



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**IMPORTANCIA DEL USO DE LAS CONEXIONES PREMIUM  
EN EL DISEÑO DE POZOS PETROLEROS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

**SERGIO RESENDIZ PACHECO**

DIRECTORA DE TESIS:

**DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ**

CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F. 2012.





Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## **AGRADECIMIENTOS**

Dedico este trabajo a la memoria de mi difunto padre, pues es la culminación de un camino que comenzamos juntos a lo largo del cual me brindó todo su amor, además de compartirme sus experiencias, consejos y enseñanzas para ser el hombre que hoy en día soy.

A mi madre, por siempre ser mi motivación y fortaleza a lo largo de esta vida, gracias por darme el más grande amor que me ha cobijado y por dedicarme todo el tiempo necesario para que este sueño pueda realizarse.

A mis amigos Ariel de la Cruz, Carlos Medina y Christian Ramírez, por permitirme compartir tantas experiencias inolvidables en compañía suya, gracias por su amistad.

Gracias a Ligia Sangeado, por ser la compañía más dulce durante esta etapa de mi vida. Gracias por tu tiempo y amor.

También agradezco a la Dra. Rocío de la Torre, por el gran apoyo y amistad incondicional que me ofreció durante mi estancia en la Universidad.

Gracias a mis profesores quienes con su labor contribuyeron a mi formación profesional, en especial a mis sinodales en este trabajo.

A mis hermanos, por ser grandes ejemplos a seguir, mi eterna gratitud y cariño.

Por último agradezco a Hugo Martínez, por las risas y la amistad de toda una vida.

**Sergio Resendiz Pacheco**

<b>Contenido</b>	<b>Pág.</b>
ÍNDICE DE FIGURAS .....	8
ÍNDICE DE TABLAS .....	10
RESUMEN.....	11
1 CONCEPTOS GENERALES .....	13
1.1 TÉRMINOS Y DEFINICIONES .....	13
1.1.1 TUBERÍA .....	13
1.1.2 CONEXIÓN.....	14
1.1.3 RELACIÓN ESFUERZO-DEFORMACIÓN .....	17
1.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO EN LAS TUBERÍAS .....	18
1.2.1 PRESIÓN INTERNA.....	19
1.2.2 PRESIÓN DE COLAPSO.....	20
1.2.3 TENSIÓN.....	25
1.2.4 FLEXIÓN.....	25
1.3 ANÁLISIS DE ESFUERZOS TRIAXIALES .....	25
1.3.1 ESFUERZO PRINCIPAL .....	26
1.3.2 ESFUERZO EQUIVALENTE VON MISES (ESFUERZO TRIAXIAL) .....	28
1.3.3 DETERMINACIÓN DE LA ELIPSE DE ESFUERZOS TRIAXIALES .....	29
1.3.4 DETERMINACIÓN GRÁFICA DE LA RESISTENCIA DE LAS TUBERÍAS POR CRITERIO TRIAXIAL.....	33
2 CONEXIONES API.....	35
2.1 ROSCA REDONDA .....	36
2.2 ROSCA TRAPEZOIDAL .....	38
2.3 EXTREME LINE.....	39
2.4 RECOMENDACIONES DE USO RELACIONADAS CON LA UTILIZACIÓN DE CONEXIONES API.....	41
3 CONEXIONES PREMIUM.....	43
3.1 ENERGIZACIÓN DE LA CONEXIÓN.....	43
3.2 FAMILIA DE CONEXIONES PREMIUM.....	43
3.3 CONEXIONES PREMIUM UTILIZADAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL .....	52
3.4 CONEXIÓN LISA PARA LINER.....	53
3.4.1 DISEÑO LISO INTEGRAL .....	53
3.4.2 HOMBRO DE TORQUE EXTERNO .....	54

