

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



Tuberías Petroleras (OCTG) y la Union Roscada.  
Efectos de la Ovalidad.  
Medición del Paso Diametral de una rosca.  
Hermeticidad de la Junta Roscada.  
Disminución de la Resistencia al Colapso.

Tesis para optar el Titulo de  
INGENIERO DE PETROLEO

Alberto Ulrik Ekonon Coloma

LIMA - PERU

2000

# DEDICADO

A mi padre

**Jhon Albert Ekonon Taiman**

6 de Octubre de 1890, Estocolmo. Reino de Suecia.

4 de Abril de 1955, Lima. Perú.

Sin ser Ingeniero hizo mucha Ingeniería porque tuvo ingenio.

## RECONOCIMIENTOS

Este trabajo fue posible por la ayuda de mi mujer Eva que soporto con ecuánime comprensión y encomiable compostura y una gran dosis de paciencia mis aislamientos frente a esta maquina y algunas veces mis nunca disculpables descortesías.

Eva, que es la referente cultural de toda la familia leyó y corrigió lo que la maquina no fue capaz de hacer.

La señorita Elena Noriega Barreto de la Facultad de Petróleo de la Universidad Nacional de Ingeniería del Perú, fue de una invaluable ayuda al ocuparse de orientar y seguir los tramites de mi titulación. Mi agradecimiento es ilimitado.

Mi hijo Ulrik que ya paso por estos menesteres de escribir una Tesis para titularce como Ingeniero Agrónomo hizo una importante sugerencia: retirar por innecesario el Capitulo que había titulado “Algo de Historia” y preparó algunas transparencias.

El señor Edgardo Ocampo antiguo empleado de OEA y responsable de dirigir muchos de los trabajos de campo en los que se apoyó parte de este trabajo respondió con toda deferencia y prontitud mis consultas.

La señora Carmen Aldazabal, Gerente de Recursos Humanos de OEA me brindo su gentil ayuda preparando los Certificados de Trabajo y la autorización para usar la información obtenida durante mi gestión profesional.

Los ingenieros Luis Ponce de León, Salvador Milman y Aldo Gentile de Siderca escucharon mis preguntas y aclararon algunas dudas. Lo mismo hizo el ingeniero Claudio Carbajal, Gerente de una de las Empresas de IND en Argentina.

La señorita Sandra Alfonso, de Kodak Argentina S.A. me dio su colaboración para reproducir algunas de las figuras que acompañan al texto.

En 1949 el Ingeniero José Ferreyros García terminaba su carrera en la UNI y dedico, como Presidente del Centro de Estudiantes de Ingeniería, parte de su importante tiempo y puso en riesgo su libertad al interesarse intensamente en lograr la mía, conculcada por las personas que ocupaban de facto y de turno la Presidencia de la Nación que no se sintieron muy cómodas con mi actitud en contra de su equivocado accionar en el campo de las Universidades del Perú. Esas personas pasaron o desaparecieron, yo estoy aquí lleno de orgullo por mis aventuras mozas, para agradecerle a José con toda deferencia, su galante actitud.

Alfabéticamente nombrados, los ingenieros Cesar Tipian Valenzuela y Luis Villaran Rincón han tenido la gentileza de revisar el texto de esta

investigación y sus opiniones han sido muy gratas y tal vez un tanto exageradas. Con los nombrados me he comunicado desde hace muchos años en oportunidad de los Decanatos de Cesar y durante los viajes de Lucho para asistir a las reuniones de Arpel. Ambos insistieron en mi titulación y de este escrito se puede decir que la parte imponderable es de ellos dos.

A mis queridos maestros que me enseñaron a pensar con lógica les agradezco sus enseñanzas en la memoria del Ingeniero Juan Rodríguez del Castillo, Maestro y Amigo también.

Finalmente; en la década del 40, hubo un grupo de Damas que trabajó en la UNI aportando su consejo en la Biblioteca por ejemplo, u orientándonos en los Gabinetes Especializados como el de Mineralogía. O simplemente brindándonos su amistad que por mi parte, nunca olvidare.

  
Alberto Ekonen

Buenos Aires 23 de Noviembre de 2000

## RESUMEN

En 1990 nuestros Técnicos en Inspección no Destructiva de Tubulares, de Operaciones Especiales Argentinas S.A. (OEA) del Grupo Bolland y Compañía S.A. comenzaron a usar un instrumento diseñado para medir diámetros y así calcular la Ovalidad de un tubo. El resultado de los primeros trabajos mostró que casi todos los tubos de entubación y bombeo tienen cierto grado de Ovalidad.

La investigación posterior me llevó a concluir en primer término que no existen tolerancias de la Ovalidad en las normas del API para entubación y bombeo, salvo para conducción y barras de sondeo, y que la Ovalidad afecta a tres importantes características del producto:

- Verificación del Paso Diametral de una rosca.
- Disminución de la hermeticidad de una junta roscada.
- Disminución de la Resistencia al Colapso del cuerpo del tubo.

Este trabajo lo hice únicamente sobre tuberías de entubación y bombeo y sobre la rosca redonda.

El Paso diametral se verifica según la norma 5B enroscando a mano un calibre hasta que se detenga, se mide a continuación la distancia entre la boca del tubo o de la cupla y una línea de enrase labrada en el calibre. Esta distancia se llama "Standoff"; en nuestro entorno de habla hispana se la conoce como "Tiro" o "Tiraje".

La rosca se acepta si el Tiraje es más o menos el espesor de un filete, que es de 3,175 milímetros para la rosca redonda.

Si la rosca que se mide está ovalada el calibre se detendrá antes y el Tiraje así obtenido no será correcto y la evaluación de la rosca incorrecta.

La hermeticidad de la junta roscada depende del enroscado de la cupla que se debe iniciar a mano hasta que se detenga para continuar luego apretando a máquina dando tantas vueltas como lo indica la norma antes citada. Si el extremo roscado del tubo o la cupla están ovalados, la cupla se detendrá antes y la hermeticidad calculada no será la correcta.

Matemáticamente relacioné la Ovalidad de un tubo con la disminución de la resistencia al colapso. A grandes rasgos esta pérdida es de alrededor de un 20 % para una Ovalidad de 3 %

Los soportes bibliográficos de mi trabajo son las publicaciones del API y las citas a trabajos de Especialistas y Fabricantes.

El soporte técnico es el resultado de la información obtenida midiendo diámetros y calculando la Ovalidad y el Paso Diametral de 454 roscas en los siguientes diámetros 2 3/8", 4 1/2", 7", y 9 5/8".

Mis conclusiones son:

Sobre la medida del Paso Diametral:

Toda esta complicación se puede evitar si el API decide sustituir sus calibres o permitir el uso alternativo de algo mas barato, más liviano y más exacto que es un equipo que sirve para medir diámetros, cuyo empleo y sus resultados motivaron hacer este trabajo.

Sobre la hermeticidad de la junta roscada.

Además de las consideraciones sobre la frenada del enrosque por causa de la Ovalidad, investigué matemáticamente que la única forma de aumentar la hermeticidad sin modificar la rosca es aumentando el diámetro de la cupla. En una cupla de 2 3/8" por ejemplo un incremento del 1,3 % del diámetro representa un aumento de 4 % de la Hermeticidad. Figura 8-4, Pagina 57.

Sobre la presión de Colapso.

En el Bull 5 C3 sexta Edición Octubre de 1994 el API haciendo consideraciones sobre lo innecesario de incorporar un coeficiente que represente a la Ovalidad en las formulas para el cálculo de la presión de Colapso dice que algunos estudios teóricos indican que una Ovalidad de 1 a 2 % producen una disminución de la resistencia al Colapso en 25%.

Con una de las fórmulas de Timoshenko construí un modelo matemático para relacionar a la Ovalidad con la Resistencia al Colapso. Yo usé una fórmula del nombrado Timoshenko y calculé que un tubo de 7 26 N disminuye su resistencia al colapso 20% cuando ha perdido su redondez un 3 %.

## **CONTENIDO**

<b>CAPITULOS</b>	<b>PAGINAS</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Tuberías API</b>	<b>7</b>
<b>3 La Unión Roscada</b>	<b>25</b>
<b>4 La Ovalidad</b>	<b>39</b>
<b>5 Conclusiones</b>	<b>74</b>
<b>6 Apéndice</b>	<b>82</b>

# INDICE

Capítulo

Página

<b>1 Introducción</b>		
	La Ovalidad en las tuberías petroleras	1
	Mi primer contacto con la Ovalidad	1
	Tema de este Trabajo	2
	El API y la Ovalidad en los años ochenta	2
	La Bibliografía y la Ovalidad	3
	Efectos perjudiciales de la Ovalidad	
	Verificación del Paso Diametral de una rosca	5
	Hermeticidad de una junta roscada	5
	Disminución de la Resistencia al Colapso de un tubo	5
	Bibliografía	6
<b>2 Tuberías API</b>		7
	Razones para entubar y cementar un pozo	7
	Cañerías	8
	Cañerías remachadas	8
	Cañerías soldadas en espiral	8
	Cañerías soldadas a tope y sobrelapadas	8
	Cañerías soldadas eléctricamente	8
	Tuberías	9
	Clasificación	9
	Tuberías de Entubación	9
	Tubería o cañería Guía o “Stove pipe”	9
	Tubería conductora o “Conductor pipe”	9
	Tubería de Superficie o “Surface casing”	10
	Tubería Intermedia o “Intermediate casing”	11
	Tubería de Producción o “Production casing”	11
	Camisas o “Liner casing”	11
	Tuberías de Bombeo	11
	Cronología de los Tubulares	11
	Especificaciones del API	13

	Diámetro	14
	Espesor de Pared	15
	Peso	15
	Peso Nominal	15
	Peso del Tubo Liso	15
	Peso de Cálculos	15
	Peso de facturación	15
	Grado de Acero	16
	Cupla	17
	Cuplas comunes	17
	Cuplas de diámetro reducido	17
	Cuplas con bocas con diferente rosca	17
	Cuplas reducción	17
	Cuplas con Anillos de Sello	17
	Cuplas con Bisel especial	18
	Terminación de Extremos	18
	Protector de Roscas	18
	Rangos de Longitud	18
	Presión Hidrostática de Prueba	19
	Torque de Apretado	20
	Disponibilidad de tuberías	21
	Denominación	21
	Facturación	21
	Calidad del producto	22
	Diseño de columnas de entubación	22
	Abandono de pozos y recuperación de tuberías	24
	Bibliografía	24
<b>3 La Unión Roscada</b>		
	Tipo de Roscas	25
	Cilíndricas	25
	Cónicas	25
	La Conexión Roscada	26
	Normalización de las roscas	27
	Roscas Premium y Super Premium	27
	Roscas API	29
	Descripción de las Roscas API	29
	Rosca de Conducción	29
	Rosca Redonda de Bombeo y Entubación	29
	Rosca Buttress	30
	Rosca Extreme Line	30
	Elementos de una Rosca Redonda	31
	Altura de Filete	31
	Distancia entre Filetes	31
	Conicidad	31
	Paso Diametral	31

	Verificación API del Paso Diametral	32
	Calibres para verificar el Paso Diametral	33
	Calibres de Trabajo	33
	Calibres Maestro	34
	Precio de Calibres	35
	Mecánica del acoplamiento de las roscas	35
	Efecto de la Presión	36
	Ensamble Correcto	36
	Bibliografía	37
<b>4 La Ovalidad</b>		
	Definición	39
	Medición	40
	Calculo de Ovalidad, ejemplo. Tabla 1-4	41
	Tolerancias	42
	Mis primeras Experiencias con la Ovalidad	43
	Funcionamiento del Equipo empleado	43
	Nuestras Inspecciones	44
	Efectos Indeseables de la Ovalidad	44
	Efecto de la Ovalidad en la medición del Tiraje	46
	Método API	46
	Medición del Tiraje	46
	Desventajas del Método	47
	Método no API	50
	Medición del Paso Diametral	50
	Calculo de P. Diametral. Ejemplo Tabla 3-4	50
	Ventajas del Método	51
	Desventaja del Método	51
	Efecto de la Ovalidad en Hermeticidad de la U. Roscada	52
	Cálculo de la Hermeticidad	52
	Programas de cálculo para 41 CX	58
	Efecto de la Ovalidad en la Resistencia al Colapso	59
	Presiones de Colapso estipuladas por el API	60
	Cálculo de la P. de Colapso de un tubo ovalado	62
	Modelo Matemático	65
	Reducción de la P. de Colapso de tubos ovalados.	
	J55 Figura 11-4, $w=0,03$	67
	N80 Figura 12-4, $w=0,03$	68
	P110 Figura 13- 4, $w=0,03$	69
	Soluciones del Modelo Matemático para Ovalidad W	
	$w = 0,01$	70
	$w = 0,02$	71
	$w = 0,03$	72
	Bibliografía	73

<b>5 Conclusiones</b>		
	Conclusión N° 1 La Pregunta Original	74
	Conclusión N° 2 Medición del PD	74
	Conclusión N° 3 Hermeticidad de la Junta Roscada	78
	Conclusión N° 4 Presión de Colapso	79
	Conclusión N° 5 Costo del Cambio	79
<b>6 Apéndice</b>		
	Resumen de tubos evaluados	82
	Advertencia	83
	Mediciones de Ovalidad hechas por Karlin	84
	Tubos 2 3/8" 4,7# N80 EU	
	Listado de mediciones en tubos y cuplas	84
	Resumen de Funciones Estadísticas	85
	Histograma de PD de cuplas	86
	Histograma de PD de tubos	87
	Histograma de Ovalidad de cuplas	88
	Histograma de Ovalidad de tubos	89
	Tubos 4 1/2" 18,77# P105	
	Listado de mediciones en tubos y cuplas	90
	Resumen de Funciones Estadísticas	92
	Histograma de PD de cuplas	93
	Histograma de PD de tubos	94
	Histograma de Ovalidad de cuplas	95
	Histograma de Ovalidad de tubos	96
	Tubos 7" 26# N80 BTC	
	Listado de mediciones en tubos	97
	Resumen de Funciones Estadísticas	99
	Histograma de PD de tubos	100
	Histograma de Ovalidad de tubos	101
	Tubos 9 5/8" 40# K55 LTC	
	Listado de mediciones en tubos y cuplas	102
	Resumen de Funciones Estadísticas	103
	Histograma de PD de cuplas	104
	Histograma de PD de tubos	105
	Histograma de Ovalidad de cuplas	106
	Histograma de Ovalidad de tubos	107
	Tubos 9 5/8" 40# N80 BTC	
	Listado de mediciones en tubos y cuplas	108
	Resumen de Funciones Estadísticas	109
	Histograma de PD de cuplas	110

	Histograma de PD de tubos	111
	Histograma de Ovalidad de cuplas	112
	Histograma de Ovalidad de tubos	113
	Programa de cálculo para HP 41CX para calcular:	
	Hermeticidad de la junta Roscada.	114
	Presión de Colapso de un tubo ovalado	116
	Modelo Matemático	118
	Antecedentes del API	122
	Lista de tuberías de entubación y bombeo normalizadas por el API	126
	Lista de publicaciones del API	130
	Paso Diametral de Rosca Redonda. Tolerancias API y MRP	132

Figuras		
1-2	Esquema de tuberías de un pozo completado con una camisa	10
1-3	Roscas API	28
2-3	Rosca redonda. Dimensiones básicas de apretado manual y mecánico	32
3-3	Calibre anillo API para verificar el Paso Diametral de un extremo de tubo	34
4-3	Posición de cupla 2 3/8" apretada a máquina vs Paso Diametral	37
5-3	Posición de cupla 9 5/8" apretada a máquina vs Paso Diametral	37
1-4	Equipo MRP para medir diámetros. Calibrando y midiendo un extremo	40
2-4	Ovalidad medida dentro y fuera de la roscadora, 5 1/2", 7" y 9 5/8"	41
3-4	Rosca redonda- Dimensiones básicas de apretado manual y mecánico	47
4-4	Calibres anillo y tapón midiendo productos ovalados	48
5-4	Calibre anillo en rosca correctamente labrada, pero ovalada	49
6-4	Hermeticidad de una junta roscada. Posición de cálculo de (P)	52
7-4	Histograma de la Hermeticidad calculada. 2 3/8" Diámetros de cupla medidos	56
8-4	Hermeticidad de junta roscada de 2 3/8" vs Diámetro exterior de la cupla	57
9-4	Hermeticidad de junta roscada de 2 3/8" vs Paso Diametral de la cupla	57
10-4	Etapas del colapso de un tubo	60
11-4	Tubos J55. Disminución de la resistencia al colapso. Ovalidad w=0,03 %	67
12-4	Tubos N80. Disminución de la resistencia al colapso. Ovalidad w=0,03 %	68
13-4	Tubos P110. Disminución de la resistencia al colapso. Ovalidad w=0.03 %	69
1-5	"Cuplas grandes y extremos chicos" 2 3/8"	76
2-5	"Cuplas grandes y extremos chicos" 4 1/2 "	76
1-6	Histograma de Paso Diametral de cuplas 2 3/8"	86
2-6	Histograma de Paso Diametral de tubos 2 3/8"	87
3-6	Histograma de Ovalidad de cuplas 2 3/8"	88
4-6	Histograma de Ovalidad de tubos 2 3/8"	89
5-6	Histograma de Paso Diametral de cuplas 4 1/2"	93
6-6	Histograma de Paso Diametral de tubos 4 1/2"	94
7-6	Histograma de Ovalidad de cuplas 4 1/2"	95
8-6	Histograma de Ovalidad de tubos 4 1/2"	96
9-6	Histograma de Paso Diametral de tubos 7"	100
10-6	Histograma de Ovalidad de tubos 7"	101
11-6	Histograma de Paso Diametral de cuplas 9 5/8" K55	104
12-6	Histograma de Paso Diametral de tubos 9 5/8" K55	105

13-6	Histograma de Ovalidad de cuplas 9 5/8" K55	106
14-6	Histograma de Ovalidad de tubos 9 5/8" K55	107
15-6	Histograma de Paso Diametral de cuplas 9 5/8" N80	110
16-6	Histograma de Paso Diametral de tubos 9 5/8" N80	111
17-6	Histograma de Ovalidad de cuplas 9 5/8" N80	112
18-6	Histograma de Ovalidad de tubos 9 5/8" N80	113
<b>Tablas</b>		
1-2	Tolerancias del diámetro exterior de tubos	14
2-2	Calibres de diámetro interior. Dimensiones	14
3-2	Grados de acero	16
4-2	Rangos de longitud de entubación y bombeo	19
1-3	Precio de calibres Maestros y de Trabajo	35
1-4	Cálculo de la Ovalidad. Ejemplo	41
2-4	Cálculo del Paso Diametral. Ejemplo	50
3-4	Hermeticidad 2 3/8". Resumen de Estadísticas	56
1-5	Paso Diametral de cuplas y extremos roscados 2 3/8" y 4 1/2" R, de Estadísticas	77
1-6	Tubos Evaluados. Resumen de mediciones y cálculos efectuados	82
2-6	2 3/8", cupla y tubo Paso Diametral. Resumen de Estadísticas	85
3-6	4 1/2", cupla y tubo Paso Diametral. Resumen de Estadísticas	92
4-6	7", tubo Paso Diametral. Resumen de Estadísticas	99
5-6	9 5/8" K55 cupla y tubo Paso Diametral. Resumen de Estadísticas	103
6-6	9 5/8" N80 cupla y tubo Paso Diametral. Resumen de Estadísticas	
	Modelo Matemático. Pagina 1 de 4	118
	Modelo Matemático. Pagina 2 de 4	119
	Modelo Matemático. Pagina 3 de 4	120
	Modelo Matemático. Pagina 4 de 4	121



La pregunta que me hice cuando terminé la primera prueba fue cuán peligrosa podría ser la Ovalidad y por qué el API no la había clasificado aún como una *imperfección* que es una discontinuidad o irregularidad en el producto que se puede convertir en *defecto* cuando es de suficiente magnitud que justifique su rechazo.

Esta pregunta me llevó a pensar que el tema de las tuberías afectadas por la Ovalidad podría ser de interés para la Facultad de Petróleo y que bien podría ser el de mi Tesis para titularme como Ingeniero en Petróleo.

Mi investigación comenzó de inmediato y se encaminó a averiguar lo que estaba haciendo el API y lo que se venía escribiendo en las Revisitas especializadas.

## **EL API**

Al poco tiempo de iniciar esta investigación conseguí las minutas de tres reuniones de Organismos del API llevadas a cabo en los años 1981<sup>1</sup>, 1984<sup>2</sup>, y 1988<sup>3</sup>, cuyo resumen acompaño en el Apéndice con el nombre de Antecedentes del API. Casi al mismo tiempo obtuve copia de cinco trabajos que tratan el tema de la resistencia al colapso de las Tuberías Petroleras<sup>4, 5, 6, 7, 8</sup>.

Alrededor de los años ochenta, la situación en el API era la siguiente: existía un Grupo de Tareas sobre la Ovalidad, formado por Funcionarios del Instituto, Usuarios, Fabricantes y Consultores; que venía tratando el tema a instancia de los Usuarios los que al comienzo solamente habían hecho manifestaciones sobre los efectos de la Ovalidad en la Presión de Colapso de los tubos. Tiempo después lo hicieron sobre los efectos en la Hermeticidad de la unión roscada y en las medidas inexactas del Tiraje (Standoff) cuando la operación se hace empleando los calibres API. El Tiraje de una rosca es la medida de la variación de su Paso Diametral respecto del Paso Diametral estipulado.

Encontré en las minutas del 84 que *“los usuarios recomiendan que se especifique tolerancias de Ovalidad en las tuberías de entubación y bombeo (OCTG) para asegurar una adecuada resistencia al Colapso”*.

OCTG es la sigla de Oil Country Tubular Goods, se refiere únicamente a las tuberías de entubación y bombeo, llamadas “Casing” y “Tubing”.

Recién en 1988 el Grupo de Tareas sobre Ovalidad dice que *“tentativamente está de acuerdo con las tolerancias propuestas por los usua-*

*rios para la Ovalidad y reconoce que existe una relación entre la Ovalidad y el Tiraje”*

A la fecha de terminación de este trabajo, en julio de 2000, solamente en dos publicaciones del API se menciona a la Ovalidad con tolerancias. Una es la Especificación para Barras de Sondeo (Drill Pipe) Spec 5D y la otra se refiere a las Tuberías de Conducción (Line Pipe) Spec 5L. En ambas se establece un máximo de Ovalidad medida en el diámetro exterior del extremo del tubo. Esto es así para poder enfrentar y soldar correctamente la unión (Tool Joint) en el primer caso y para facilitar la tarea de soldadura o asegurar la hermeticidad de la unión entre tubos en el segundo caso.

En el Bull 5C3 de Fórmulas y Cálculos de las Propiedades de las Tuberías se la menciona en los procedimientos de Ensayos de Colapso como parte de los informes de esos ensayos.

Finalmente el API en la edición de 1994 del mencionado boletín dice su parecer quitando importancia a la Ovalidad en la disminución de la resistencia al Colapso de las tuberías. Dice que los resultados de las pruebas realizadas no concuerdan con los valores calculados y que además de la Ovalidad existen otros factores que contribuyen a disminuir la resistencia al colapso de un tubo ovalado.

Las pruebas a las que se refiere el API se hicieron con trozos de tubo y no con tubos de largo normal.

**En ninguna otra publicación u oportunidad el Instituto ha hecho referencia a los efectos de la Ovalidad en las mediciones del Tiraje de las roscas y en la hermeticidad de la Junta Roscada.**

## **LA BIBLIOGRAFIA**

Revisando las revistas dedicadas a la Industria del Petróleo desde el año 1955, encontré varios artículos que tratan temas relacionados a la Ovalidad o sobre los efectos de ésta, en algunas de las propiedades de los tubulares petroleros.

En 1955, H. G. Texter <sup>9</sup>, al referirse a las causas del colapso de las tuberías de entubación y bombeo dice que la falta de redondez de un tubo o algún aplastamiento producido por las llaves o cuñas durante la operación de entubamiento son causa del colapso el tubo. Esta publicación fue presentada originalmente al API durante la Reunión de Producción de

Nueva Orleans de 1955 con él título *Oil - Well Casing and Tubing Troubles*.

En 1981, S. C. Haagsma y D. Achaap<sup>10</sup>, relacionan directamente a la Ovalidad con el colapso de los oleoductos submarinos. A la fecha de ese artículo, el primero de los nombrados era Presidente del Steering Group Pipelines for Marine Technological Research en Holanda y el segundo estuvo a cargo del diseño del primer oleoducto submarino de acero inoxidable en el mundo.

En 1989, Tom H. Hill y Randy C. Money<sup>11</sup>, consultores en Aseguramiento de la Calidad y expertos en Inspección de Tubulares en T. H. Hill Associates, se refieren al resultado poco confiable, por la presencia de la Ovalidad, en la verificación del Paso Diametral de una rosca cuando se emplean los calibres de anillo y tapón estipulados por el API.

A esta situación de falta de confianza se refieren también Robert A. “Bob” Karlin y Al Kindrick<sup>12</sup> de International Pipe Inspectors Associations, Houston, Texas, como “*una medición de segunda mano del Paso Diametral*” (second hand measurement of Pitch Diameter), y en realidad es así porque se mide una longitud para determinar el diámetro de un cono imaginario.

Los fabricantes también mencionan en sus Manuales y Publicaciones la palabra Ovalidad. Por ejemplo, la Fabrica<sup>13</sup> Argentina de Tubos sin Costura, cuando enumera sus procedimientos para fabricar tubos de alta resistencia al colapso dice que mantiene “*controles de Ovalidad a valores reducidos*”

También la NKK, Nipón Kokan<sup>14</sup>, en la Introducción de un folleto dice “*A la fecha, los factores que afectan la resistencia al colapso se han investigado y probado por varios Investigadores y Fabricantes. Sus hallazgos son: Yield Strength, Relación D/t (diámetro a espesor de pared), Ovalidad (Out of roundness), Tensión Residual (Residual Stress), y Uniformidad de espesor de pared. (Excentricidad)*”. El subrayado es mío.

El “Tool Pusher’s Manual” editado por la American Association of Oil well Drilling Contractors, Sección B-6, dice que una de las causas de la pérdida de la hermeticidad de una unión roscada es la Ovalidad.

A grandes rasgos, existió igualdad de criterios entre lo tratado internamente por los componentes del Grupo de Tareas del API y lo que se ha publicado en las revistas especializadas.

Ambas fuentes coinciden en el aspecto perjudicial de la Ovalidad en los siguientes tres puntos:

- La verificación del Paso Diametral de una rosca ovalada puede no ser correcta cuando se hace empleando los calibres de anillo y tapón estipulados por el API.
- La Ovalidad afecta a la hermeticidad de una unión roscada.
- La Ovalidad afecta a la resistencia al colapso de un tubo.

## **EN CONCLUSION.**

Como el Instituto no da información o explicación de lo que no aprueba o no incluye en sus publicaciones, los petroleros desconocemos las razones que tiene para no clasificar a la Ovalidad como una imperfección.

Por lo tanto vale la pena investigar todos los antecedentes posibles y llegar así a una conclusión.

Este es el tema de mi Tesis que desarrollo en los Capítulos que siguen.

1 Introducción, 2 Tuberías API, 3 La Unión Roscada, 4 La Ovalidad, 5 Conclusiones y 6 Apendice.

Los Capítulos 2, Tuberías API y 3, La Unión Roscada, los redacté para que sean independientes entre sí. Están escritos teniendo en mente el uso que les podrían dar los alumnos de la Facultad de Petróleo de La Universidad Nacional de Ingeniería del Perú y son un preámbulo para lo que sigue.

En el Capítulo 4 trato el tema de la Ovalidad, su medición, equipo empleado y otros. Explico los alcances de sus efectos perniciosos en la medición del Paso Diametral de una rosca, en la disminución de la hermeticidad de la junta roscada y finalmente le doy tratamiento matemático calculando la disminución de la resistencia al colapso de un tubo ovalado.

En el Capítulo 5 concluyo demostrando lo siguiente:

Para tener una exacta medición del Paso Diametral de una rosca, sería conveniente reemplazar los calibres API por un sistema vastamente probado y que además es mucho mas barato.

Para que coincidan los valores calculados de la hermeticidad de una junta roscada con los de Operación habrá que separar las roscas ovaladas.

La presión de colapso de un tubo disminuye casi un 20% cuando esta ovalado entre 2 y 3 por ciento.

El Capítulo 6 llamado Apéndice contiene la información estadística de las mediciones y otros documentos relacionados al tema de este trabajo.

---

<sup>1</sup> *Report of Meeting TASK GROUP ON PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING, TUBING AND DRILL PIPE.*, January 5, 1981. Bal Harbour, Florida. W. O. Clinedinst, Chairman.

<sup>2</sup> *REPORT for Meetings of the API Committee on Standardization of TUBULAR GOODS at the 1984 Standardization Conference of the Production Department. American Petroleum Institute.* The Fontainebleau Hilton: Miami Beach, Florida. June 10 through 15, 1984

<sup>3</sup> *WORK GROUP ON OVALITY. MUNUTES OF MEETING* November 14, 1988.

<sup>4</sup> Phillip D. Patillo, Amoco Production Co.; N.C. Huang, U. Of Notre Dame. *THE EFFECT OF AXIAL LOAD ON CASING CALLAPSE.* SPE. September 21, 24, 1980.

<sup>5</sup> N.C. Huang, Associate Professor. U of Notre Dame; P.D. Patillo, Staff Research Engineer, Amoco Production Co. *Collapse of Oil Well Casing.* ASME April 1, 1980

<sup>6</sup> Y. ara, . Matsuki, M. Furugen, K. Ohyaabu. *Theoretical STUDY ON Casing Collapse.* January 5. 1981. Sumitomo Metal Industries, Ltd. (Osaka. Japan)

<sup>7</sup> Adolf Schiller. *Test Facilities for big inch oil – field pipes under extreme conditions at the “ Institut für Tiefbohrkunde und Erdölgewinnung Technische Universität Clausthal ( ITE)”* 17. 12. 1980

<sup>8</sup> P. W. Moore. *MANUFACTURING TECHNIQUES IN PRODUCING CONSISTENT HIGH COLLAPSE PROPERTIES.* Presentation at the Sixty-Third Annual Standardization Conference, of the American Petroleum Institute, New Orleans, Louisiana, June 23, 1986. Tubular Corporation of America, Inc. Muskogee, Oklahoma Plant.

<sup>9</sup> H. G. Texter, *Why Oil - Well Tubing and Casing Fail .....in Tension, and Why They Collapse..* The Oil and Gas Journal , July 4, 1955.

<sup>10</sup> S. C. Haagsma, D. Achaap.

<sup>11</sup> Tom H. Hill, Randy C. Money. *Caution: API Gaging Practices Can Be Hazardous To Your Leak Resistance.* Petroleum Engineer International. October 1989.

<sup>12</sup> Robert A. Karlin and Al Kindrick. *THREAD GAUGIN.* International Pipe Inspectors Association , Houston, Texas.

<sup>13</sup> *Tablas de Simbolización.* Siderca SAIC abril 11 de 1984.

<sup>14</sup> NKK, Nippon Kokan.

## TUBERIAS API

Cuando de improviso e inesperadamente se encuentran elevadas presiones bajo boca de pozo, los tubulares de entubación y bombeo pueden ser la última defensa contra la pérdida de equipos, del pozo, e incluso de vidas humanas. (Warren P Schneider. *Casing and Tubing Connections Stresses*, SPE, August 1982)

La perforación de un pozo para producir petróleo o gas requiere el cumplimiento de dos premisas básicas: Horadar un agujero hasta la mas profunda de las capas productivas y mantener dicho agujero inalterable toda la vida del pozo. Esto se consigue forrando las paredes del pozo, desde el fondo hasta la superficie con una tubería llamada de entubación o “casing”.

Las siguientes son las razones para entubar y cementar un pozo.

Impedir la contaminación ambiental; proveer de soporte a formaciones débiles y altamente fracturadas evitando así que se derrumben las paredes del pozo y aprisionen las herramientas de perforación; impedir la migración del agua de, o a la formación; impedir la contaminación de las arenas de agua potable; confinar la producción al interior de la tubería; proveer una conexión adecuada para los equipos de boca de pozo; proveer un medio para controlar presiones; aislar zonas acuíferas y gasíferas de las petrolíferas; proveer de un conducto de diámetro conocido para facilitar la introducción de herramientas de ensayo y completación; y finalmente facilitar la instalación de equipos de subsuelo en el caso de producción con medios artificiales.

Para cumplir con lo anterior, la tubería deberá resistir la presión exterior de colapso, deberá ser lo suficientemente resistente en el cuerpo y en la unión roscada para que no se zafe por su propio peso o cuando es sometida a esfuerzos elevados de tracción. Deberá soportar además la presión interna sin deformaciones ni roturas, y finalmente las paredes del tubo deberán ser tan delgadas como lo permita los esfuerzos a que será sometida. <sup>1, 2, 3</sup>

En la producción de tubulares petroleros, el método de fabricación entre otras cosas tiene mucho que ver con el uso que se le dará al producto terminado<sup>4</sup>.

## **CAÑERIAS.**

El tubular fabricado con una chapa metálica, rolada, remachada o soldada según una generatriz de cilindro o una hélice, recibe el nombre de caño.

### Cañerías remachadas.

Las primeras cañerías empleadas para entubar pozos se fabricaban rolando una chapa de acero y uniendo los bordes con remaches. Se las conocía con el nombre de “stove pipe”. Con el advenimiento de nuevas cañerías soldadas se las dejó de usar como cañería de entubación siendo relegadas únicamente a la columna de cañería guía o conductora<sup>5</sup>. Ahora están fuera de uso.

### Cañerías soldadas en espiral.

Cuando se construyen con largas tiras de chapa de acero roladas en espiral, con sus bordes soldados, se llaman como su método de construcción lo indica: cañerías en espiral. Su presencia desplazó a las anteriores en la columna de cañerías guía. Fue usada también como cañería conductora en acueductos, oleoductos y gasoductos de baja presión<sup>6</sup>.

### Cañerías soldadas a tope y sobrelapadas.

En ambos casos se unen los bordes a presión y temperatura de soldadura, en el primer caso los bordes se enfrentan, en el segundo caso los bordes se sobrepone. Las cañerías sobrelapadas se han usado para entubar pozos de poca profundidad<sup>7</sup>.

### Cañerías soldadas eléctricamente.

El método es similar al empleado en la fabricación de cañerías soldadas a tope, excepto que la soldadura se consigue aplicando una corriente eléctrica a través de la unión lo que produce suficiente calor para soldar los bordes entre sí. La ventaja de ese método de construcción es que se puede emplear chapas de acero de alto contenido de carbón, lo que no se puede hacer en la fabricación de cañerías soldadas a tope o sobrelapadas. Otra ventaja que supera aun a los tubos sin costura es la uniformidad del espesor de pared del caño, ya que se fabrican con chapa de acero, y la chapa de acero tiene una gran uniformidad de espesor<sup>1</sup>.

## **TUBERIAS.**

Es por excelencia el tubular petrolero. Según el catálogo de productos de Siderca SAIC <sup>8</sup> *“se fabrica agujereando un lingote o una barra redonda caliente hasta llevarlos al diámetro y espesor requerido.*

*La barra redonda es calentada en un horno de solera giratoria, y luego perforada en un perforador velóz, obteniéndose un tubo elemental de grueso espesor que pasa al laminador continuo, donde se logra un tubo de espesor cercano al requerido. Luego de un calentamiento en un horno de barras móviles, el tubo es procesado en un laminador reductor estirador, que confiere a las piezas el diámetro y espesor final.*

*Posteriormente la pieza es sometida a las necesarias operaciones de terminación en frío, las que varían según el tubo a procesar: enderezado, corte de los extremos, recalque, roscado, y otros. En cada una de estas fases de la fabricación se realizan cuidadosos controles de calidad en los que se utilizan sofisticados equipos de control no destructivo”.*

## **CLASIFICACION.**

Las tuberías así fabricadas, cuando calzan las paredes del pozo se denominan de entubación; cuando conducen los fluidos producidos hasta la boca del pozo de bombeo y cuando transportan estos fluidos hasta los tanques de almacenamiento se denominan tuberías de conducción, tuberías línea, o simplemente “line pipe”.

### ***Tuberías de entubación***<sup>9</sup>.

Salvo las camisas o “liners” todas terminan en la boca del pozo. Son las que se fabrican en mayor número de diámetros, espesores y grados de acero. Según la secuencia de su entubación reciben los siguientes nombres.

#### Tubería o cañería guía o “Stove pipe”.

Se emplea para evitar la lavadura de las formaciones de superficie no consolidadas. Esta tubería no soporta ninguna conexión de boca de pozo y su tamaño puede ser de 30”.

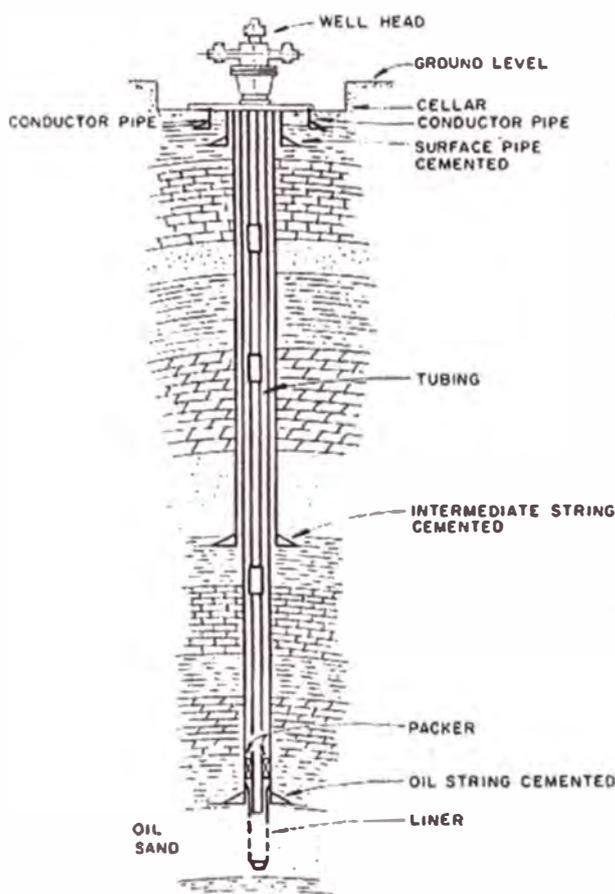
#### Tubería conductora o “Conductor pipe”.

Provée conexiones y cota suficiente para transportar el lodo de perforación hasta las zarandas vibratorias, protege las formaciones no consolidadas del subsuelo, y sella zonas acuíferas de poca profundidad.

Evita el flujo de gas de capas próximas a la superficie. Esta tubería puede soportar hasta dos BOP. Su tamaño normal es de 20 "

### Tubería de superficie o "Surface casing".

La profundidad del zapato de esta tubería será tal que permita controlar formaciones de baja presión y fácil admisión de fluidos; arenas acuíferas, y arenas con hidrocarburos a poca profundidad. La tubería típica es de 13 3/8".



**FIGURE I-1**  
Schematic Diagram of an Oil or Gas Well  
Completed with a Hung Liner

Figura 1-2  
De la Sección 1 de RP 5B1

### Tubería intermedia o “Intermediate casing”.

Como norma se cementa abajo o arriba de una zona de alta presión o para aislar una zona de fuerte pérdida de lodo de perforación. Permitirá controlar también formaciones de sal o de arcillas desmoronables.

La calidad de la cementación de esta tubería deberá ser tal que impida la comunicación de las arenas con hidrocarburos con las formaciones acuíferas superiores. La cementación de esta tubería tal vez se deba hacer en etapas para evitar una larga columna de cemento cuyo peso puede fracturar las formaciones inferiores. El tamaño normal de esta tubería es de 9 5/8".

### Tubería de producción o “Production casing”.

Es la última columna. Se cementa para aislar las capas productivas, permite controlar los fluidos del reservorio y facilita la producción múltiple. Esta es la tubería a través de la cual se completará el pozo. El tamaño normal de esta tubería es de 7" o menor.

### Camisas o “Liner casing”.

Es una columna que no llega a la superficie. Esta tubería cuelga de la tubería intermedia mediante un dispositivo llamado colgador o “liner hanger”. En este tipo de completación, la tubería intermedia y la camisa reemplazan a la tubería de producción. Debido a que esta tubería se cementa en el fondo del pozo se puede usar cualquier tubo que soporte la máxima presión de colapso, sin importar sus otras cualidades de resistencia a la presión interna por ejemplo o la resistencia a la tracción. La mayor ventaja de su uso es la reducción del costo de la tubería de producción. Las desventajas son la posibilidad de fugas a través del colgador y la dificultad de obtener una buena cementación primaria.

### ***Tuberías de bombeo.***

Sirven para transportar la producción del pozo hasta la superficie. Puede ser sin recalque, recaladas o con unión integral.

### ***CRONOLOGIA DE LOS TUBULARES.***

Aproximadamente es la siguiente.

**1900** A principios del siglo, se entubaba con una cañería sobrelapada que se conseguía en peso normal y pesado. Los caños se unían con cuplas cortas y rosca en “V”.

**1914** Se comienza a fabricar cuplas largas para entubar pozos a mayor profundidad. Durante la primera guerra mundial; se producen los

primeros tubulares de acero de baja aleación con extremos roscados en V, con tres tipos de rosca: de 10, 11.5 y 14 filetes por pulgada y Conicidad de 3/8 pulgadas por pie. La longitud de las cuplas era de 8 y 10 pulgadas.

**1918** A exigencia de la mayor profundidad de los pozos, se comienza a fabricar el primer tubo sin costura, pero debido a su costo se lo prefería para fabricar barras de sondeo y tubos de caldera.

**1920** Sale a la venta por primera vez un tubo de grado similar al H 40, en cuatro espesores de pared; cupla corta y larga y roscas de 10 filetes por pulgada. Se conseguía en las modalidades de soldado sobrelapado y sin costura.

La década de los años veinte marca un cambio bien definido en la industria porque se impone el método de perforación rotativa.

**1923** En el "General Catalogue and Price List" N° 44 de Oil Well Supply Co. figuran varias listas de tubos del más variado origen.

**1924** Los tubulares se fabricaban en 12 tamaños, de 4¾" a 24½" y los espesores variaban entre dos a seis medidas por diámetro. Las roscas en V con 3/8 pulgadas por pie de Conicidad tenían 10 filetes por pulgada hasta los tubulares de 8 1/8". Los diámetros mayores tenían 8 filetes por pulgada y ¾ pulg. por pie de Conicidad.

**1930** Se conoce un tubo grado D comparable al J 55. El manual de Ingeniería Mecánica Marks Third Edition 1930 tiene una lista titulada: *American Petroleum Institute Line Pipe and Oil Well Tubing*. Pese al empleo limitativo de la palabra "Tubing" contiene información de 28 tubos, desde 1/8" a 20" y otra pequeña lista de 6 tubos de bombeo.

**1940** Se fabrican tubos sin costura en grados H 40, J 55 y N 80 con 8 filetes por pulgada y ¾ pulgadas por pie de Conicidad. Algún fabricante ofrecía un tubular "special" P 110, aún fuera de norma.

**1954** La Industria de los tubulares en Argentina comienza en este año. En la actualidad, Siderca, con el nombre de DST por su alianza estratégica con Dalmine de Italia fundada en 1906 y Tamsa de Méjico fundada en 1954 participan en conjunto del 25% de los tubos petroleros consumidos en el mundo.

DST acaba de asociarse con NKK de Japón y esta terminando tratativas para alquilar por veinte años la acería Canadiense Algoma Steel Tubulars.

**1960 a 2000** Es historia conocida.

## **ESPECIFICACIONES DEL API<sup>10</sup>.**

En 1924 el API publicó la primera edición de la Spec 5 denominada *Specification for Steel and Iron Pipe for Oil Country Tubular Goods*.

