroleum Institute, Production Department, Washington, DC.

- ▲ **Compañía Guardian Oil Field Services, Inc., Edmonton, Alberta, Canada.**
Información, catálogos y folletos proporcionados.

- ▲ **Compañía ICO, Inc., The Innovation Company, Houston, Texas.**
Información, catálogos y folletos proporcionados.

- ▲ **Compañía NDT Systems, Inc., Houston, Texas.**
Información proporcionada.

- ▲ **Compañía Tuboscope, Inc., Houston, Texas.**
Información, catálogos y folletos proporcionados.

- ▲ Edens, Wade C.
Electromagnetic Inspection: Wall Loss and Flaw Location in oil Country Tubular Goods.
Materials Evaluation, Abril 1992, pág. 476.

- ▲ Fortenberry, David G.
API/IADC Data Confirm Ways to Cut Pipe Failures.
Drilling Contractor, Junio/Julio 1991, pág. 45.

- ▲ Haynes, John.
Ultrasonic Thickness Gage For Pipe.
United States Patent No. 5,313,837
Mayo 24, 1994.

- ▲ Hill, Tom H. y Money, Randy C.
Standard DS-1 : Drill Stem Design and Inspection.
T. H. Hill Associates, Inc., Houston, Texas.
1ª edición, Diciembre, 1992.

- ▲ Kahil, John.
Inspección Automática No Destructiva de Tubulares.
Petrólco Internacional, Julio-Agosto 1985.

- ▲ Kahil, John.
Pipe Inspection Method gives 3D View of OCTG Defects.
World Oil, Julio 1990.

- ▲ Kahil, John y Logan, Bob.
Innovative Technology Improves Tubular Inspections.
Oil and Gas Journal, Enero 13, 1986.

Prácticas Recomendadas para la Inspección de Tuberías.

- ▲ Karlin, Bob y Scheetz, Fred.
Ultrasonic Inspection of Oil Country Tubular Goods.
Petroleum Abstract No. 526,264.

- ▲ McPherson, B., Dutton, P., Dale, B. A. y Chilton, T. S.
A New Automated Tool-Joint Inspection System to Reduce Drillstring Failures.
IADC/SPE 19962, presentado en el 1990 IADC/SPE Drilling Conference en Houston,
Texas, Febrero 27 a Marzo 2, 1990.

- ▲ Mortensen, J. H. y Stewart, D. L.
Taking Control of Tubular Inspections.
SPE 16213, presentado en el SPE Production Operations Symposium en Oklahoma,
Oklahoma, Marzo 8-10, 1987.

- ▲ Rogers, Weldon y Shaffer Ed.
Evaluating Used Drill Pipe End Areas Utilizing UT Techniques.
Petroleum Abstract No. 526.083.

- ▲ Stanley, Roderic K. y Mason, Dave.
Advanced Electromagnetic Tubular Inspection During Well Servicing.
Petroleum Abstract No. 520,560.

- ▲ Tippens, Paul E.
Física: Conceptos y Aplicaciones.
3ª edición, Agosto de 1990.
McGraw Hill.