3.4.3	SISTEMA DE SELLOS MÚLTIPLES .....	54
3.4.4	DISEÑO DE LA ROSCA .....	55
3.4.5	PERFIL DE LA CONEXIÓN .....	55
3.4.6	INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CONEXIÓN LISA PARA LINER .....	56
3.5	CONEXIÓN SEMILISA INTEGRAL.....	56
3.5.1	DISEÑO SEMILISO INTEGRAL .....	56
3.5.2	SISTEMA DE SELLOS MÚLTIPLES .....	56
3.5.3	DISEÑO DE LA ROSCA .....	57
3.5.4	DISEÑO DEL HOMBRO DE TORQUE.....	58
3.5.5	PERFIL DE LA CONEXIÓN .....	59
3.5.6	INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CONEXIÓN SEMILISA INTEGRAL.....	60
3.6	CONEXIÓN ORIENTADA AL TUBING .....	60
3.6.1	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS .....	60
3.6.2	SISTEMA DE SELLOS.....	60
3.6.3	HOMBRO DE TORQUE INTERNO .....	61
3.6.4	DISEÑO DE LA ROSCA .....	62
3.6.5	PERFIL DE LA CONEXIÓN .....	63
3.6.6	INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CONEXIÓN ORIENTADA AL TUBING.....	64
3.7	CONEXIÓN DE 3 HILOS .....	64
3.7.1	DESCRIPCIÓN DE LA CONEXIÓN .....	64
3.7.2	CONTROL DE TORQUE EN LA CONEXIÓN .....	64
3.7.3	DISEÑO DE LA ROSCA .....	65
3.7.4	PERFIL INTERNO DE LA CONEXIÓN.....	67
3.7.5	INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CONEXIÓN DE 3 HILOS .....	67
4	RECOMENDACIONES BÁSICAS SOBRE EL MANEJO DE TUBERÍA Y CONEXIONES EN CAMPO .....	68
4.1	ALMACENAMIENTO Y MANIOBRA .....	68
4.2	REQUERIMIENTOS DEL EQUIPO .....	70
4.3	HERRAMIENTAS MANUALES .....	71
4.4	DESCARGA DE TUBULARES DEL TRANSPORTE AL BANCAL .....	71
4.5	MOVIMIENTO DE LOS TUBOS DESDE EL BANCAL A LA PLATAFORMA .....	72
4.6	EQUIPOS ACCESORIOS .....	73
4.6.1	ELEVADORES Y CUÑAS .....	74
4.6.2	GRAMPAS DE SEGURIDAD .....	74
4.6.3	LLAVES DE CORREA .....	75

4.6.4	COMPENSADOR DE PESO.....	75
4.6.5	GUÍA DE ALINEADO.....	76
4.6.6	GUÍA DE EMBOQUE.....	76
4.6.7	TAPÓN DE ELEVACIÓN .....	76
4.7	LIMPIEZA E INSPECCIÓN VISUAL.....	77
4.7.1	LIMPIEZA .....	77
4.7.2	INSPECCIÓN VISUAL.....	77
4.8	GRASA PARA ROSCAS .....	78
4.8.1	CRITERIOS DE APLICACIÓN.....	79
4.9	MEDICIÓN, CALIBRADO E IZADO.....	79
4.9.1	MEDICIÓN DE TUBULARES .....	79
4.9.2	CALIBRADO .....	80
4.9.3	IZADO .....	81
4.10	APRIETE .....	82
4.11	APLICACIÓN DE TORQUE .....	84
4.11.1	LLAVES DE FUERZA.....	84
4.11.2	EQUIPOS DE MONITOREO DE TORQUE .....	85
4.11.3	MEDIDOR DE TORQUE.....	85
4.11.4	DIAGRAMA GENERAL DE ENROSQUE DE UNA CONEXIÓN CON SELLO METÁLICO Y HOMBRO DE TORQUE.....	87
4.11.5	CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN LOS TUBOS.....	92
5	CASO DE APLICACIÓN.....	94
5.1	ANTECEDENTES.....	94
5.1.1	PROBLEMÁTICA.....	94
5.1.2	OBJETIVO.....	94
5.1.3	INFORMACIÓN DEL POZO.....	94
5.1.4	INFORMACIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN .....	95
5.2	EQUIPOS UTILIZADOS .....	95
5.2.1	CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	95
5.3	RESUMEN DE LA INTRODUCCIÓN.....	98
5.4	RESUMEN DE LA PERFORACIÓN .....	102
5.5	RESUMEN DEL ANCLAJE DEL COLGADOR “TORXS” .....	104
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	106
	APÉNDICE A. TABLAS DE INFORMACIÓN TÉCNICA.....	109
	BIBLIOGRAFÍA.....	122