En 1939 con 46 páginas y tamaño libro de bolsillo se publicó la primera edición de la *Standard 5B* dirigida a la *Inspección de Roscas de Entubación y Bombeo*. La última edición de la 5B, efectiva al 1 de Diciembre de 1996 está dedicada a la *Construcción, Medición e Inspección de roscas de tuberías de entubación, bombeo y conducción*. Tiene 79 páginas.

A partir de 1941 el API después de considerable trabajo teórico y practico entre Usuarios y Fabricantes, publicó por primera vez las resistencias mínimas a la tracción y a las presiones internas y de colapso.

El Instituto dice que las normas se revén, revisan, confirman o retiran cada cinco años. Yo estoy usando las últimas disponibles, por lo tanto es probable que de aquí en más se produzcan cambios que modifiquen alguna de las informaciones contenidas en este trabajo.

La Spec 5CT, sexta edición, Octubre de 1998, efectiva a Abril 15 de 1999, abarca a todos los tubos de acero de entubación, bombeo y camisas.

La Spec 5B, décima cuarta edición, Diciembre 1 de 1996, sobre Fabricación, Medición e Inspección de roscas, de entubación, bombeo y conducción.

El Bull 5C3, sexta edición, Octubre 1 de 1994, sobre Fórmulas y cálculos de las propiedades de entubación, bombeo, barras de sondeo y conducción.

Las tuberías se consideran API si cumplen las especificaciones físicas, químicas, y geométricas estipuladas por el Instituto, o sea aquellas referidas a las resistencias mecánicas mínimas; a la composición química del acero y a las tolerancias en las dimensiones radiales y longitudinales.

Otras especificaciones norman los procedimiento de fabricación del acero, sus tratamientos térmicos, y el diámetro y la longitud de los calibres del diámetro interior.

Un tubo API queda correctamente definido por el diámetro exterior nominal, por el peso por unidad de longitud, por el grado de acero, por el tipo de cupla, tipo de rosca, rango de longitud y presión hidrostática de prueba.

En adelante, por claridad y referencia, cuando corresponda, indicare junto al nombre o denominación de la publicación del API el número de la Sección, Tabla y otros.

**Diámetro. SCT, 7.10.1**

El tamaño del tubo se da por su diámetro exterior  $D$ , conocido como el diámetro nominal. Forma parte con el peso nominal, de la primera y segunda columna denominadas "Designation". de las Tablas 20 a 25. Página 126. Las tolerancias en mas o en menos para el diámetro exterior de tubos son las siguientes:

Tabla 1- 2

Diámetro del tubo.	Tolerancia en mm.	Tolerancia en pulgadas
Menores de 4 ½"	± 0,79	± 0,031
4½" y mayores.	+ 1,00% -0,50% de $D$	+ 1,00% -0,50% de $D$

En la misma sección se dan tolerancias para los tubos con diferente terminación de extremos

No existiendo especificación para el diámetro interior, éste queda determinado por el diámetro exterior y por las tolerancias del peso del tubo. En otras palabras por el espesor de pared, SCT 7.10.4. La única forma para referirse al diámetro interior es a través del diámetro de calibración o "drift diameter". Tabla 2-2

El diámetro del calibre es tal que permite asegurar un valor mínimo del diámetro interior del tubo. Esta herramienta que establece límites de tolerancia en la tubería, no tiene límites de tolerancia máximos para su diámetro exterior.

El calibre de la tubería de bombeo es un calibre radial y axial; además de calibrar el diámetro interior sirve para descartar los tubos torcidos asegurando así el libre pasaje de las bombas de profundidad y herramientas operadas a cable.

Tabla 2-2

$d$  = Diámetro interior del tubo. SCT 9.5.2

Producto y tamaño	Dimensiones mínimas	
	Longitud Pulg.	Diámetro Pulg.
Entubación y camisas		
Menor que 9 5/8"	6	d-1/8
9 5/8" a 13 3/8"	12	d-5/32
Mayor que 13 3/8"	12	d-3/16
<b>Bombeo</b>		
2 7/8" y menor	42	d-3/32
Mayor de 2 7/8"	42	d-1/8

### ***Espesor de Pared.***

El API no especifica el límite máximo del espesor de pared pero si establece que el espesor mínimo es el 87,5 % del espesor nominal de la pared del tubo.

Si durante la inspección de un tubo se detecta una fisura, o grieta, se deberá averiguar su profundidad haciendo un corte redondeado con una amoladora mecánica. El tubo se rechazará si la profundidad es mayor que el 12,5 % del espesor de la pared del tubo.

### ***Peso.***

En general en la Industria se usan cuatro pesos: nominal, del tubo liso, de cálculos y peso de facturación.

#### Peso nominal. 5CT Tablas 20 a 25. Columna 2.

El API, los fabricantes y los usuarios emplean el peso nominal como referencia y para identificar el tubo en las órdenes de compra. El peso nominal se emplea cuando no es necesario dar el peso exacto promedio del tubo y se basa en el cálculo teórico del peso en libras por pie de un tubo de 20 pies de largo con rosca y cupla.

#### Peso del tubo liso.

Es el peso de un tubo sin roscas ni cupla también llamado "Plain end".

#### Peso para cálculos.

Es el peso de un tubo con roscas en ambos extremos y con una cupla apretada a máquina.

#### Peso de facturación.

Es el del romaneo de Fábrica. El fabricante deberá pesar por separado cada tubo de entubación y cada tubo de bombeo de 1.666" de diámetro y mayores. Los tubos de bombeo de diámetros menores que 1.666" de diámetro se podrán pesar individualmente o en lotes o atados. Los tubos se podrán pesar, lisos, con recalque o sin recalque, roscado sin cupla, o roscados y con cupla.

En casos especiales, cuando de trata de calcular el peso de los extremos, el Bull 5C3, Sección 6 da los procedimientos de cálculo.

Tabla 3-2

Grupo	Grado	Yield Strength <sup>i</sup> . Min.		Yield Strength. Max.	
		Psi	N/mm <sup>2</sup>	Psi	N/mm <sup>2</sup>
1	H40	40.000	276	80.000	552
	J55	55.000	379	80.000	552
	K55	55.000	379	80.000	552
	N80	80.000	552	110.000	758
2	M65	65.000	448	85.000	586
	L80	80.000	552	95.000	655
	C90	90.000	621	105.000	724
	C95	95.000	655	110.000	758
	T95	95.000	655	110.000	758
3	P110	110.000	758	140.000	965
4	Q125	125.000	862	150.000	1034

### **Grado del acero. SCT, 5.**

La sección 5 está dedicada al proceso de fabricación de los productos estipulados en la norma. Se los distribuye en cuatro grupos, Tabla 3-2, de acuerdo a los tratamientos térmicos, composición química y resistencias mínimas y máximas. El grado del acero es una de las características que identifican un producto.

La resistencia de un tubo depende del espesor de la pared del tubo y del grado de acero con que se fabrica. El grado de acero se consigue modificando la estructura microcristalina con el agregado de minerales y mediante el tratamiento térmico.

<sup>i</sup> En adelante, para evitar lo confuso de algunas traducciones, (Limite de Elasticidad, Limite Elástico, Resistencia al Escurrimiento, Resistencia Elástica, Resistencia en el Limite Elástico) continuare empleando el termino "Yield Strength" definido como el esfuerzo de tracción requerido para producir una extensión porcentual bajo carga y estipulado en la Spec SCT.

**Cuplas. 5CT, 8.**

Deben ser fabricadas a partir de tubos sin costura, deben ser del mismo grado y tipo de rosca que los tubos que van a unir, y deberán recibir el mismo tratamiento térmico; excepto lo listado en 8.1.1 a 8.1.4.

Las cuplas especificadas en la Spec 5CT se fabrican en los siguientes tipos:

Cuplas comunes o “Regulars”. 5CT, 8.6, Tablas 31 a 34.

Entre otras especificaciones, se establece que los planos que contienen las bocas de la cupla deben ser perpendiculares al eje longitudinal de la cupla a fin de que el peso de la columna se transmita a los elevadores correctamente.

Cuplas de diámetro exterior reducido o “Special Clearance”. 5CT, 8.7.

Para roscas Buttress de entubación y bombeo con recalque exterior se debe especificar tal modalidad en la orden de compra.

Cuplas con bocas con diferente rosca, o “Combination”. 5CT, 8.8.

Son aquellas que tienen dos roscas diferentes, pero del mismo diámetro nominal. Esta modalidad se debe especificar en la orden de compra.

Cuplas reducción, o “Reducing Couplings”. 5CT, 8.9.

Para grupos 1, 2, y 3, se emplean estas cuplas cuando se debe unir tubos de diferente diámetro nominal con la misma o diferente tipo de rosca en ambos extremos. Tal alternativa se debe especificar en la orden de compra. La longitud mínima y el diámetro exterior mínimo deben ser tales que permitan acomodar el diámetro nominal y tipos de rosca requeridas. Para grupo 4, no se permiten.

Cuplas con anillos de sello, o “Seal-Ring Couplings”. 5CT, 8.10.

Se construyen según las especificaciones de SR-13 del apéndice B de la Spec 5CT. Se permite en bombeo recalcado o no, y en entubación, rosca redonda de 4 ½" a 20" y en Buttress de 4 ½" a 13 3/8". El material del anillo es de Poly tetra fluoroethylene con 25 por ciento de fibra de vidrio. El nombre comercial del plástico es Teflon. El anillo va instalado en una ranura labrada en la cupla.

El anillo de sello es lo que C. A. Bolifrass<sup>22</sup> denomina como una empaquetadura encapsulada porque al no tener completa libertad de expansión, sella a la perfección.

**Cuplas con bisel especial, o “Special-Bevel Coupligs”. 5CT, 8.11.**

Se fabrican para tuberías de bombeo con recalque exterior y sin recalque. Salvo indicación en contrario, estas cuplas salen con un bisel de 20 grados en ambas bocas.

***Terminación de extremos.* 5CT, 7.13.**

La tubería de entubación se entregará con rosca Redonda de 8 filetes provista de una cupla por tubo; salvo que se indique alguna de las siguientes alternativas: Extremos Lisos, rosca Redonda de 8 filetes sin cupla, rosca Buttress con cupla, rosca Buttress sin cupla, rosca Extreme-Line, extremos con terminación especial, o roscas con Sello de Plástico.

La rosca Buttress es una patente de la United States Steel Corporation que la cedió al uso público. Lo mismo ocurre con la rosca Extreme-Line, patentada por Armco Division, Armco Steel Corporation.

Los tubos H40, J55 o K55 se entregan con cupla corta. Si se los desea con cupla larga se deberá especificar en la orden de compra.

Las camisas (5CT, 7.13.2) se fabrican con los extremos lisos cortados a 90 grados y se entregan libres de rebabas interiores y exteriores.

Los tubos de bombeo (5CT, 7.13.3) se entregarán roscados y con cupla salvo que se especifique alguna de las siguientes alternativas: extremos lisos, extremos roscados sin cupla, unión integral, extremos con terminación especial, extremos con sellos de plástico. Los extremos serán con recalque o sin recalque según se especifique en la orden de compra.

***Protector de roscas.* 5CT, 7.14**

Para proteger las roscas, los tubos tanto de entubación como de bombeo se deben entregar con protectores en ambos extremos. Los exteriores protegerán la longitud total de la rosca y los interiores protegerán la longitud equivalente de la rosca interior. Serán construídos de tal manera que eviten la entrada de agua y suciedad. Las roscas se deberán cubrir con una grasa especial la que salvo indicación en contrario deberá cumplir las exigencias del Bull 5A2.

***Rangos de Longitud.* 5CT, 7.5, Tabla 26.**

Por conveniencia del fabricante y por necesidad del usuario los tubos de entubación y bombeo se fabrican en diferentes longitudes. El API estipula tres rangos de longitud para entubación y dos para bombeo.

Tabla 4-2

Tubería	Rango 1	Rango 2	Rango 3
Entubación Mt Pies	4,88 a 7,62 16 a 25	7,62 a 10,36 25 a 34	10,36 a 14,63 34 a 48
Bombeo Mt Pies	6,10 a 7,32 20 a 24	8,53 a 9,75 28 a 32	----- --

Las ventajas del fabricante son obvias, una vez cortado el tubo y labradas las roscas, automáticamente conforma un rango. Si durante el Control de Calidad se descarta un tubo por defectos en las roscas o extremos, el tubo vuelve al circuito de fabricación y una vez cortada la parte que contiene el defecto y labrada la nueva rosca, puede quedar dentro del rango inicial o pasar al rango inferior.

El usuario se beneficia porque dispone de varias longitudes para diseñar la longitud de las columnas de entubación.

El rango más comúnmente usado es el Rango 3 porque los tubos son más largos y así se reduce la cantidad de conexiones.

Entre las tuberías de bombeo el rango más usado es el Rango 2 porque al maniobrar con el bombeo del pozo, se sacan los tubos en tiros dobles o triples y se apilan en el mástil del equipo.

La longitud de un tubo con roscas y cupla apretada mecánicamente se mide desde la cara del extremo roscado del tubo hasta la cara libre de la cupla. Esta es la longitud que se da en el elenco de medidas que acompaña a la factura.

**Presión hidrostática de prueba.** 5CT, 9.4.2.3, Tablas 36 a 53.

Todo tubo fabricado con las especificaciones del API se deberá probar a una presión interna especificada en la Sección 9.4.2.3 del Spec 5CT.

La presión especificada en las tablas es una presión de inspección y no se la debe considerar como presión de diseño o presión de trabajo. Estas presiones se calculan con la fórmula que se da más abajo redondeando los valores a los 0,1 MPa más próximos (100 Psi) o a un máximo de 20,7 MPa, o 68,9 MPa (3.000 Psi ó 10.000 Psi) dependiendo del grado del acero del tubo, salvo las presiones de prueba alternativas que son mayores.

La presión de prueba se calcula con la siguiente fórmula.

$$P = \frac{2(f * Y_p * t)}{D}$$

Donde:

$P$  = Presión hidrostática de prueba, en MPa.

$f$  = Factor 0,6 o 0,8 según diámetro y grado del tubo. Tabla 53.

$Y_p$  = Yield Strength N/mm<sup>2</sup>

$t$  = Espesor especificado de pared en mm.

$D$  = Diámetro especificado exterior en mm.

### **Torque de apretado.** 5C3, 10; 5CT, Figuras 1 a 4.

Salvo indicación contraria, la cupla que se entrega instalada en el tubo se deberá apretar hasta la posición de apretado a máquina. 5CT, 7.14.1.1

La correcta posición de apretado mecánico implica el cumplimiento de dos premisas. Se aplica el torque estipulado por la RP 5C1 y se verifica que la cara de la cupla quede enrasada con el punto de fuga del último filete (last thread scratch ó vanishing point). La cupla puede quedar apretada dejando un filete visible. Los tubos H40, J55, K55 y M65 cupla corta, de 16" y mayores llevarán estampado a la distancia  $L_4 + 1,6$  mm. ( $L_4 + 1/16$  pulg.) de cada boca un triángulo equilátero con la base paralela a la boca del tubo. Los mismos tubos, pero con cupla larga y solamente en 20" llevarán estampado el mismo triángulo. La base del triángulo sirve únicamente para ayudar a localizar la terminación del filete. La posición de la cara de la cupla con respecto a la base del triángulo no se debe usar para aceptar o rechazar la unión. Esta propiedad sí se aplica al apretado de las cuplas Buttress.

El torque se mide en el sistema SI, en Newton-metro (N-m), y en el sistema U.S. CU, en Foot-Pound (ft-lb).

Durante los estudios sobre el tema, el Grupo de Tareas de la RP 5C1 observó que la fórmula que da la fuerza necesaria para separar por zafadura una unión de rosca redonda de ocho filetes contiene algunas de las variables que se supone afectan el valor del torque de ajuste de la unión. Y cuando el API midió en varias pruebas el torque necesario para apretar uniones de rosca redonda de ocho filetes lubricadas con la grasa API modificada encontró que los valores del torque eran aproximadamente el 1% de la fuerza de zafadura.

Consecuentemente los valores recomendados en la RP 5C1 se calculan con la siguiente relación: Torque (ft-lb) = 0,01 de la Resistencia mínima de la unión calculada con la formula 40 del Bull 5C3.

**Disponibilidad de tuberías.** 5CT, Tablas A-1, A-2, A-3.

Las tuberías de entubación y bombeo fabricadas según las especificaciones del API se pueden obtener en una extensa gama de combinaciones de diámetro, peso, grado de acero y tipo de extremos. Pagina 126.

Existen 15 diámetros de entubación: de 4½" a 20", y el numero de combinaciones posibles es de 1025. En bombeo los diámetros son 10 y van desde 1,05" a 4 ½". Las combinaciones posibles son 430.

Para saber si un tubo es de bombeo o de entubación se toma en cuenta lo siguiente:

D.E 5" y mayor diámetro es entubación.

D.E 4" y menor diámetro es bombeo.

D.E 4 ½" puede ser entubación o bombeo según la longitud de la rosca.

D.E 4 ½" y menor diámetro y recalcado es bombeo.

D.E 5" y mayor y recalcado es entubación Extreme Line.

**Denominación.** 5CT, 4.1, 4.2.

Es de uso común referir a un tubo, mencionando el diámetro y peso nominales y el grado de acero, por ejemplo: 7 26 N.

Lo correcto es agregar alguna de las letras siguientes que definen el tipo de terminación de los extremos:

P=Extremos Lisos (Plain End), S=Rosca Redonda Corta (Short Round Thread), L=Rosca Redonda Larga (Long Round Thread), B=Rosca Buttress (Buttress Thread), o E=Rosca Extreme-Line. Algunos emplean RTC por Rosca Redonda (Round Thread and Coupling) y BTC por Rosca Buttress (Buttress Thread and Coupling)

Pero cuando se trata de poner una Orden de Fabricación, la información debe ser tan completa y minuciosa como se indica en la Sección 4 de la Spec. 5CT.

**Facturación.**

La factura se emite generalmente en moneda de venta por tonelada y viene acompañada del Elenco de Medidas o "Packing List" o "Tally Sheet" identificando los tubos por: Diámetro, Tipo de Extremos, Grado de Acero, Peso Nominal, Espesor de Pared, y Rango de Longitudes. La lista contiene generalmente cinco columnas: número del tubo, longitud en metros y pies, peso en kilos y libras número de colada y numero de colada de la cupla. La fecha de fabricación se da por trimestres. Además el comprador recibe los certificados de los ensayos químicos, de tracción y de impacto.

### **Calidad del producto. SCT, 7.12**

J. M. Juran, y otros. *Manual de Control de Calidad. Segunda Edición. Reverté, pgs 14, 24*, definen:

*Control de Calidad es el proceso de regulación a través del cual podemos medir la calidad real, compararla con las normas y actuar sobre la diferencia.*

*Aseguramiento de la Calidad es la actividad que da, a todos los interesados, la evidencia necesaria para tener confianza de que la función de calidad se está realizando adecuadamente.*

La inspección estadísticamente programada de los productos es parte importante de los procedimientos y políticas de El Aseguramiento de la Calidad de los Fabricantes, quienes en las últimas décadas, permanentemente están invirtiendo en sofisticados equipos de inspección que se instalan al término de cada etapa de la fabricación. El Manual de Calidad de la Planta es el documento fundamental del Aseguramiento de la Calidad. Este documento que está a disposición de los Usuarios - Clientes, permite seguir y verificar por sí mismo o a través de una Auditoria contratada con una Compañía de Servicios de Inspección (que también debe tener su propio Manual de Calidad) las diversas etapas de la fabricación de su Orden de Compra.

Salvo las grandes Corporaciones, los Operadores pequeños no disponen en su Organismo de Compras, de Personal especializado en hacer inspecciones o en controlar a las Empresas de Servicio contratadas para ese fin. Para tal caso el RP 5A5 "*Field Inspection of New Casing, Tubing, and Plain-End Drill Pipe*" es una guía muy completa sobre Inspección de Tubulares. Consta de casi cien paginas y abarca desde la calificación de los Inspectores, descripción, calibración, procedimientos de Inspección, evaluación de imperfecciones y otros. Su precio es de 105,00 Dólares más impuestos.

### **Diseño de columnas de entubación.**

El diseño y cálculo de las columnas ha sido tratado con toda extensión por la literatura. La existencia de programas de computación acelera la operación y los métodos y procedimientos de cálculo forman un capítulo aparte en casi todos los manuales dedicados a la Industria del Petróleo. A grandes rasgos se deberá tener en cuenta lo siguiente:

Las consideraciones de seguridad deben tener primacía sobre las económicas por lo tanto la resistencia de los tubos debe ser tal que no fallen por colapso, en tracción tanto en el cuerpo como en la cupla y por presión interna. Como toda estructura metálica la columna de tubos se deberá operar en el rango elástico del acero.

Una vez determinada la máxima presión en la parte más profunda del pozo y estimada la de boca de pozo en caso de haber gas, se procede a los cálculos partiendo del fondo del pozo hacia la superficie. Siempre se considerará vacía la tubería y se aplicarán los coeficientes de seguridad que correspondan. El primer tubo de la superficie soportará el peso de toda la columna despreciando el efecto de flotación, por lo tanto será el más resistente a la tracción y en presencia de gas, los tubos próximos a la superficie deberán soportar la máxima presión esperada del yacimiento.

El último tubo en la parte más profunda del pozo debe soportar la presión hidrostática del lodo de perforación por lo tanto será el de mejor grado de acero y mayor espesor de pared.

A lo largo de toda la columna, la sección transversal del tubo y la unión roscada deberán soportar el peso de la columna inferior y las cargas extra producidas por movimientos alternativos debido a las maniobras de entubación y cementación. La hermeticidad de la unión roscada debe ser tal de soportar los diferenciales de presión en cualquier sentido.

Por lo tanto, la columna entubada será una sucesión de tramos de tubería del mismo peso y grado cuya máxima resistencia al aplastamiento está en el fondo del pozo y disminuye a cero en la boca del pozo y cuya mínima resistencia a la tracción está en el fondo del pozo y se hace máxima en la superficie.

Los cálculos se hacen con las propiedades mínimas de las tuberías que están listadas en el Bull 5C2. *Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe*.

Craft, Holden and Graves, en Well Design, refiriéndose a las propiedades mínimas dice lo siguiente:

*“Estos valores equivalen a los esfuerzos máximos (basados en las propiedades físicas mínimas) a los que se puede someter un tubo sin peligro de que falle. Estas propiedades mínimas son valores estadísticos por lo tanto podrá aparecer algún tubo cuyo acero se aparte de estos mínimos. El empleo de los coeficientes de seguridad elimina este peligro”*

Los coeficientes de seguridad o factores de diseño son números adimensionales que resultan de dividir el esfuerzo máximo permitido, entre el esfuerzo de trabajo.

La resistencia al colapso de un tubo, disminuye cuando soporta una carga axial, (lo contrario es válido) el cálculo implica una serie de interacciones entre la presión de colapso, el peso unitario y grado del tubo y el peso inferior de la columna.

En otras palabras, para determinada profundidad y presión exterior existe un tubo de determinado espesor de pared y grado de acero que soporta esas condiciones. Pero por efecto del peso de la columna que pende de él, su resistencia al colapso disminuye por lo tanto habrá que emplear un tubo de mayor espesor de pared.

El Bul 5C2, Tabla 4 da valores corregidos de la presión de colapso de un tubo que soporta una carga axial determinada. Por ejemplo el tubo 7 26 N tiene una presión de colapso de 37.300,00 kPa. (5.410,00 Psi) la que se reduce a 35.854,00 kPa (5.200,00 Psi) si soporta una carga axial de unos 120 metros de tubos del mismo diámetro y peso.

### ***Abandono de pozos y recuperación de tuberías.***

Al término de la vida económica del pozo y cuando ya no sea necesario para alguna operación secundaria, el pozo se abandona después de hacer los taponos de reglamento. Cuando la ecuación: costo de la operación es menor que el beneficio, se puede recuperar parte de la tubería bajo boca de pozo.

- 
1. L.C. Uren, *A textbook of Petroleum Production Engineering* .First Edition, New York, McGraw-Hill Book Company, Inc. 1924. p. 201.
  2. Craft, Holden, and Graves, *Well Design, Drilling and Production*. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey 1962 .p.101.
  3. Dr. Hussain Rabia, University of Newcastle, England, *Engineered Casing Design. Part 1-Casing functions, types and specs. p.54*. Petroleum Engineer International July 1985.
  4. *Casing Information*, second Edition, Petroleum Extension Service, The University of Texas-Division of Extension, Austin, in cooperation with: Texas Education Agency, Trade and Industrial Service, Austin; and American Petroleum Institute, Division of Production, Dallas. p. 10.
  5. L.C. Uren, *Petroleum Production Engineering Oil Field Development*, 3rd Ed. New York: McGraw-Hill Book Co., Inc., 1946, p. 107-109.
  6. L.C. Uren, p. 400.
  7. L.C. Uren, p. 398.
  8. siderca S.A.I.C. *Tubos de acero sin costura para la industria del petróleo*. 1986, p.17
  9. Dr.Hussain Rabia.
  - 10 Spec 5CT. *Specification for Casing and Tubing (U.S. Customary Units)*. Sixth Edition, October 1998. Effective Date April 15, 1999.



redondeado en la cresta y en la raíz usado en las roscas redondas de las tuberías de entubación y bombeo. La rosca Buttress es trapezoidal.

Las roscas cónicas generan su tope cuando termina la translación axial del extremo roscado dentro de la cupla y el conjunto, deformado elásticamente queda apretado y en íntimo contacto. El empleo de una grasa compuesta por una mezcla de aceites minerales y polvos de cobre, zinc y plomo contribuye con su propiedad sellante a aumentar la hermeticidad de la unión.

Todas las tuberías petroleras se construyen con roscas cónicas sin tope positivo. Salvo la rosca de las uniones de las barras de sondeo que por necesidad operativa es a tope positivo ubicado en el hombro o espejo de la unión.

### ***La Conexión Roscada.***

Una conexión roscada consta de dos miembros, un tubo con los extremos roscados y una cupla también roscada. El miembro roscado externamente se llama comúnmente rosca macho y la cupla se la conoce como rosca hembra.

La rosca se construye haciendo describir al perfil del filete una hélice sobre una superficie cilíndrica o cónica.

Antes de 1980 el operario que atendía la máquina roscadora controlaba cada tanto el desgaste de la herramienta de corte y verificaba las tolerancias manualmente. A medida que avanzaba el desgaste, los controles eran mas seguidos hasta que se producía el cambio de las cuchillas. Mas tarde hizo su aparición el torno a control numérico que automatizó casi toda la operación.

A partir de 1980<sup>2</sup> los Proyectistas y Fabricantes comenzaron a emplear las modernas técnicas de la computación en el diseño y construcción de las roscas: el CAD (Computer Aided Design) y el CAM (Computed Aided Manufacture).

En el diseño de una rosca interviene: la fricción entre superficies, el posible desgaste de éstas y su lubricación. El estudio de esta combinación de Física, Ingeniería Mecánica y Química se llama Tribología<sup>3</sup>.

Los atributos tribológicos<sup>4</sup> y los estructurales son importantes para definir la hermeticidad de una rosca y diseñar la topografía de los sellos.

El truncado y redondeo de las crestas y raíces de los filetes de la rosca redonda API es el punto más importante en el diseño estructural porque reduce el huelgo entre roscas permitiendo un mayor acuanamiento.

El grado de terminación de las superficies radiales de los filetes o pulimento permite el contacto íntimo en la zona diseñada para conseguir la máxima interferencia.

La grasa que impide el engranamiento de los flancos de las roscas ocupa el lugar de los capilares y ejerce una acción de sellado y de transmisión de la presión en ambas direcciones.

Para mejorar el sellado de la unión el API ha normalizado el empleo de anillos de Teflon en las cuplas de bombeo y entubación. Los anillos, alojados en una ranura labrada en la rosca de la cupla actúan como una empaquetadura encapsulada aumentando así su capacidad de sellado.

Se permite además cubrir la superficie roscada con metales maleables de menos de 0,05 mm (0,002 pulg) de espesor. Se ha probado<sup>5</sup> que estas coberturas metálicas soportan una presión tal, que las hace aptas para soportar las presiones bajo boca de pozo.

En la rosca terminada, los flancos del filete se denominan: frontal y de carga. La parte superior del filete en un tubo es la cresta que da origen al diámetro mayor y la inferior llamada raíz contiene al diámetro menor. En una cupla, el diámetro mayor corresponde a la raíz y el menor a la cresta del filete.

Las roscas no solamente sirven para unir mecánicamente dos tubos alineados axialmente, sino que pueden o no, constituir una unión hermética.

### ***Normalización de las roscas.***

El “Congrès International pour l’Unification des Filetages” en Zurich<sup>6</sup> en Octubre, 24 de 1898 adoptó tres tipos de roscas: Métrica; Internacional y Acme. La primera a 60° con las crestas y raíces truncados, la segunda a 60° pero con los filetes redondeados y la tercera a 29° con perfil trapezoidal. La segunda, aplicada a los usos de la Industria Norteamericana se la conoció con el nombre de rosca Briggs; caracterizada por su conicidad de ¾ de pulgada por pie, construida con 27 a 11,5 filetes por pulgada para diámetros de 1/8" a 2" y de 8 filetes para diámetros mayores.

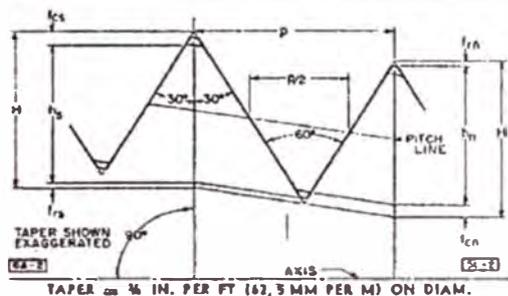
### ***Roscas Premium y Super Premium.***

Las exigencias impuestas por los pozos cada vez más profundos, las presiones de gas mayores y los ambientes corrosivos en aumento significaron un desafío no resuelto con los valores mínimos de los esfuerzos catalogados por el API. Es así que la oferta de uniones roscadas que so-

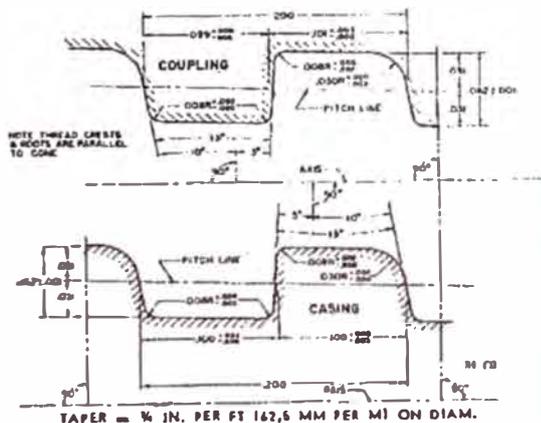
brepanan con creces las cualidades de las normalizadas por el Instituto se ofrece en diversos diseños. Son las uniones Premium y Super Premium que no son API.

**TABLE 2.8**  
**LINE-PIPE THREAD HEIGHT DIMENSIONS**  
All dimensions in inches. See Fig. 2.3  
See Appendix B for metric tables.

Thread Element	1	2	3	4	5	6
	37 Threads Per Inch $p = 0.0027$	18 Threads Per Inch $p = 0.0056$	14 Threads Per Inch $p = 0.0071$	11 1/4 Threads Per Inch $p = 0.0087$	8 Threads Per Inch $p = 0.1250$	
$H =$	0.866p	0.0821	0.0481	0.0619	0.0753	0.1082
$h_a = h_n =$	0.760p	0.0281	0.0422	0.0543	0.0661	0.0950
$f_{ra} = f_{rn} =$	0.033p	0.0012	0.0018	0.0024	0.0029	0.0041
$f_{ma} = f_{mn} =$	0.078p	0.0027	0.0041	0.0052	0.0063	0.0091



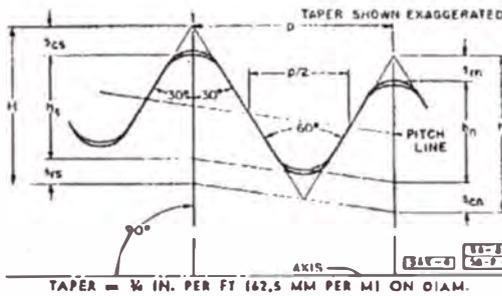
**FIG. 2.3**  
**LINE-PIPE THREAD FORM**  
See Table 2.8 for dimensions.



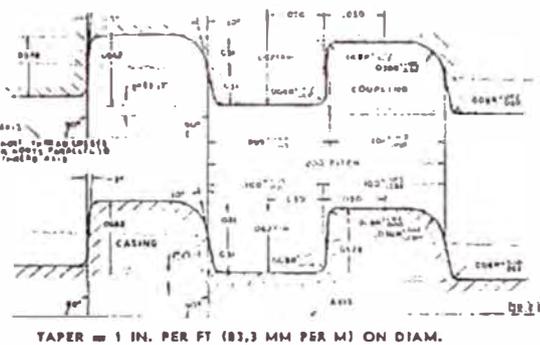
**FIG. 2.5**  
**BUTTRESS CASING THREAD FORM AND DIMENSIONS**  
For casing sizes 1/2 through 1 1/2 in.  
See Appendix B for metric dimensions.

**TABLE 2.9**  
**CASING AND TUBING ROUND THREAD HEIGHT DIMENSIONS**  
All dimensions in inches. See Fig. 2.4.  
See Appendix B for metric tables.

Thread Element	1	2	3
	10 Threads per Inch $p = 0.1000$	8 Threads per Inch $p = 0.1250$	
$H =$	0.866p	0.08660	0.10825
$h_a = h_n =$	0.626p - 0.007	0.05560	0.07125
$s_{ra} = s_{rn} =$	0.120p + 0.002	0.01400	0.01700
$s_{ma} = s_{mn} =$	0.120p + 0.005	0.01700	0.02000



**FIG. 2.4**  
**CASING AND TUBING ROUND THREAD FORM**  
See Table 2.9 for dimensions.



**FIG. 2.6**  
**BUTTRESS CASING THREAD FORM AND DIMENSIONS**  
For sizes 1 1/2-in. and larger  
See Appendix B for metric dimensions.

Figura 1-3

Reproducción de la pagina 11 de la Std 5B, Mayo 31, 1987

## **ROSCAS API.**

Las especificaciones del API cubren cuatro tipos de rosca llamadas de Conducción; Redonda, de Entubación y Bombeo; Buttress y Extreme Line

Las tres primeras son herméticas por deformación elástica. La rosca Extreme Line no está diseñada para ser hermética, la hermeticidad se consigue fuera de la rosca mediante el empleo de un sello metal con metal.

### **Descripción de las roscas API.**

El RP 5B1 describe así las cuatro roscas empleadas en la Industria Petrolera.

#### **1. Rosca de conducción.**

*Es una rosca en V a 60° con una Conicidad de 62,5 mm por metro. Las crestas y las raíces están truncadas según el cono de la rosca. Cuando la unión queda ensamblada la luz entre la cresta y la raíz es radialmente de 0,127 mm (0,005 pulgada). Este espacio vacío, al menos que se llene con un sellante para roscas permitirá la fuga de los fluidos transportados. Los flancos posteriores y anteriores de los filetes son superficies de interferencia de tal modo que cuando el ensamble de la rosca se ha hecho correctamente, no habrá comunicación entre la cresta y la raíz de los filetes y viceversa, siempre que no exista daño o defectos de construcción o manipuleo. Si la rosca no se aprieta con suficiente interferencia, la cupla no tendrá un contacto efectivo de carga con los flancos del filete disminuyendo así su resistencia a la presión interna y favoreciendo el movimiento radial de los fluidos a través de los flancos.*

*Los tubos de conducción se construyen con roscas de 27 filetes por pulgada para diámetros menores y con 8 filetes por pulgada a partir de los de 2 ½".*

#### **2. Rosca redonda de bombeo y entubación.**

*Esta rosca es la misma que la de conducción con la diferencia que las crestas y las raíces están redondeadas para: (a) aumentar la resistencia a las engranaduras durante el enroscado. (b) proveer de una cavidad controlada entre las crestas y raíces para alojar partículas extrañas o contaminantes, y (c) disminuir la susceptibilidad al daño por golpes en las crestas. Si la rosca no se aprieta con suficiente interferencia durante el ensamble, la pérdida de hermeticidad podrá ser a través del espacio anular que queda entre las crestas y las raíces.*

*El empleo de una grasa sellante adecuada disminuirá esta posibilidad. La luz entre cresta y raíz es aproximadamente de 0,076mm (0,003 pulgada) radialmente medida.*

*Los tubos de bombeo se construyen con roscas de 10 u 8 filetes por pulgada dependiendo del tamaño de la rosca y del recalcado de los extremos. Los de entubación con 8 filetes por pulgada.*

Los perfiles de todas las roscas redondas de 8 filetes por pulgada son idénticos, bombeo y entubación. Lo único que las diferencia es el diámetro del tubo en que están construídas y la longitud de la rosca.

H. G. Texter<sup>7</sup> explica la forma en que se produce la zafadura de una rosca redonda. Contrariamente a lo que se creía antes de la fecha de su artículo (1955) que suponía el salto instantáneo de la rosca; el proceso es por la deformación radial, progresiva y permanente del área roscada del extremo roscado que se va contrayendo a medida que la cupla, de mayor espesor que el extremo de tubo se va zafando. Al término de la falla, el extremo roscado muestra una deformación permanente. Texter dice que la falla es una especie de apertura de un cierre relámpago (*unzippering effect*). Se inicia con el achicamiento del último filete roscado lo que provoca el aumento del esfuerzo de tracción en el resto de la rosca y así sucesivamente. *“Finalmente el extremo roscado queda deformado y algunas veces la cupla”*, dice Texter.

### **3. Rosca Buttress. Extremo del tubo y Cupla**

*La rosca Buttress está diseñada para resistir grandes cargas axiales de tracción o compresión; además, la hermeticidad entre filetes es superior a las de conducción y redonda.*

*Para tamaños de rosca entre 4 ½" y 13 3/8", la rosca se construye con cinco filetes por pulgada, paso = 5,08mm (0,200 pulgadas) con una Conicidad de 62,5 mm por metro, (¾ pulgada por pie)*

*La hermeticidad se consigue usando un compuesto sellante y o con un recubrimiento superficial de las roscas. La hermeticidad se controla únicamente con la perfecta unión (Interferencia) en el área de filetes perfectos.*

*Los 3° del flanco de carga permiten soportar grandes cargas de tracción sin el peligro de desenganchar la rosca, mientras que los 10° del flanco frontal ofrece una buena resistencia a elevadas cargas de compresión axial.*

*Cualquier intento de reparación manual en el área de filetes completos se deberá hacer con cuidado y limitada a una pequeña porción de dicha área. Cualquier reparación a discreción en el área de filetes incompletos no afectará la hermeticidad de la rosca.*

*La rosca Buttress para tubos de 16" y mayores tiene cinco filetes por pulgada, Conicidad de 83,3 mm por metro (1 pulgada por pie) del diámetro y crestas y raíces paralelas al eje del tubo. Esto facilita la maniobra de embocar los tubos al entubar. El resto de las dimensiones y radios de la rosca son las mismas que la de los tubos de 13 3/8" y menores.*

*La aplicación del compuesto sellante y de una cobertura adecuada de los filetes es esencial para asegurar la hermeticidad de la rosca.*

### **4. Rosca Extreme Line (unión integral)**

*La rosca extreme line es una modificación de la rosca tipo Acme, tiene un ángulo de 12° entre flancos y las superficies de crestas y raíces de los filetes son planas y paralelas al eje del tubo. Para tamaños comprendidos entre 5" y 7 5/8", la ros-*

ca tiene seis filetes por pulgada, con una Conicidad de 125 mm por metro, para tubos menores de 8 5/8". Para tamaños de 8 5/8" a 10 3/4", tiene cinco filetes por pulgada con una Conicidad de 104,2 mm por metro. En ningún caso se pretende que la rosca una vez apretada sea hermética. La hermeticidad de la junta se produce por el contacto metal con metal entre una superficie curva de amplio radio en el extremo roscado y una superficie cónica en la cupla. Los filetes son únicamente un medio mecánico para mantener unidos los tubos ante cargas axiales de tracción. La conexión es una parte integral del tubo y el extremo roscado y lo que vendría a ser la cupla se maquinan en el área recalçada. La resistencia a la compresión axial se consigue una vez apretada la rosca, a través de los hombros maquinados en el exterior de los extremos. Los flancos de carga y las crestas y raíces quedan en contacto al apretado de la rosca. En esta rosca la grasa sellante no se usa para controlar la hermeticidad sino como un lubricante.

Todas las referencias, explicaciones y cálculos que hago en adelante, se pueden aplicar a las cuatro roscas anteriormente descritas, pero creo conveniente hacerlo solamente en una para evitar repeticiones innecesarias.

Por lo tanto mi trabajo se hará con la rosca Redonda de entubación y bombeo.

### **ELEMENTOS DE UNA ROSCA REDONDA DE 8 FILETES.**

Dice la RP 5B1 que: "La conexión roscada es un mecanismo complicado compuesto de varios elementos que deben interactuar según las prescripciones, para cumplir correctamente con su cometido".

Para que las roscas sean intercambiables sus elementos deben ser idénticos.

Los elementos son los siguientes: Figura 1-3, 2.4 Página 28.

1. Altura de filete (Thread Height) ( $h_n$ ) Es la distancia en milímetros, normal al eje de la rosca entre la raíz y la cresta del filete.
2. Distancia entre filetes o paso ( $p$ ) (Lead) Es la distancia en milímetros medida paralelamente al eje de la rosca entre dos puntos similares de dos filetes contiguos.
3. Conicidad (Taper) ( $T$ ) Es el cambio del paso diametral en mm por metro, por unidad de cambio axial.
4. Paso Diametral (Pitch diameter). ( $E_l$ ) Es el diámetro, en milímetros, de un cono imaginario, que divide en partes iguales los filetes de la rosca entre cresta y raíz. Está ubicado a la distancia  $L_l$  a partir de la boca del tubo, o a la distancia  $M$  a partir de la cara de la cupla, Figura 2-3. Página 32, Std 5B<sup>8</sup>, Tablas 6 y 7 columna 8 para entubación cupla corta y larga; y Tablas 12, 13, y 15 columna 7 para bombeo.

Salvo el Paso Diametral los primeros tres elementos se pueden medir con cualquier instrumento que tenga la exactitud requerida por las normas del API

Las rutinas de medición e inspección de los elementos de las roscas y el instrumental recomendado están descritas en la RP 5B1<sup>9</sup>.

### Verificación del Paso Diametral.

Aquí empleo la palabra verificar en lugar de medir porque se mide el Tiraje que es una longitud para verificar un diámetro.

El API especifica que la verificación del Paso Diametral  $E_1$  de una rosca se debe hacer enroscando manualmente un calibre anillo en el extremo del tubo o un calibre tapón en la cupla hasta que se detengan. Esta posición se llama posición de apretado a mano  $L_1$  para extremo de tubo y  $M$  para cupla Figura 2-3

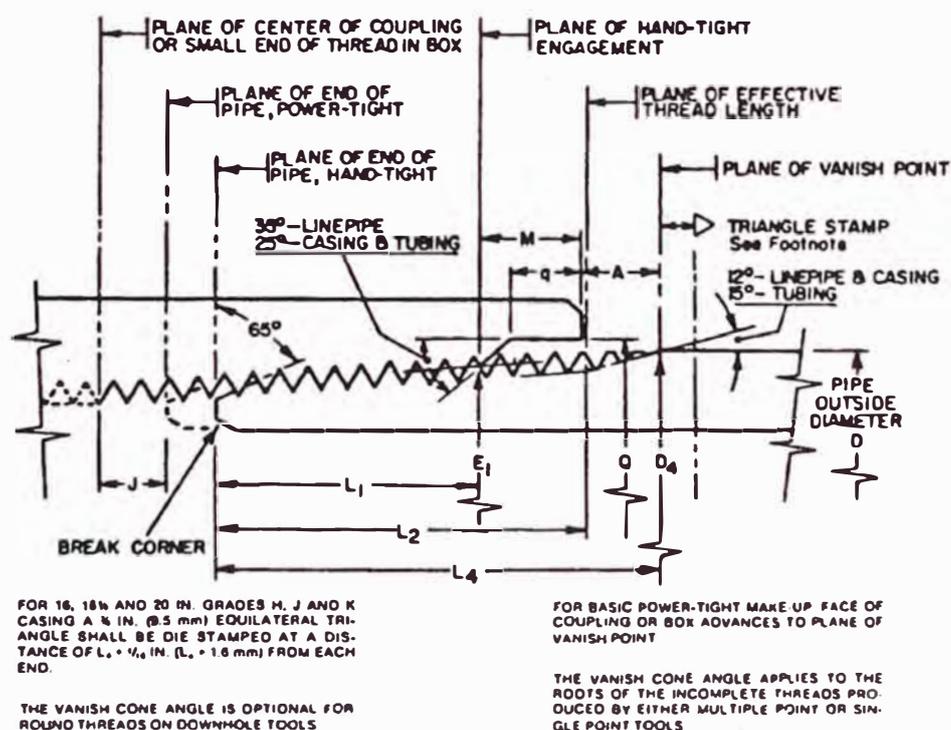


FIG. 2.1  
BASIC DIMENSIONS OF LINE-PIPE THREADS AND CASING AND TUBING ROUND THREADS  
HAND-TIGHT MAKE-UP

Figura 2-3  
Reproducción de Std 5B

Los calibres tienen una marca de referencia y la distancia entre esta marca y la boca del tubo o la cara de la cupla en la posición de apretado a mano, se llama Tiraje (Stand-off). Esta distancia es una medida de la variación del Paso Diametral de la rosca con respecto al Paso Diametral nominal del calibre. Esta longitud se da en milímetros del paso  $p$  de la rosca. Cuando su valor es cero la rosca es idéntica a la del calibre.

En esta posición axial el Paso Diametral del calibre se confunde con el Paso Diametral de la rosca, y la medida de la rosca es idéntica a la del calibre. Por lo tanto la rosca es perfecta.

En el caso de un extremo, el Tiraje es negativo cuando el anillo pasada la posición de cero (enrase con la boca del tubo), sé continúa enroscando en el tubo y es positivo cuando no alcanza la posición de cero. En el caso de una cupla ocurre lo contrario.

El tubo o cupla así medidos se acepta o rechaza por el valor del Tiraje. La rosca redonda se acepta si el Tiraje está dentro de las tolerancias estipuladas por el Std 5B  $\pm 1p$ , o sea  $\pm 3,175$  mm.

Cuando el Tiraje queda fuera de tolerancias el RP 5A5<sup>10</sup> recomienda revisar las roscas por las siguientes causas que pueden alterar la lectura:

- Filetes dañados o distorsionados.
- Perfil inapropiado de los filetes.
- Elementos incorrectamente maquinados.
- Paso diametral incorrecto.
- **Ovalidad.**
- Limpieza.
- Cantidad excesiva de lubricante.

### ***Calibres para verificar el Paso Diametral.***

Los calibres estipulados por el API son elementos de acero que pueden ser macizos o tubulares. Por cada tipo de rosca a investigar habrá un juego de anillo y tapón. Los calibres empleados en las tareas diarias se llaman calibres de Trabajo los que periódicamente se deberán contrastar con los calibres Patrón o de Referencia. Su forma y sistema de medición son anteriores al API. Vieron la luz en 1898 con la rosca Briggs.

Los calibres de Trabajo Los calibres anillo están roscados en su interior y representan media cupla. Los calibres tapón están roscados en el exterior y representan el extremo roscado del tubo.

Los Fabricantes de tubos API deben tener en su inventario tantos calibres de trabajo compatibles con el volumen de su producción.

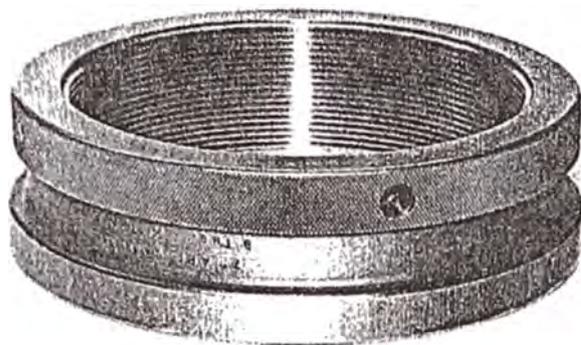


FIGURE IV-21  
Flush Type Ring Gage

Figura 3-3

Los calibres de Referencia o Maestro se construyen con normas muy estrictas y unicamente por veintidós Fabricantes autorizados por el API. Los procedimientos empleados permiten seguir las dimensiones y tolerancias hasta el “National Bureau of Standards” de los Estados Unidos de Norte América. Son piezas certificadas por una de las siete entidades aprobadas por el API, en Argentina es el Instituto de Tecnología Industrial (INTI).

Por cada tipo de rosca debe haber un juego hermanado de calibres Maestro de anillo y tapón.

Los calibres Maestro nuevos o reacondicionados se deben certificar según la Sección 8 del Std 5B, en juegos completos: anillo y tapón. Por cada calibre aprobado, la Agencia que certifica emite una constancia mencionando el valor del Tiraje del calibre. El dueño del calibre recibe el original y el API una copia en su oficina de Dallas. Los calibres de trabajo no se certifican.

Las Fábricas de Tubulares y los Talleres roscadores, por cada tipo de rosca que pretendan fabricar deberán tener por lo menos un juego de calibres Maestro.

En Enero 5 de 1981 en un Informe de una Reunión del API <sup>11</sup>, aparece una lista a Diciembre de 1980 de todos los calibres Patrón en poder

de las 136 Empresas que trabajaban con normas API y autorizadas por el Instituto para usar el monograma.

Siderca SAIC era propietaria en ese entonces de 42 juegos de calibres Patrón que cubría su producción de conducción, bombeo y entubación hasta 9 5/8" a lo que habría que agregar no menos de unos 200 juegos de calibres de trabajo.

El valor del inventario de los calibres Maestro y de Trabajo es elevado.

En Marzo 1 de 2000 recibí una cotización de Martech Services P.O.Box 12287 Spring, Texas 77391- 2287 USA y algunos de los precios por juego, FOB en dólares americanos son los siguientes:

Tabla 1-3

Diámetro y tipo de rosca	Calibres Trabajo Tapon + Anillo	Calibres Patron Tap. + Anil.
2 7/8 Redonda	860,00	2.970,00
5 ½ Redonda	1.465,00	3.805,00
7 Redonda	1.860,00	4.370,00
7 BTC	3.700,00	7.070,00
9 5/8 Redonda	2.870,00	6.840,00
9 5/8 BTC	4.795,00	8.545,00
13 3/8 Redonda	4.095,00	8.590,00

Los calibres Maestro vienen certificados por la NIST.

Por flete, seguro, estadía, derechos de importación e impuesto al valor agregado, para importarlos a Argentina, habrá que agregar un 50% al precio FOB.

### ***MECANICA DEL ACOPLAMIENTO DE LAS ROSCAS.***

La unión entre dos tubos con extremos roscados se hace mediante una cupla con rosca del mismo tipo y medida.

La cupla se debe enroscar a mano hasta que se detenga. Debido a la Conicidad de las roscas, los flancos de los filetes del tubo y de la cupla quedan en íntimo contacto; esta posición se llama de apretado manual y está especificada en la Std 5B como  $L_1$  Figura 2-3, Página 32.

La interferencia mecánica entre el extremo roscado y la cupla aumenta a medida que superada la posición de apretado a mano, la cupla con el torque y numero de vueltas de norma, continúa su translación axial, hasta la posición de apretado mecánico ( $J$ ).

Al aumentar el grado de interferencia, la cupla se expande y el extremo del tubo se comprime generándose así, por deformación elástica, un esfuerzo radial entre ambos miembros que contribuye a aumentar la hermeticidad de la junta roscada.

### ***Efecto de la presión.***

La presión interna o externa influye en los esfuerzos generados en ambas roscas por acción del apretado. La presión interna aumenta el esfuerzo de tensión en la cupla y disminuye el esfuerzo de compresión en el extremo del tubo. Lo contrario es válido; la presión externa disminuye el esfuerzo de tensión en la cupla y aumenta el esfuerzo de compresión en el tubo.

### ***Ensamble correcto.***

La máquina empleada para apretar las cuplas deberá poder trabajar dentro de un rango de velocidad comprendida entre 5 y 14 rpm.

Se considera que la rosca redonda, está bien apretada cuando después de aplicar el torque estipulado por RP 5C1 y el número de vueltas recomendado por el Std 5B, la cara de la cupla queda enrasada o a menos un filete con la terminación de la rosca del extremo del tubo (last thread scratch).

La posición final de la cupla, con respecto al plano de la boca del tubo, se estipula como la distancia  $J$  listada en las tablas 6, 7, 12 y 13 de la STD 5B para rosca redonda Figura 2-3. Página 32.  $J$  se mide desde la mitad interior de la cupla hasta la boca del tubo.

Para facilitar de maniobra de medición, esta posición se verifica midiendo con una herramienta llamada pie de rey, la distancia desde la boca de la cupla hasta la boca del tubo que deberá ser igual a:

$$\text{Posición} = (N_L / 2) + J$$

Siendo ( $N_L$ ) la longitud mínima de la cupla, Spec 5CT, tablas 31, 33 y 34.

Por ejemplo, para una cupla de 9 5/8" LRC, ( $J$ ) será igual a 12,7 milímetros y la posición será igual a  $(266,7 / 2) + 12,7 = 146,05$  milímetros medidos desde el plano de la boca de la cupla hasta el plano de la boca del tubo.

Por supuesto que estos valores se refieren a la condición óptima de enroscado cuando la cara de la cupla queda enrasada con la terminación de la rosca del extremo del tubo, o a menos un filete.

Cuando el valor de la posición aumenta, la cupla se aleja de la boca del tubo, cuando disminuye, la cupla se acerca. En el primer caso la cupla queda menos enroscada y en el segundo queda mas enroscada.

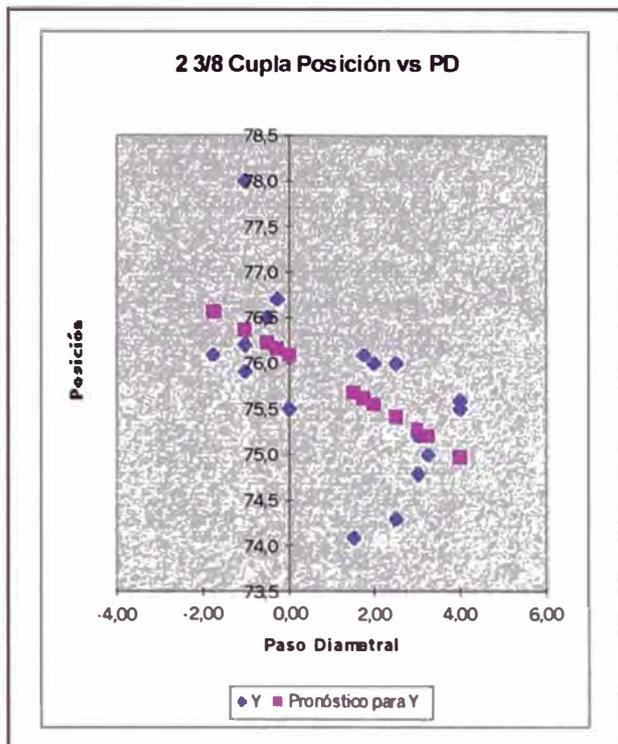


Figura 4-3

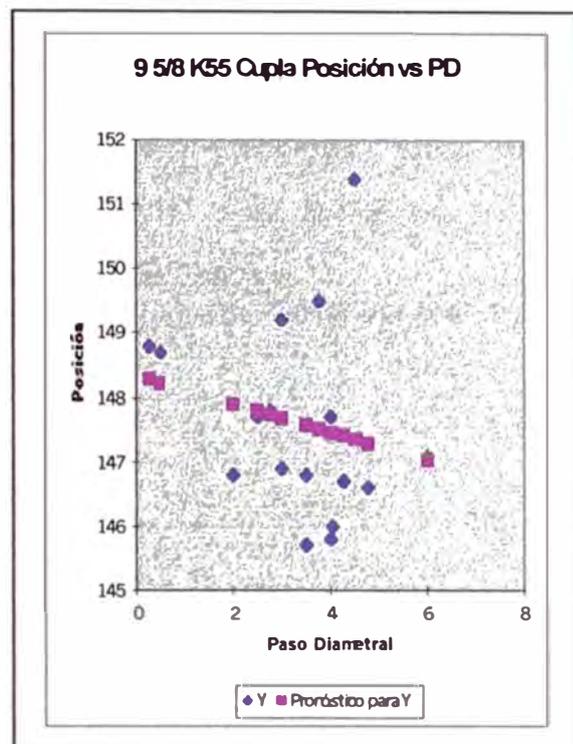


Figura 5-3

Para investigar la influencia del tamaño de la cupla (Paso Diametral) con respecto a la Posición he construido los dos gráficos de la Figuras 4-3 y 5-3 para dos grupos de tubos: 2 3/8" y 9 5/8".

Relaciono la Posición de las cuplas en las ordenadas y el PD de estas en las abscisas.

Las agrupaciones son muy dispersas, sin embargo la tendencia de  $Y$  con respecto a  $X$  expresada por la línea de tendencia muestran que entre dos cuplas, aquella de mayor PD (mas grande) quedara mas enroscada (menor valor de la Posición) que la de menor PD.

Esta verdad de Pero Grullo confirma aquella conclusión de Hill que ante la duda de la correcta medición del PD con calibres API por la presencia de la Ovalidad es mejor hacer cuplas grandes y extremos chicos. Página 48.

- 
- <sup>1</sup> Vladimir Edelberg, *Problema de la Junta Roscada en la Perforacion Rotary*.
- <sup>2</sup> Ricardo J. Ocaranza. *Recientes progresos de la tecnología aplicada a productos tubulares (OCTG: Oil Country Tubular Goods), para pozos profundos*. PETROTECNIA, Julio 1986.
- <sup>3</sup> Encyclopædia Britannica. *MACROPÆDIA*. Volume 18, pg. 705. 15 TH EDITION.
- <sup>4</sup> C. A. Bollfrass. *Sealing Tubular Connections*. Journal of Petroleum Technology. June 1985.
- <sup>5</sup> C. A. Bollfrace.
- <sup>6</sup> Lionel S. Marks. *Marks Handbook*. Pag. 869. Third Edition. 1930
- <sup>7</sup> H. G. Texter , *Why Oil - Well Tubing and Casing Fail.....in Tension, and Why They Collapse*. The Oil and Gas Journal, July 4, 1955.
- <sup>8</sup> Std 5B *Specification for Threading, Gaging, and Thread Inspection. of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads*. December 1, 1996.
- <sup>9</sup> RP 5B1. *Recommended Practice for Gaging and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads*.
- <sup>10</sup> RP 5A5. *Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain-End Drill Pipe*.
- <sup>11</sup> Report of Meeting. *Task Group on Performance Properties of Casing, Tubing and Drill Pipe*. January 5, 1981. Bal Harbour. Florida.

## LA OVALIDAD

La Ovalidad es la pérdida de la redondez de un cuerpo cilíndrico. No necesariamente tiene la forma de una elipse pero para algunos supuestos en evaluaciones teóricas se la representa por esta figura geométrica<sup>1</sup>.

Un tubo ovalado presenta un diámetro máximo y un diámetro mínimo. La diferencia puede ser imperceptible y pasar inadvertida para el ojo o tacto no entrenados, creando, cuando sea reconocida por el API una imperfección, o un defecto.

En los informes de los ensayos de Colapso, la Ovalidad suele ser definida por:

$$w \% = Oor / Av.D \times 100$$

$w\%$  = Ovalidad por ciento.

$Oor$  = Out of roundness = Diferencia de Diámetros.

$Av.D$  = Diámetro promedio medido con cinta perimétrica = Perímetro/ $\pi$ .

Conociendo el diámetro ( $D_s$ ) de un tubo no deformado y un diámetro alterado se puede calcular aproximadamente el otro<sup>2</sup>.

Siendo el perímetro del tubo sano ( $P_s$ ) aproximadamente igual al de la elipse del tubo ovalado ( $P_o$ ), se tiene:

$P_s$	=	$P_o$
$\pi D_s$	=	$\pi/2 [1/2 (D_{max}^2 + D_{min}^2)]^{1/2}$

Resolviendo y despejando ( $D_{max}$ ) y ( $D_{min}$ ) se tiene:

$D_{max}$	=	$(2D_s^2 - D_{min}^2)^{1/2}$
-----------	---	------------------------------

$D_{min}$	=	$(2D_s^2 - D_{max}^2)^{1/2}$
-----------	---	------------------------------

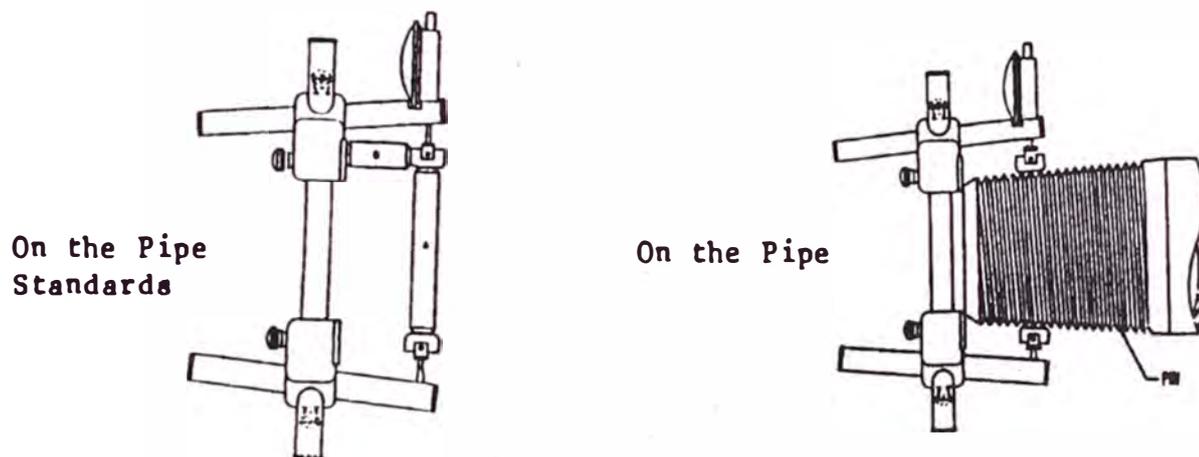
Por ejemplo, un tubo ovalado de  $D_s = 7''$  nominal, con un  $D_{max} = 7,001$  pulgadas tendrá un  $D_{min} = 6,999$  pulgadas.

### **MEDICION DE LA OVALIDAD.**

La Ovalidad se puede determinar con cualquier herramienta capaz de medir diámetros con la aproximación requerida.

El Bull 5C3<sup>3</sup> en la Sección 2, en la parte que se ocupa de los procedimientos para hacer ensayos de Colapso sugiere un aparato para medir diámetros. Consta de dos puntos de contacto fijos, a 120 grados y se completa la semi circunferencia con un palpador cuyo eje acciona un medidor a aguja. Se deberá disponer de un instrumento por cada diámetro a medir.

En el ámbito de las Empresas de Inspección no Destructiva de Tubulares y entre los Fabricantes se emplea un equipo denominado MRP 2000 cuya descripción hago mas adelante.



**Gagemaker 's MRP Gauge .**

**Figura 1-4**

Reproducción del Manual del instrumento MRP 2000.

Para calcular la Ovalidad se debe medir el diámetro mayor y el menor. Los dos resultados se restan algebraicamente y ese es el valor de la Ovalidad en milésimas de pulgada y sin signo alguno. Se expresa en pulgadas porque las barras de calibración están dimensionadas en pulgadas.

Por ejemplo, a cinco tubos se les midió el diámetro máximo y el diámetro mínimo y se calculó la Ovalidad.

Tabla 1-4

Tubo	D máximo	D mínimo	Ovalidad
1	+ 0,005	- 0,010	0,015
2	+ 0,030	- 0,030	0,060
3	+ 0,015	- 0,026	0,041
4	+ 0,020	+0,015	0,005
5	+ 0,010	- 0,030	0,040

Los diámetros se deben medir fuera de cualquier sistema de sujeción radial tal como las mordazas de la roscadora porque tienden a emparejar los diámetros y a esconder cualquier vestigio de Ovalidad.

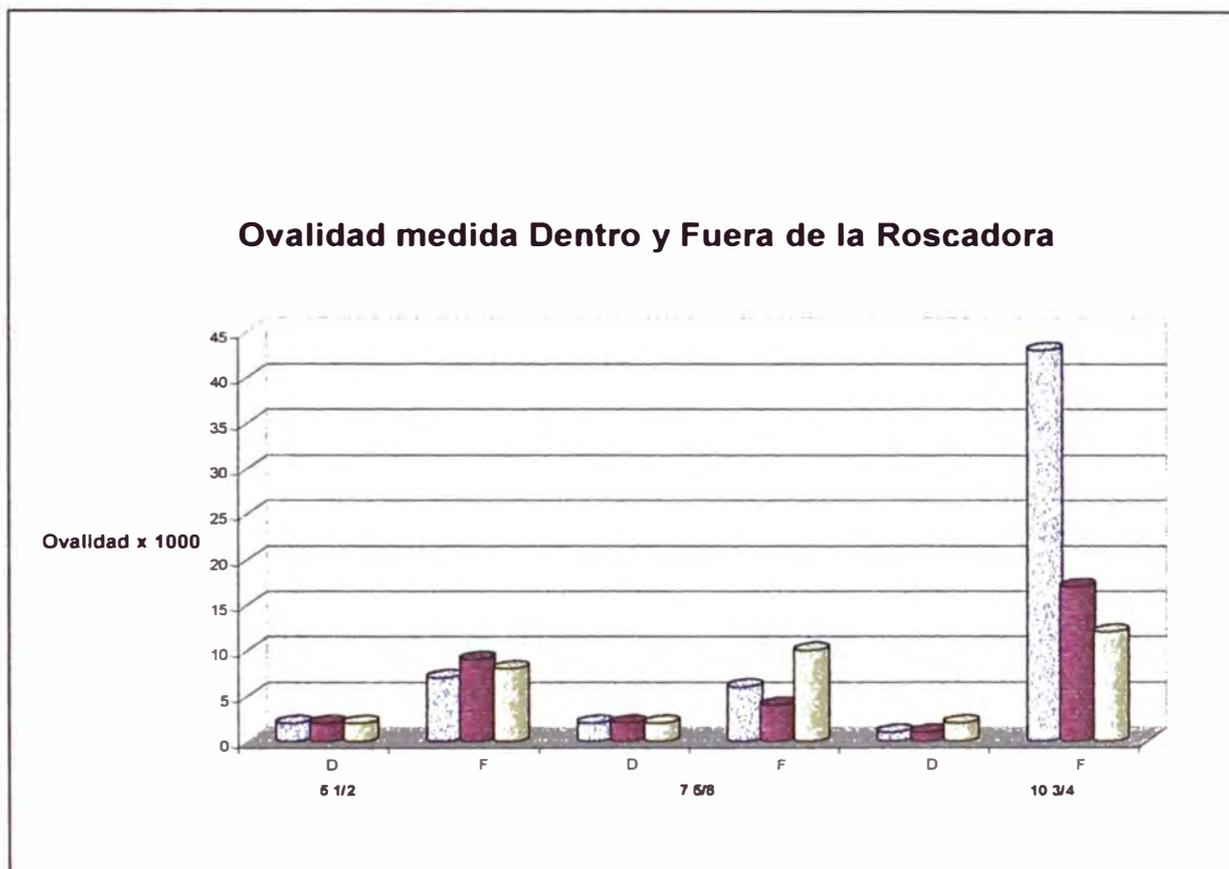


Figura 2-4

El Gráfico 2-4 lo hice con datos de Karlin, quien midió diámetros en la roscadora y fuera de ella en 9 tubos a razón de 3 unidades de 5 ½", 7 5/8" y 10 ¾". Páginas 48, y 84.

Los tres grupos están identificados por su diámetro, y cada grupo esta compuesto por dos entradas: D, Dentro la roscadora y F, Afuera.

Notase la diferencia de la Ovalidad Dentro y Afuera. En el grupo de 5 ½" el promedio es 2 en D y 8 en F, el siguiente 7 5/8" es 1 a 5 y el grupo de 10 ¾" tiene un promedio Dentro de 1,33 y Afuera, liberados de la roscadora retoman su Ovalidad original de 43, 17 y 12. La tolerancia empleada es 17 (0,017 para ser más precisos; para evitar decimales x 1000) O sea que hay dos tubos rechazables que habrían sido aprobados de haber sido medidos únicamente en la roscadora.

### **TOLERANCIAS DE LA OVALIDAD.**

Las tolerancias son las desviaciones permitidas de un valor especificado.

Son pequeñas diferencias entre las dimensiones estipuladas y las del producto terminado. Pueden ser en "mas o en menos" lo que significa que las dimensiones del producto terminado podrán ser "mayores o menores que" La Ovalidad debe tener solamente una tolerancia: No mayor de tal valor.

Debido a que el API aun no ha clasificado a la Ovalidad como una imperfección de las tuberías de entubación y bombeo, no existe tolerancias escritas en las normas aplicables. Las hay sí, para tuberías de conducción y para barras de sondeo<sup>4</sup>.

Por lo tanto las tolerancias de Ovalidad que se pretendan aplicar a un producto terminado de entubación o bombeo son enteramente a opción y propuesta del Cliente y a la conformidad del Fabricante. Lógicamente la importancia del Usuario pesa en esta aceptación.

Pero como dice J. M. Juran<sup>5</sup> *"el Usuario al pretender solicitar la aplicación de nuevas tolerancias deberá establecer el riesgo que quiera correr y el costo que esté dispuesto a pagar"*.

En la actualidad; acuerdo de por medio, se aplica aquellas cuya forma de calculo fuera aprobada tentativamente en Febrero 15 de 1988 por el Grupo de Tareas del API sobre Ovalidad<sup>6</sup>. Resultan de multiplicar una constante grupal por el diámetro del tubo a investigar.

El control de la Ovalidad como parte del proceso de fabricación, aun sin tolerancias estipuladas por el API, es un hecho auspicioso y la instalación de equipos de control por rayos láser, por ejemplo, entre las

etapas de terminación de los productos, limitarán en el futuro la presencia de esta deformación cilíndrica del tubo.

### **MIS PRIMERAS EXPERIENCIAS CON LA OVALIDAD**

Al final de la década de 1980, Tuboscope Inc. Empresa de Inspección de Tubulares con la que nuestra Empresa estaba asociada sugirió el empleo de un equipo de reciente data que servía para medir diámetros en una rosca y calcular así la Ovalidad y el Paso Diametral.

Compramos un aparato llamado MRP 2000 para medir roscas Redonda de 2 7/8" a 9 5/8" y Buttress de 7" y 9 5/8". Su precio no pasó de los 12.000,00 FOB puerto de Houston.

El aparato se muestra en la Figura 1-4, Página 40, en posición de calibrado y de medición.

La primera prueba del equipo que comenzó el 24 de Abril de 1990 y terminó el 12 de Mayo del mismo año, mostró que el 88% de las 307 roscas investigadas presentaban cierto grado de Ovalidad.

Después de retirarme de la Empresa en 1992, se hicieron otros trabajos en los que además de medir diámetros para calcular la Ovalidad y el Paso Diametral se midieron los siguientes elementos de las roscas inspeccionadas: Conicidad, Altura de Filete, Diámetro Interior del tubo, Diámetro Exterior de la cupla, Torque y Posición final de la cupla. Por gentileza de sus Operadores y de la Empresa se mencionan aquí.

En el Apéndice acompaño los resultados de 454 roscas medidas: Planillas, Resumen de Estadísticas e Histogramas.

El tratamiento estadístico lo hice con las Funciones Estadísticas de Excel 97.

### **FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO EMPLEADO**

Como se aprecia en la Figura 1-4, Página 40, el equipo se compone de un bastidor de brazos móviles que permite acomodar un par de zapatos palpadores para medir diámetros exteriores o interiores.

La calibración del equipo en posición diametral y axial de los zapatos se hace con las barras calibre *A* y *B*.

La barra *B* es un calibre axial y sirve para fijar el plano de medición de los zapatos a la distancia  $L_1$ . La barra *A* es un calibre radial y sirve para fijar la separación de los zapatos a la medida del Paso Diametral  $E_1$  de la rosca. Durante la calibración los zapatos se apoyan ligeramente sobre la barra *A* para poner a cero el lector analógico. Se mide con una aproximación de 0,001 de pulgada.

Las barras, cuyas dimensiones se pueden seguir hasta el “National Bureau of Standards” de USA, están construidas según las normas de la Std 5B para  $L_1$  y  $E_1$

Calibrado el instrumento y en posición de trabajo; manteniendo fijo el zapato inferior se pivotea el superior sobre la cresta de los filetes tantas veces y en diferentes posiciones perimetrales como sea necesario, hasta que la aguja del indicador marque otro valor. Se mide así un diámetro.

### **Las Inspecciones.**

A las tuberías inspeccionadas, de diferente procedencia y destino, en todos los casos se les midió los diámetros máximo y mínimo.

Con estos datos se calculó la Ovalidad y el Paso Diametral.

La información que copio en el Apéndice, consta de una selección de tubos a los que se les midió la cupla y el extremo roscado; condición necesaria para comparar las dos roscas. Se trata de 40 unidades de 2 3/8" 4,7# N80 EU RTC; 70 de 4 1/2" 18,77# P105 RTC; 40 de 9 5/8" 40# K55 RTC; y 40 de 9 5/8" 40# N80 BTC. Se agrega además la que corresponde a los extremos de 74 tubos de 7" 26# N80 BTC. En total 454 roscas.

La información de cada tipo de tubería consta de:

- Listado de mediciones en tubos y en cuplas compuesta por: Ovalidad, PD, Conicidad, Altura de Filete, Diámetro Interior del tubo, Diámetro Exterior de la cupla, Torque, y Posición de la cupla después del apretado mecánico. A los tubos de 4 1/2" se les midió solamente los diámetros máximo y mínimo y se les calculó la Ovalidad y el PD.
- Resumen de Funciones Estadísticas: Media, Error Típico, Mediana, Moda y otros.
- Histograma de PD de cuplas.
- Histograma de PD de extremos.
- Histograma de Ovalidad de cuplas.
- Histograma de Ovalidad de tubos.

## **EFFECTOS INDESEABLES DE LA OVALIDAD**

La integridad de una columna de tubos depende de las uniones roscadas y del cuerpo de los tubos que la componen. Cada unión debe ser hermética en ambas direcciones y debe soportar las fuerzas que tienden a separarla tales como el peso de la columna inferior a ella y las fuerzas que

se generan por el movimiento de la columna durante la entubación y por los cambios de temperatura durante la cementación.

El cuerpo de los tubos que es de menor espesor de pared que el conjunto cupla-tubo, es más sensible a las presiones internas y de colapso debiendo soportar además el peso que pende de ellos y las fuerzas producidas por los movimientos alternativos y cambios de temperatura mencionados anteriormente.

La situación empeora cuando se trata de pozos con terminación horizontal ya que además de las anteriores deberán soportar fuerzas de flexión en los cambios de dirección del pozo.

Los elementos de las roscas habrán sido inspeccionados, medidos y aprobados y las roscan habrán sido aceptadas porque la medida del Tiraje estaba en tolerancias. El cuerpo de los tubos habrá sido inspeccionado y tendrá el espesor de norma, no tendrá grietas longitudinales o transversales y el Comparador de Grado habrá verificado su correcta clasificación.

Pero sí entre estos tubos se mezcla uno con algún grado de Ovalidad, la integridad de toda la columna podrá quedar comprometida porque la presencia de la Ovalidad puede ser perjudicial en los siguientes casos:

- ***Medición del Tiraje (Standoff).***
- ***Hermeticidad de la Unión.***
- ***Resistencia al Colapso.***

## **EFFECTO DE LA OVALIDAD EN LA MEDICION DEL TIRAJE (STANDOFF)**

Al tubular con rosca ovalada no se le puede medir correctamente el Tiraje, cuando se trabaja con calibres API de anillo y tapón porque durante el enroscado inicial; por efecto de la Ovalidad, los calibres se detienen antes de la posición de apretado a mano lo que provocará una lectura falsa del Tiraje.

**Por lo tanto las medidas que se hacen no son correctas.**

Existen dos métodos, uno para verificar el Paso Diametral  $E_1$  de una rosca y otro para medirlo directamente.

Uno es el del API que se basa en la medida del Tiraje. Se mide una longitud para verificar un diámetro.

El otro, no API, emplea instrumentos capaces de medir diámetros a una distancia estipulada de la boca del tubo o de la cara de la cupla.

Los dos métodos tienen sus ventajas y desventajas.

### **METODO API.**

El Std 5B estipula que la verificación del Paso Diametral de una rosca se hace midiendo el Tiraje de la rosca. El Tiraje es la medida de la desviación del Paso Diametral de la rosca con respecto al Paso Diametral nominal  $E_1$ .

### **Medición del Tiraje.**

El procedimiento consiste en medir cuan enroscado a mano queda el calibre de trabajo en el extremo del tubo o en la cupla. Cuando el calibre se detiene, se mide la distancia que hay entre una línea de enrase marcada en el calibre y la boca del tubo o de la cupla. Esta distancia se llama Tiraje.

Si la marca coincide con el plano de la boca del tubo, o la cara de la cupla, el Tiraje es cero, por lo tanto la rosca será perfecta y su Paso Diametral  $E_1$  será el estipulado en Std 5B.

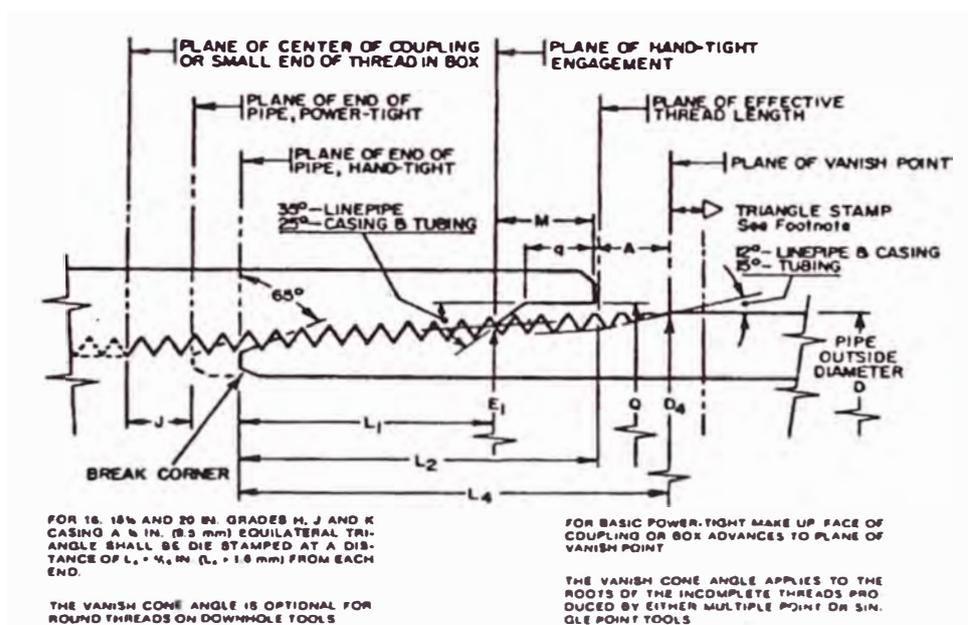
Si el Tiraje no es cero, para aprobar la rosca, su valor deberá estar comprendido entre  $\pm 1p$ , siendo  $p$  el paso de la rosca o sea la distancia entre filetes. Para la rosca redonda es igual a 3,175 mm. ó 0,125 pulgadas.

### **Desventajas.**

La desventaja metrológica del método API se hace evidente cuando la rosca está ovalada o dañada por alguna raspadura, o hay exceso de lubricante. Esto es así porque el calibre al ser enroscado manualmente se detendrá antes de la posición de apretado a mano, dando por consiguiente un valor ficticio del Tiraje.

La opinión de dos especialistas es la siguiente.

R.A. Karlin<sup>7</sup> dice “que todos los tubos están afectados de cierto grado de Ovalidad y que la Ovalidad normalmente no afecta el apretado a máquina de las roscas [Esto es así porque el tubo se deforma elásticamente]. Agrega que “a mayor diámetro y menor espesor de pared mayor es la posibilidad de que el tubo esté ovalado”



**FIG. 2.1**  
**BASIC DIMENSIONS OF LINE-PIPE THREADS AND CASING AND TUBING ROUND THREADS**  
**HAND-TIGHT MAKE-UP**

Figura 3-4

Agrega “La Ovalidad provoca que el calibre anillo mida en la posición radial de máxima interferencia diametral (diámetro mayor) Figura 4-4 [a], y que el calibre tapón mida la cupla en el punto donde existe la mínima interferencia diametral (diámetro menor) [b]”.

Exagerando la Ovalidad de extremo y cupla se muestra, **a** y **b** respectivamente.

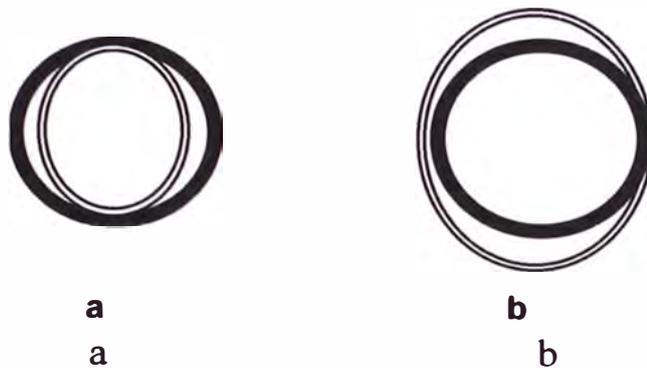


Figura 4-4

Karlin comparó el Tiraje medido con anillos y el Tiraje calculado a partir de las mediciones realizadas con un MRP y otro equipo medidor de diámetros y concluye diciendo que “*lo medido con anillos difiere considerablemente con las mediciones con los otros dos equipos*”

La prueba fue hecha en nueve tubos, tres por cada grupo: 5 ½" 7 5/8" y 10 ¾". Primero se midieron en la roscadora y después fuera de ella.

Comprobó que las ovalidades medidas fuera de la roscadora eran mayores que las medidas cuando el tubo estaba sujeto por las mordazas de la maquina, Figura 2-4 Pagina 41.

El otro especialista, T. H. Hill<sup>8</sup> dice “*que los calibres API de anillo y tapón, empleados para verificar el Paso Diametral de una rosca no solamente están afectados en su lectura por el Paso Diametral sino también por otras causas*”.

La figura 5-4, Página 49, ilustra la explicación de Hill sobre las otras causas.

“*Si el Paso Diametral de una rosca en el extremo del tubo o en una cupla es perfecto y que además las roscas son perfectas en cualquier otro sentido, el calibre se enroscará y detendrá en la posición cero del Tiraje [A]. Sin embargo si la conexión no es totalmente perfecta por causa de Ovalidad, o Paso entre filetes, o Conicidad, estas imperfecciones harán*

que el calibre acuse un valor de Tiraje aun cuando el Paso Diametral sea correcto y las imperfecciones aceptables [B]”.

Continua diciendo Hill: “Por lo tanto, para compensar estas irregularidades y obtener lecturas aceptables, el fabricante de las roscas debe maquinar extremos chicos y cuplas grandes. Esto permite que el anillo y el tapón enrosquen a la posición deseada [C]”.

Añade finalmente que: “Debido a la imposibilidad de maquinar los elementos de las roscas siempre perfectos y a causa de que los tubos no siempre son perfectamente redondos, existe una tendencia implícita en el método de los calibres del API a extremos chicos y cuplas grandes”

“El API sin embargo requiere que la rosca sea medida con un anillo o un tapón y que el Tiraje esté dentro de límites aceptables”.

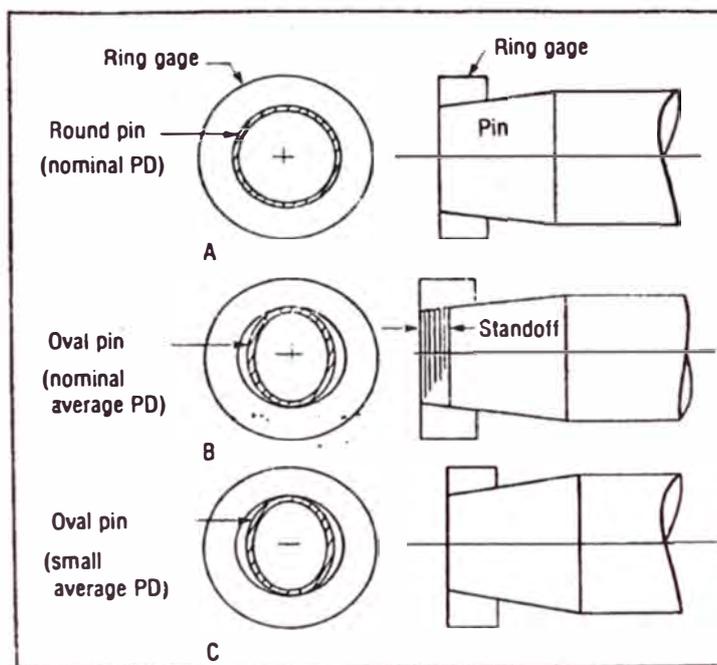


Figura 5-4  
Reproducción del artículo de Hill

Finalmente la incomodidad del manejo de los pesados calibres y su elevado costo son otra desventaja importante.

En el capítulo 3, Tabla 1-3 Página 35, copio un listado del precio FOB de Calibres de Trabajo y Maestro y con respecto al peso, por ejemplo, un calibre tapón de 9 5/8" pesa alrededor de los 16 kilos.

## **METODO NO API.**

Alrededor de 1980 en USA algunos fabricantes de equipos de metrología iniciaron la construcción de aparatos destinados a medir el diámetro de un tubo en un punto determinado del cono sobre el que se construye una rosca. Se pretendía medir directamente el Paso Diametral  $E_l$  de una rosca a la distancia  $L_l$  estipulada por la Std 5B para extremo de tubo o a la distancia  $M$  para cuplas. Figura 3-4, Página 47.

El motivo del desarrollo de estos equipos fue el de hacer el mismo trabajo que los calibres del API a menor costo y con mejor facilidad de maniobra. Además, la Ovalidad de una rosca se podía medir con toda exactitud a cualquier distancia de la boca del tubo o de la cara de la cupla. Uno de los equipos de esta nueva generación, el MRP 2000 “Mechanical Ring and Plug”; ha cobrado notoriedad y se ha difundido entre Compañías de Inspección y Fabricantes de Tubulares.

El empleo de estos nuevos equipos como dicen Karlin y Hill puso de manifiesto ciertas inconsistencias en el método del API, lo que motivó a las Compañías de Inspección, a los Usuarios y también a los Fabricantes a emplear este nuevo instrumental en paralelo con los calibres del API y los resultados de comparar ambas mediciones <sup>9</sup> produjo alguna inquietud entre los Usuarios y una actitud de observación y prueba por parte de los Fabricantes, lo que finalmente hizo que el API comience a tratar el tema es sus reuniones de trabajo.