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Conexiones premium .....	15
Figura 1.2 Conexiones integrales .....	16
Figura 1.3 Diagrama esfuerzo-deformación.....	18
Figura 1.4 Parte inferior del diagrama VME.....	31
Figura 1.5 Parte superior del diagrama VME.....	32
Figura 1.6 Diagrama típico VME.....	33
Figura 1.7 Trayectoria correspondiente a una carga .....	34
Figura 2.1 Perfiles de rosca API.....	35
Figura 2.2 Diagrama del perfil general de la rosca redonda.....	36
Figura 2.3 Perfil general de la rosca BCN .....	38
Figura 2.4 Tolerancias de la conexión BCN .....	38
Figura 2.5 Apriete geométrico de la rosca Buttress .....	39
Figura 3.1 Diagrama general de la conexión premium acoplada .....	44
Figura 3.2 Diagrama general de la conexión de ambientes críticos.....	45
Figura 3.3 Diagrama general de la conexión lisa para liner .....	45
Figura 3.4 Diagrama general de la conexión semilisa integral .....	46
Figura 3.5 Diagrama general de la conexión MUST.....	47
Figura 3.6 Diagrama general de la conexión premium PRO.....	48
Figura 3.7 Diagrama general de la conexión premium SL.....	49
Figura 3.8 Diagrama general de la conexión acoplada de espesor robusto.....	49
Figura 3.9 Diagrama general de la conexión orientada al <i>tubing</i> .....	50
Figura 3.10 Diagrama general de la conexión de tres hilos .....	51
Figura 3.11 Diagrama general de la conexión lisa de alto torque .....	52
Figura 3.12 Conexión lisa para liner .....	53
Figura 3.13 Hombro de torque y sello de la conexión lisa para <i>liner</i> .....	54
Figura 3.14 Sello interno universal de 20% de la conexión lisa para <i>liner</i> .....	54
Figura 3.15 Perfil general de la rosca de la conexión lisa para <i>liner</i> .....	55
Figura 3.16 Perfil de la conexión lisa para <i>liner</i> .....	56
Figura 3.17 Conexión semilisa integral.....	57
Figura 3.18 Sellos de la conexión semilisa integral .....	57
Figura 3.19 Elipse de Von Mises para la conexión semilisa integral.....	58
Figura 3.20 Perfil general de la rosca semilisa integral .....	58
Figura 3.21 Hombro de torque de la conexión semilisa integral.....	59
Figura 3.22 Perfil de la conexión semilisa integral .....	59
Figura 3.23 Conexión orientada al <i>tubing</i> .....	60
Figura 3.24 Hombro de torque y sellos de la conexión orientada al <i>tubing</i> .....	61
Figura 3.25 Perfil de la rosca de la conexión orientada al <i>tubing</i> .....	62
Figura 3.26 Elipse de Von Mises para <i>tubing</i> con conexión orientada al <i>tubing</i> .....	63
Figura 3.27 Elipse de Von Mises para <i>casing</i> con conexión orientada al <i>tubing</i> .....	63
Figura 3.28 Perfil de la conexión orientada al <i>tubing</i> .....	64
Figura 3.29 Conexión de 3 hilos .....	65
Figura 3.30 Control de torque en la conexión de 3 hilos .....	65

Figura 3.32 Perfil de la rosca de 3 hilos .....	66
Figura 3.31 Enchufe desalineado de la conexión de 3 hilos.....	66
Figura 3.33 Elipse de Von Mises para la conexión de 3 hilos .....	67
Figura 3.34 Perfil de la conexión de 3 hilos.....	67
Figura 4.1 Tubería en caballetes .....	68
Figura 4.2 Nivel máximo de almacenamiento de tubería.....	69
Figura 4.3 Inspección del transporte y maniobra de tubería .....	72
Figura 4.4 Izaje de tubería del bancal a la plataforma.....	73
Figura 4.5 Elevadores de tubería.....	74
Figura 4.6 Llave de correa.....	75
Figura 4.7 Guía de emboque .....	76
Figura 4.8 Aplicación de grasa en las conexiones.....	79
Figura 4.9 Medición de tubería .....	80
Figura 4.10 Izado de tubería.....	82
Figura 4.11 Bajada de tubería al pozo.....	83
Figura 4.12 Apriete correcto e incorrecto de conexiones.....	84
Figura 4.13 Medición del torque aplicado a las conexiones .....	86
Figura 4.14 Diagrama convencional de apriete de conexión torque-vuelta .....	87
Figura 4.15 Contacto de hombro en gráfica de apriete .....	88
Figura 4.16 Gráfica con interferencia en su parte inferior .....	89
Figura 4.17 Gráfica con interferencia en su parte superior .....	89
Figura 4.18 Gráfica sin contacto entre sellos .....	90
Figura 4.19 Gráfica con sobretorque.....	91
Figura 4.20 Gráfica con resbalamiento .....	91
Figura 4.21 Exceso de vueltas durante el enrosque.....	92
Figura 5.1 Conexión orientada al <i>tubing</i> HIGH TORQUE.....	96
Figura 5.2 Barrena Ez case.....	97
Figura 5.3 Distribución del liner .....	100