### **Medición del Paso Diametral**

La medición del Paso Diametral con el MRP se hace midiendo los diámetros máximo y mínimo. Se hace un promedio y el resultado es el promedio del Paso Diametral a la posición  $L_l$  y expresado en milésimas de pulgada. La tolerancia para rosca Redonda Extremo y Cupla es  $\pm 0,015$  pulgadas.

Por ejemplo, a cinco tubos se les midió el diámetro máximo y el diámetro mínimo y se calculó el promedio del Paso Diametral.

Tabla 2-4

Tubo	D máximo	Mínimo	P. Diam.
1	+ 0,005	- 0,010	-0,0025
2	+ 0,030	- 0,030	0,0000
3	+ 0,015	- 0,026	-0,0055
4	+ 0,020	+0,015	+0,0175
5	+ 0,010	- 0,030	-0,0100

La ventaja de este método es que es más económico ya que solamente con un instrumento que cuesta no más de doce mil dólares FOB Houston, mas impuestos, cubre nuestras necesidades para medir toda la gama de tuberías petroleras tanto extremos como cuplas, de 2 3/8" a 9 5/8". Es además un método directo. Se mide un diámetro y ese diámetro se mide a la distancia estipulada  $L_1$ .

La desventaja está en que la medición se hace en la cresta de los filetes y no en el cono del Paso Diametral. Sin embargo esta diferencia de diámetros se compensa mecánicamente al construir las barras patrón *A* y *B*. Otra desventaja es que cualquier error de construcción en alguno de los elementos de la rosca afecta la medición.

Pero la mayor desventaja es que el API aun no reconoce este método de medición. Por lo tanto el rechazo de una rosca por el Usuario podrá no ser aceptada de vuelta por el Fabricante del tubo, salvo que se trabaje con Normas del Cliente aceptadas por aquel.

Además, hasta que el API no la dicte, la tolerancia de la Ovalidad la debe sugerir el Fabricante de las roscas o indicarlas cada Usuario de acuerdo a su propia interpretación de la magnitud del error con que esté dispuesto a trabajar y el costo que deba afrontar ya que a mayor exactitud, mayor es el costo de fabricación.

En conclusión, si los tubos o cuplas a medir con anillos y tapones están ovalados, el Tiraje medido es incorrecto porque:

- El Anillo verifica el Paso Diametral en la posición radial de máximo diámetro de la Ovalidad. Figura 4-4,(a), Página 48.
- El Tapón verifica el Paso Diametral de la cupla en la posición radial de mínimo diámetro de la Ovalidad. (b)

La Ovalidad afecta pues la medición del Tiraje y a mayor diámetro, o menor espesor de pared existe mayor posibilidad de encontrar esta anomalía geométrica del tubular.

**Por lo tanto la verificación del Paso Diametral hecho con anillos o tapones API no será correcta si la rosca está ovalada.**

## **EFFECTO DE LA OVALIDAD EN LA HERMETICIDAD DE LA UNION ROSCADA.**

La hermeticidad disminuye cuando el extremo roscado del tubo o la cupla están ovalados. Por esa razón el enroscado final no es el adecuado y la unión no queda hermética. **Por lo tanto la hermeticidad calculada sin tomar en cuenta a la Ovalidad, no coincidirá con la de la unión afectada.**

Se espera que una unión roscada sea hermética cuando se ha seguido el siguiente procedimiento:

- Lubricados con grasa API el extremo roscado del tubo y la cupla, se enroscan hasta la posición de apretado a mano  $E_1$  y  $M$ . Figura 3-4, Página 47.
- Se continúa apretando a máquina con las vueltas estipuladas en el Std 5B <sup>10</sup> con el torque recomendado en la RP 5C1 <sup>11</sup> hasta la posición de apretado mecánico
- La cara de la cupla, debe quedar enrasada con la terminación de la rosca del extremo del tubo  $L_4$ , o a menos un filete.

Cumplida la operación de enroscado, se supone que todas las roscas que acoplan los tubos de la columna son herméticas. Pero si alguno de estos tubos o alguna cupla están ovalados no se cumplirá cabalmente el primer paso lo que impedirá terminar correctamente la operación.

Por lo tanto la unión podría no ser estanca y la columna quedaría comprometida.

### **Cálculo de la Hermeticidad. La ecuación del API.**

La hermeticidad de la unión roscada, se calcula con la fórmula 3.2.1 del Bull 5C3 <sup>12</sup>. La fórmula se basa en el efecto de sellado que existe a la altura del plano que contiene al Paso Diametral  $E_1$ . Fig 6-4 [B]

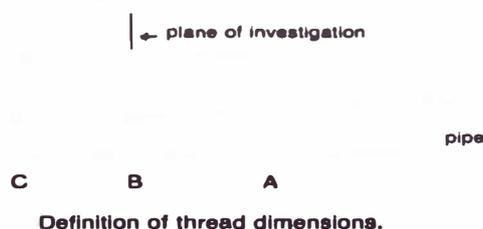


Figura 6-4

Reproducción SPE, Agosto 1982, pagina 1851. Warren P. Schneider

El API dice que se ha buscado de hacer el cálculo donde la cupla es más débil, y la resistencia a la pérdida de fluidos causada por la presión interna es la mas baja; o sea en la condición de mayor desventaja.

La fórmula asume que la resistencia a la fuga de fluidos a través de esa área, es igual al estado de tensión que se produce en las interfaces entre el extremo roscado y la cupla, como resultado del torque aplicado y de la presión interna del fluido que comprime elásticamente al extremo roscado del tubo contra la gruesa pared de la cupla.

En otras palabras, dice el API, que cuando al esfuerzo entre roscas ( $P_1$ ) creado por el torque aplicado (Make-up) se le agrega otro ( $P_2$ ), generado por ( $P_i$ ) presión interna del sistema; en razón de que el diámetro exterior de la cupla siempre es mayor que el diámetro de la interface que a su vez es mayor que el diámetro interior del extremo roscado; ( $P_2$ ) siempre será menor que ( $P_i$ ). Por lo tanto cuando el esfuerzo total en la interface  $P_1 + P_2$  es igual a la presión interna ( $P_i$ ) la conexión ha llegado al límite de la resistencia a la fuga de fluidos, o sea que sí:

$$P = P_i > P_1 + P_2$$

( $P$ ) es la presión a la cual la junta comienza a perder fluido en condiciones normales de apretado mecánico.

$$P = \frac{ETNp(W^2 - E_s^2)}{2E_sW^2}$$

Donde, para los Sistemas de Unidades U.S. Customary Units y S.I. se tiene:

$P$	=	Presión interna a la que pierde su hermeticidad la unión, en Lbs por Pulg.cuadrada ó, MPa
$E$	=	Modulo de elasticidad 30.000.000 ó 206.850
$T$	=	Conicidad de la rosca.
	=	0,0625 Pulg/Pulg ó, 0,0625 mm/mm para rosca redonda.
$N$	=	Numero de vueltas para ajuste mecánico. Std 5B
	=	Columna A para rosca redonda.
$p$	=	Distancia entre filetes, Std 5B.
	=	0,125 Pulg ó, 3,175 mm para rosca redonda.
$W$	=	Diámetro exterior de la cupla. Pulgadas ó mm
$E_s$	=	Paso Diametral en el plano de sellado hermetico. Std 5B.
	=	$E_1$ para rosca redonda. Pulgadas ó mm

Siendo constantes el Modulo de Young, y constantes también para una determinada rosca: el diámetro ( $W$ ) de la cupla, y el paso diametral ( $E_1$ ), la hermeticidad de la junta roscada depende únicamente de la inter

ferencia ( $TNp$ ). La Interferencia a su vez es función del número de vueltas ya que la Conicidad ( $T$ ) y la distancia entre filetes ( $p$ ) son también constantes para una determinada rosca.

### **CASOS QUE AFECTAN A LA HERMETICIDAD**

La hermeticidad de una junta también disminuye por razones ajenas a los parámetros de la fórmula. En la unión roscada de extremos chicos y cuplas grandes, mencionadas por Hill, los extremos, por ser la cupla más grande, tienen mayor penetración y cuando se detienen ya han pasado su posición de apretado a mano. Por lo tanto cuando se aprieta la unión hasta la supuesta posición de apretado mecánico considerando únicamente la posición de la cupla con respecto a la terminación del último filete, sin tener en cuenta el número de vueltas, la unión tendrá menos interferencia y no será totalmente hermética.

Por otro lado, si alguna de las roscas del tubo está ovalada, la posición del apretado manual se produce antes de lo estipulado, y la posición de enroscado mecánico no será la correcta. Por lo tanto la hermeticidad de esa unión habrá disminuído.

Por ejemplo: Sea un tubo de 2 3/8" Rosca Redonda al que se le calculó  $P$  con los parámetros de norma expresados en los Sistemas de Unidades SI y U.S. Customary Units:

	$E$	$T$	$N$	$p$	$W$	$E_s$	$P$
SI	206.850	0,0625 mm/mm	2	3,175 mm	77,7 mm	63,69 mm	212,5 MPa
U.S.Cu.Un	30.000.000	0,0625 in/in	2	0,125 in	3,06"	2,51"	30.818,0 Psi

Resolviendo se tiene  $P = 212,5 \text{ MPa}$  y  $P = 30.818,0 \text{ Psi}$

Esta es la presión a la que la unión roscada dejará de ser hermética. Si por alguna razón la translación axial se reduce digamos en media vuelta equivalente a  $0,5 \times 3,175 = 1,588$  milímetros la unión comenzara a perder fluido a  $212,5 / 2 \times 1,5 = 159,38 \text{ MPa}$  y la hermeticidad habrá disminuido en 25 por ciento.

**Por lo tanto, por efecto de la Ovalidad que impide llegar a la correcta posición de apretado a mano, el apretado mecánico es deficiente, y la junta deja de ser hermética.**

## ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE ( $P$ ) EN $f(T, W, p, E_1)$

Salvo el Módulo de Elasticidad y el Número de Vueltas, el resto de los componentes  $T$ ,  $W$ ,  $p$  y  $E_1$  por ser parte del proceso de maquinado están sujetos a tolerancias.

Por ejemplo, la conicidad  $T$  estipulada para la rosca redonda es 0.0625 mm/mm y es aceptable entre: 0,0599 y 0,0672 mm/mm.

Si calculamos  $P$ , para una rosca de 2 3/8" con la conicidad estipulada obtenemos 212,5 Mpa. Para los límites de la tolerancia: 203,7 MPa y 230,2 MPa respectivamente. La diferencia entre estos extremos es del 13 por ciento, unas 26 MPa o unas 3.770,00 Psi.

En las tablas que siguen, hago el mismo cálculo para  $p$ ,  $W$  y  $E_1$

### 1 Conicidad.

$T$ mm/mm	0,0599	0,0625	0,0677
$P$ MPa	203,7	212,5	230,2
%	-4,0	100	+8,0

### 2 Distancia entre Filetes.

$p$ mm	3,099	3,175	3,251
$P$ MPa	207,4	212,5	217,6
%	-2,4	100	+2,4

### 3 Diámetro de la Cupla.

$W$ mm	77,022	77,8002	78,578
$P$ MPa	203,7	212,5	220,9
%	-4,1	100	+3,9

### 4 Paso Diametral.

$E_1$ mm	63,316	63,6969	64,079
$P$ MPa	218,9	212,5	206,0
%	+3,01	100	-3,06

## UN HECHO REAL

Para comparar el valor estipulado para  $P$ , en este caso 212,5 MPa. con los que resultan de calcularla con los valores reales y medidos de una unión roscada, usé la planilla compuesta por cuarenta tubos y cuarenta cuplas de 2 3/8", que se copian en la Pagina 84, y con los valores de  $T$ ,  $W$  y  $E_l$  como variables calculé  $P$  para las 40 juntas roscadas de 2 3/8"

Con estos resultados construí el Histograma de las presiones así calculadas, Figura 7-4.

La tabla 3-4 muestra que el valor promedio de  $P$  de las 40 uniones es de 218,8 MPa, el valor mínimo de  $P$  es 214,4 MPa y el máximo 222,89 MPa. La diferencia es de 8,5 MPa (1.233,00 Psi), valores superiores a los 212,56 MPa de norma.

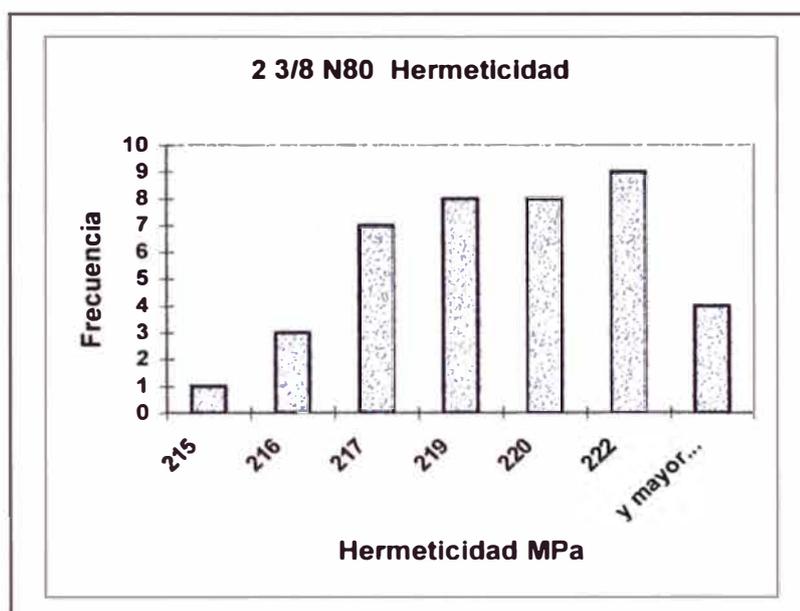


Figura 7-4

El resumen de las Estadísticas del Histograma anterior es el siguiente:

Tabla 3-4

<b>Resumen de Estadísticas Hermeticidad de 2 3/8"</b>	
<b>Media</b>	<b>218,80</b>
<b>Error típico</b>	<b>0,33</b>
<b>Mediana</b>	<b>218,95</b>
<b>Moda</b>	<b>219,72</b>
<b>Rango</b>	<b>8,29</b>
<b>Mínimo</b>	<b>214,60</b>
<b>Máximo</b>	<b>222,89</b>
<b>Cuenta</b>	<b>40</b>

## POSIBILIDADES PARA AUMENTAR (*P*)

Aceptando que no se puede modificar la rosca redonda de 8 filetes que es un órgano de máquina probado, aceptado y de uso común quedan dos posibilidades para aumentar (*P*).

1. Aumentar el número de vueltas para apretar la cupla, lo que equivale a apartarse de las normas e incrementar los esfuerzos radiales y tangenciales. Por ejemplo con un 10% de vuelta equivalente a un movimiento axial de  $3,175 \times 10/100 = 0,32$  mm se consigue aumentar (*P*) también en un 10% o sea unos 21 MPa, que para los técnicos más acostumbrados a las unidades US.CU son unas 3.000 PSI.
2. Aumentar el diámetro exterior de la cupla. En la Tabla 3, para un incremento en el diámetro de 0,778 mm, digamos 0,78 mm o sea 1% se consigue un aumento del 3,9% de (*P*) o sea 8,4 MPa, unas 1.200 PSI.

Estadísticamente encontré que el componente que tiene mayor influencia en el aumento de la Hermeticidad es el diámetro de la Cupla, Figura 8-4. Lo contrario ocurre con el Paso Diametral. Figura 9-4

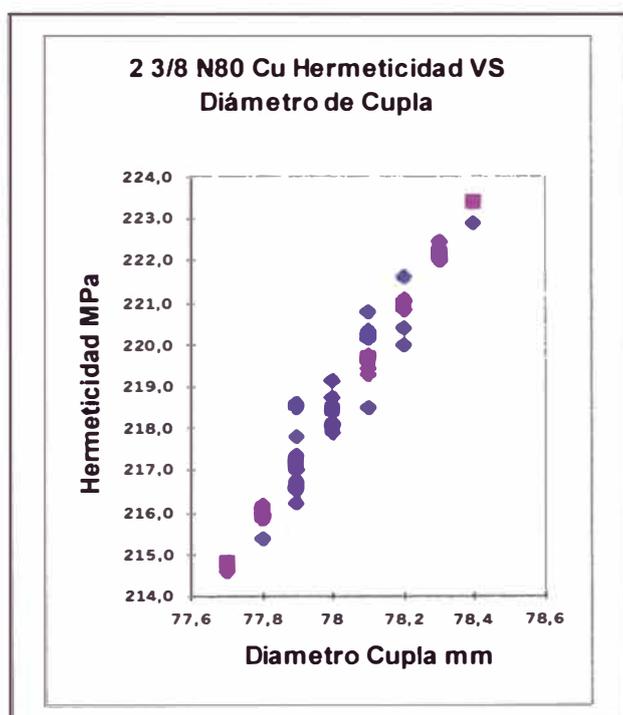


Figura 8-4

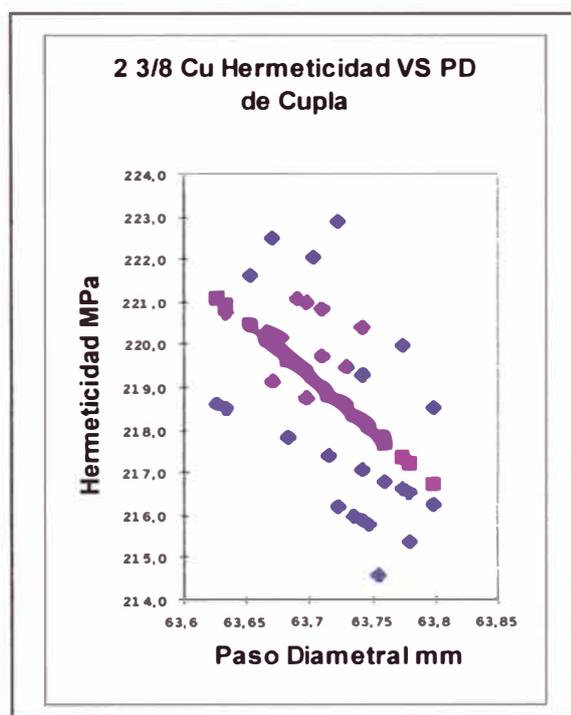


Figura 9-4

### ***Programas de Calculo de la Hermeticidad.***

En el Apéndice, acompaño un programa de cálculo para una calculadora de mano HP 41 CX. Se dan dos versiones: una en unidades SI con respuesta en MPa y otra en U.S. Customary Units con respuesta en Psi.

El primero se llama FUGAM, y el segundo, LEAK. El programa es muy sencillo y se puede adaptar a cualquier máquina programable.

## **EFECTO DE LA OVALIDAD EN LA RESISTENCIA AL APLASTAMIENTO.**

Así como una columna larga y esbelta puede soportar una carga considerable mientras se mantenga derecha y la carga sea coaxial; un tubo puede soportar elevadas presiones exteriores mientras sea perfectamente redondo. La menor deformación reduce considerablemente su resistencia al colapso. H. G. Texter. *Why Oil-Well Tubing and Casing Fail in Tension and Why They Collapse*. The Oil and Gas Journal. July 4 1955.

El colapso de un tubo bajo boca de pozo puede ser de origen hidrostático o tectónico. Según H. G, Texter<sup>13</sup> *“en el primer caso la presión exterior aplasta prácticamente al tubo pared a pared salvo en las proximidades de la unión por la presencia de la cupla. En pruebas de laboratorio el tubo colapsa parcialmente. El equipo usado puede desarrollar elevadas presiones pero está limitado al total de la energía disponible y aplicada. Por lo tanto después que ocurre la primera deformación, la presión del sistema se reduce a cero; la presión deja de actuar y la deformación se detiene. En condiciones bajo boca de pozo hay suficiente energía para aplastar completamente un tubo”*.

El colapso tectónico es causado por los cambios diastróficos de las formaciones, debido a movimientos sísmicos o por la presencia de una falla activa y en ningún caso está relacionado con la Ovalidad del tubo comprometido.

La figura que sigue representa muy bien las diferentes etapas del colapso de un tubo. Es una reproducción de la Página 5 del Catálogo de Ventas de DST, (Dalmine, Siderca, Tamsa), *“OCTG and Line Pipe Products”* con la que se ilustra lo dicho sobre el Programa de Investigación denominado: Finite Element Analysis.

Los círculos exterior e interior del cilindro muestran los diámetros de un tubo sin ninguna irregularidad, mientras que el resto de la figura ilustra dos etapas del colapso del tubo.

Esta deformación se puede reproducir manualmente apretando, un tubo de cartón de unos 50 mm de diámetro.

Finite Element Analysis, es una técnica para relacionar, por ejemplo, esfuerzos internos de un tubo con los esfuerzos superficiales. El procedimiento implica la prueba de los resultados del análisis con ensayos físicos.

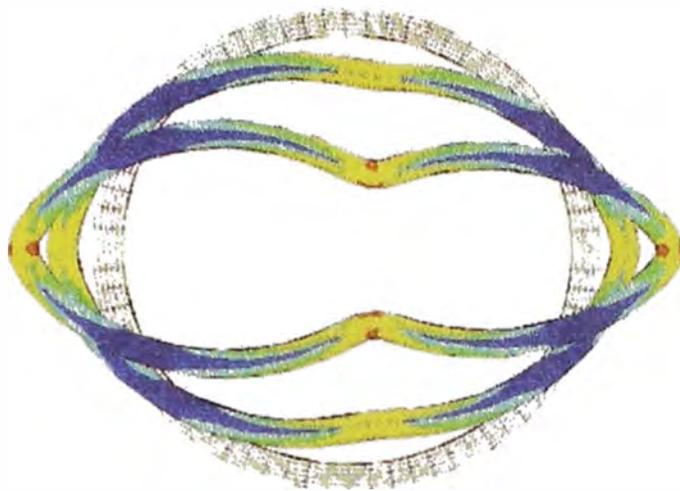


Figura 10-4  
Reproducción del Catálogo de Ventas de DST

### **PRESIONES DE COLAPSO ESTIPULADAS POR EL API.**

Los valores mínimos de la Presión de Colapso de las tuberías petroleras están tabulados en el Bul 5C2<sup>14</sup> en cuatro tablas. Las Presiones de Colapso, se calculan con las largas y complicadas ecuaciones del Bul 5C3<sup>15</sup>

Para agilizar este largo proceso de cálculo, en 1994 presenté a las 3<sup>ras</sup> Jornadas de Informática Aplicada a la Producción de Hidrocarburos del IAPG un trabajo que se publicó con el nombre de Cálculo de la Presión de Colapso de Tuberías OCTG que soportan una carga Axial <sup>16</sup>

En ninguna de estas formulas se le adjudica a la Ovalidad el carácter de una Variable Independiente y el API aclara la situación en el Bull 5C3 de Octubre 1, 1994 diciendo lo siguiente.

*“Algunos cálculos indican que una Ovalidad entre 1 y 2 por ciento reducen la Resistencia al Colapso de un tubo en un 25%, pero que investigaciones experimentales indican un efecto menor. Y que las pruebas realizadas indican que la Ovalidad es una entre varias otras causas de colapso y que los resultados de las pruebas de colapso realizadas por la industria, no individualizan a la Ovalidad como un parámetro dominante. Y que un Grupo de Tareas sobre Resistencia al Colapso ha llegado a la conclusión de que el efecto de la Ovalidad en el colapso de los tubulares ha sido tomado en cuenta (has been handled) en oportunidad del ajuste de los promedios de las resistencias mínimas y que a la Ovalidad no se*

*le debe adjudicar el estado de una variable independiente en las formulas del API para el calculo de las presiones de colapso”.*

**El Instituto reconoce pues la existencia de la Ovalidad al tomarla en cuenta en sus ajustes promediales de sus fórmulas.**

Pero no dice con qué valor afectó los promedios aludidos. ¿Fue un porcentaje de la presión de Colapso referido a algún valor supuesto de la Ovalidad?

¿Se relaciono este valor al  $D/t$  por cada Grado de acero?

¿En qué momento de este largo tren de cálculos y con qué valor de la quita se afectó los promedios de las resistencias mínimas?

El tema de incorporar a la Ovalidad en las fórmulas del Colapso no es nada sencillo por la cantidad de operaciones matemáticas que hay que hacer antes de encontrar finalmente el valor de  $D/t$  con el que se selecciona la fórmula a aplicar: Colapso Elástico, Plástico y otros.

El empleo del programa antes mencionado: *Finite Element Analysis* creo que podría aportar una buena aproximación a la solución de este problema.

Pero para esto, el API tendría que adjudicar a la Ovalidad una tolerancia además de reconocer su existencia.

Pese a lo opinado por el API y con el ánimo de continuar mi investigación consulté la Resistencia de Materiales de Timoshenko y encontré el tratamiento que éste hace sobre el colapso de tubos ovalados sometidos a una presión exterior.

Entre otras cosas, aclara un punto que habría que tener en cuenta: dice que para aplastar un tubo de reducida longitud se necesita mas energía que para aplastar un tubo de mayores dimensiones. Sus palabras son:

*“En el estudio realizado se ha supuesto que la longitud ( $l$ ) del tubo sea grande comparada con su radio ( $R$ ); es decir,  $l/R > 20$ ”.*

Los resultados de las pruebas de colapso a las que refiere el API, para ser aceptadas por éste, debieron ser hechas siguiendo los procedimientos enumerados en el Bull 5C3, parte 2.3 *Collapse Testing Procedure* cuyo sub título 2.3.1 *Test Specimen* establece que el tamaño del tubo a probar deberá ser al menos de una longitud igual al doble del diámetro exterior.

O sea que para probar un tubo de 7" por ejemplo, la muestra debería tener al menos una longitud de unos 36 centímetros (14 pulgadas).

Y todos los ensayos de colapso que encontré y documenté salvo el caso de DSA se han hecho con trozos pequeños de tubos, no tan pequeños como se establece en el Bull 5C3, pero ninguno al menos de largo igual a un rango dos.

- Haagsma y Schaap<sup>17</sup> (1981) usaron tubos de un metro de largo.
- Sumitomo Metal Industries, LTD<sup>18</sup> (1981) emplearon tubos de 3,33 metros con una relación  $L/D = 8$  ( $L$  largo,  $D$  diámetro exterior).
- NKK, Nipón Kokan<sup>19</sup> para probar sus tubos NK T95 de alta resistencia al colapso empleó especímenes con una longitud de 3 a 8 veces el diámetro exterior.
- DSA (Siderca SASIF) emplea tubos de una longitud entre 2,5 a 4,2 metros

En consecuencia probé la ecuación (191) de Timoshenko para varios tubos y para tres casos de Ovalidad que van de 1 a 3 por ciento.

Por ejemplo, un tubo 5 ½" 15,5# J55 con 3 por ciento de Ovalidad pierde un 27 por ciento de su Resistencia al Colapso.

Creo pues que mis cálculos hechos con una formula orientada a tubos de una relación  $L/R > 20$  podría ser una base para pensar en algunas pruebas de colapso con tubos de mayor longitud que necesitarían para fallar una presión de colapso menor que la necesaria para aplastar un tubo de menor longitud y llegar así a corregir o ratificar lo asegurado por el Grupo de tareas del API.

El planteo y los procedimientos de cálculo van a continuación.

## **CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE COLAPSO DE UN TUBO OVALADO.**

Es válido suponer que un tubo ovalado es menos resistente al colapso que un tubo cilíndrico.

Para calcular la Presión de Colapso de un tubo ovalado construí un Modelo Matemático empleando la ecuación de Timoshenko<sup>20</sup> que relaciona la presión exterior de aplastamiento con el valor de la Ovalidad del tubo.

La ecuación es:

$$P_{FI}^2 - [\sigma_{FI}/m + (1 + 6mn)P_{cr}]P_{FI} + \sigma_{FI}P_{cr}/m = 0 \quad [1]$$

Empleando la nomenclatura del API y las unidades del Sistema Métrico usadas por Timoshenko se tiene:

$$\begin{aligned} P_{FI} &= P_{co} = \text{Presión de Colapso debido a Ovalidad kg/cm}^2 \\ \sigma_{FI} &= Y_p = \text{Yield Strength min. del acero del Tubo kg/cm}^2 \\ P_{cr} &= P_c = \text{Presión de Colapso del Tubo sin Ovalidad kg/cm}^2 \\ R &= R_m = \text{Radio medio cm} \end{aligned}$$

Reemplazando.

$$P_{co}^2 - [Y_p/m + (1+6mn)P_c]P_{co} + Y_p P_c /m = 0 \quad [2]$$

Donde:

$$m = R_m / t ; \quad R_m = (R_e + R_i)/2$$

$$n = U_0 / R_m$$

Asumiendo que  $U_0$  (desviación inicial) sea la Ovalidad  $w$  expresada porcentualmente, se tiene

$$n = w / R_m$$

Siendo :

$R_m$  = Radio medio cm.

$t$  = Espesor del Tubo cm.

$R_e$  = Radio exterior cm

$R_i$  = Radio interior cm.

Salvo la notación, he respetado los rangos de aplicación de los dos componentes en la fórmula de Timoshenko: el Radio Medio como lugar de aplicación de la Presión Exterior, y el Yield Strength. Ambos se pueden cambiar para investigar nuevos valores.

W. O. Clinedinst<sup>21</sup>, mencionado por Craft, Holden y Graves, emplea el radio exterior. Las fórmulas del API también lo hacen.

Por ejemplo, cambiando el Radio Medio por el Radio Exterior disminuye el valor de la Presión de Colapso ligeramente 1%, mientras que si se cambia el Yield Strength Mínimo, por el Máximo, la Presión de Colapso aumenta aproximadamente un 6%.

La ecuación [2] es de segundo grado de la forma:  $ax^2+bx+c=0$

Siendo ( $P_{co}$ ) menor que ( $P_c$ ) y siendo negativo el coeficiente del segundo término de la ecuación, la raíz tiene la forma:

$$x = \frac{b - \sqrt{b^2 - 4c}}{2} \quad [3]$$

Siendo:

$x$	=	$P_{co}$ . Presión de Colapso disminuida por efecto de la Ovalidad
$b$	=	Coeficiente del segundo término. $-[Y_p/m+(1+6mn)P_c]$
$c$	=	Coeficiente del tercer término. $Y_p P_o/m$

Se prueba la ecuación haciendo  $w = 0$ , Resultara  $P_c = P_{co}$

Además del Modelo Matemático que se da en el Apéndice, Página 118, acompaño con un ejemplo, un programa para la calculadora HP 41 CX para resolver la ecuación [3]. Página 116.

## **MODELO MATEMATICO PARA INVESTIGAR LA DISMINUCION DE LA RESISTENCIA AL COLAPSO DE TUBOS OVALADOS**

### **OBJETO**

Conociendo las características físicas de un tubo completamente cilíndrico: Diámetro Exterior (Radio Medio), Grado de Acero (Yield Strength mínimo), Peso Nominal (Espesor de la pared) y Presión de Colapso estipulada en Normas; y el grado de Ovalidad que lo afecta, el modelo calcula la nueva presión de colapso que es menor que la Presión de Colapso estipulada.

El modelo esta diseñado para investigar uno o varios tubos a la vez. Los tubos pueden componer un grupo del mismo diámetro nominal, diferente grado de acero y diferente espesor de pared. Como ejemplo se analizan 33 tubos: 10 de 5 ½", 14 de 7" y 9 de 9 5/8".

### **ESTRUCTURA**

El modelo se presenta en la Página 118, ocupa una planilla electrónica de Excel 97, compuesta de 22 columnas por 51 filas. Horizontalmente está dividido en tres franjas, uno para cada grupo de los tubos del ejemplo. Verticalmente se divide en dos bandas. La primera para ingreso, transformación de datos y lectura de resultados. La segunda banda es netamente operativa.

La variable Ovalidad se ingresa en por ciento y es conveniente emplear una planilla por grado de Ovalidad. En este ejemplo hago tres planillas con Ovalidad de 0,01- 0,02 y 0,03. Se prueba la ecuación del modelo haciendo  $w = 0,00$  la presión ( $P_{co}$ ) debe ser igual a ( $P_o$ )

El modelo es un conjunto de operaciones cuyo resultado final es la Presión de Colapso disminuida por la Ovalidad.

### **INGRESO DE DATOS**

Para cada grupo de tubos se ingresan las cuatro características físicas que los identifican: Diámetro Exterior, Espesor de pared, Yield Strength mínimo y la Presión de Colapso estipulada en Normas. Cada grupo tiene en común: Diámetro Exterior y Grado de acero, y en particular para cada tubo, Espesor de pared y Presión de Colapso.

## **RESULTADOS Y SISTEMA DE UNIDADES**

La operatoria de la ecuación [3] se hace en unidades del Sistema Métrico Decimal: cm y Kg/cm<sup>2</sup>. Los resultados se dan en las siguientes unidades: Psi, Kg/cm<sup>2</sup> y kPa. Para facilitar comparaciones, la Presión de Colapso original también se da en las mismas unidades.

## **EMPLEO DE LA INFORMACION**

Con el valor calculado de la Presión de Colapso ( $P_{co}$ ) y los de la relación ( $D/t$ ) y Presión Normal de Colapso ( $P_c$ ) construí tres gráficos para los tres grados de acero J, N, y P [Figuras 11-4, 12-4 y 13-4]. Páginas 67,68 y 69.

En cada gráfico, la curva de la derecha está trazada con valores de la Presión de Colapso ( $P_c$ ) de un tubo sin defectos de Ovalidad,  $w = 0,00$  La curva de la izquierda con valores correspondientes a  $w = 0.03$  lo que permite interpolar a valores intermedios.

La relación ( $D/t$ ) permite ubicar un tubo conociendo, o estimando el espesor de la pared.

Por ejemplo, un tubo de 5 ½" 15,5# J tiene un

$$(D/t) \text{ igual a } 13,97 / 0,7 = 20.$$

Entrando con este valor de las abscisas se intercepta las curvas y en las ordenadas se lee que la presión de norma 280 Kg/cm<sup>2</sup>. Aproximadamente se habrá reducido a casi 210 Kg/cm<sup>2</sup>, o sea alrededor de 25 por ciento.

Los resultados de esta aplicación se acompañan a continuación en las paginas 70, 71 y 72.

### J55. DISMINUCION DE LA PRESION DE COLAPSO POR EFECTO DE LA OVALIDAD

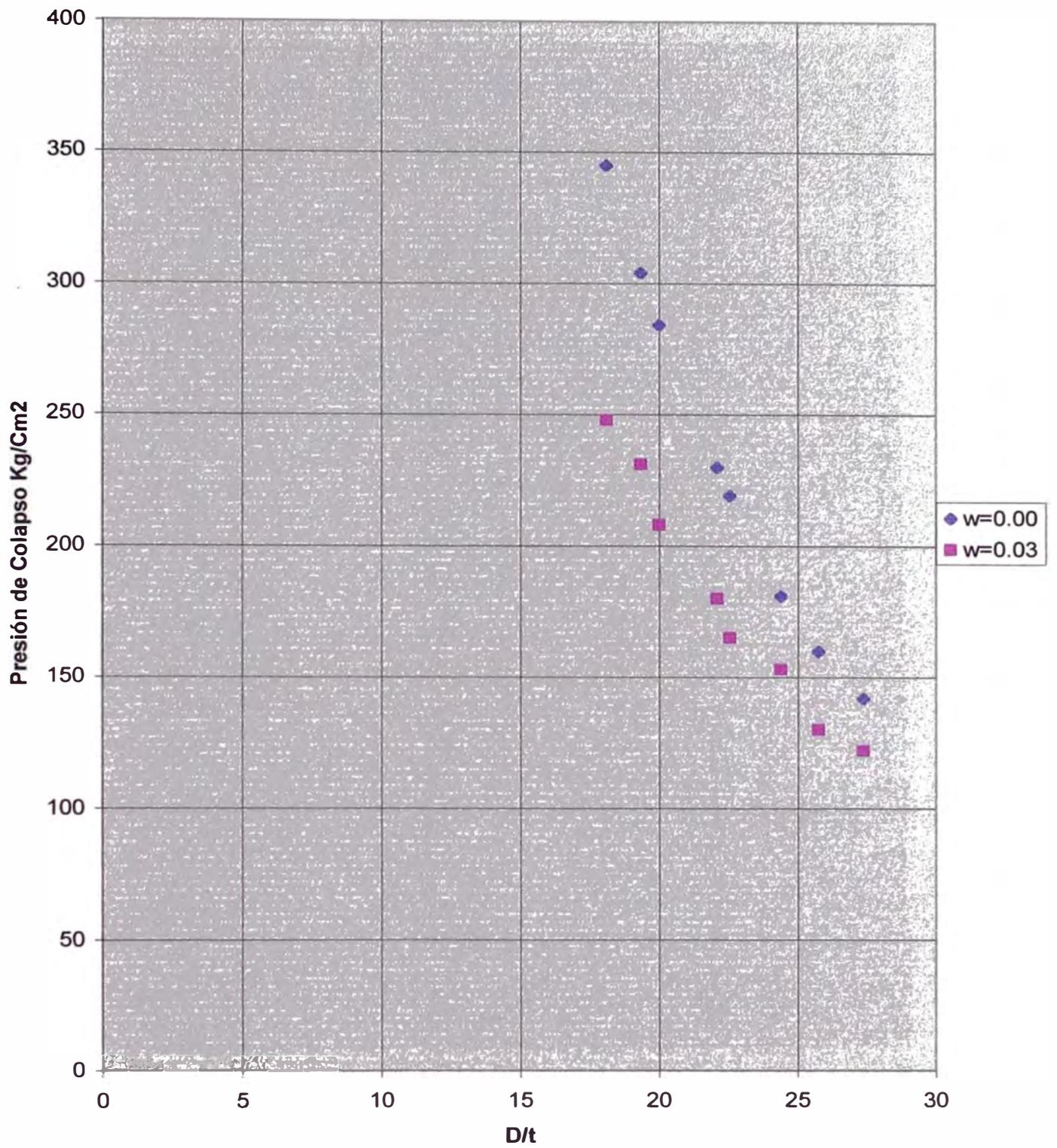


Figura 11-4

### N80. DISMINUCION DE LA PRESION DE COLAPSO POR EFECTO DE LA OVALIDAD

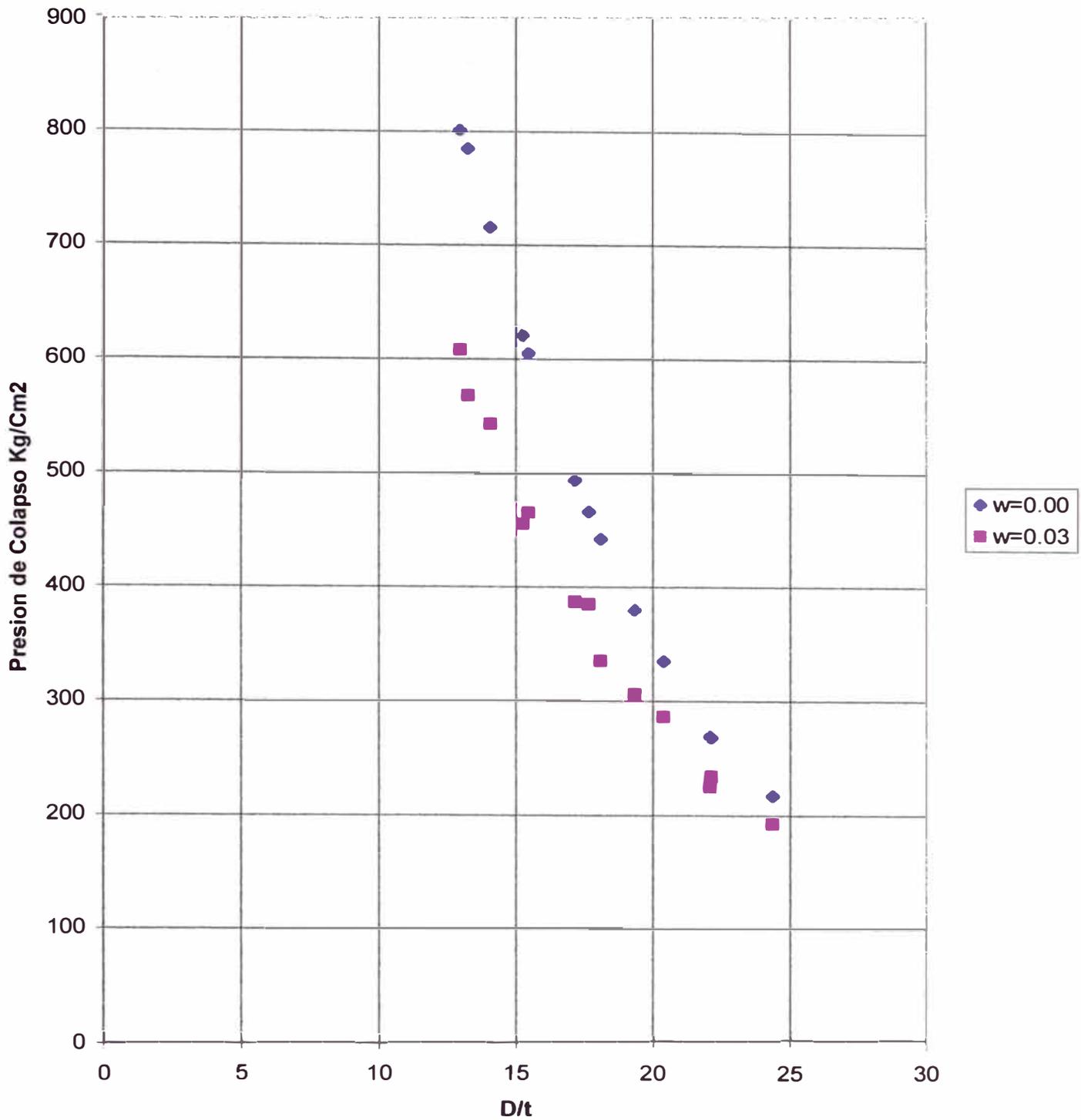


Figura 12-4

### P110. DISMINUCION DE LA PRESION DE COLAPSO POR EFECTO DE LA OVALIDAD

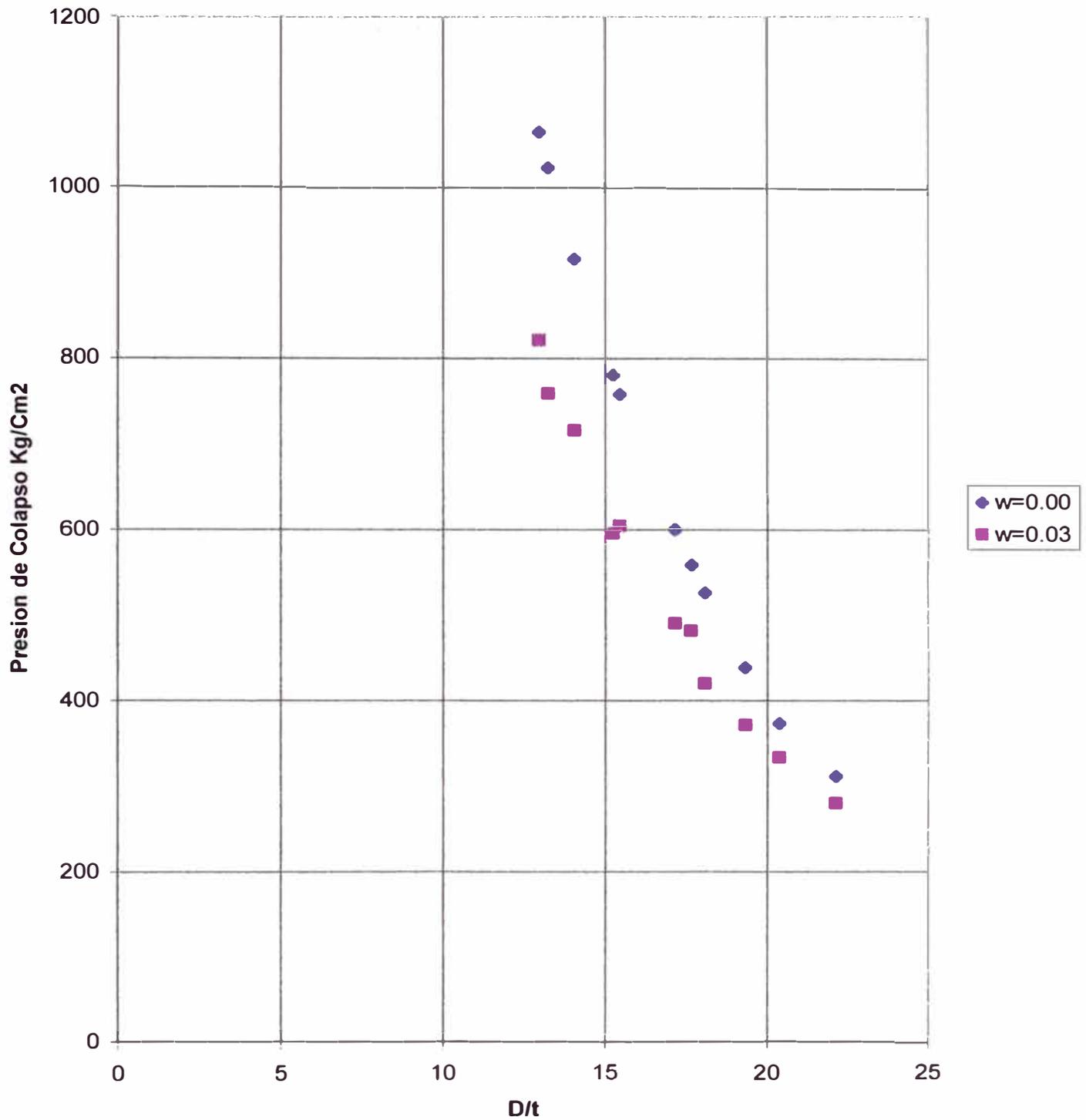


Figura 13-4

Solución de la ecuación (2) para Ovalidad = 0.01												
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
$P^{co} \cdot [Y_p / m + (1 + 6mn) P_c] P_{co} + Y_p P_c / m = 0$											(2)	
ENTUBACION 13.97 cm (5 1/2 in)												
5 1/2	13,97			Yp	55000	3868		w	0,01			
in	cm				Psi	Kg/cm2						
Peso	Grado	t	t	Di	Di	D/t	Pc	Pc	Pc	Pco	Pco	Pco
Lbs/F		in	cm	in	cm		Psi	K/cm2	kPa	Psi	K/cm2	kPa
14,00	J	0,24	0,62	5,01	12,73	22,54	3120	219	21512	2764	194	19047
15,50	J	0,28	0,70	4,95	12,57	20,00	4040	284	27856	3507	247	24169
17,00	J	0,3	0,77	4,89	12,43	18,09	4910	345	33854	4196	295	28915
				Yp =	80000	5626						
17,00	N	0,3	0,77	4,89	12,43	18,09	6280	442	43301	5565	391	38351
20,00	N	0,36	0,92	4,78	12,14	15,24	8830	621	60883	7616	536	52486
23,00	N	0,42	1,05	4,67	11,86	13,25	11160	785	76948	9478	667	65321
				Yp =	110000	7736						
17,00	P	0,3	0,77	4,89	12,43	18,09	7480	526	51575	6824	480	47030
20,00	P	0,36	0,92	4,78	12,14	15,24	11100	781	76535	9831	691	67749
23,00	P	0,42	1,05	4,67	11,86	13,25	14540	1023	100253	12595	886	86803
ENTUBACION 17.78 cm ( 7 in )												
7	17,8			Yp =	55000	3868						
20,00	J	0,27	0,69	6,46	16,40	25,74	2270	160	15652	2095	147	14435
23,00	J	0,32	0,81	6,37	16,17	22,08	3270	230	22547	2952	208	20347
26,00	J	0,36	0,92	6,28	15,94	19,34	4320	304	29786	3824	269	26356
				Yp =	80000	5626						
23,00	N	0,32	0,81	6,37	16,17	22,08	3830	269	26408	3576	251	24643
26,00	N	0,36	0,92	6,28	15,94	19,34	5410	380	37302	4948	348	34098
29,00	N	0,41	1,04	6,18	15,71	17,16	7020	494	48403	6307	444	43467
32,00	N	0,45	1,15	6,09	15,48	15,45	8610	605	59366	7619	536	52508
35,00	N	0,5	1,26	6,00	15,25	14,06	10180	716	70191	5	626	61332
38,00	N	0,54	1,37	5,92	15,04	12,96	11390	801	78534	9945	699	68539
				Yp =	110000	7736						
26,00	P	0,36	0,92	6,28	15,94	19,34	6230	438	42956	5844	411	40275
29,00	P	0,41	1,04	6,18	15,71	17,16	8530	600	58814	7856	552	54144
32,00	P	0,45	1,15	6,09	15,48	15,45	10780	758	74328	9772	687	67347
35,00	P	0,5	1,26	6,00	15,25	14,06	13020	916	89773	11640	819	80222
38,00	P	0,54	1,37	5,92	15,04	12,96	15140	1065	104390	13374	941	92172
ENTUBACION 24.45 cm (9 5/8 in)												
9 5/8	24,5			Yp =	55000	3868						
36,00	J	0,35	0,89	8,92	22,66	27,35	2020	142	13928	1906	134	13137
40,00	J	0,4	1,00	8,84	22,44	24,37	2570	181	17720	2409	169	16602
				Yp =	80000	5626			0			0
40,00	N	0,4	1,00	8,84	22,44	24,37	3090	217	21306	2950	207	20331
43,50	N	0,44	1,10	8,76	22,24	22,13	3810	268	26270	3620	255	24951
47,00	N	0,47	1,20	8,68	22,05	20,39	4760	335	32820	4477	315	30856
53,50	N	0,55	1,38	8,54	21,68	17,66	6620	466	45645	6117	430	42154
				Yp =	110000	7736			0			0
43,50	P	0,44	1,10	8,76	22,24	22,13	4420	311	30476	4254	299	29319
47,00	P	0,47	1,20	8,68	22,05	20,39	5300	373	36544	5085	358	35041
53,50	P	0,55	1,38	8,54	21,68	17,66	7950	559	54815	7497	527	51670

Solución de la ecuación (2) para Ovalidad = 0.02												
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
$P^{co} \cdot [Y_p / m + (1 + 6mn) P_c] P_{co} + Y_p P_c / m = 0 \quad (2)$												
ENTUBACION 13.97 cm (5 1/2 in)												
5 1/2	13,97	Yp =		55000	3868	w 0,02						
in	cm			Psi	Kg/cm2							
Peso	Grado	t	t	Di	Di	D/t	Pc	Pc	Pc	Pco	Pco	Pco
Lbs/F		in	cm	in	cm		Psi	K/cm2	kPa	Psi	K/cm2	kPa
14,00	J	0,244	0,62	5,01	12,73	22,54	3120	219	21512	2528	178	17421
15,50	J	0,275	0,70	4,95	12,57	20,00	4040	284	27856	3189	224	21977
17,00	J	0,304	0,77	4,89	12,43	18,09	4910	345	33854	3806	268	26229
		Yp =		80000	5626							
17,00	N	0,304	0,77	4,89	12,43	18,09	6280	442	43301	5108	359	35202
20,00	N	0,361	0,92	4,78	12,14	15,24	8830	621	60883	6955	489	47929
23,00	N	0,415	1,05	4,67	11,86	13,25	11160	785	76948	8659	609	59677
		Yp =		110000	7736							
17,00	P	0,304	0,77	4,89	12,43	18,09	7480	526	51575	6349	446	43753
20,00	P	0,361	0,92	4,78	12,14	15,24	11100	781	76535	9048	636	62359
23,00	P	0,415	1,05	4,67	11,86	13,25	14540	1023	100253	11553	812	79621
ENTUBACION 17.78 cm (7 in)												
7	17,8	Yp =		55000	3868							
20,00	J	0,272	0,69	6,46	16,40	25,74	2270	160	15652	1959	138	13504
23,00	J	0,317	0,81	6,37	16,17	22,08	3270	230	22547	2734	192	18840
26,00	J	0,362	0,92	6,28	15,94	19,34	4320	304	29786	3520	248	24257
		Yp =		80000	5626							
23,00	N	0,317	0,81	6,37	16,17	22,08	3830	269	26408	3373	237	23248
26,00	N	0,362	0,92	6,28	15,94	19,34	5410	380	37302	4617	325	31817
29,00	N	0,408	1,04	6,18	15,71	17,16	7020	494	48403	5848	411	40301
32,00	N	0,453	1,15	6,09	15,48	15,45	8610	605	59366	7041	495	48525
35,00	N	0,498	1,26	6,00	15,25	14,06	10180	716	70191	4 3/5	578	56620
38,00	N	0,54	1,37	5,92	15,04	12,96	11390	801	78534	9197	647	63380
		Yp =		110000	7736							
26,00	P	0,362	0,92	6,28	15,94	19,34	6230	438	42956	5534	389	38138
29,00	P	0,408	1,04	6,18	15,71	17,16	8530	600	58814	7366	518	50765
32,00	P	0,453	1,15	6,09	15,48	15,45	10780	758	74328	9106	640	62758
35,00	P	0,498	1,26	6,00	15,25	14,06	13020	916	89773	10810	760	74498
38,00	P	0,54	1,37	5,92	15,04	12,96	15140	1065	104390	12399	872	85451
ENTUBACION 24.45 cm (9 5/8 in)												
9 5/8	24,5	Yp =		55000	3868							
36,00	J	0,352	0,89	8,92	22,66	27,35	2020	142	13928	1812	127	12489
40,00	J	0,395	1,00	8,84	22,44	24,37	2570	181	17720	2281	160	15720
		Yp =		80000	5626							
40,00	N	0,395	1,00	8,84	22,44	24,37	3090	217	21306	2830	199	19501
43,50	N	0,435	1,10	8,76	22,24	22,13	3810	268	26270	3462	243	23856
47,00	N	0,472	1,20	8,68	22,05	20,39	4760	335	32820	4253	299	29311
53,50	N	0,545	1,38	8,54	21,68	17,66	6620	466	45645	5760	405	39696
		Yp =		110000	7736							
43,50	P	0,435	1,10	8,76	22,24	22,13	4420	311	30476	4107	289	28307
47,00	P	0,472	1,20	8,68	22,05	20,39	5300	373	36544	4897	344	33749
53,50	P	0,545	1,38	8,54	21,68	17,66	7950	559	54815	7139	502	49199

Solución de la ecuación (2) para Ovalidad = 0.03												
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
$P^{co} \cdot [Y_p / m + (1 + 6mn) P_c] P_{co} + Y_p P_c / m = 0$											(2)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ENTUBACION 13.97 cm (5 1/2 in)												
5 1/2	13,97	Yp =		55000	3868			w		0.03		
in	cm			Psi	Kg/cm2							
Peso	Grado	t		Di	Di	D/t	Pc	Pc	Pc	Pco	Pco	Pco
Lbs/F		in	cm	in	cm		Psi	K/cm2	kPa	Psi	K/cm2	kPa
14,00	J	0,244	0,62	5,01	12,73	22,54	3120	219	21512	2348	165	16185
15,50	J	0,275	0,70	4,95	12,57	20,00	4040	284	27856	2955	208	20364
17,00	J	0,304	0,77	4,89	12,43	18,09	4910	345	33854	3524	248	24290
		Yp =		80000	5626							
17,00	N	0,304	0,77	4,89	12,43	18,09	6280	442	43301	4763	335	32828
20,00	N	0,361	0,92	4,78	12,14	15,24	8830	621	60883	6475	455	44622
23,00	N	0,415	1,05	4,67	11,86	13,25	11160	785	76948	8073	568	55640
		Yp =		110000	7736							
17,00	P	0,304	0,77	4,89	12,43	18,09	7480	526	51575	5971	420	41152
20,00	P	0,361	0,92	4,78	12,14	15,24	11100	781	76535	8463	595	58323
23,00	P	0,415	1,05	4,67	11,86	13,25	14540	1023	100253	10796	759	74403
ENTUBACION 17.78 cm ( 7 in )												
7	17,8	Yp =		55000	3868							
20,00	J	0,272	0,69	6,46	16,40	25,74	2270	160	15652	1849	130	12743
23,00	J	0,317	0,81	6,37	16,17	22,08	3270	230	22547	2564	180	17669
26,00	J	0,362	0,92	6,28	15,94	19,34	4320	304	29786	3292	231	22686
		Yp=		80000	5626							
23,00	N	0,317	0,81	6,37	16,17	22,08	3830	269	26408	3204	225	22083
26,00	N	0,362	0,92	6,28	15,94	19,34	5410	380	37302	4355	306	30012
29,00	N	0,408	1,04	6,18	15,71	17,16	7020	494	48403	5498	387	37891
32,00	N	0,453	1,15	6,09	15,48	15,45	8610	605	59366	6612	465	45571
35,00	N	0,498	1,26	6,00	15,25	14,06	10180	716	70191	4 3/5	543	53182
38,00	N	0,54	1,37	5,92	15,04	12,96	11390	801	78534	8652	608	59626
		Yp=		110000	7736							
26,00	P	0,362	0,92	6,28	15,94	19,34	6230	438	42956	5274	371	36344
29,00	P	0,408	1,04	6,18	15,71	17,16	8530	600	58814	6974	490	48066
32,00	P	0,453	1,15	6,09	15,48	15,45	10780	758	74328	8594	604	59226
35,00	P	0,498	1,26	6,00	15,25	14,06	13020	916	89773	10187	716	70209
38,00	P	0,54	1,37	5,92	15,04	12,96	15140	1065	104390	11681	821	80503
ENTUBACION 24.45 cm (9 5/8 in)												
9 5/8	24,5	Yp =		55000	3868							
36,00	J	0,352	0,89	8,92	22,66	27,35	2020	142	13928	1732	122	11935
40,00	J	0,395	1,00	8,84	22,44	24,37	2570	181	17720	2174	153	14984
		Yp=		80000	5626							
40,00	N	0,395	1,00	8,84	22,44	24,37	3090	217	21306	2724	192	18772
43,50	N	0,435	1,10	8,76	22,24	22,13	3810	268	26270	3324	234	22911
47,00	N	0,472	1,20	8,68	22,05	20,39	4760	335	32820	4066	286	28020
53,50	N	0,545	1,38	8,54	21,68	17,66	6620	466	45645	5477	385	37748
		Yp=		110000	7736							
43,50	P	0,435	1,10	8,76	22,24	22,13	4420	311	30476	3975	280	27397
47,00	P	0,472	1,20	8,68	22,05	20,39	5300	373	36544	4731	333	32603
53,50	P	0,545	1,38	8,54	21,68	17,66	7950	559	54815	6839	481	47135

- <sup>1</sup> S. Timoshenko. *Resistencia de Materiales*. Segunda Parte. Espasa - Calpe, S. A. Madrid 1955.
- <sup>2</sup> *Machinery's Handbook*. Eleventh Edition. 1943.
- <sup>3</sup> Bul 5C3 *Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Pipe Properties*
- <sup>4</sup> *Specification for Line Pipe, Spec 5L. -- Specification for Drill Pipe. Spec 5D*
- <sup>5</sup> J. M. Juran, F. M. Gryna, R. S. Bingham. *Manual del Control de la Calidad*. Editorial Reverté. Seg Ed.
- <sup>6</sup> *WORK GROUP ON OVALITY. MINUTES OF MEETING*. November 14, 1988.
- <sup>7</sup> Robert A. Karlin and Al Kindrick. *TREAD GAUGING*. International Pipe Inspectors Association, Houston, Texas
- <sup>8</sup> Tom H. Hill and Randy C Money. T. H. Hill Associates Inc. Houston Texas. *Caution API Gaging Practices Can Be Hazardous To Your Leak Resistance*. Petroleum Engineer International . October 1989.
- <sup>9</sup> Robert A, Karlin and Al Kindrick.
- <sup>10</sup> Std 5B. *Specification for Threading, Gaging, and Thread Inspection of Casing Tubing, and Line Pipe Threads*.
- <sup>11</sup> 5C1. *Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing*.
- <sup>12</sup> Bull 5C3 *Bulletin on Formulas ad Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Pipe Properties*.
- <sup>13</sup> H. G. Texter. *Why Oil - Well Tubing and Casing Fail in Tension and Why They Collapse*. The Oil and Gas Journal, July 4, August 1, August 29, 1955.
- <sup>14</sup> Bul 5C2 *Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe*. API Bulletin
- <sup>15</sup> Bul 5C3.
- <sup>16</sup> Alberto Ekonen *Cálculo de la Presión de Colapso de Tuberías OCTG que soportan una Carga Axial*. 3<sup>er</sup> Jornadas de Informática Aplicada a la Producción de Hidrocarburos. IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) Buenos Aires 9 al 11 de Noviembre de 1994.
- <sup>17</sup> S. C. Haagsma, D.Achaap *Collapse Resistance of submarine lines studied*. Oil and Gas Journal Terchnology, february 23, 1981.
- <sup>18</sup> Y. Nara, N. Matsuki, M. Furugen, K. Ohayabu. *Theoretical Study on Casing Collapse*. SUMITOMO METAL INDUSTRIES LTD.
- <sup>19</sup> NKK, Nippon Kokan. *NKT - 95 Properties of NKK OCTG, for High Collapse Strength*
- <sup>20</sup> S. Timoshenko. *Resistencia de Materiales*.
- <sup>21</sup> W. O. Clinedinst. *A Rational Expression for the Critical Collapsing Pressure of Pipe Under External Pressure*. Drilling and Production Practice. API. 1939.



El único elemento de la rosca que no se ve pero que existe y la identifica y la hace única e intercambiable es el Paso Diametral. Es uno de los infinitos diámetros de un cono imaginario que pasa por el medio de los filetes de la rosca. Uno de estos diámetros, medido a una distancia exacta a partir del plano de la boca del tubo o de la cupla es el Paso Diametral.

En los Capítulos 3 y 4 describo los dos métodos o sistemas de medición de este diámetro, el estipulado por el API y otro que lo denominé por el nombre del instrumento: MRP 2000.

En el Capítulo 4 muestro las ventajas y desventajas de cada uno.

El método API emplea calibres de anillo y tapón que tienen un elevado costo y son incómodos de operar por su peso. No es un método directo, pues se mide una longitud para verificar un diámetro. La exactitud de la lectura es función de la limpieza de la rosca, de alguna imperfección o golpes y de la **Ovalidad de los tubos**.

El segundo método es todo lo contrario, con un equipo de unos doce mil dólares mas impuestos se mide desde 2 3/8" a 9 5/8", extremos y cuplas, su lectura es directa pues se mide un diámetro y lo muy importante es que la Ovalidad no afecta la medición de los diámetros.

Las pruebas hechas por especialistas, acotadas también en el Capítulo 4, mostraron que la Ovalidad afecta considerablemente la exactitud del primer método y lo mas grave aún, tal como lo dice Hill "*el método lleva implícito la tendencia a fabricar cuplas más grandes que los extremos*"

Ya que casi todos los tubos medidos por nosotros tenían cierto grado de Ovalidad quise probar lo que decía Hill y mezclé los PD de cuplas y extremos e hice un histograma por cada tipo de tubo: 2 3/8", 4 1/2" y dos grupos de 9 5/8".

Pese a que el PD de todos los extremos y cuplas de 2 3/8" estaba dentro de la tolerancia  $\pm 0,015$  pulgadas, y pese a que estamos hablando de milésimas de pulgada, se nota que los extremos (rojo) se agrupan a la izquierda de las cuplas (azul). En el histograma de 4 1/2" ocurre lo mismo.

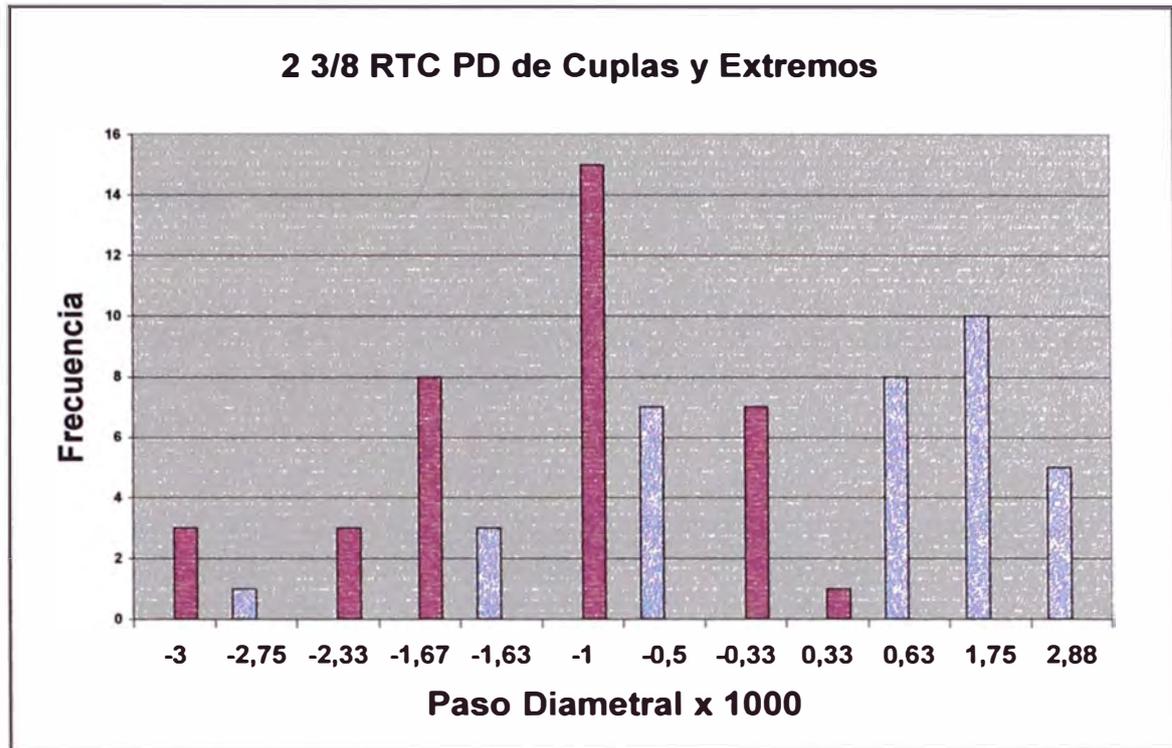


Figura 1-5

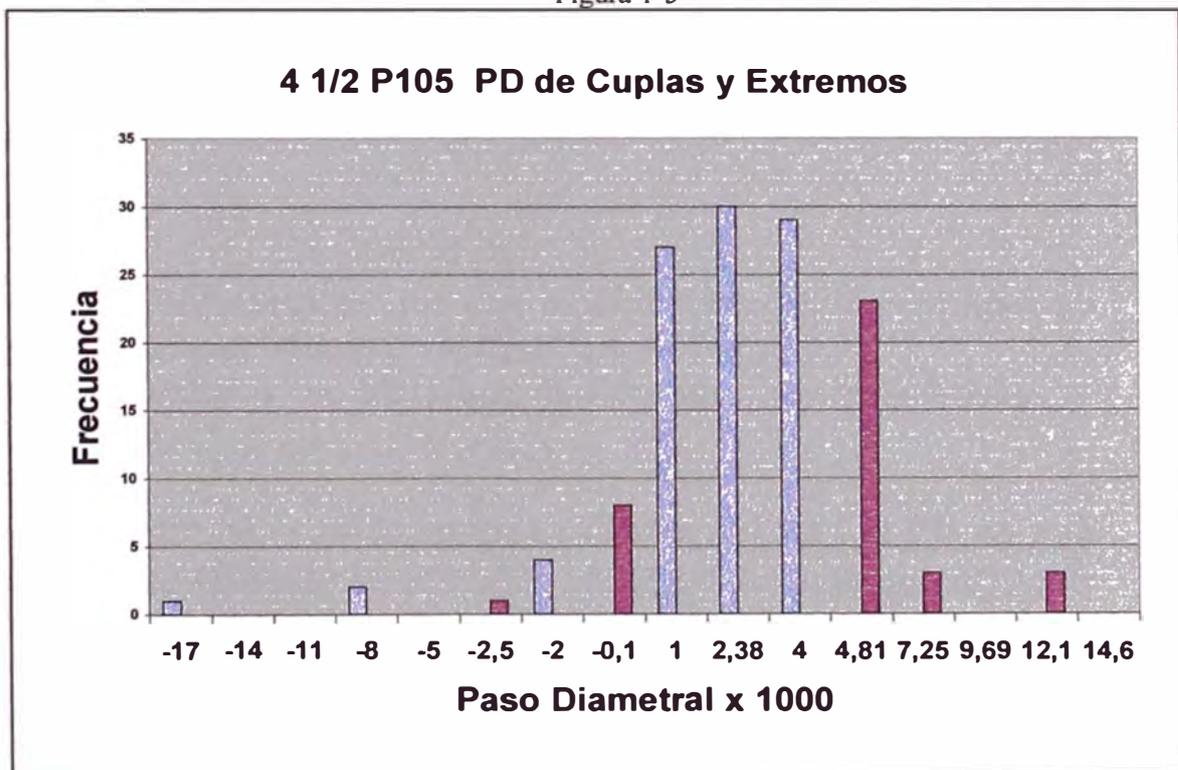


Figura 2-5

Los resúmenes estadísticos de la tabla 1-5 permiten comparar lo siguiente:

Para 2 3/8" la Mediana de los extremos está a -1,25 mientras que la correspondiente a las cuplas se ubica a +0,88.

Para 4 1/2" las Medianas de los extremos y cuplas se enciman a +1,50

Los histogramas de los dos grupos de 9 5/8" son similares al de 2 3/8" por esa razón no los agrego aquí.

Tabla 1-5

Resumen PD Tu 2 3/8		Resumen PD Cu 2 3/8		Resumen PD Tu 4 1/2		Resumen PD Cu 4 1/2	
Media	-1,30	Media	0,79	Media	2,4	Media	1,05
Error típico	0,15	Error típico	0,28	Error típico	0,4	Error típico	0,42
Mediana	-1,25	Mediana	0,88	Mediana	1,5	Mediana	1,50
Moda	-1,00	Moda	1,75	Moda	1	Moda	1,00
Desviación estándar	0,96	Desviación estándar	1,78	Desviación estándar	3,5	Desviación estándar	3,49
Varianza de la muestr	0,92	Varianza de la muestr	3,18	Varianza de la muestr	12	Varianza de la muestr	12,18
Curtosis	-0,14	Curtosis	-0,68	Curtosis	6,6	Curtosis	11,06
Coefficiente de asime	0,22	Coefficiente de asime	-0,15	Coefficiente de asime	2,3	Coefficiente de asime	-2,61
Rango	4,00	Rango	6,75	Rango	20	Rango	24,00
Mínimo	-3,00	Mínimo	-2,75	Mínimo	-3	Mínimo	-17,00
Máximo	1,00	Máximo	4,00	Máximo	17	Máximo	7,00
Suma	-52,00	Suma	31,50	Suma	166	Suma	73,50
Cuenta	40	Cuenta	40	Cuenta	70	Cuenta	70

Se puede afirmar pues que con muchas ventajas, los equipos similares al MRP hace el trabajo de los calibres API porque:

Son más exactos, no los afecta la Ovalidad, son más baratos, y son más portátiles.

**Por lo tanto, si se mide con los calibres del API el PD en una rosca Ovalada el resultado no será tan exacto como cuando se lo mide con otro equipo capaz de medir diámetros directamente.**

**Conclusión N° 3** Referida a la influencia de la Ovalidad en la Hermeticidad de una rosca.

La presión ( $P$ ) a la que comienza a perder fluido una junta rosca-da, se calcula con la siguiente fórmula elaborada por el API.

$$P = \frac{ETNp(W^2 - E_s^2)}{2E_sW^2}$$

El Modulo de Young conocido como el Modulo de Elasticidad en una contante del acero. La Conicidad ( $T$ ), el Paso de la rosca ( $p$ ) y el Paso Diametral ( $E_l$ ) son constantes de la rosca, mientras que ( $W$ ) es una constante de la cupla, es su Diametro Exterior.

( $N$ ) es el componente más importante de la fórmula porque cualquier variación en la cantidad de vueltas o en la posición final tendrá una manifiesta importancia en el valor de ( $P$ ).

El API estipula que para instalar una cupla a un tubo se deberá enroscar a mano hasta la posición de ‘enroscado a mano’ y luego con el número de vueltas indicado por la norma Std 5B, se deberá continuar la maniobra a máquina hasta la posición de enroscado mecánico. Esta operación se deberá hacer observando el torque estipulado por el Bull 5C3.

Cumplida esta etapa, la cara de la cupla deberá quedar enrasada con la terminación del último filete “vanishinpoint”, o a menos un filete, que para la rosca Redonda mide 3,175 milímetros.

Pero aquí ocurre lo mismo que cuando se mide el PD de una rosca ovalada, en ese caso los calibres API se detienen antes de la posición de enroscado a mano y en el del enroscado de una cupla, la translación manual se detiene antes de lo previsto. O sea que las vueltas para conseguir el apretado mecánico se comienzan a contar antes y por supuesto la terminación del apretado a máquina termina antes de la correcta posición de apretado a maquina.

**Por lo tanto el valor obtenido aplicando la fórmula de la hermeticidad será matemáticamente correcto pero no confiable porque la junta rosca no se ha completado cabalmente porque uno de sus componentes estaba ovalado.**

**Conclusión N° 4.** Referida a la influencia de la ovalidad en la Presión de Colapso.

Sometidos a la misma presión hidráulica exterior, un tubo ovalado se aplasta con mayor facilidad que un tubo redondo.

Para demostrar matemáticamente esta lógica suposición construí un Modelo Matemático con una ecuación de Timoshenko que permite calcular la presión de colapso de un tubo en función de la Ovalidad.

Los resultados muestran que la resistencia al colapso de un tubo, por ejemplo 7" 26 N disminuye porcentualmente como sigue. Redondeando valores se tiene:

Con Ovalidad =0,01	9 %
0,02	15 %
0,03	20 %

**Por lo tanto, matemáticamente, se puede demostrar que la Ovalidad tiene una marcada influencia en el colapso de un tubo.**

**Conclusión N° 5** Referida al costo de reconocer a la Ovalidad como una imperfección.

El API, los Usuarios y los Fabricantes son los protagonistas ligados en este tema.

Si el Instituto decide establecer tolerancias para la Ovalidad es probable que encargue sendos trabajos de investigación relacionados a la hermeticidad de las roscas y al Colapso de los tubos, porque el tema de la medición del PD esta plenamente probado.

Después de estas investigaciones que cuestan dinero, los Grupos de Tarea involucrados propondrán las modificaciones necesarias a las Normas o a las Prácticas recomendadas para, aplicar o modificar las tolerancias con las que se viene trabajando desde hace casi veinte años.

Es muy probable pues que al adoptar tolerancias para la ovalidad, se deje en libertad de acción para que las mediciones de la Ovalidad se hagan con los instrumentos que he comentado en este trabajo.

La incógnita reside en la medición del PD. Al aprobar una práctica recomendada para medir la Ovalidad, es de esperar que por añadidura se permita la medición del PD al mismo tiempo lo que provocaría el retiro, tal vez, progresivo de los calibres de anillo y tapón y que las medicio-

nes del PD sean hechas con mayor exactitud y cueste menos dinero hacerlas.

Los Usuarios vienen confiando desde hace casi ochenta años en la calidad de los productos fabricados con las especificaciones del API. De vez en cuando refuerzan esta confianza contratando los Servicios de Terceros para hacer controles dentro y fuera de las Fábricas. O sea que no va a ser nada traumático el cambio.

Si hay un cambio en alguno de los procedimientos de fabricación, a los usuarios mucho no les interesa la medida, siempre que les garanticen la calidad de los productos.

Los Fabricantes, para el caso de tener que abandonar el uso de los calibres de anillo y tapón tendrán sus ventajas y desventajas.

Las ventajas consistirán en la facilidad de operación de los instrumentos medidores de diámetro por su bajo peso, se beneficiarán también por el costo muy reducido de éstos comparados con aquellos, ya que el costo de un equipo para medir la totalidad de las roscas de bombeo y entubación ( 2 3/8" a 9 5/8" por ejemplo) no es mayor que el de tres juegos de calibres de anillo y tapón. Tendrán asimismo la posibilidad de ahorrar espacio de almacenamiento y tal vez de algún personal técnico.

El tema es que al reconocer el API a la Ovalidad como imperfección no solamente deberá adjudicarle una tolerancia sino que deberá aceptar que la Ovalidad induce lecturas erróneas del Tiraje de las roscas, por lo tanto deberá suspender el uso de los calibres de anillo y tapón y reemplazarlos por otro sistema capaz de obtener esta importante información que sirve para determinar cuan cerca o apartado del Paso Diametral estipulado es el de la rosca así medida.

Este paso crucial del API significara alguna perdida para los fabricantes de tubos porque al descartar los calibres Maestro y de Trabajo deberán clasificarlos en condición de chatarra y adjudicarles un valor que tal vez no llegue al 25 por ciento de su costo original.

Para calcular el costo aproximado que deberá afrontar la Industria en su totalidad entre Fabricantes de Tubos y Talleres Roscadores parto de un conjunto de cifras contenidas en una información del API de hace unos cuantos años.

A Diciembre de 1988, el API informó que 136 empresas autorizadas eran propietarias de los siguiente juegos de calibres Maestros de anillo y tapón.

Entubación, de 4 ½" a 20" pulgadas	1.089
Bombeo de 1,050" a 4 ½" pulgadas	592
Conducción de 1/8" a 20" pulgadas	675
Total	2.356

Suponiendo que por cada juego de calibres Maestros existan entre cuatro y cinco juegos de calibres de Trabajo, tendríamos unos 10.000 juegos de calibres de estos últimos.

Si se admite un crecimiento de la Industria de un 50 por ciento en estos últimos once años y si esta suposición es válida también para las necesidades metrológicas que habrían aumentado en la misma proporción tendríamos para el año 2000, al precio promedio extraído de la Tabla 1-3, pagina 36.

Calibres Maestros  $3.534 \times 6.000 \text{ US\$} = 21.204.000 \text{ US\$}$

Calibres de Trabajo  $15.000 \times 2.800 \text{ US\$} = 42.000.000 \text{ US\$}$

Lo que hace un total de US\$ 63.204.000

Por transporte, impuestos y otros habría que agregar un 50% lo que nos llevaría a US\$ 94.806.000; a grandes rasgos unos 100.000.000 de Dólares que no valdrían mas de unos 25 millones al momento del chatarreo.

No creo que esta cifra sea motivo de alarma para la Industria de los Tubulares pero ¿Podría ser esta la razón por la cual el Instituto aun no ha dicho su ultima palabra?



y efectuada la medición según una tabla de números al azar, no se puede concluir que toda la población fabricada a cuyo conjunto pertenecían los productos medidos está afectada de tal anormalidad ni que dicha anormalidad sea injuriosa para los tubos ni que sea una evidencia de la calidad de los tubos porque no habiendo tolerancias estipuladas en las normas con que comparar, sería muy aventurado emitir un juicio en ese sentido. Lo único que se puede afirmar es que los tubos intervenidos estaban afectados de cierto grado de Ovalidad.

Los resultados muestran alguna tendencia a cuplas grandes y extremos chicos, encontrada en los tubos de 2 3/8", 9 5/8" K y 9 5/8" N; con la salvedad de la advertencia.

En general las pruebas iniciadas por nosotros en 1990 sumadas a otras hechas por otras Compañías de Inspección y por los Fabricantes -nos enteramos- produjeron una mayor exigencia por parte de estos últimos para detectar, con equipos muy sofisticados esto que aún no es una imperfección y separar así, con tolerancias propias lo que aún no es un defecto, porque el API aun se mantiene expectante o indeciso.

#### MEDICION DE OVALIDAD DENTRO Y FUERA DE ROSCADORA

Karlin y Kindrick, nombrados en la pagina 48, Capitulo 4 compararon los resultados de medir los PD de las roscas de los extremos de algunos tubos empleando calibres de anillo (metodo API) y equipos medidores de diámetros. En esa ocasión se midió la Ovalidad de los tubos en dos circunstancias: primero apretados por la roscadora y luego liberados de las mordazas. Posiciones identificadas como: dentro y fuera.

Copio los resultados obtenidos con un equipo MRP. Multiplicados por mil para evitar decimales.

	Tubo	Ovalidad	
		Dentro	Fuera
	5 ½ LTC K55		
# 1		2	7
# 2		2	9
# 3		2	8
	7 5/8 N80 29,20#		
# 1		2	6
# 2		2	4
# 3		2	10
	10 ¾ STC		
# 1		1	16
# 2		1	17
# 3		2	12

### Tubos 2 3/8 4,7# N80 EU Extended

. Tolerancia de Paso Diametral  $\pm 0,015$  pulg

EXTREMOS					CUPLAS						
Nom	Ovalidad	PD	Conicidad	Alt. Filete	ID	Ovalidad	PD	Conicidad	OD	Torque	Posición
				0.0712"	50.6				77,8	1800	
Max			0.068"	mas 0.002"				0.068"	78,5	2250	82,45
Min			0,060"	men 0.004"				0.060"	77,1	1350	68,25
			[Pulgadas] x 0.001"		[mm]			[Pulgadas]	[mm]	[ft-lbs]	[mm]
1	4	-2	62		51	2,5	3,25	64	77,8	1480	75,0
2	4	-3	63	0	51	2,0	4,00	63	77,9	1590	75,6
3	1	-2,5	64	-0,7	51	3,0	0,00	64	78,2	1560	75,5
4	2	-1	64	-0,5	51	2,5	-0,25	63	78,2	1430	76,7
5	2	-2	64	-1	51	3,0	-0,50	63	77,9	1470	76,5
6	2	-3	62,5	-1	51	3,0	2,50	64	77,9	1380	76,0
7	2	-1	63	-0,5	51	4,0	-1,00	64	78,1	1560	76,2
8	4	-1	62	-0,5	51	3,0	1,50	63,5	77,8	1480	74,1
9	2	-2	62	-0,5	51	2,0	-1,00	63	78,3	1460	75,9
10	3	-1,5	63	-0,5	51	2,0	2,00	64	77,8	1440	76,0
11	3	-1,5	63	-0,7	51	4,0	3,00	63	78,2	1460	75,2
12	3	-0,5	63	0	51	4,0	3,00	64	77,9	1440	74,8
13	1	-2,5	64	-1	51	3,0	4,00	62	78,1	1440	75,5
14	2	-1	64	-0,7	51	3,0	2,50	62	78	1600	74,3
15	2	-1	64	-0,5	51	2,0	-1,00	63	78	1440	78,0
16	2	-1	65	-0,5	51	1,5	1,75	63,5	78,1	1380	76,1
17	3	-1,5	63,5	-0,5	51	3,0	-1,75	64	78,2	1480	76,1
18	5	-0,5	61,5	-1	51	3,0	0,75	63	77,9	1480	77,6
19	3	-0,5	64,5	0	51	3,0	1,75	63	77,8	1440	76,1
20	2	-2	62,5	-1	51	2,0	1,00	63	77,8	1380	76,2
21	2	0	63	-1	51	2,0	2,00	62,5	78	1400	75,0
22	2	-1	62	-1	50	1,5	2,25	63	77,7	1420	75,4
23	2	-1	63	-0,7	51	4,0	-1,00	62	78	1400	77,0
24	2	-2	62	0	51	3,0	0,00	64	78	1470	77,0
25	5	-0,5	64	-0,5	51	1,5	-0,75	63	78,1	1480	76,8
26	2	-1	64	-0,5	51	3,5	3,25	62,5	77,9	1490	75,6
27	2	-1,5	62,5	-0,5	51	2,5	0,25	63	78,3	1400	75,3
28	3	-0,5	63	-0,5	51	3,0	0,50	63	78,1	1460	76,2
29	3	-0,5	63	-1	51	2,0	0,00	62,5	78,2	1500	76,8
30	3	-0,5	62	-0,5	51	2,5	1,75	63	78,2	1560	74,9
31	1	0,5	63	0	51	3,0	-2,50	64	77,9	1490	76,0
32	3	0,5	63	-0,5	50	1,5	1,25	62,5	78,1	1500	77,0
33	2	1	64	-1	51	3,0	0,50	64	78,1	1380	75,7
34	3	-1,5	62	-1	51	1,5	-1,25	63	78,1	1480	77,0
35	2	-2	62,5	-0,5	50	3,0	0,50	63	78,2	1380	76,8
36	2	-2	63,5	-1	50	2,5	1,75	63,5	78	1415	75,7
37	2	-3	63,5	-1	51	2,5	1,75	62,5	77,9	1460	73,9
38	3	-2,5	62,5	0	51	2,0	1,00	62,5	78,4	1600	76,2
39	3	-1,5	63	-1	51	1,0	-2,50	62,5	78,1	1440	73,7
40	3	-2	64	-1	51	2,5	-2,75	63,5	77,9	1370	77,9

Tabla 2-6

<i>Resumen PD Tu 2 3/8</i>		<i>Resumen PD Cu 2 3/8</i>	
Media	-1,30	Media	0,79
Error típico	0,15	Error típico	0,28
Mediana	-1,25	Mediana	0,88
Moda	-1,00	Moda	1,75
Desviación estándar	0,96	Desviación estándar	1,78
Varianza de la muestra	0,92	Varianza de la muestra	3,18
Curtosis	-0,14	Curtosis	-0,68
Coficiente de asimetría	0,22	Coficiente de asimetría	-0,15
Rango	4,00	Rango	6,75
Mínimo	-3,00	Mínimo	-2,75
Máximo	1,00	Máximo	4,00
Suma	-52,00	Suma	31,50
Cuenta	40	Cuenta	40

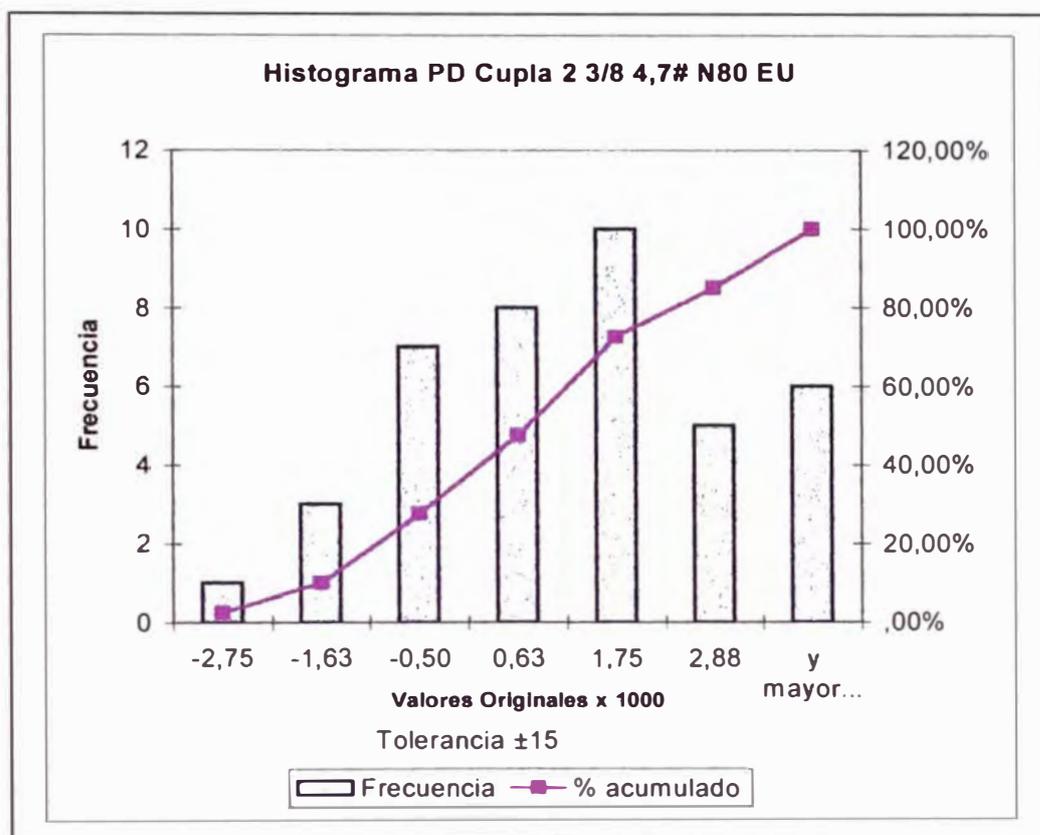


Figura 1-6

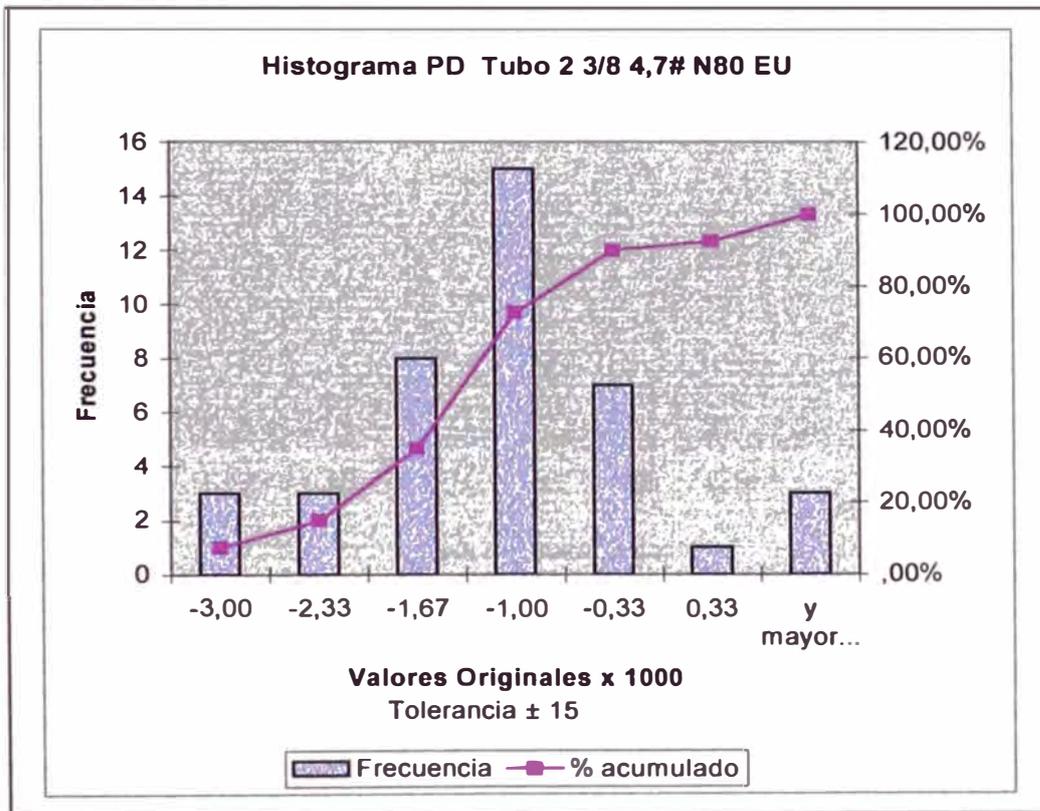


Figura 2-6

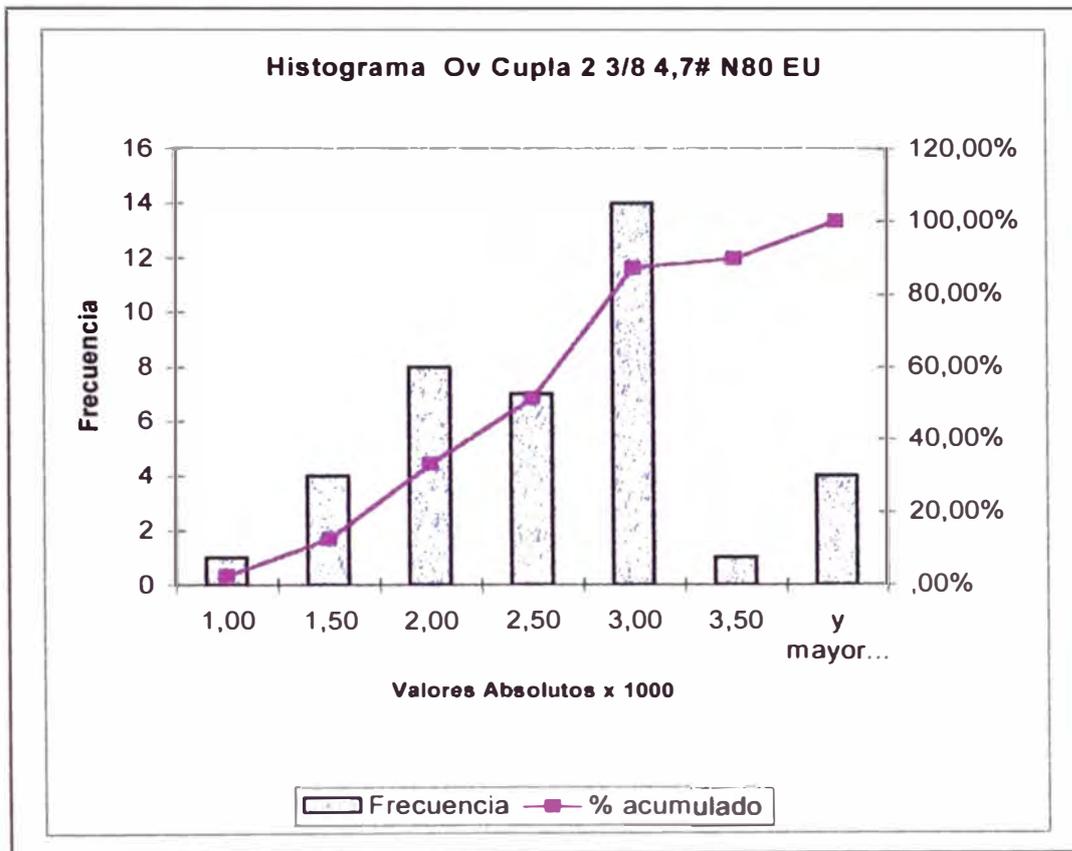


Figura 3-6

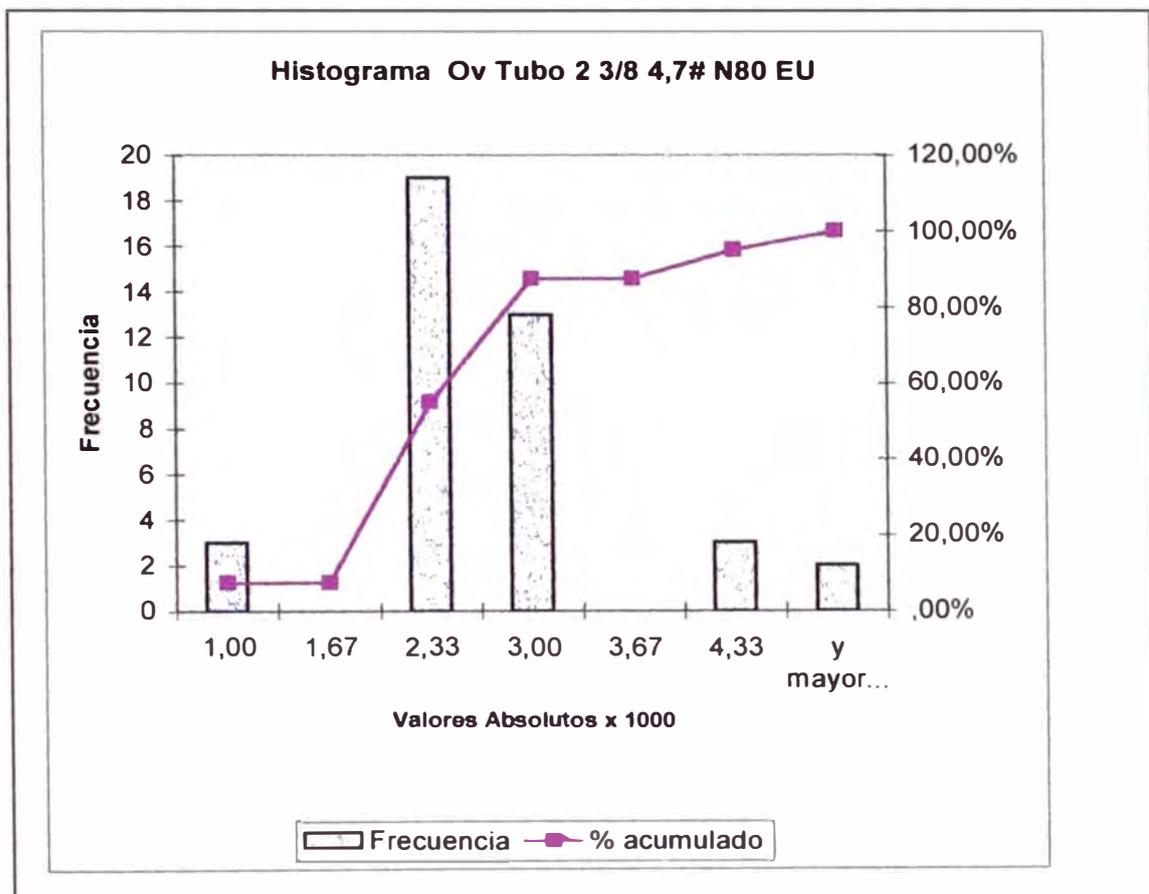


Figura 4-6

**Tubos 4 1/2 18,77# P105**

<b>EXTREMOS</b>						<b>CUPLAS</b>							
Tol. de PD en Tubo $\pm 0.015$						Tol. de PD en Cupla $\pm 0.015$							
DI.	Ma	DI.	Mir	Ovalida	Ovaldad	PD	DI.	Max	DI.	Mir	Ovalida	Ovaldad	PD
x 1000	x 1000	Sin Signo				x 1000	x 1000	Sin Signo					
1	5	2	3	3	3,5	3	-2	5	5	0,5			
2	2	-2	4	4	0,0	5	1	4	4	3,0			
3	-4	0	-4	4	-2,0	-5	0	-5	5	-2,5			
4	6	-3	9	9	1,5	6	-2	8	8	2,0			
5	4	2	2	2	3,0	-3	0	-3	3	-1,5			
6	2	1	1	1	1,5	2	-2	4	4	0,0			
7	5	1	4	4	3,0	4	-22	26	26	-9,0			
8	3	2	1	1	2,5	5	2	3	3	3,5			
9	-1	0	-1	1	-0,5	8	2	6	6	5,0			
10	-2	2	-4	4	0,0	7	-26	33	33	-9,5			
11	8	-2	10	10	3,0	3	2	1	1	2,5			
12	3	2	1	1	2,5	-1	0	-1	1	-0,5			
13	2	-1	3	3	0,5	2	1	1	1	1,5			
14	4	2	2	2	3,0	3	2	1	1	2,5			
15	2	-2	4	4	0,0	1	1	0	0	1,0			
16	4	-2	6	6	1,0	3	-2	5	5	0,5			
17	-2	0	-2	2	-1,0	4	-2	6	6	1,0			
18	2	2	0	0	2,0	6	5	1	1	5,5			
19	6	0	6	6	3,0	-24	-10	-14	14	-17,0			
20	-3	-2	-1	1	-2,5	6	2	4	4	4,0			
21	5	0	5	5	2,5	2	-2	4	4	0,0			
22	6	1	5	5	3,5	2	2	0	0	2,0			
23	1	0	1	1	0,5	-1	0	-1	1	-0,5			
24	4	1	3	3	2,5	2	0	2	2	1,0			
25	2	-2	4	4	0,0	2	-2	4	4	0,0			
26	6	4	2	2	5,0	5	0	5	5	2,5			
27	10	13	-3	3	11,5	8	-4	12	12	2,0			
28	6	2	4	4	4,0	0	0	0	0	0,0			
29	2	0	2	2	1,0	3	2	1	1	2,5			
30	-1	0	-1	1	-0,5	6	1	5	5	3,5			
31	5	0	5	5	2,5	-2	0	-2	2	-1,0			
32	2	1	1	1	1,5	16	-2	18	18	7,0			
33	4	-2	6	6	1,0	-6	0	-6	6	-3,0			
34	3	-2	5	5	0,5	2	0	2	2	1,0			
35	6	-2	8	8	2,0	5	1	4	4	3,0			
36	4	-2	6	6	1,0	2	2	0	0	2,0			
37	2	-2	4	4	0,0	2	2	0	0	2,0			
38	1	0	1	1	0,5	8	-6	14	14	1,0			
39	-2	-2	0	0	-2,0	3	0	3	3	1,5			
40	2	0	2	2	1,0	2	0	2	2	1,0			

41	4	1	3	3	2,5	4	1	3	3	2,5
42	11	9	2	2	10,0	-1	0	-1	1	-0,5
43	3	2	1	1	2,5	8	2	6	6	5,0
44	5	0	5	5	2,5	12	-2	14	14	5,0
45	2	0	2	2	1,0	3	2	1	1	2,5
46	4	-2	6	6	1,0	2	1	1	1	1,5
47	2	1	1	1	1,5	3	2	1	1	2,5
48	3	2	1	1	2,5	-2	-2	0	0	-2,0
49	5	1	4	4	3,0	4	1	3	3	2,5
50	8	4	4	4	6,0	3	1	2	2	2,0
51	4	0	4	4	2,0	2	1	1	1	1,5
52	22	12	10	10	17,0	2	0	2	2	1,0
53	5	4	1	1	4,5	0	0	0	0	0,0
54	12	8	4	4	10,0	2	0	2	2	1,0
55	2	0	2	2	1,0	-1	-1	0	0	-1,0
56	6	5	1	1	5,5	8	5	3	3	6,5
57	-1	-1	0	0	-1,0	5	2	3	3	3,5
58	-4	0	-4	4	-2,0	2	0	2	2	1,0
59	-2	0	-2	2	-1,0	4	3	1	1	3,5
60	18	13	5	5	15,5	1	1	0	0	1,0
61	4	4	0	0	4,0	2	2	0	0	2,0
62	5	0	5	5	2,5	-4	0	-4	4	-2,0
63	4	-2	6	6	1,0	0	0	0	0	0,0
64	5	2	3	3	3,5	2	0	2	2	1,0
65	6	3	3	3	4,5	5	1	4	4	3,0
66	6	-3	9	9	1,5	5	4	1	1	4,5
67	1	0	1	1	0,5	2	2	0	0	2,0
68	0	0	0	0	0,0	5	3	2	2	4,0
69	2	0	2	2	1,0	2	0	2	2	1,0
70	2	0	2	2	1,0	-2	0	-2	2	-1,0

Tabla 3-6

<i>Resumen PD Tu 4 1/2 P105</i>		<i>Resumen PD Cu 4 1/2 P105</i>	
Media	2,36	Media	1,05
Error típico	0,42	Error típico	0,42
Mediana	1,5	Mediana	1,50
Moda	1	Moda	1,00
Desviación estándar	3,5	Desviación estándar	3,49
Varianza de la muestra	12,24	Varianza de la muestra	12,18
Curtosis	6,6	Curtosis	11,06
Coefficiente de asimetría	2,27	Coefficiente de asimetría	-2,61
Rango	19,5	Rango	24,00
Mínimo	-2,5	Mínimo	-17,00
Máximo	17	Máximo	7,00
Suma	165,5	Suma	73,50
Cuenta	70	Cuenta	70

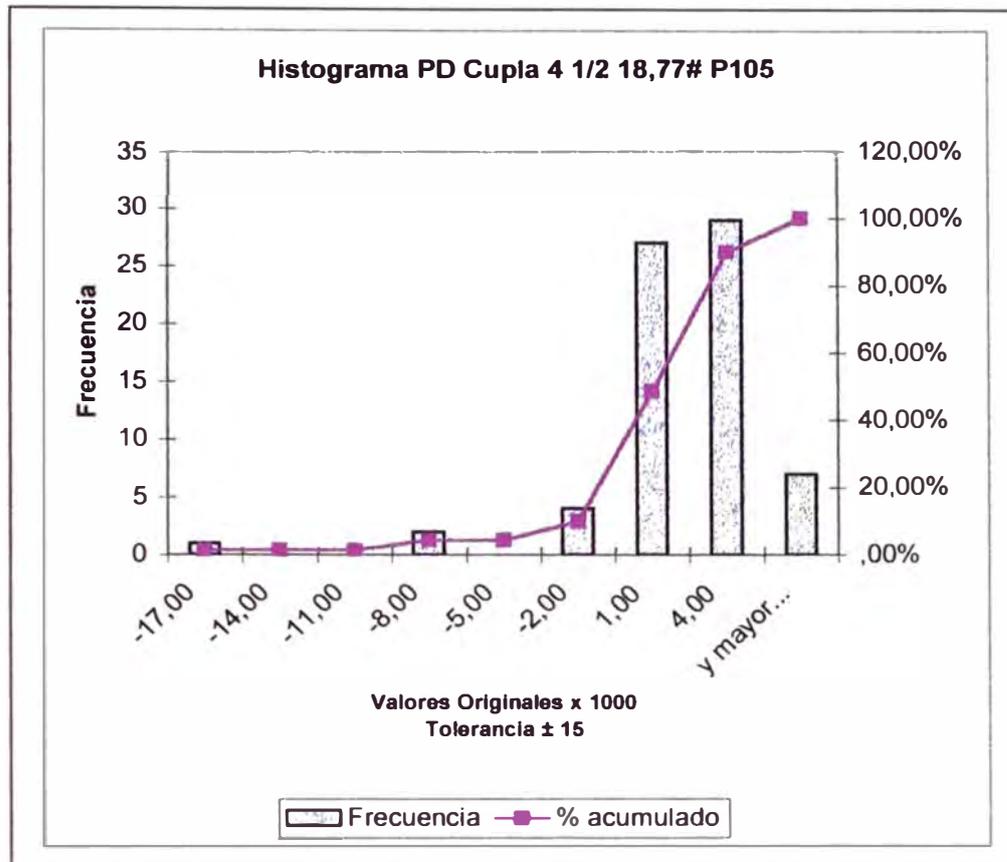


Figura 5-6

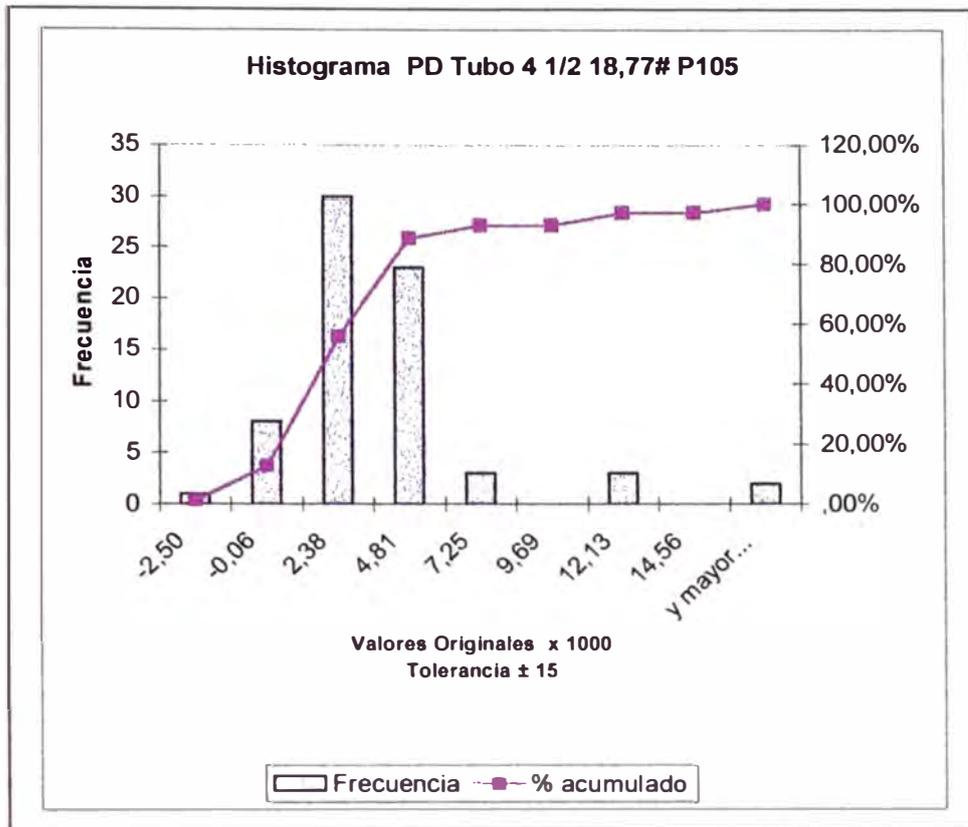


Figura 6-6

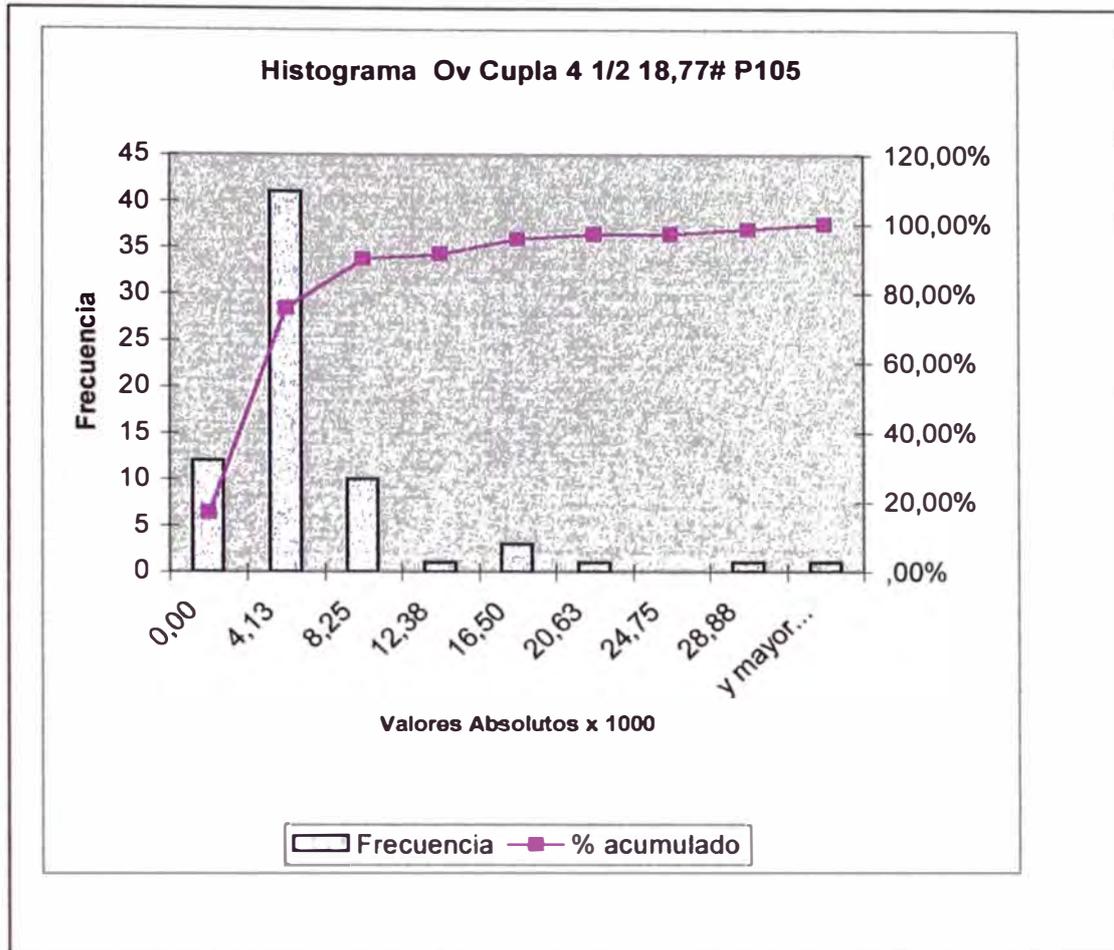


Figura 7-6

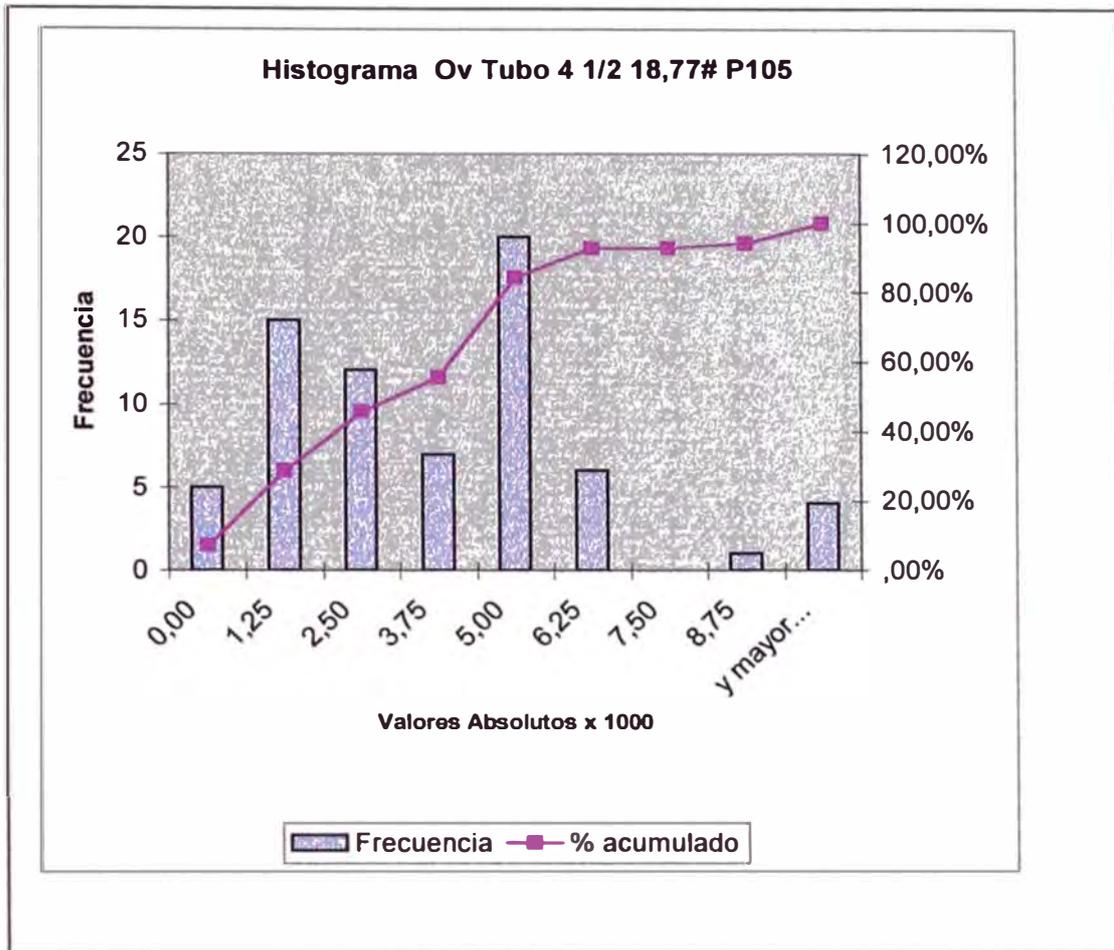


Figura 8-6

**Tubos 7 26# N80 BUT  
EXTREMOS**

Tol. de PD en Tubo +.006", -.010"

	Diam N x 1000	Diam N x 1000	Ovalidad		ε PD
			Sin Signo	Signo	
1	2	0	2	2	1,0
2	5	3	2	2	4,0
3	5	2	3	3	3,5
4	4	3	1	1	3,5
5	4	2	2	2	3,0
6	4	0	4	4	2,0
7	1	1	0	0	1,0
8	2	2	0	0	2,0
9	4	0	4	4	2,0
10	2	0	2	2	1,0
11	5	1	4	4	3,0
12	5	4	1	1	4,5
13	2	2	0	0	2,0
14	2	1	1	1	1,5
15	2	-2	4	4	0,0
16	2	0	2	2	1,0
17	2	0	2	2	1,0
18	3	1	2	2	2,0
19	0	-1	1	1	-0,5
20	2	1	1	1	1,5
21	0	0	0	0	0,0
22	2	0	2	2	1,0
23	2	0	2	2	1,0
24	-1	-1	0	0	-1,0
25	12	12	0	0	12,0
26	2	0	2	2	1,0
27	5	2	3	3	3,5
28	5	2	3	3	3,5
29	2	0	2	2	1,0
30	2	0	2	2	1,0
31	2	1	1	1	1,5
32	1	-1	2	2	0,0
33	3	0	3	3	1,5
34	3	1	2	2	2,0
35	5	1	4	4	3,0
36	5	2	3	3	3,5
37	3	0	3	3	1,5
38	4	0	4	4	2,0
39	2	-1	3	3	0,5
40	6	1	5	5	3,5

41	2	-2	4	4	0,0
42	0	-1	1	1	-0,5
43	2	-2	4	4	0,0
44	1	0	1	1	0,5
45	4	1	3	3	2,5
46	2	0	2	2	1,0
47	2	2	0	0	2,0
48	2	0	2	2	1,0
49	2	-1	3	3	0,5
50	2	1	1	1	1,5
51	1	0	1	1	0,5
52	0	-2	2	2	-1,0
53	-2	-2	0	0	-2,0
54	2	-2	4	4	0,0
55	0	-1	1	1	-0,5
56	2	2	0	0	2,0
57	2	-2	4	4	0,0
58	2	0	2	2	1,0
59	0	-2	2	2	-1,0
60	2	-1	3	3	0,5
61	5	0	5	5	2,5
62	4	-2	6	6	1,0
63	-1	0	-1	1	-0,5
64	3	2	1	1	2,5
65	1	0	1	1	0,5
66	3	-2	5	5	0,5
67	3	-2	5	5	0,5
68	5	0	5	5	2,5
69	3	-2	5	5	0,5
70	4	0	4	4	2,0
71	2	-2	4	4	0,0
72	0	-4	4	4	-2,0
73	2	1	1	1	1,5
74	4	1	3	3	2,5

Tabla 4-6

<i>Resumen-PD-Tu 7</i>	
Media	1,39
Error típico	0,22
Mediana	1,00
Moda	1,00
Desviación estándar	1,86
Varianza de la muestra	3,46
Curtosis	13,51
Coefficiente de asimetría	2,50
Rango	14,00
Mínimo	-2,00
Máximo	12,00
Suma	103
Cuenta	74

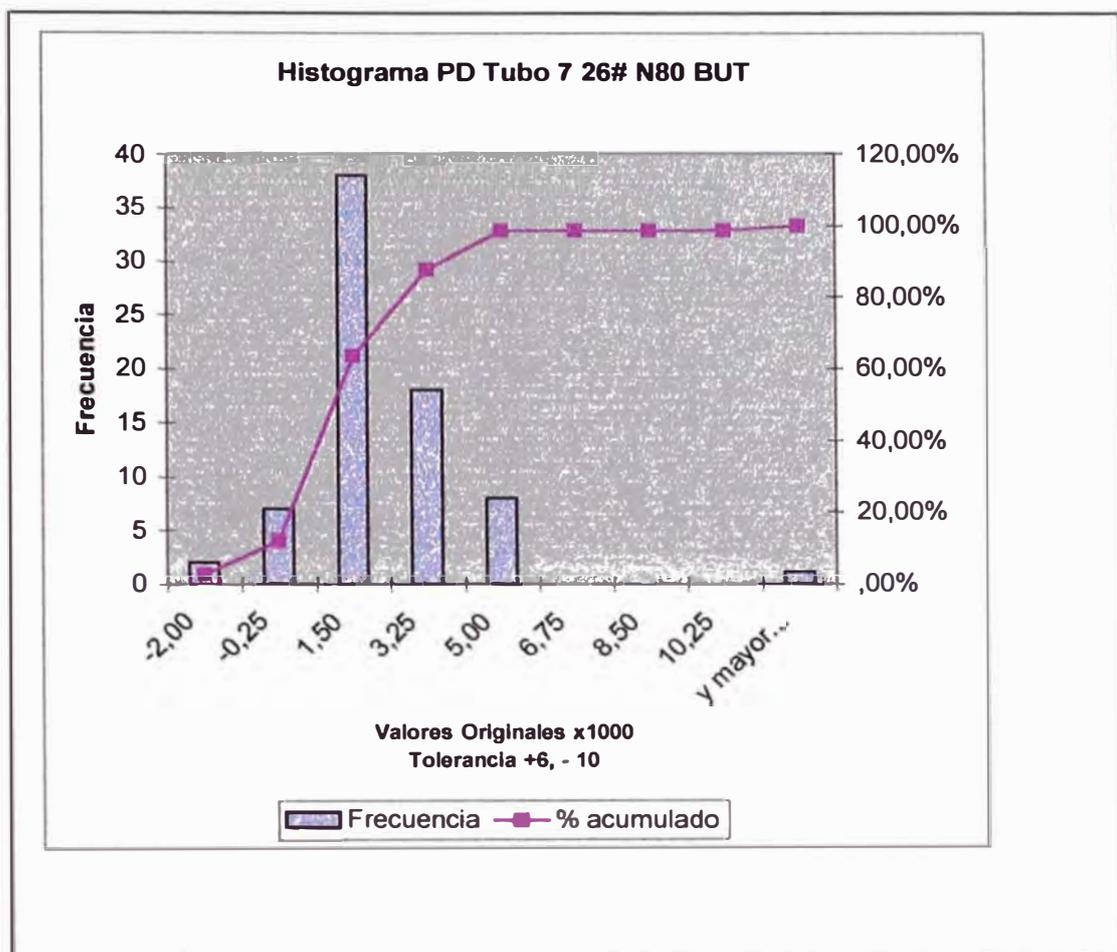


Figura 9-6

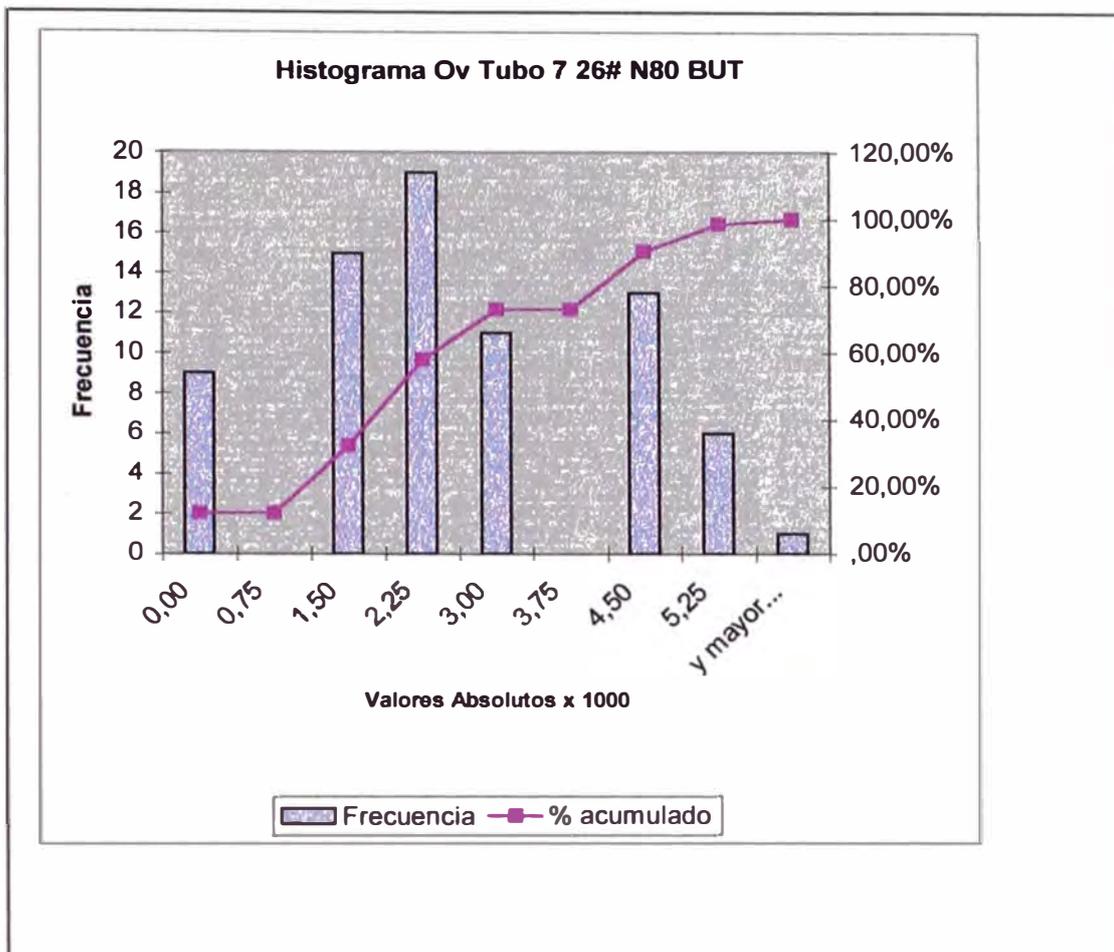


Figura 10-6

### Tubos 9 5/8 40# K55 LTC

Los valores de Ovalidad, PD y Conicidad son X 1000												
EXTREMOS							CUPLAS					
	Ovalidad	PD	Conic	Alt. Filete	ID		Ovalidad	PD	Conicidad	OD	Torque	Posic
Nom				0.0712"	224.4	Nom				269,9	5610	
Max			0.068"	mas.002"		Max		0.068"		272,5	7010	154
Min			0,060"	mes.004"		Min		0,060"		267,3	4210	140
	[Pulg]		x 0,001"	[mm]			[Pulg]	[mm]	[ft-lbs]	[mm]		
1	5,0	-2,5	63,5	0,7	206,5	5,5	0,3	64,0	270,2	5130	149	
2	12,0	-2,0	63,5	-0,5	205,7	5,0	2,5	63,0	270,2	5460	148	
3	10,0	-3,0	65,0	-0,7	206,2	8,0	4,0	63,0	270,5	5330	148	
4	7,0	-1,5	62,5	-0,5	205,8	5,0	3,5	65,0	270,2	5710	146	
5	15,0	-3,5	62,5	-0,5	206,7	7,0	0,5	65,0	270,6	5360	149	
6	17,0	-1,5	62,5	-0,5	206,6	7,0	3,5	64,0	270,9	5140	147	
7	15,0	-2,5	61,5	-0,5	205,3	6,5	4,8	65,0	270,7	5280	147	
8	14,0	-1,0	63,5	-0,5	206,1	2,5	3,8	65,0	270,4	6480	150	
9	17,5	-0,3	61,0	-0,2	205,5	10,0	3,0	66,0	270,4	5240	147	
10	13,0	0,5	61,5	-0,5	206,0	7,0	4,1	65,5	270,3	5290	146	
11	11,0	0,5	63,0	-0,5	205,8	12,0	3,0	65,0	270,3	5670	149	
12	19,0	0,5	62,0	-0,5	206,1	12,5	2,8	65,5	270,0	5410	148	
13	8,0	2,0	64,5	-0,5	206,3	2,0	2,0	63,5	270,6	5430	147	
14	7,0	0,5	63,5	-0,5	206,9	4,0	4,0	65,0	270,2	5210	146	
15	10,0	1,0	63,0	-0,5	205,8	3,5	4,3	66,0	270,3	5970	147	
16	17,0	1,5	62,0	-0,5	206,4	12,0	6,0	64,5	270,5	5170	147	
17	5,0	0,5	64,0	-0,5	206,7	1,0	4,5	65,0	269,9	5320	151	
18	4,0	-2,0	64,0	-0,5	205,9	7,0	3,5	65,0	270,2	5350	147	
19	4,0	2,0	63,0	-0,5	206,9	3,0	0,5	63,5	270,5	5590	150	
20	15,0	-3,5	64,5	-0,5	205,5	8,0	3,0	64,5	270,1	5430	148	
21	4,0	-1,0	63,0	-0,5	206,4	8,0	5,0	65,0	270,6	5250	148	
22	8,0	-2,0	62,5	-0,5	205,8	8,0	2,0	65,0	270,6	5180	148	
23	13,0	-0,5	63,0	-0,5	206,2	6,0	3,0	65,0	270,6	5350	148	
24	9,0	0,5	63,0	-0,5	205,8	3,0	3,5	66,0	270,7	5190	147	
25	8,0	2,0	63,5	-0,5	205,8	6,0	2,0	66,0	270,7	5210	148	
26	8,0	0,0	63,5	-0,5	205,2	8,0	-3,0	65,0	270,2	5160	148	
27	7,0	0,5	62,0	-0,5	206,4	6,0	2,0	66,0	270,6	5300	147	
28	14,0	1,0	63,0	-0,5	206,3	7,0	-1,5	65,0	270,1	5210	150	
29	18,0	0,0	62,5	-0,5	205,4	5,0	-1,5	64,0	270,2	5310	148	
30	11,0	0,5	63,0	-0,5	207,2	6,0	1,0	64,5	270,6	5540	146	
31	49,0	0,5	63,0	-0,5	207,1	5,0	-0,5	64,0	270,1	5560	150	
32	11,0	0,5	63,0	-0,5	205,8	5,0	0,5	64,0	270,2	5380	149	
33	10,0	3,0	63,5	-0,5	206,9	8,0	-2,0	64,5	270,4	5370	149	
34	7,0	1,5	63,0	-0,5	206,6	6,0	1,0	65,0	270,5	5220	150	
35	5,0	0,5	64,0	-0,5	206,0	4,0	2,0	65,0	270,5	5240	149	
36	6,0	1,0	63,5	-0,5	206,2	4,0	2,0	64,5	270,1	5130	146	
37	15,0	2,5	64,0	-0,5	206,9	7,0	1,5	65,0	270,2	5260	147	
38	16,0	2,0	65,0	-0,5	205,8	7,0	2,5	66,0	270,3	4890	148	
39	8,0	2,0	62,5	-0,5	205,7	7,0	2,5	65,0	270,4	5710	147	
40	12,0	1,0	64,0	-2,0	205,7	5,0	2,5	65,0	270,2	5170	147	

**Tabla 5-6**

<i>Resumen PD-Tu 9 5/8 K55</i>		<i>Resumen PD Cu 9 5/8 K55</i>	
Media	0,03	Media	2,20
Error típico	0,27	Error típico	0,32
Mediana	0,50	Mediana	2,50
Moda	0,50	Moda	2,00
Desviación estándar	1,69	Desviación estándar	2,00
Varianza de la muestra	2,85	Varianza de la muestra	4,00
Curtosis	-0,51	Curtosis	0,34
Coefficiente de asimetría	-0,52	Coefficiente de asimetría	-0,72
Rango	6,50	Rango	9,00
Mínimo	-3,50	Mínimo	-3,00
Máximo	3,00	Máximo	6,00
Suma	1,25	Suma	87,80
Cuenta	40	Cuenta	40,00

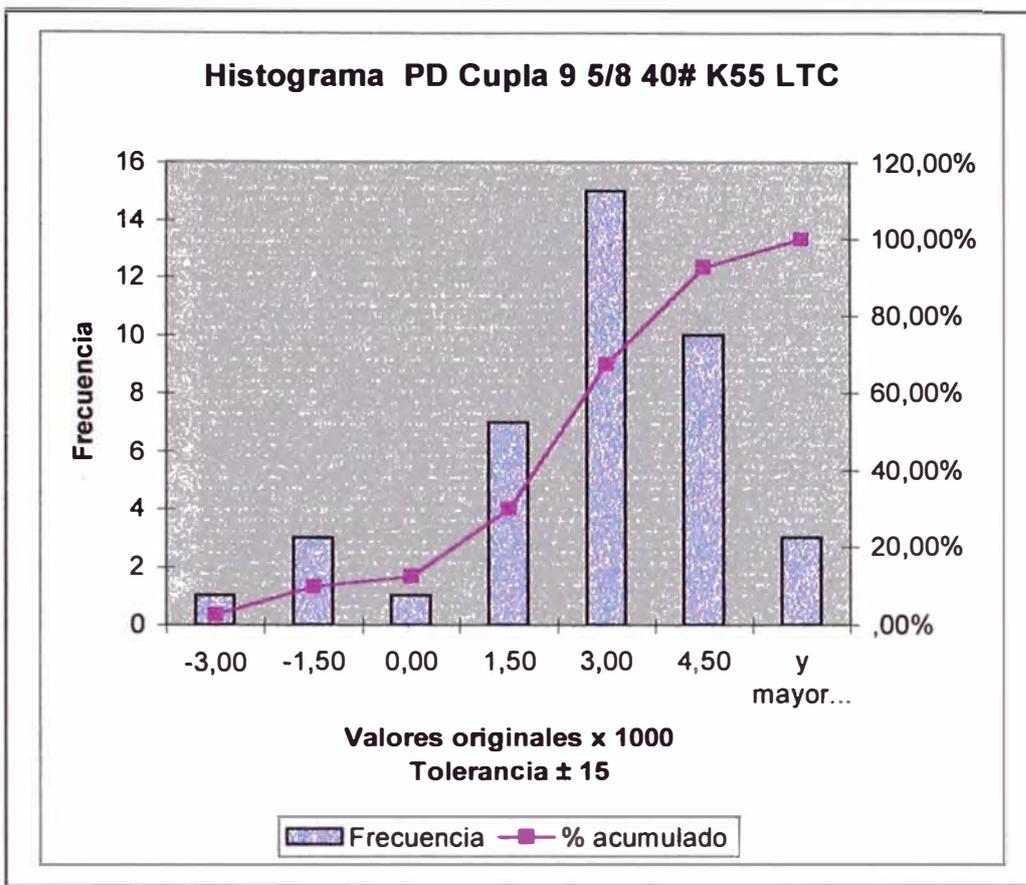


Figura 11-6

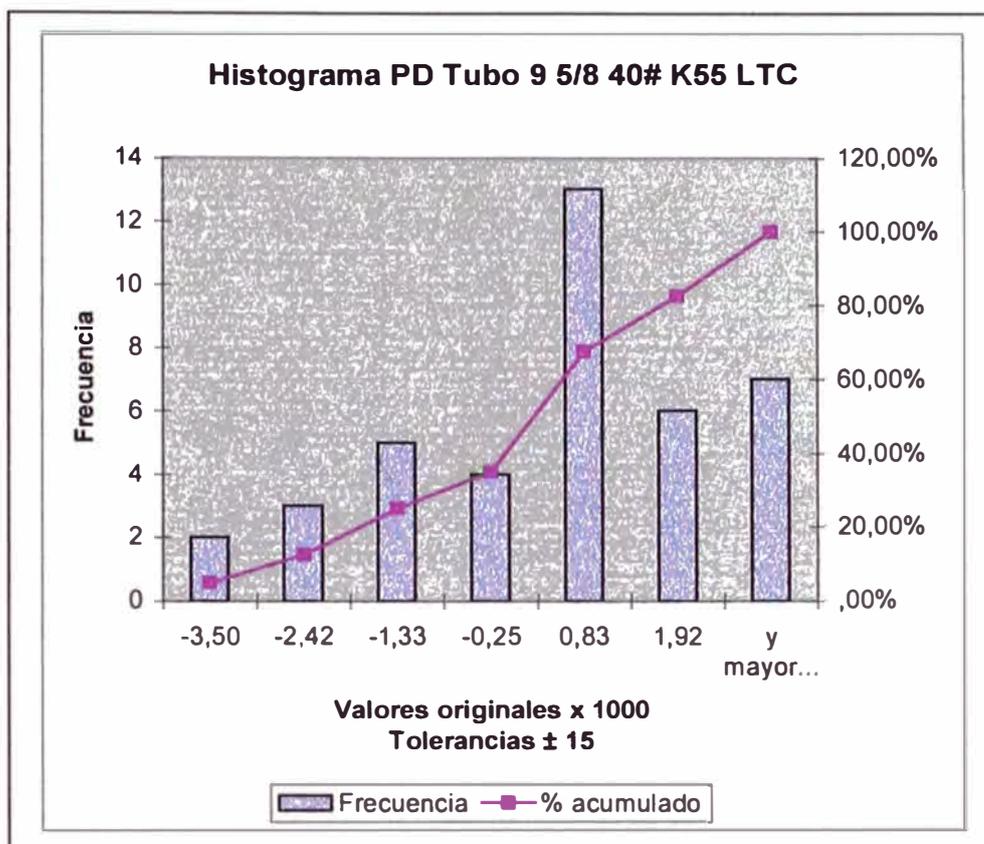


Figura 12-6

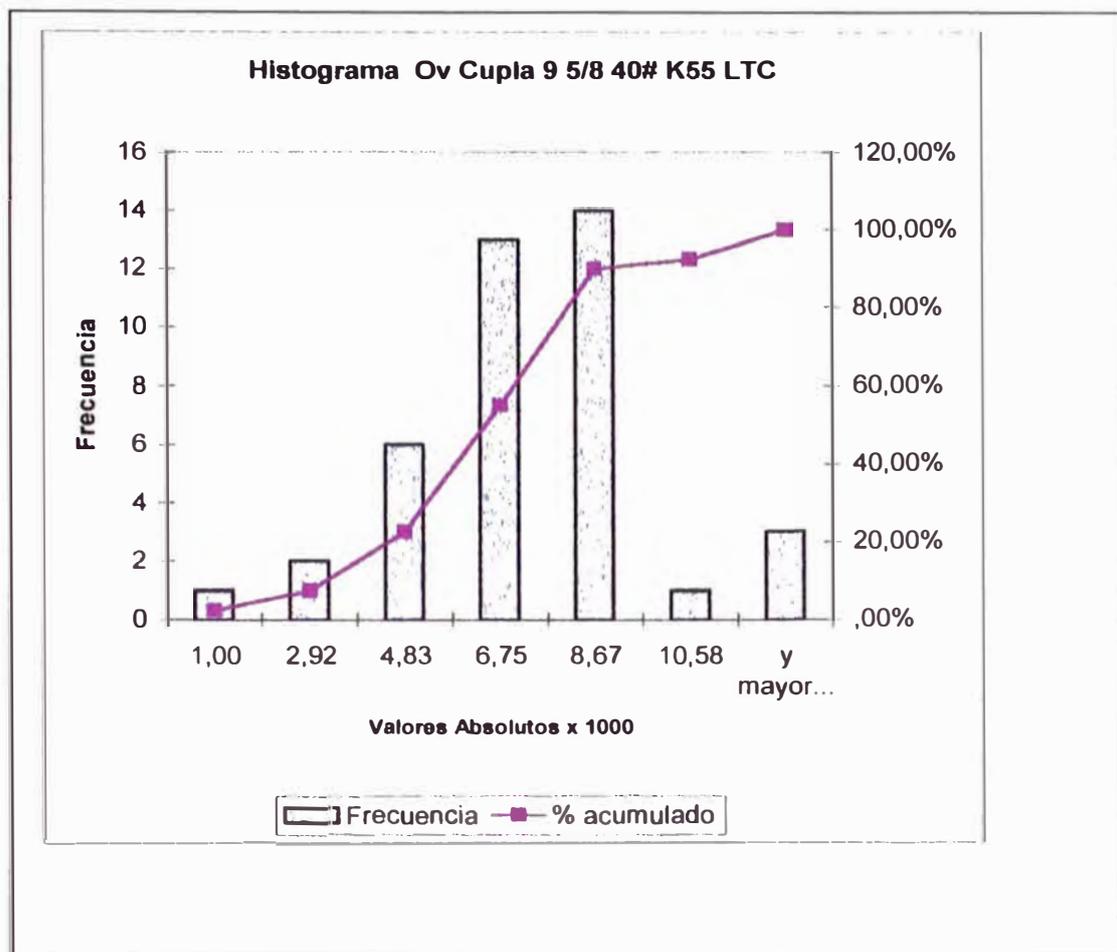


Figura 13-6

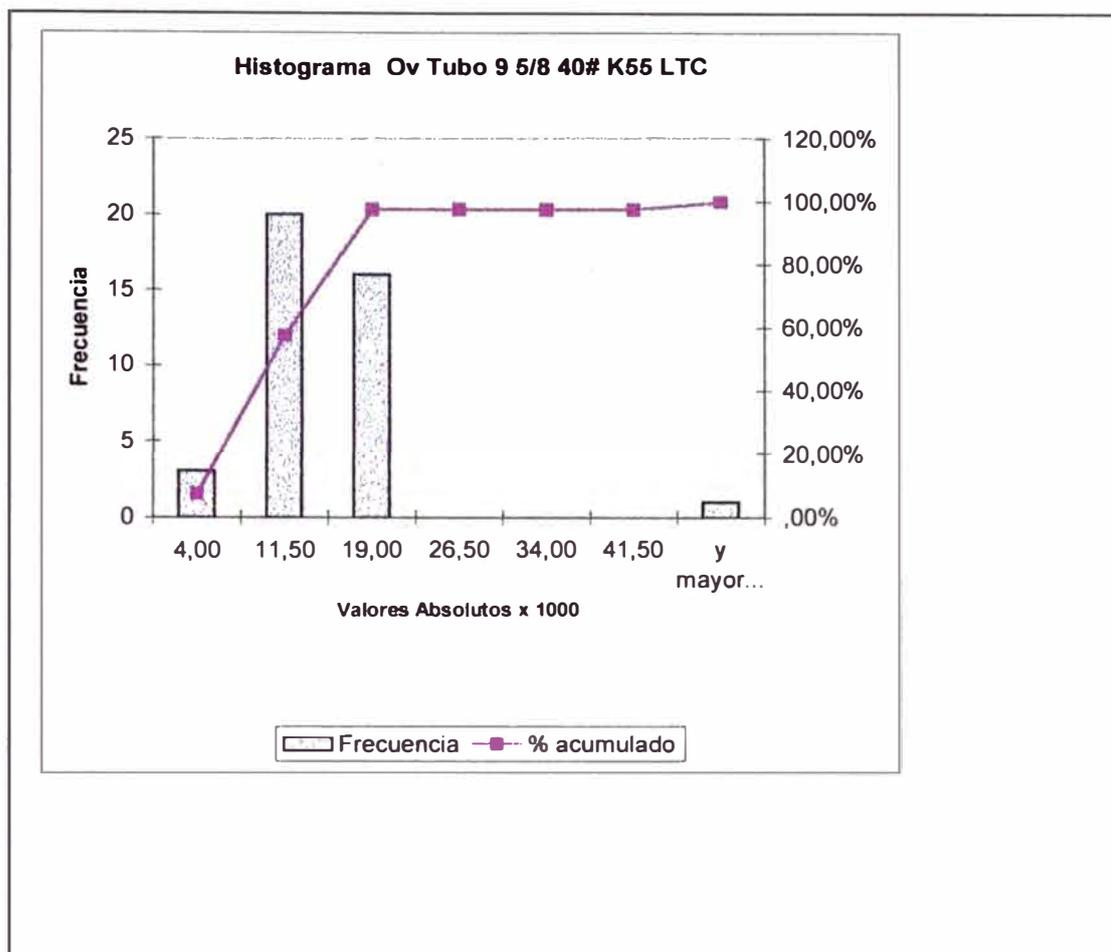


Figura 14-6

**Tubos 9 5/8 40# N80 BTC**  
**Los valores de Ovalidad,PD, Conicidad son X 1000**

EXTREMOS						CUPLAS						
Oval	PD	Conic	Alt. Fillet	ID	Ovall.	PD	Conic.	OD	Torque	Posicion	Triang.	
Nom			0.0620	224.4	Nom			269.9	1800		+9,525	
Max		0,068"	+0,001"		Max		0.068"	272.5	2250		-5,080	
Min		0,061"	-0,001"		Min		0.060"	267.3	1350			
		[Pulg]	x 0,001"	[mm]			[Pulg]	[mm]	[ft-lbs]	[mm]		
1	10	3	62,5	0	206	1,0	0,5	63,0	269,5	12390	146,1	5,2
2	10	5	62,5	0	207	4,0	2,0	63,5	269,6	10140	146,3	3,9
3	12	2	63,0	0	207	12,0	5,0	65,0	270,0	10630	145,8	4,1
4	4	2	63,0	0	206	5,5	5,3	63,5	270,1	12780	144,8	5,3
5	8	2	62,5	0	205	4,0	5,0	62,5	269,6	11920	144,5	5,3
6	12	2	62,0	0	205	7,0	5,5	63,0	270,2	11560	145,6	6,0
7	10	1	63,0	0	206	7,0	5,5	64,0	270,1	11960	146,7	6,5
8	9	3	62,0	0	206	5,0	2,5	65,0	270,0	13040	146,5	5,8
9	5	3	62,5	0	206	7,5	5,3	63,5	269,6	10660	145,5	5,4
10	7	3	64,0	0	205	6,5	7,3	63,0	270,1	10050	145,6	4,7
11	17	2	62,5	0	206	5,5	5,3	62,5	270,6	11830	145,3	5,1
12	11	1	62,0	0	206	11,0	4,5	63,0	269,7	9230	147,3	2,7
13	14	4	62,5	0,2	205	9,0	6,5	63,0	270,2	11190	146,4	4,5
14	6	3	63,0	0	206	7,5	3,8	63,0	270,1	12800	145,5	4,5
15	6	3	63,0	0	207	7,0	5,5	63,0	270,1	12620	142,4	6,5
16	7	3	63,0	0,2	207	2,5	1,3	61,5	270,1	12740	145,7	5,5
17	6	3	62,5	0,2	206	5,0	2,5	63,0	269,9	10090	145,6	3,8
18	6	3	63,0	0	206	6,0	4,0	63,5	269,5	12620	141,6	7,7
19	4	2	63,0	0	207	9,0	7,5	63,5	269,4	10330	146,4	2,7
20	9	2	62,5	0	205	6,0	4,0	64,0	269,7	10510	146,9	2,3
21	15	2	61,5	0,2	206	3,0	6,5	63,5	270,0	10300	145,5	3,9
22	6	3	62,0	0	206	4,0	1,0	62,0	269,3	12890	148,0	2,5
23	8	2	62,5	0	205	4,0	5,0	62,5	270,2	12270	144,0	6,4
24	10	1	63,0	0	206	5,0	2,5	63,0	269,1	13140	145,2	5,6
25	4	2	62,5	0	207	3,0	5,5	62,5	269,4	13610	145,5	5,1
26	8	2	63,0	0	206	5,0	2,5	62,5	269,8	12620	146,6	5,4
27	9	2	63,0	0	205	3,0	2,5	62,5	269,7	13500	147,5	2,5
28	7	3	62,0	0	206	3,0	1,5	63,0	270,0	12720	146,8	4,0
29	13	3	63,5	0	205	4,5	4,8	63,5	270,0	11060	146,2	4,2
30	4	2	63,0	0	205	4,0	4,0	63,0	268,9	12870	145,9	4,1
31	13	1	62,0	0	206	5,0	4,5	63,0	269,8	13230	147,3	3,7
32	10	3	62,0	0	206	8,0	1,0	63,0	269,7	13450	146,8	4,2
33	9	3	63,0	0	206	4,0	6,0	62,5	270,0	12540	145,3	4,7
34	7	4	62,5	0	206	5,0	1,5	64,0	269,1	10550	145,5	4,3
35	5	3	62,5	0	206	11,0	0,5	62,5	270,4	12850	148,0	1,6
36	3	4	62,5	0	206	4,0	2,0	62,5	270,0	13010	145,6	4,8
37	13	2	62,0	0	206	3,0	2,5	62,0	270,2	11470	145,1	4,8
38	8	2	62,5	0	206	3,0	0,5	63,0	270,5	12700	149,8	-0,2
39	10	3	62,5	0	207	5,0	2,5	63,5	269,4	12290	143,5	6,6
40	9	4	63,0	0	205	4,5	2,3	62,0	269,4	12620	146,0	6,8

Tabla 6-6

<i>Resumen PD Tu 9 5/8 N80</i>		<i>Resumen PD Cu 9 5/8 N80</i>	
Media	2,35	Media	3,69
Error típico	0,14	Error típico	0,32
Mediana	2,50	Mediana	4,00
Moda	2,00	Moda	2,50
Desviación estándar	0,91	Desviación estándar	1,99
Varianza de la muestr.	0,84	Varianza de la muestra	3,97
Curtosis	0,87	Curtosis	-1,11
Coefficiente de asimetría	0,31	Coefficiente de asimetría	0,02
Rango	4,50	Rango	7,00
Mínimo	0,50	Mínimo	0,50
Máximo	5,00	Máximo	7,50
Suma	94,00	Suma	147,50
Cuenta	40	Cuenta	40

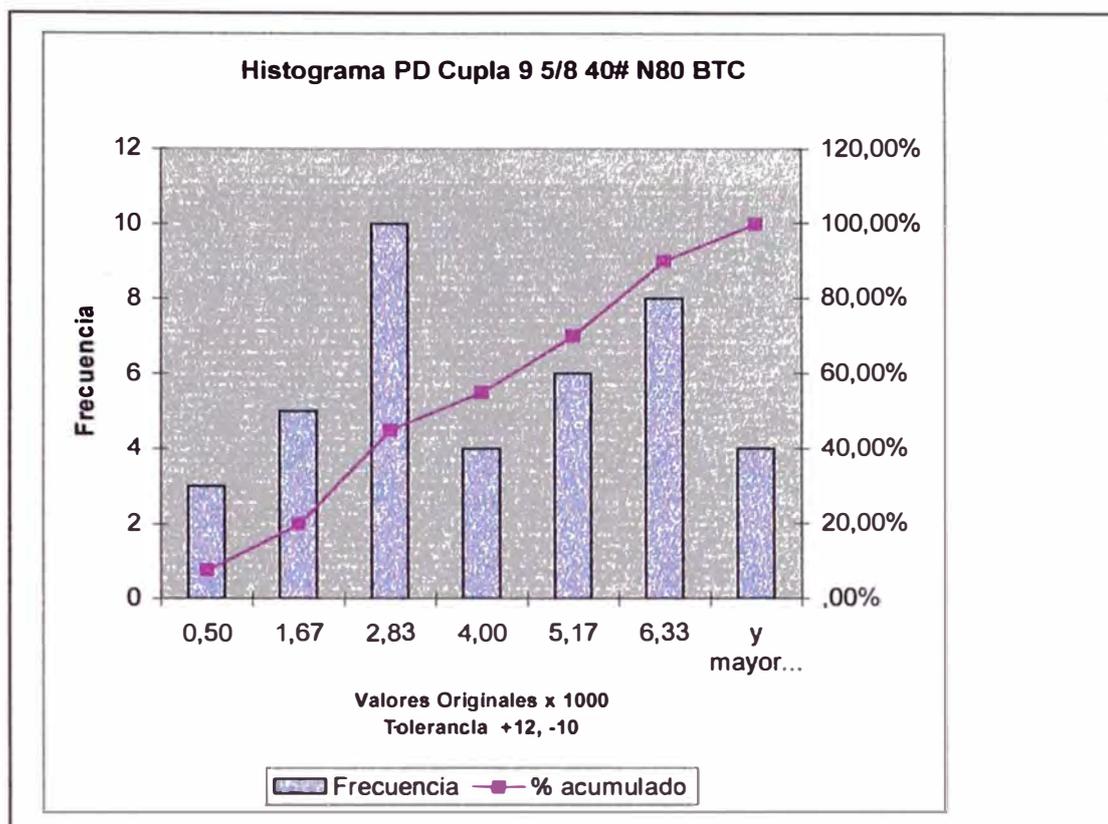


Figura 15-6

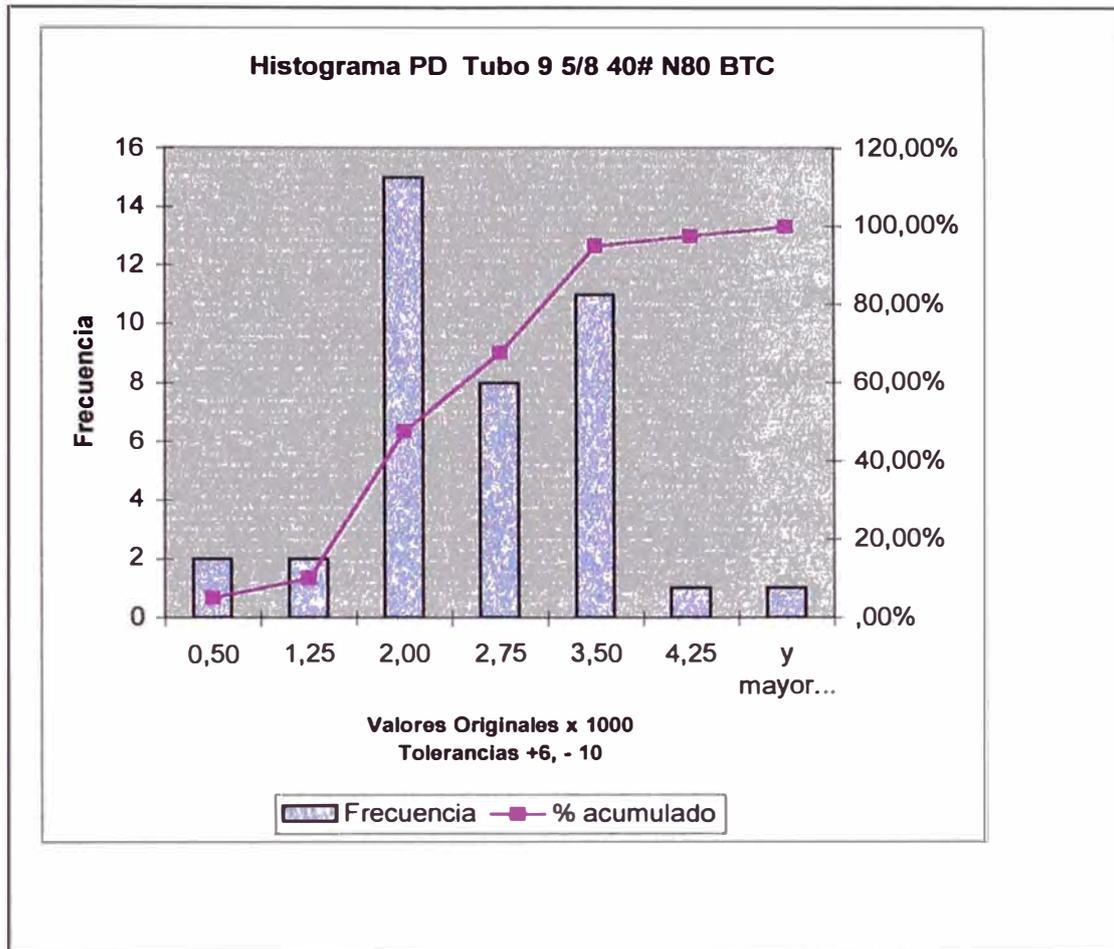


Figura 16-6

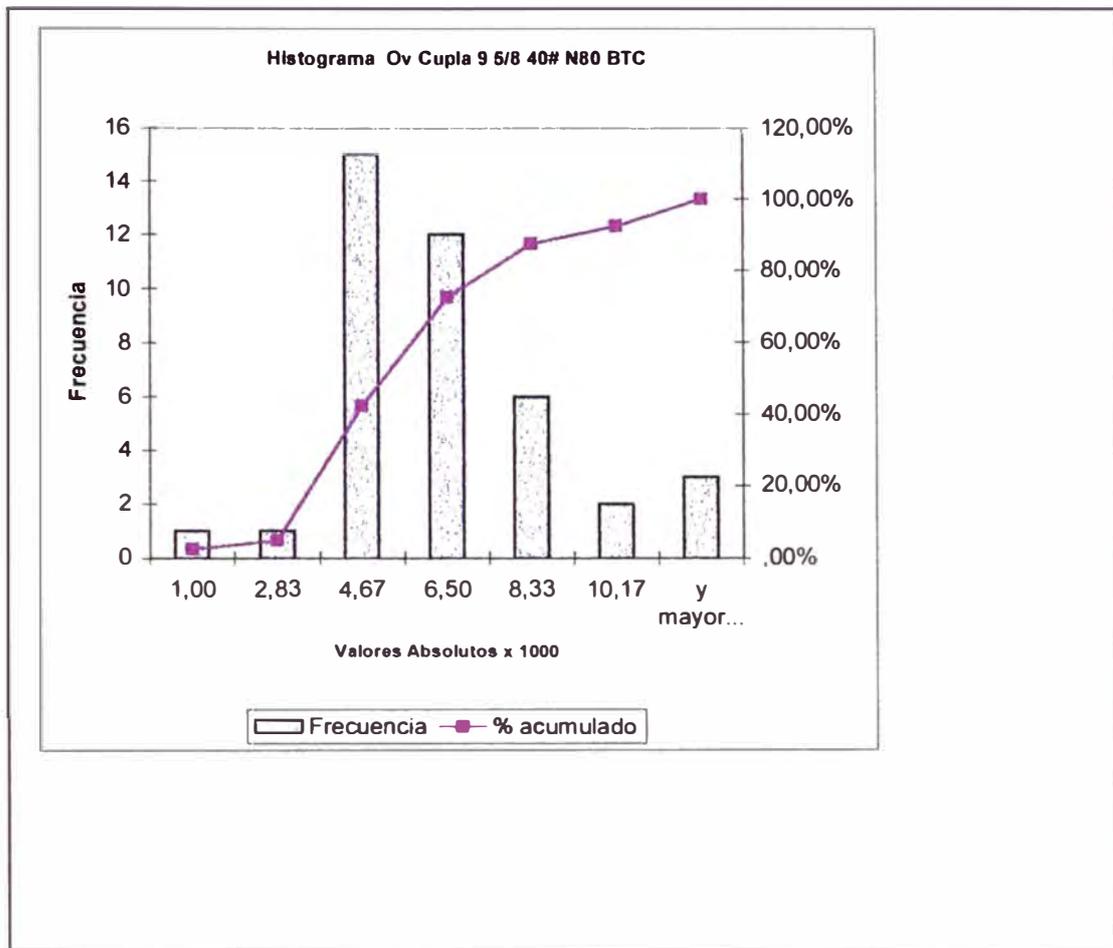


Figura 17-6

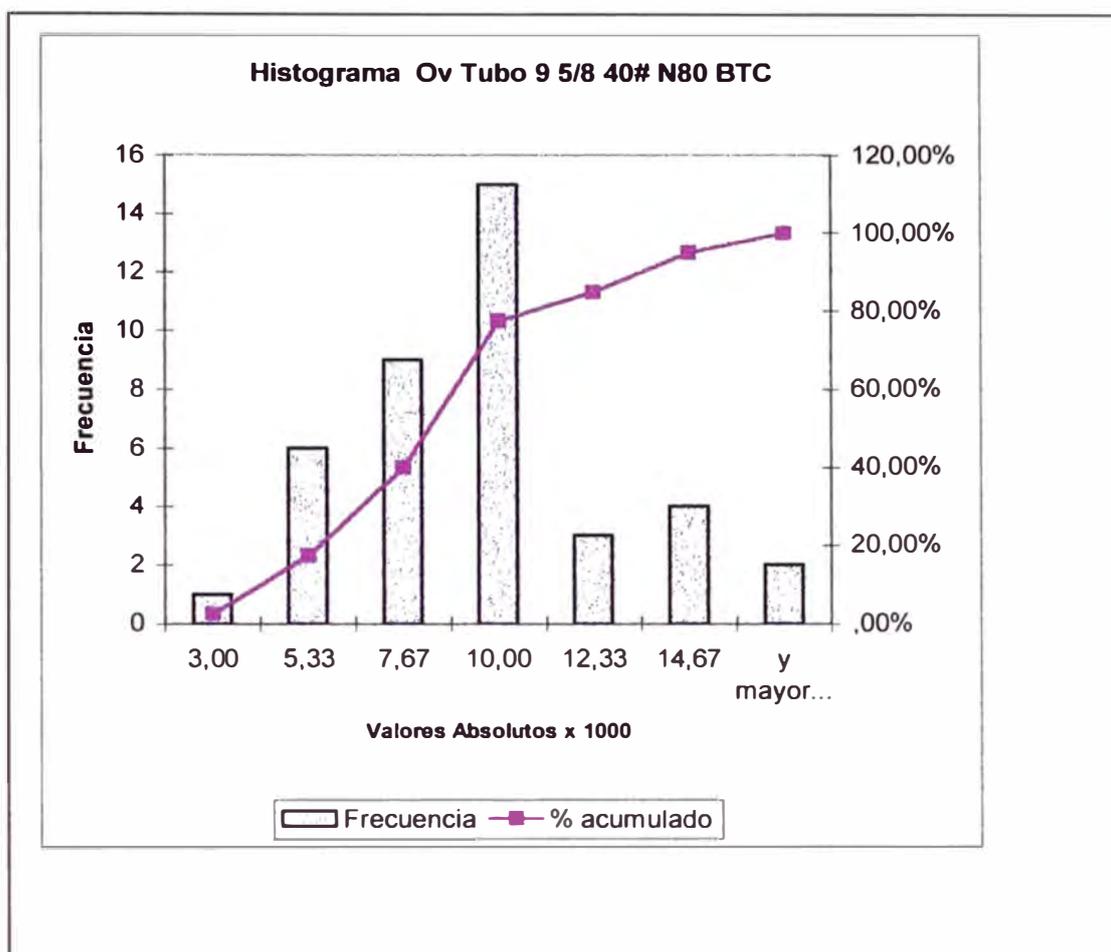


Figura 18-6

## CALCULO DE LA HERMETICIDAD DE UNA UNION ROSCADA

En la pagina siguiente se copian dos programas para calcular la presión  $P$  a la que una unión roscada comienza a perder su hermeticidad.

$$P = \frac{ETNp(W^2 - E_s^2)}{2E_sW^2}$$

FUGAM se usa con unidades del sistema SI con resultado en Mega Pascales (MPa) y LEAK en unidades U.S. Customary Units, con resultado en libras por pulgada cuadrada (Lbs/inch<sup>2</sup>). En los dos casos el modulo de Young esta incorporado como constante.

Ejemplo: Tubo de 5 ½".

### FUGAM.

Conicidad	$T$	=	0,0625	mm/mm
Vueltas	$N$	=	3	
Paso de filetes	$p$	=	3,175	mm
Diámetro de cupla	$W$	=	153,67	mm
Paso Diametral	$E_s$	=	137,246	mm
Resultado	$P$	=	90,7	MPa

### LEAK

Conicidad	$T$	=	0,0625	inch
Vueltas	$N$	=	3	
Paso de filetes	$p$	=	0,125	inch
Diámetro de cupla	$W$	=	6,05	inch
Paso Diametral	$E_s$	=	5,40337	Inch
Resultado	$P$	=	13.154,0	Lbs/inch <sup>2</sup>

Los programas se pueden modificar guardando como constantes mediante la facilidad de STO (guardar) y RCL (llamar) los parámetros de varios tubos para agilizar alguna investigación. El uso de la impresora de la calculadora facilita la adquisición de datos.

```

01♦LBL "FUGAM"
02 " T ?"
03 PROMPT
04 STO 01
05 " N ?"
06 PROMPT
07 STO 02
08 " P ?"
09 PROMPT
10 STO 03
11 " W De ? "
12 PROMPT
13 STO 04
14 " PD ?"
15 PROMPT
16 STO 05
17 206850
18 ENTER↑
19 RCL 01
20 *
21 RCL 02
22 *
23 RCL 03
24 *
25 ENTER↑
26 RCL 04
27 X↑2
28 STO 06
29 RCL 05
30 X↑2
31
32 *
33 ENTER↑
34 RCL 05
35 RCL 06
36 *
37 2
38 *
39 /
40 FIX 2
41 "MPa"
42 ARCL X
43 PROMPT
44 END

```

```

01♦LBL "LEA
K"
02 " T ?"
03 PROMPT
04 STO 01
05 " N ?"
06 PROMPT
07 STO 02
08 " P ?"
09 PROMPT
10 STO 03
11 "W De ?"
12 PROMPT
13 STO 04
14 " PD ?"
15 PROMPT
16 STO 05
17 30000000
18 ENTER↑
19 RCL 01
20 *
21 RCL 02
22 *
23 RCL 03
24 *
25 ENTER↑
26 RCL 04
27 X↑2
28 STO 06
29 RCL 05
30 X↑2
31 -
32 *
33 ENTER↑
34 RCL 05
35 RCL 06
36 *
37 2
38 *
39 /
40 FIX 0
41 "PSI ="
42 ARCL X
43 PROMPT
44 END

```

## PRESION DE COLAPSO DE UN TUBO OVALADO

En la pagina siguiente se copia un programa para HP 41 CX para calcular la presión de colapso de un tubo con cierto grado de Ovalidad.

$$P_{co}^2 - [Y_p/m + (1 + 6mn)P_c]P_{co} + Y_p P_c/m = 0 \quad [2]$$

El resultado ( $P_{co}$ ) es en kilos por centímetro cuadrado y los datos que se ingresan son:

Radio exterior ( $R_e$ ) en cm; Radio interior ( $R_i$ ) en cm; Espesor de pared ( $T$ ) en cm; Ovalidad por ciento ( $w$ ); Yield Strength mínima ( $Y_p$ ) en  $\text{Kg/cm}^2$ : Presión de Colapso del tubo ( $P_c$ ) en  $\text{Kg/cm}^2$

Ejemplo: 5 ½ 14# J55

Radio exterior	$R_e$	=	6,99	cm
Radio interior	$R_i$	=	6,37	cm
Espesor de pared	$T$	=	0,62	cm
Ovalidad en %	$w$	=	0,00	
Yield Strength min.	$Y_p$	=	3868	$\text{Kg/cm}^2$
Presión de Colapso	$P_c$	=	219	$\text{Kg/cm}^2$
P. de C. Por Ovalidad	$P_{co}$	=	219	$\text{Kg/cm}^2$

Se prueba la formula haciendo  $w = 0.00$ , la presión de colapso resultante es igual a la presión de colapso del tubo.

Para el mismo tubo y para valores anotados de Ovalidad se tienen los siguientes resultados:

$w$	$P_{co}$ en $\text{Kg/cm}^2$
0,01	194
0,02	178
0,03	165

```

01 ♦ LBL "OVR
      L"
02 "Re=CM ?
      "
03 PROMPT
04 STO 01
05 "RI CM ?
      "
06 PROMPT
07 STO 02
08 "T CM ?"
09 PROMPT
10 STO 03
11 "W % ?"
12 PROMPT
13 STO 04
14 "YP K/CM
      2"
15 PROMPT
16 STO 05
17 "Pc K/CM
      2"
18 PROMPT
19 STO 06
20 RCL 01
21 RCL 02
22 +
23 2
24 /
25 STO 07
26 RCL 07
27 RCL 03
28 /
29 STO 08
30 RCL 04
31 RCL 07
32 /
33 STO 09
34 RCL 05
35 RCL 08
36 /
37 ENTER↑
38 1
39 ENTER↑
40 6
41 RCL 08
42 *
43 RCL 09
44 *
45 +
46 RCL 06
47 *
48 +
49 STO 10
50 RCL 05
51 RCL 06
52 *
53 RCL 08
54 /
55 STO 11
56 RCL 10
57 X↑2
58 ENTER↑
59 4
60 RCL 11
61 *
62 -
63 SQRT
64 RCL 10
65 X<>Y
66 -
67 2
68 /
69 FIX 0
70 "PCO K/C
      M2="
71 ARCL X
72 PROMPT
73 END

```

## Modelo Matemático Pg 1 de 4

1	2	3	4	5	6	7	8
5,5	13,97		Yp =	55000 =	3868		
in	cm			Psi	Kg/cm <sup>2</sup>		
Peso	Grado	t	t	Di	Di	D/t	Pc
Lbs/F		in	cm	in	cm		Psi
14	J	0,244	=C9*2,54	=\$A\$5.C9*2	=E9*2,54	=\$B\$5/D9	3120
15,5	J	0,275	=C10*2,54	=\$A\$5.C10*2	=E10*2,54	=\$B\$5/D10	4040
17	J	0,304	=C11*2,54	=\$A\$5.C11*2	=E11*2,54	=\$B\$5/D11	4910
			Yp =	80000 =	5626		
17	N	0,304	=C13*2,54	=\$A\$5.C13*2	=E13*2,54	=\$B\$5/D13	6280
20	N	0,361	=C14*2,54	=\$A\$5.C14*2	=E14*2,54	=\$B\$5/D14	8830
23	N	0,415	=C15*2,54	=\$A\$5.C15*2	=E15*2,54	=\$B\$5/D15	11160
			Yp =	110000 =	7736		
17	P	0,304	=C17*2,54	=\$A\$5.C17*2	=E17*2,54	=\$B\$5/D17	7480
20	P	0,361	=C18*2,54	=\$A\$5.C18*2	=E18*2,54	=\$B\$5/D18	11100
23	P	0,415	=C19*2,54	=\$A\$5.C19*2	=E19*2,54	=\$B\$5/D19	14540
7	17,78		Yp =	55000 =	3868		
20	J	0,272	=C23*2,54	=\$A\$22.C23*2	=E23*2,54	=\$B\$22/D23	2270
23	J	0,317	=C24*2,54	=\$A\$22.C24*2	=E24*2,54	=\$B\$22/D24	3270
26	J	0,362	=C25*2,54	=\$A\$22.C25*2	=E25*2,54	=\$B\$22/D25	4320
			Yp =	80000 =	5626		
23	N	0,317	=C27*2,54	=\$A\$22.C27*2	=E27*2,54	=\$B\$22/D27	3830
26	N	0,362	=C28*2,54	=\$A\$22.C28*2	=E28*2,54	=\$B\$22/D28	5410
29	N	0,408	=C29*2,54	=\$A\$22.C29*2	=E29*2,54	=\$B\$22/D29	7020
32	N	0,453	=C30*2,54	=\$A\$22.C30*2	=E30*2,54	=\$B\$22/D30	8610
35	N	0,498	=C31*2,54	=\$A\$22.C31*2	=E31*2,54	=\$B\$22/D31	10180
38	N	0,54	=C32*2,54	=\$A\$22.C32*2	=E32*2,54	=\$B\$22/D32	11390
			Yp =	110000 =	7736		
26	P	0,362	=C34*2,54	=\$A\$22.C34*2	=E34*2,54	=\$B\$22/D34	6230
29	P	0,408	=C35*2,54	=\$A\$22.C35*2	=E35*2,54	=\$B\$22/D35	8530
32	P	0,453	=C36*2,54	=\$A\$22.C36*2	=E36*2,54	=\$B\$22/D36	10780
35	P	0,498	=C37*2,54	=\$A\$22.C37*2	=E37*2,54	=\$B\$22/D37	13020
38	P	0,54	=C38*2,54	=\$A\$22.C38*2	=E38*2,54	=\$B\$22/D38	15140
9,625	24,45		Yp =	55000 =	3868		
36	J	0,352	=C41*2,54	=\$A\$40.C41*2	=E41*2,54	=\$B\$40/D41	2020
40	J	0,395	=C42*2,54	=\$A\$40.C42*2	=E42*2,54	=\$B\$40/D42	2570
			Yp =	80000 =	5626		
40	N	0,395	=C44*2,54	=\$A\$40.C44*2	=E44*2,54	=\$B\$40/D44	3090
43,5	N	0,435	=C45*2,54	=\$A\$40.C45*2	=E45*2,54	=\$B\$40/D45	3810
47	N	0,472	=C46*2,54	=\$A\$40.C46*2	=E46*2,54	=\$B\$40/D46	4760
53,5	N	0,545	=C47*2,54	=\$A\$40.C47*2	=E47*2,54	=\$B\$40/D47	6620
			Yp =	110000 =	7736		
43,5	P	0,435	=C49*2,54	=\$A\$40.C49*2	=E49*2,54	=\$B\$40/D49	4420
47	P	0,472	=C50*2,54	=\$A\$40.C50*2	=E50*2,54	=\$B\$40/D50	5300
53,5	P	0,545	=C51*2,54	=\$A\$40.C51*2	=E51*2,54	=\$B\$40/D51	7950

## Modelo Matemático Pg 2 de 4

9	10	11	12	13	14
w =	0				
Pc Kg/cm <sup>2</sup>	Pc kPa	P <sub>co</sub> Psi	P <sub>co</sub> Kg/cm <sup>2</sup>	P <sub>co</sub> kPa	Rm = (De + Di) / 4
=H9/14,22	=H9*6,895	=L9*14,22	=V9	=L9*98	=(B\$5+F9)/4
=H10/14,22	=H10*6,895	=L10*14,22	=(S10-U10)/2	=L10*98	=(B\$5+F10)/4
=H11/14,22	=H11*6,895	=L11*14,22	=(S11-U11)/2	=L11*98	=(B\$5+F11)/4
=H13/14,22	=H13*6,895	=L13*14,22	=(S13-U13)/2	=L13*98	=(B\$5+F13)/4
=H14/14,22	=H14*6,895	=L14*14,22	=(S14-U14)/2	=L14*98	=(B\$5+F14)/4
=H15/14,22	=H15*6,895	=L15*14,22	=(S15-U15)/2	=L15*98	=(B\$5+F15)/4
=H17/14,22	=H17*6,895	=L17*14,22	=(S17-U17)/2	=L17*98	=(B\$5+F17)/4
=H18/14,22	=H18*6,895	=L18*14,22	=(S18-U18)/2	=L18*98	=(B\$5+F18)/4
=H19/14,22	=H19*6,895	=L19*14,22	=(S19-U19)/2	=L19*98	=(B\$5+F19)/4
=H23/14,22	=H23*6,895	=L23*14,22	=(S23-U23)/2	=L23*98	=(B\$22+F23)/4
=H24/14,22	=H24*6,895	=L24*14,22	=(S24-U24)/2	=L24*98	=(B\$22+F24)/4
=H25/14,22	=H25*6,895	=L25*14,22	=(S25-U25)/2	=L25*98	=(B\$22+F25)/4
=H27/14,22	=H27*6,895	=L27*14,22	=(S27-U27)/2	=L27*98	=(B\$22+F27)/4
=H28/14,22	=H28*6,895	=L28*14,22	=(S28-U28)/2	=L28*98	=(B\$22+F28)/4
=H29/14,22	=H29*6,895	=L29*14,22	=(S29-U29)/2	=L29*98	=(B\$22+F29)/4
=H30/14,22	=H30*6,895	=L30*14,22	=(S30-U30)/2	=L30*98	=(B\$22+F30)/4
=H31/14,22	=H31*6,895	=A40.E9	=(S31-U31)/2	=L31*98	=(B\$22+F31)/4
=H32/14,22	=H32*6,895	=L32*14,22	=(S32-U32)/2	=L32*98	=(B\$22+F32)/4
=H34/14,22	=H34*6,895	=L34*14,22	=(S34-U34)/2	=L34*98	=(B\$22+F34)/4
=H35/14,22	=H35*6,895	=L35*14,22	=(S35-U35)/2	=L35*98	=(B\$22+F35)/4
=H36/14,22	=H36*6,895	=L36*14,22	=(S36-U36)/2	=L36*98	=(B\$22+F36)/4
=H37/14,22	=H37*6,895	=L37*14,22	=(S37-U37)/2	=L37*98	=(B\$22+F37)/4
=H38/14,22	=H38*6,895	=L38*14,22	=(S38-U38)/2	=L38*98	=(B\$22+F38)/4
=H41/14,22	=H41*6,895	=L41*14,22	=(S41-U41)/2	=L41*98	=(B\$40+F41)/4
=H42/14,22	=H42*6,895	=L42*14,22	=(S42-U42)/2	=L42*98	=(B\$40+F42)/4
	=H43*6,895			=L43*98	
=H44/14,22	=H44*6,895	=L44*14,22	=(S44-U44)/2	=L44*98	=(B\$40+F44)/4
=H45/14,22	=H45*6,895	=L45*14,22	=(S45-U45)/2	=L45*98	=(B\$40+F45)/4
=H46/14,22	=H46*6,895	=L46*14,22	=(S46-U46)/2	=L46*98	=(B\$40+F46)/4
=H47/14,22	=H47*6,895	=L47*14,22	=(S47-U47)/2	=L47*98	=(B\$40+F47)/4
	=H48*6,895			=L48*98	
=H49/14,22	=H49*6,895	=L49*14,22	=(S49-U49)/2	=L49*98	=(B\$40+F49)/4
=H50/14,22	=H50*6,895	=L50*14,22	=(S50-U50)/2	=L50*98	=(B\$40+F50)/4
=H51/14,22	=H51*6,895	=L51*14,22	=(S51-U51)/2	=L51*98	=(B\$40+F51)/4

## Modelo Matemático Pg 3 de 4

15	16	17	18	19	20
$m = Rm / t$	$n = w / Rm$	$Yp / m$	$1 + 6mn$	$Yp / m + (1 + 6mn)Pc$	$Yp \times Pc / m$
$= N9 / D9$	$= J\$5 / N9$	$= F\$5 / O9$	$= (1 + 6 * 09 * P9)$	$= Q9 + R9 * I9$	$= (F\$5 * I9) / O9$
$= N10 / D10$	$= J\$5 / N10$	$= F\$5 / O10$	$= (1 + 6 * 010 * P10)$	$= Q10 + R10 * I10$	$= (F\$5 * I10) / O10$
$= N11 / D11$	$= J\$5 / N11$	$= F\$5 / O11$	$= (1 + 6 * 011 * P11)$	$= Q11 + R11 * I11$	$= (F\$5 * I11) / O11$
$= N13 / D13$	$= J\$5 / N13$	$= F\$12 / O13$	$= (1 + 6 * 013 * P13)$	$= Q13 + R13 * I13$	$= F\$12 * I13 / O13$
$= N14 / D14$	$= J\$5 / N14$	$= F\$12 / O14$	$= (1 + 6 * 014 * P14)$	$= Q14 + R14 * I14$	$= F\$12 * I14 / O14$
$= N15 / D15$	$= J\$5 / N15$	$= F\$12 / O15$	$= (1 + 6 * 015 * P15)$	$= Q15 + R15 * I15$	$= F\$12 * I15 / O15$
$= N17 / D17$	$= J\$5 / N17$	$= F\$16 / O17$	$= (1 + 6 * 017 * P17)$	$= Q17 + R17 * I17$	$= F\$16 * I17 / O17$
$= N18 / D18$	$= J\$5 / N18$	$= F\$16 / O18$	$= (1 + 6 * 018 * P18)$	$= Q18 + R18 * I18$	$= F\$16 * I18 / O18$
$= N19 / D19$	$= J\$5 / N19$	$= F\$16 / O19$	$= (1 + 6 * 019 * P19)$	$= Q19 + R19 * I19$	$= F\$16 * I19 / O19$
$= N23 / D23$	$= J\$5 / N23$	$= F\$22 / O23$	$= (1 + 6 * 023 * P23)$	$= Q23 + R23 * I23$	$= F\$22 * I23 / O23$
$= N24 / D24$	$= J\$5 / N24$	$= F\$22 / O24$	$= (1 + 6 * 024 * P24)$	$= Q24 + R24 * I24$	$= F\$22 * I24 / O24$
$= N25 / D25$	$= J\$5 / N25$	$= F\$22 / O25$	$= (1 + 6 * 025 * P25)$	$= Q25 + R25 * I25$	$= F\$22 * I25 / O25$
$= N27 / D27$	$= J\$5 / N27$	$= F\$26 / O27$	$= (1 + 6 * 027 * P27)$	$= Q27 + R27 * I27$	$= F\$26 * I27 / O27$
$= N28 / D28$	$= J\$5 / N28$	$= F\$26 / O28$	$= (1 + 6 * 028 * P28)$	$= Q28 + R28 * I28$	$= F\$26 * I28 / O28$
$= N29 / D29$	$= J\$5 / N29$	$= F\$26 / O29$	$= (1 + 6 * 029 * P29)$	$= Q29 + R29 * I29$	$= F\$26 * I29 / O29$
$= N30 / D30$	$= J\$5 / N30$	$= F\$26 / O30$	$= (1 + 6 * 030 * P30)$	$= Q30 + R30 * I30$	$= F\$26 * I30 / O30$
$= N31 / D31$	$= J\$5 / N31$	$= F\$26 / O31$	$= (1 + 6 * 031 * P31)$	$= Q31 + R31 * I31$	$= F\$26 * I31 / O31$
$= N32 / D32$	$= J\$5 / N32$	$= F\$26 / O32$	$= (1 + 6 * 032 * P32)$	$= Q32 + R32 * I32$	$= F\$26 * I32 / O32$
$= N34 / D34$	$= J\$5 / N34$	$= F\$33 / O34$	$= (1 + 6 * 034 * P34)$	$= Q34 + R34 * I34$	$= F\$33 * I34 / O34$
$= N35 / D35$	$= J\$5 / N35$	$= F\$33 / O35$	$= (1 + 6 * 035 * P35)$	$= Q35 + R35 * I35$	$= F\$33 * I35 / O35$
$= N36 / D36$	$= J\$5 / N36$	$= F\$33 / O36$	$= (1 + 6 * 036 * P36)$	$= Q36 + R36 * I36$	$= F\$33 * I36 / O36$
$= N37 / D37$	$= J\$5 / N37$	$= F\$33 / O37$	$= (1 + 6 * 037 * P37)$	$= Q37 + R37 * I37$	$= F\$33 * I37 / O37$
$= N38 / D38$	$= J\$5 / N38$	$= F\$33 / O38$	$= (1 + 6 * 038 * P38)$	$= Q38 + R38 * I38$	$= F\$33 * I38 / O38$
$= N41 / D41$	$= J\$5 / N41$	$= F\$40 / O41$	$= (1 + 6 * 041 * P41)$	$= Q41 + R41 * I41$	$= F\$40 * I41 / O41$
$= N42 / D42$	$= J\$5 / N42$	$= F\$40 / O42$	$= (1 + 6 * 042 * P42)$	$= Q42 + R42 * I42$	$= F\$40 * I42 / O42$
$= N44 / D44$	$= J\$5 / N44$	$= F\$43 / O44$	$= (1 + 6 * 044 * P44)$	$= Q44 + R44 * I44$	$= F\$43 * I44 / O44$
$= N45 / D45$	$= J\$5 / N45$	$= F\$43 / O45$	$= (1 + 6 * 045 * P45)$	$= Q45 + R45 * I45$	$= F\$43 * I45 / O45$
$= N46 / D46$	$= J\$5 / N46$	$= F\$43 / O46$	$= (1 + 6 * 046 * P46)$	$= Q46 + R46 * I46$	$= F\$43 * I46 / O46$
$= N47 / D47$	$= J\$5 / N47$	$= F\$43 / O47$	$= (1 + 6 * 047 * P47)$	$= Q47 + R47 * I47$	$= F\$43 * I47 / O47$
$= N49 / D49$	$= J\$5 / N49$	$= F\$48 / O49$	$= (1 + 6 * 049 * P49)$	$= Q49 + R49 * I49$	$= F\$48 * I49 / O49$
$= N50 / D50$	$= J\$5 / N50$	$= F\$48 / O50$	$= (1 + 6 * 050 * P50)$	$= Q50 + R50 * I50$	$= F\$48 * I50 / O50$
$= N51 / D51$	$= J\$5 / N51$	$= F\$48 / O51$	$= (1 + 6 * 051 * P51)$	$= Q51 + R51 * I51$	$= F\$48 * I51 / O51$

## Modelo Matemático Pg 4 de 4

21	22
$(R9^{2.4} \cdot S9)^{0.5}$	$(R9 \cdot T9)/2$
$= (S9^{2.4} \cdot T9)^{0.5}$	$= (S9 \cdot U9)/2$
$= (S10^{2.4} \cdot T10)^{0.5}$	$= (S10 \cdot U10)/2$
$= (S11^{2.4} \cdot T11)^{0.5}$	$= (S11 \cdot U11)/2$
$= (S13^{2.4} \cdot T13)^{0.5}$	$= (S13 \cdot U13)/2$
$= (S14^{2.4} \cdot T14)^{0.5}$	$= (S14 \cdot U14)/2$
$= (S15^{2.4} \cdot T15)^{0.5}$	$= (S15 \cdot U15)/2$
$= (S17^{2.4} \cdot T17)^{0.5}$	$= (S17 \cdot U17)/2$
$= (S18^{2.4} \cdot T18)^{0.5}$	$= (S18 \cdot U18)/2$
$= (S19^{2.4} \cdot T19)^{0.5}$	$= (S19 \cdot U19)/2$
$= (S23^{2.4} \cdot T23)^{0.5}$	$= (S23 \cdot U23)/2$
$= (S24^{2.4} \cdot T24)^{0.5}$	$= (S24 \cdot U24)/2$
$= (S25^{2.4} \cdot T25)^{0.5}$	$= (S25 \cdot U25)/2$
$= (S27^{2.4} \cdot T27)^{0.5}$	$= (S27 \cdot U27)/2$
$= (S28^{2.4} \cdot T28)^{0.5}$	$= (S28 \cdot U28)/2$
$= (S29^{2.4} \cdot T29)^{0.5}$	$= (S29 \cdot U29)/2$
$= (S30^{2.4} \cdot T30)^{0.5}$	$= (S30 \cdot U30)/2$
$= (S31^{2.4} \cdot T31)^{0.5}$	$= (S31 \cdot U31)/2$
$= (S32^{2.4} \cdot T32)^{0.5}$	$= (S32 \cdot U32)/2$
$= (S34^{2.4} \cdot T34)^{0.5}$	$= (S34 \cdot U34)/2$
$= (S35^{2.4} \cdot T35)^{0.5}$	$= (S35 \cdot U35)/2$
$= (S36^{2.4} \cdot T36)^{0.5}$	$= (S36 \cdot U36)/2$
$= (S37^{2.4} \cdot T37)^{0.5}$	$= (S37 \cdot U37)/2$
$= (S38^{2.4} \cdot T38)^{0.5}$	$= (S38 \cdot U38)/2$
$= (S41^{2.4} \cdot T41)^{0.5}$	$= (S41 \cdot U41)/2$
$= (S42^{2.4} \cdot T42)^{0.5}$	$= (S42 \cdot U42)/2$
$= (S44^{2.4} \cdot T44)^{0.5}$	$= (S44 \cdot U44)/2$
$= (S45^{2.4} \cdot T45)^{0.5}$	$= (S45 \cdot U45)/2$
$= (S46^{2.4} \cdot T46)^{0.5}$	$= (S46 \cdot U46)/2$
$= (S47^{2.4} \cdot T47)^{0.5}$	$= (S47 \cdot U47)/2$
$= (S49^{2.4} \cdot T49)^{0.5}$	$= (S49 \cdot U49)/2$
$= (S50^{2.4} \cdot T50)^{0.5}$	$= (S50 \cdot U50)/2$
$= (S51^{2.4} \cdot T51)^{0.5}$	$= (S51 \cdot U51)/2$

## ANTECEDENTES DEL API

El API ha venido tratando el tema de la Ovalidad y de la medición del Paso Diametral en cada una de las reuniones de los Grupos de Trabajo y durante las Conferencias anuales para la Normalización de las Especificaciones<sup>1</sup> 5A, 5AC, 5AX, para Tuberías Petroleras<sup>1</sup>

No es fácil explicar las razones que tiene el API para no incluir aún, las tolerancias de la Ovalidad, (reconocidas extraoficialmente por esa Institución como veremos mas adelante), solicitadas por los Usuarios y en algunos casos ya aplicadas, por algunos Fabricantes quienes también reconocen su existencia.

### ***Que opina el API***

Entre Junio 10 y 15 de 1984, en ocasión de la Conferencia de Normalización de Tuberías Petroleras, el comité de Normalización con fecha Agosto de 1984, emitió la Circular PS 1736 (Not for publication) cuyo contenido no podemos transcribir pero si comentar. La circular se refiere y dice:

Los Usuarios presentes recomendaron especificar las tolerancias de la Ovalidad para entubación (Casing) y bombeo (tubing) para asegurar una adecuada resistencia al colapso. Hicieron notar que en las Especificaciones del API de la fecha (1984) solamente las barras de sondeo (drill pipe) tenían especificada una tolerancia de Ovalidad.<sup>2</sup> Agregaron que algunos Fabricantes tenían especificaciones caseras de tolerancias que aplicaban a entubación y bombeo.

### **Pese a lo opinado por los Usuarios;**

La discusión de este tema por el Grupo de Tareas no refirió la necesidad de incluir tolerancias para entubación y bombeo. y se hizo notar que las Normas existentes para roscado y calibrado exterior ya tenían límites indirectos para la Ovalidad. En esa oportunidad el Grupo de Tareas exhortó a quien quiera o disponga a presentar información documentada sobre la necesidad de incluir tolerancias de Ovalidad en las Especificaciones 5A, 5AC, y 5AX.

### **Durante la reunión, el Grupo de Tareas recordó que:**

En ocasión de la Conferencia de 1983, los Usuarios consideraron a la Ovalidad como un factor muy importante en la resistencia al colapso de las tuberías de entubación. El Comité se mostró de acuerdo en retener este tema en su agenda para que los Grupos de Tarea de Calidad de Entubación y Bombeo lo consideren nuevamente..

En enero de 1984, el segundo de estos Grupos reconoció los efectos adversos de la Ovalidad en la Resistencia al Colapso de los tubos y en la Pérdida de Hermeticidad de las juntas roscadas.

El Grupo de Tareas recibió una carta en la que se informaba de algunas diferencias observadas, por efecto de la Ovalidad de las roscas, en el Paso Diametral de unos tubos medidos en la Roscadora y fuera de ella con Anillo y Tapón. La carta definía a la Ovalidad como la pérdida de la redondez de las roscas y hacía referencia a un instrumento no API que permite medir varios diámetros de los que surgen los diámetros máximo y mínimo lo que evidencia la Ovalidad. Terminaba diciendo la carta que un Fabricante usaba una tolerancia mínima de Ovalidad dado por el producto de 0,003 pulgadas por el diámetro exterior nominal del tubo en pulgadas.

**Sigue informando la circular:** Se afirmó en las discusiones del Grupo sobre el tema de la Ovalidad que las tolerancias en el diámetro exterior de los tubos, usualmente era considerada como

<sup>1</sup>Estas tres especificaciones están reunidas ahora en la 5CT: Specification for Casing and Tubing. (Combination of Former Specs 5A, 5AC and 5AQ - Casing and Tubing Requirements) API Specification 5CT (Spec 5CT) First Edition, March 15, 1988.

<sup>2</sup>La tubería de conducción (line pipe) también tiene especificada una tolerancia para facilitar la soldadura de los extremos.

tolerancias de Ovalidad. Se puntualizó además que los tubos pueden presentar Ovalidad a consecuencia de mal manejo durante el manipuleo y estibaje.

Pese a todas las opiniones favorables a la adopción de tolerancias, el Grupo de Tareas decidió que:

En vista de la falta de información documentando la necesidad de especificar tolerancias de Ovalidad en las especificaciones 5A, 5AC, y 5AX; el Grupo de Tareas recomienda retirar de la agenda este punto (the Task Group recommends that this item be dropped from de agenda).

El Grupo explica su actitud al final de su informe diciendo:

En ocasión de la Conferencia sobre Normalización de Junio de 1984 no se trató el tema de la Ovalidad en espera de mayor información de los Grupos de Calidad y Propiedades de las Tuberías Petroleras.

En la misma Conferencia de 1984, se trató otro tema relacionado a la Ovalidad con el número de ítem 3037: Variaciones del Paso Diametral en función de la Ovalidad. La circular informaba que:

El Sub Comité de Usuarios, en Febrero de 1984 brevemente discutió la información de que se habían observado variaciones en la Ovalidad de los tubos medidos primero en la línea de roscado (Chucked condition) y luego en estiba<sup>3</sup>.

Continúa la circular:

Los Fabricantes han formado un Grupo para estudiar los efectos de la Ovalidad en la medida del Paso Diametral, cuando se mide empleando calibres de Anillo y Tapón.

Finaliza la referencia a este punto con el siguiente comentario:

Durante la Conferencia de 1984, hubo consenso general de que la tubería debía ser medida correctamente una vez libre de las sujeciones de la roscadora y fuera de la maquinaria.

Luego el Grupo se pone de acuerdo en que la Ovalidad es un problema inherente a tubos de gran diámetro, sin embargo se reconoce que también ocurre en tubos de 8 5/8". Un miembro del Grupo, menciona tubos con este problema. de 5 1/2" <sup>4</sup>.

Continúa afirmando la minuta:

La función básica de los calibres de Anillo y Tapón, es determinar el tamaño de una rosca. Estas mediciones son exactas solamente cuando la Ovalidad es cero. Esto raramente ocurre cuando la tubería ha sido retirada de la Roscadora.<sup>5</sup> Para compensar, muchas Empresas Roscadoras intencionalmente hacen roscas mas chicas (cut threads undersize) para cumplir con las tolerancias del API<sup>6</sup>.

Sigue la minuta:

Muchos de los Usuarios y Fabricantes presentes en la reunión informaron que la medición de las roscas es más exacta cuando se hace con calibres capaces de operar diametralmente. Los

<sup>3</sup>Un tubo ovalado pierde momentáneamente esta condición cuando está firmemente atrapado por los mecanismos de la Roscadora.

<sup>4</sup>En Mayo de 1990 en la República Argentina se hizo una inspección no API por Ovalidad en un grupo de 70 cuplas y 70 extremos de 4-1/2 ", P 105, 18.77 #. Prácticamente todos los tubos presentaban un grado de Ovalidad. Se descartaron cinco cuplas. Se encontraron 10 cuplas con cero de Ovalidad y 5 extremos de tubo con cero de Ovalidad también.

<sup>5</sup>Aquí el Grupo reconoce que prácticamente todos los tubos tienen algo de Ovalidad.

<sup>6</sup>No sabemos si intencionalmente, el Grupo no menciona, a los Fabricantes de Tubos los que casi siempre labran la rosca de su producto y bien pueden estar comprendidos en esta aseveración.

calibres aprobados por el API de Anillo y Tapón dan medidas inexactas del Paso Diametral por influencia de la Ovalidad.

En dicha reunión:

Se acordó promover una demostración a cargo de cinco o seis Fabricantes de este nuevo tipo de instrumento a llevarse a cabo en Febrero de 1989 en Austin<sup>7</sup>.

El Grupo se volvió a reunir el 15 de Noviembre de 1988 oportunidad en la que el Señor Ubben hizo notar el poco progreso alcanzado por el Grupo en llegar a una definición referente a la ampliamente aceptada relación entre Paso Diametral y Ovalidad. El señor Ubben manifestó además que el Grupo se estaba inclinando a la posible adopción de Medidores de Paso Diametral (pitch diameter gages), en vez de Anillos y Tapones.

### ***Los Fabricantes Admiten su Presencia.***

Los Fabricantes han tomado ciertas acciones al reconocer la existencia de la Ovalidad en los tubos que venden. Vimos en la parte que hace referencia al API:

- Algunos Fabricantes aplicaban tolerancias “caseras” a los tubos de Entubación y Bombeo.
- Un Fabricante empleaba el producto de 0.003 x Diámetro Exterior Nominal del tubo en pulgadas, como tolerancia de Ovalidad..
- Los Fabricantes formaron un Grupo de Trabajo para estudiar los efectos de la Ovalidad en el Paso Diametral obtenido con el empleo de calibres de Anillo y Tapón.
- Para cumplir con las Normas del API muchas Empresas Roscadoras intencionalmente maquinaban mas chicas las roscas que producían.
- Muchos Fabricantes estuvieron de acuerdo y afirmaron que la medición del Paso Diametral empleando instrumentos de medición por diámetro, resultaron más exactas que las obtenidas con Anillo y Tapón.

Una de las Fabricas de tubos más importantes; la NKK, Nipon Kokan, en un folleto describiendo las características de sus tubos NK T95 de alta resistencia al Colapso dice:

A la fecha, los factores que afectan la resistencia al colapso han sido investigados y probados por varios Investigadores y Fabricantes.

Las investigaciones demostraron que son los siguientes:

- 1) Yield strength
- 2) D/t. (D: Diámetro, t: espesor de pared)
- 3) Ovalidad. (Out of roundness).
- 4) Esfuerzo Residual. (Residual stresses)
- 5) Uniformidad de espesor de pared. (Excentricity)

Un Fabricante Argentino en 1984 ya empleaba en sus “Tablas de Simbolización” la sigla TOV para identificar un tubo ovalado.

---

<sup>7</sup>En la actualidad, este tipo de instrumental está muy difundido en las Compañías de Inspección y muchos Fabricantes los emplean “entre casa”. La inspección mencionada anteriormente se hizo con este equipo.

## ***Los Usuarios Han Adoptado y sugieren Tolerancias.***

Las Empresas Petroleras en calidad de Usuarios siempre están presentes en las reuniones del API y hacen oír su experiencia proponiendo cambios o enmiendas en los documentos. Sobre el tema de la Ovalidad han informado o sugerido lo siguiente:

- Recomendaron especificar tolerancias de Ovalidad para entubación y bombeo para asegurar una adecuada resistencia al colapso.
- Insistieron al considerar a la Ovalidad como un factor muy importante en la resistencia al colapso de las tuberías de entubación.
- Aportaron evidencia escrita sobre anomalías en la medición del Tiraje con Anillo y Tapón.
- Observaron diferencias de Ovalidad al medir los mismos tubos en la máquina Roscadora y fuera de ella..

Los Usuarios que por su importancia económica pueden negociar “Normas del Cliente” han conseguido de los Fabricantes la inspección por Ovalidad, con tolerancias establecidas por el Cliente.

Las Empresas de Inspección no están constreñidas a usar Anillo y Tapón únicamente, pero ante cualquier discusión con el Fabricante prima la palabra del API y por ahora lo único que vale es el Anillo y el Tapón, salvo que se trabaje con “Normas del Cliente”

Lista de Tuberias API (Spec 5CT 1999) Pagina 1 de 4

SPECIFICATION FOR CASING AND TUBING (U.S. CUSTOMARY UNITS)

93

Table A-1—API Casing List

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Designation <sup>b</sup>	Weight <sup>f</sup>	Outside Diameter (in.)	Wall Thickness (in.)	Grade H40	Grade J55 K55	Type of End Finish <sup>a</sup>				
						Grade L80 C95	Grade N80	Grade C90 <sup>d</sup> T95 <sup>d</sup>	Grade P110	Grade Q125
Size										
4½	9.50	4.500	0.205	PS	PS	—	—	—	—	—
4½	10.50	4.500	0.224	—	PSB	—	—	—	—	—
4½	11.60	4.500	0.250	—	PSLB	PLB	PLB	PLB	PLB	—
4½	13.50	4.500	0.290	—	—	PLB	PLB	PLB	PLB	—
4½	15.10	4.500	0.337	—	—	—	—	—	PLB	PLB
5	11.50	5.000	0.220	—	PS	—	—	—	—	—
5	13.00	5.000	0.253	—	PSLB	—	—	—	—	—
5	15.00	5.000	0.296	—	PSLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—	—
5	18.00	5.000	0.362	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE
5	21.40	5.000	0.437	—	—	PLB	PLB	PLB	PLBE	PLB
5	23.20	5.000	0.478	—	—	PLB	PLB	PLB	PLB	PLB
5	24.10	5.000	0.500	—	—	PLB	PLB	PLB	PLB	PLB
5½	14.00	5.500	0.244	PS	PS	—	—	—	—	—
5½	15.50	5.500	0.275	—	PSLBE	—	—	—	—	—
5½	17.00	5.500	0.304	—	PSLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
5½	20.00	5.500	0.361	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
5½	23.00	5.500	0.415	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE
5½	26.80	5.500	0.500	—	—	—	—	P	—	—
5½	29.70	5.500	0.562	—	—	—	—	P	—	—
5½	32.60	5.500	0.625	—	—	—	—	P	—	—
5½	35.30	5.500	0.687	—	—	—	—	P	—	—
5½	38.00	5.500	0.750	—	—	—	—	P	—	—
5½	40.50	5.500	0.812	—	—	—	—	P	—	—
5½	43.10	5.500	0.875	—	—	—	—	P	—	—
6½	20.00	6.625	0.288	PS	PSLB	—	—	—	—	—
6½	24.00	6.625	0.352	—	PSLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
6½	28.00	6.625	0.417	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
6½	32.00	6.625	0.475	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE
7	17.00	7.000	0.231	PS	—	—	—	—	—	—
7	20.00	7.000	0.272	PS	—	—	—	—	—	—
7	23.00	7.000	0.317	—	PSLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—	—
7	26.00	7.000	0.362	—	PSLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
7	29.00	7.000	0.408	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
7	32.00	7.000	0.453	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
7	35.00	7.000	0.498	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE
7	38.00	7.000	0.540	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE
7	42.70	7.000	0.625	—	—	—	—	P	—	—
7	46.40	7.000	0.687	—	—	—	—	P	—	—
7	50.10	7.000	0.750	—	—	—	—	P	—	—
7	53.60	7.000	0.812	—	—	—	—	P	—	—
7	57.10	7.000	0.875	—	—	—	—	P	—	—
7½	24.00	7.625	0.300	PS	—	—	—	—	—	—
7½	26.40	7.625	0.328	—	PSLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—	—
7½	29.70	7.625	0.375	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
7½	33.70	7.625	0.430	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
7½	39.00	7.625	0.500	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE
7½	42.80	7.625	0.562	—	—	PLB	PLB	PLB	PLB	PLB
7½	45.30	7.625	0.595	—	—	PLB	PLB	PLB	PLB	PLB
7½	47.10	7.625	0.625	—	—	PLB	PLB	PLB	PLB	PLB
7½	51.20	7.625	0.687	—	—	—	—	P	—	—
7½	55.30	7.625	0.750	—	—	—	—	P	—	—
7¾	46.10	7.750	0.595	—	—	P	P	P	P	P
8½	24.00	8.625	0.264	—	PS	—	—	—	—	—
8½	28.00	8.625	0.304	PS	—	—	—	—	—	—
8½	32.00	8.625	0.352	PS	—	—	—	—	—	—
8½	36.00	8.325	0.400	—	PSLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—	—
8½	40.00	8.625	0.450	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
8½	44.00	8.625	0.500	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
8½	49.00	8.625	0.557	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE

(Continued)

## Lista de Tuberías API (Spec 5CT 1999) Pagina 2 de 4

94

API SPECIFICATION 5CT

Table A-1—API Casing List (Continued)

(1) Designation <sup>b</sup> Size	(2) Weight <sup>f</sup>	(3) Outside Diameter (in.)	(4) Wall Thickness (in.)	(5) Grade H40	(6)-(11) Type of End Finish <sup>a</sup>					
					(6) Grade J55 K55	(7) Grade L80 C-95	(8) Grade N80	(9) Grade C90 <sup>d</sup> T95 <sup>d</sup>	(10) Grade P110	(11) Grade Q125
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	32.30	9.625	0.312	PS	—	—	—	—	—	—
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	36.00	9.625	0.352	PS	PSLB	—	—	—	—	—
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	40.00	9.625	0.395	—	PSLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—	—
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	43.50	9.625	0.435	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	—
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	47.00	9.625	0.472	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	53.50	9.625	0.545	—	—	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE	PLBE
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	58.40	9.625	0.595	—	—	PLB	PLB	PLB	PLB	PLB
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	59.40	9.625	0.609	—	—	—	—	P	—	—
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	64.90	9.625	0.672	—	—	—	—	P	—	—
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	70.30	9.625	0.734	—	—	—	—	P	—	—
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	75.60	9.625	0.797	—	—	—	—	P	—	—
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	32.75	10.750	0.279	PS	—	—	—	—	—	—
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	40.50	10.750	0.350	PS	PSB	—	—	—	—	—
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	45.50	10.750	0.400	—	PSBE	—	—	—	—	—
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	51.00	10.750	0.450	—	PSBE	PSBE	PSBE	PSBE	PSBE	—
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	55.50	10.750	0.495	—	—	PSBE	PSBE	PSBE	PSBE	—
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	60.70	10.750	0.545	—	—	—	—	PSBE	PSBE	PSBE
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	65.70	10.750	0.595	—	—	—	—	PSB	PSB	PSB
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	73.20	10.750	0.672	—	—	—	—	P	—	—
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	79.20	10.750	0.734	—	—	—	—	P	—	—
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	85.30	10.750	0.797	—	—	—	—	P	—	—
11 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	42.00	11.750	0.333	PS	—	—	—	—	—	—
11 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	47.00	11.750	0.375	—	PSB	—	—	—	—	—
11 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	54.00	11.750	0.435	—	PSB	—	—	—	—	—
11 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	60.00	11.750	0.489	—	PSB	PSB	PSB	PSB	PSB	PSB
11 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	65.00	11.750	0.534	—	—	P	P	P	P	P
11 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	71.00	11.750	0.582	—	—	P	P	P	P	P
13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	48.00	13.375	0.330	PS	—	—	—	—	—	—
13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	54.50	13.375	0.380	—	PSB	—	—	—	—	—
13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	61.00	13.375	0.430	—	PSB	—	—	—	—	—
13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	68.00	13.375	0.480	—	PSB	PSB	PSB	PSB	PSB	—
13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	72.00	13.375	0.514	—	—	PSB	PSB	PSB	PSB	PSB
16	65.00	16.000	0.375	PS	—	—	—	—	—	—
16	75.00	16.000	0.438	—	PSB	—	—	—	—	—
16	84.00	16.000	0.495	—	PSB	—	—	—	—	—
16	109.00	16.000	0.656	—	P	P	P	—	P	P
18 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	87.50	18.625	0.435	PS	PSB	—	—	—	—	—
20	94.00	20.000	0.438	PSL	PSLB	—	—	—	—	—
20	106.50	20.000	0.500	—	PSLB	—	—	—	—	—
20	133.00	20.000	0.635	—	PSLB	—	—	—	—	—

<sup>a</sup>P = plain end; S = short round thread; L = long round thread; B = buttress thread; E = extreme-line.

<sup>b</sup>Designations (columns 1 and 2) are shown for the purpose of identification in ordering.

<sup>c</sup>The densities of martensitic chromium steels (L80 types 9Cr and 13Cr) are

different from carbon steels. The weights shown are therefore not accurate for martensitic chromium steels. A weight correction factor of 0.969 may be used.

<sup>d</sup>Grade C90 and Grade T95 casing shall be furnished in sizes, weights, and wall thickness listed above or as shown on the purchase order.

## Lista de Tuberias API (Spec 5CT 1999) Pagina 3 de 4

SPECIFICATION FOR CASING AND TUBING (U.S. CUSTOMARY UNITS)

96

Table A-2—API Plain-End Casing Liner List

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Designation		Outside Diameter (in.)	Wall Thickness (in.)	Grade
Size	Weight			
3½	9.91	3.500	0.289	J
4	11.34	4.000	0.286	J
4½	13.04	4.500	0.290	J
5	17.93	5.000	0.362	J
5½	19.81	5.500	0.361	J
6½	27.65	6.625	0.417	J

Lista de Tuberias API (Spec 5CT 1999) Pagina 4 de 4

96

API SPECIFICATION 5CT

Table A-3—API Tubing List

(1) Size Designation <sup>a</sup>	Weight Designation <sup>a,b</sup>			(5) Outside Diameter (in.)	(6) Wall Thickness (in.)	Type of End Finish <sup>c,d</sup>						
	(2) Non-upset T & C <sup>e</sup>	(3) External Upset T & C	(4) Integral Joint			(7) Grade H40	(8) Grade J55	(9) Grade L80	(10) Grade N80	(11) Grade C90 <sup>f</sup>	(12) Grade T95 <sup>f</sup>	(13) Grade P110
1.050	1.14	1.20	—	1.050	0.113	PNU <sup>g</sup>	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	—
1.050	1.48	1.54	—	1.050	0.154	PU	PU	PU	PU	PU	PU	PU
1.315	1.70	1.80	1.72	1.315	0.133	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	—
1.315	2.19	2.24	—	1.315	0.179	PU	PU	PU	PU	PU	PU	PU
1.660	—	—	2.10	1.660	0.125	PI	PI	—	—	—	—	—
1.660	2.30	2.40	2.33	1.660	0.140	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	—
1.660	3.03	3.07	—	1.660	0.191	PU	PU	PU	PU	PU	PU	PU
1.900	—	—	2.40	1.900	0.125	PI	PI	—	—	—	—	—
1.900	2.75	2.90	2.76	1.900	0.145	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	PNU <sup>g</sup>	—
1.900	3.65	3.73	—	1.900	0.200	PU	PU	PU	PU	PU	PU	PU
1.900	4.42	—	—	1.900	0.250	—	—	P	—	P	P	—
1.900	5.15	—	—	1.900	0.300	—	—	P	—	P	P	—
2.063	—	—	3.25	2.063	0.156	PI	PI	PI	PI	PI	PI	—
2.063	4.90	—	—	2.063	0.225	P	P	P	P	P	P	P
2 7/8	4.00	—	—	2.375	0.167	PN	PN	PN	FN	PN	PN	—
2 7/8	4.60	4.70	—	2.375	0.190	PNU <sup>g</sup>	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU
2 7/8	5.80	5.95	—	2.375	0.254	—	—	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU
2 7/8	6.60	—	—	2.375	0.295	—	—	P	—	P	P	—
2 7/8	7.35	7.45	—	2.375	0.336	—	—	PU	—	PU	PU	—
2 7/8	6.40	6.50	—	2.875	0.217	PNU	PNU <sup>g</sup>	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU
2 7/8	7.80	7.90	—	2.875	0.276	—	—	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU
2 7/8	8.60	8.70	—	2.875	0.308	—	—	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU
2 7/8	9.35	9.45	—	2.875	0.340	—	—	PU	—	PU	PU	—
2 7/8	10.50	—	—	2.875	0.392	—	—	P	—	P	P	—
2 7/8	11.50	—	—	2.875	0.440	—	—	P	—	P	P	—
3 1/2	7.70	—	—	3.500	0.216	PN	PN	PN	PN	PN	PN	—
3 1/2	9.20	9.30	—	3.500	0.254	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU
3 1/2	10.20	—	—	3.500	0.289	PN	PN	PN	PN	PN	PN	—
3 1/2	12.70	12.95	—	3.500	0.375	—	—	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU
3 1/2	14.30	—	—	3.500	0.430	—	—	P	—	P	P	—
3 1/2	15.50	—	—	3.500	0.476	—	—	P	—	P	P	—
3 1/2	17.00	—	—	3.500	0.530	—	—	P	—	P	P	—
4	9.50	—	—	4.000	0.226	PN	PN	PN	PN	PN	PN	—
4	—	11.00	—	4.000	0.262	PU	PU	PU	PU	PU	PU	—
4	13.20	—	—	4.000	0.330	—	—	P	—	P	P	—
4	16.10	—	—	4.000	0.415	—	—	P	—	P	P	—
4	18.90	—	—	4.000	0.500	—	—	P	—	P	P	—
4	22.20	—	—	4.000	0.610	—	—	P	—	P	P	—
4 1/2	12.60	12.75	—	4.500	0.271	PNU <sup>g</sup>	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	—
4 1/2	15.20	—	—	4.500	0.337	—	—	P	—	P	P	—
4 1/2	17.00	—	—	4.500	0.380	—	—	P	—	P	P	—
4 1/2	18.90	—	—	4.500	0.430	—	—	P	—	P	P	—
4 1/2	21.50	—	—	4.500	0.500	—	—	P	—	P	P	—
4 1/2	23.70	—	—	4.500	0.560	—	—	P	—	P	P	—
4 1/2	26.10	—	—	4.500	0.630	—	—	P	—	P	P	—

<sup>a</sup>Designations (columns 1–4) are shown for the purpose of identification in ordering.

<sup>b</sup>The densities of martensitic chromium steels (L80 types 9Cr and 13Cr) are different from carbon steels. The weights shown are therefore not accurate for martensitic chromium steels. A weight correction factor of 0.989 may be used.

<sup>c</sup>P = plain end; N = nonupset T & C; U = external upset T & C; I = integral joint.

<sup>d</sup>Items designated plain end (P) only have been added as standard to provide the industry with a list of standardized heavy wall thicknesses. Although API has not standardized on a thread for this thickness, a nominal T & C weight designation is listed for identification. See Pars. 10.3a.5 and b.5 and Appendix D Pars. D.3 a.5 and b.5.

<sup>e</sup>Nonupset tubing is available with regular couplings or special-bevel or special clearance couplings.

<sup>f</sup>Grade C90 and T95 tubing shall be furnished in sizes, weights, and wall thicknesses as listed above, or as shown on the purchase order.

## Lista de Publicaciones del API (Std 5B 1996) Pagina 1 de 2

## APPENDIX D—PUBLICATIONS LIST

The following publications are under the jurisdiction of the API Committee on Standardization of Tubular Goods and are available from the American Petroleum Institute, Publications and Distribution Section, 1220 L Street, Northwest, Washington, DC 20005. (202) 682-8375.

## SPECIFICATIONS

Spec 5CT *Specification for Casing and Tubing.*

Covers seamless and welded casing and tubing, couplings, pup joints and connectors in all grades. Process of manufacture, chemical and mechanical property requirements, methods of test and dimensions.

Note: The first edition of Spec 5CT includes the requirements for casing and tubing previously detailed in last editions of discontinued Specifications 5A, 5AC, 5AX and 5AQ as well as items approved at the 1987 Standardization Conference.

Spec 5D *Specification for Drill Pipe.*

Covers all grades of seamless drill pipe. Process of manufacture, chemical and mechanical property requirements, methods of test and dimensions are included.

Note: The first edition of Specification 5D includes the requirements for drill pipe previously detailed in the last editions of discontinued Specifications 5A and 5AX as well as items approved at the 1987 Standardization Conference.

Spec 5L *Specification for Line Pipe.*

Covers seamless and welded steel line pipe in various grades. It includes standard-weight threaded line pipe, and standard-weight, regular-weight, special, extra-strong, and double-extra-strong plain-end line pipe. Processes of manufacture, chemical and physical requirements, and methods of test are included, as well as requirements on coupling and thread protectors.

Note: The thirty-third edition of Specification 5L includes the spiral weld process and grades X42 through X70 previously specified in Specifications 5LS and 5LX.

## STANDARDS

Std 5B *Specification for Threading, Gauging, and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads.*

Covers dimensional requirements on threads and thread gauges, stipulations on gauging practice, gauge specifications and certification, as well as instruments and methods for the inspection of threads of round-thread casing and tubing, buttress thread casing, and extreme-line casing, and drill pipe.

## RECOMMENDED PRACTICES

RP 5AS *Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing, and Plain End Drill Pipe.*

Provides a uniform method of inspecting tubular goods.

RP 5B1 *Recommended Practice for Thread Inspection on Casing, Tubing and Line Pipe.*

The purpose of this recommended practice is to provide guidance and instructions on the correct use of thread inspection techniques and equipment.

RP 5C1 *Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing.*

Covers use, transportation, storage, handling, and reconditioning of casing and tubing.

RP 5L1 *Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe.*

Provides a recommended procedure for loading line pipe on railroad cars.

RP 5L2 *Recommended Practice for Internal Coating of Line Pipe for Gas Transmission Services.*

Covers coating materials, application practices and inspection of internal coatings on new pipe.

RP 5L3 *Recommended Practice for Conducting Drop-Weight Tear Tests on Line Pipe.*

Describes a recommended method for conducting drop-weight tear tests on line pipe 20 in. OD and larger with wall thicknesses 0.750 in. and less.

RP 5L5 *Recommended Practice for Marine Transportation of Line Pipe.*

Provides recommendations for transportation of line pipe in sizes 10 $\frac{1}{4}$  in. OD and larger by seagoing vessels.

RP 5L6 *Recommended Practice for Transportation of Line Pipe on Inland Waterways.*

Provides recommendations for transportation of line pipe in sizes 10 $\frac{1}{4}$  in. OD and larger on inland waterways.

RP5L7 *Recommended Practices for Unprimed Internal Fusion Bonded Epoxy Coating of Line Pipe.*

Covers recommendations for coating materials, application, testing, and inspection of internal fusion bonded epoxy coatings on unused line pipe prior to installation.

## BULLETINS

Bul 5A2 *Bulletin on Thread Compounds.*

Provides material requirements and performance tests for two grades of thread compound for use on oil-field tubular goods.

Bul 5C2 *Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing.*

## Lista de Publicaciones del API (Std 5B 1996) Pagina 2 de 2

74

API STANDARD 5B

---

Covers collapsing pressures, internal yield pressures, and joint strengths of casing and tubing and minimum yield load for drill pipe.

**Bul 5C3** *Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties.*

Provides formulas used in the calculations of various pipe properties, also background information regarding their development and use.

**Bul 5C4** *Bulletin on Round Thread Casing Joint Strength with Combined Internal Pressure and Bending.*

Provides joint strength of round thread casing when subject to combined bending and internal pressure.

**Bul 5T1** *Bulletin on Imperfection Terminology.*

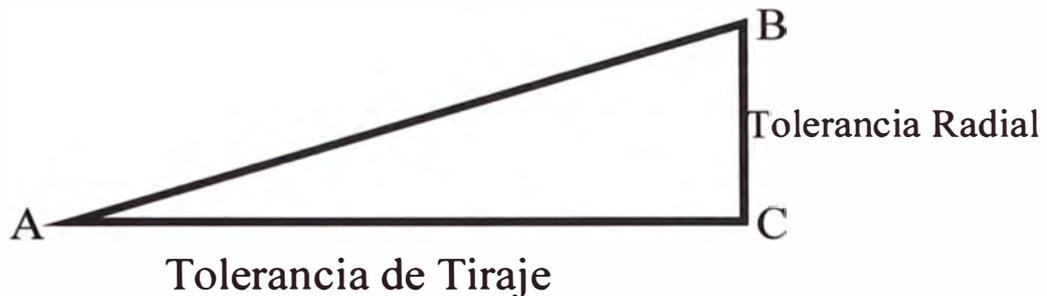
Provides definitions in English, French, German, Italian, Japanese, and Spanish for a number of imperfections which commonly occur in steel pipe.

## TOLERANCIAS API Y MRP. PASO DIAMETRAL DE ROSCA REDONDA

La tolerancia API  $\pm 3,175$  mm es axial.

La tolerancia MRP  $\pm 0.397$  mm es diametral.

La relación entre ambas se hace a través del triángulo rectángulo ABC



### SISTEMA DE UNIDADES SI

$$BC = \operatorname{tg} BAC \times AC$$

Siendo  $\operatorname{tg} BAC$  la conicidad de la rosca =  $0,0625$  mm/mm y la tolerancia del Tiraje =  $\pm 3,175$  mm

$$BC = \pm 3,175 \text{ mm} \times 0,0625 \text{ mm/mm}$$

$$BC = \pm 0,1984 \text{ mm}$$

Lo que permite calcular la Tolerancia Diametral =  $2BC$   
 $= \pm 0,397 \text{ mm}$

### SISTEMA DE UNIDADES U.S CUSTOMARY UNITS

$$\text{Tolerancia API} = \pm 3,175 \text{ mm} / 25,4 \text{ mm/pulg} = \pm 0,125 \text{ pulg}$$

$$\text{Tolerancia MRP} = \pm 0,397 \text{ mm} / 25,4 \text{ mm/pulg} = \pm 0,015 \text{ pulg}$$