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Grados de acero API más comunes en la industria petrolera .....	19
Tabla 1.2 Criterios de esbeltez .....	22
Tabla 2.1 Resumen de conexiones API.....	40
Tabla 4.1 Dimensiones de drift según diámetro.....	81
Tabla 5.1 Parámetros de referencia en agujero entubado sin bombeo .....	101
Tabla 5.2 Parámetros de referencia en agujero entubado con bombeo .....	101
Tabla 5.3 Parámetros de referencia en agujero descubierto con bombeo .....	102
Tabla 5.4 Registro de los parámetros durante la perforación.....	104
Tabla 3.1 Información técnica de la conexión lisa para <i>liner</i> .....	110
Tabla 3.2 Información técnica de la conexión semilisa integral .....	113
Tabla 3.3 Información técnica de la conexión orientada al <i>tubing</i> .....	117
Tabla 3.4 Información técnica de la conexión de 3 hilos .....	121

## RESUMEN

Esta tesis es una recopilación de información de campo que tiene como objeto encontrar las principales ventajas que se tienen en la industria petrolera al utilizar conexiones premium en las tuberías de revestimiento y producción para desarrollar actividades de reparación, perforación o terminación de pozos de petróleo y gas, buscando ahorros de tiempo e insumos, sin perder de vista los factores técnicos más importantes.

Las conexiones tubulares son las partes más críticas dentro del diseño de tuberías de revestimiento y producción; anteriormente el análisis de esfuerzos en el diseño de las tuberías era evaluado de manera biaxial, sin embargo éste no detallaba todas las fuerzas aplicadas a la tubería.

En la actualidad, los esfuerzos a los cuales están sometidas las tuberías deben ser evaluados de manera triaxial dado el detalle y precisión que proporciona este análisis.

Las razones principales de la importancia de las conexiones tubulares son:

- Más del 90% de las fallas que sufren las sargas de tubería se originan en las conexiones
- Las conexiones representan entre 10% y 50% del costo total del tubular

El capítulo I detalla el marco teórico básico que debe tenerse en cuenta para definir las características necesarias de las tuberías de revestimiento y producción durante el diseño de pozos, así como los conceptos fundamentales que se deben tener para comprender el comportamiento de la tubería y las conexiones cuando se les aplica un determinado esfuerzo.

El Capítulo II da una revisión de las conexiones API que servirá para poder ampliar el criterio y entendimiento sobre la ventaja del uso de conexiones premium en la industria petrolera.

El Capítulo III describe las características principales de las conexiones premium utilizadas en la industria petrolera nacional, es decir, sus capacidades, rangos de fabricación (diámetros, librajes y grados de acero), así como el uso principal que se les da según su desempeño en el diseño de pozos.

En el Capítulo IV menciona las principales prácticas y observaciones de campo llevadas a cabo durante las distintas operaciones donde los límites de las conexiones son parte fundamental.

En el Capítulo V se da revisión a un caso de aplicación en el cual las conexiones tubulares toman una parte principal durante el diseño del pozo.

Finalmente se dan una serie de conclusiones y recomendaciones relacionadas al uso de las conexiones premium en los pozos petroleros.



# 1 CONCEPTOS GENERALES

## 1.1 TÉRMINOS Y DEFINICIONES

### 1.1.1 TUBERÍA

La tubería es un conducto que tiene la función de transportar fluidos a través de ella; en la industria petrolera, existen tres métodos de fabricación de tubería:

- Sin costura (sin soldadura). La tubería es un lingote cilíndrico el cual es calentado en un horno antes de la extrusión. En la extrusión se hace pasar por un dado cilíndrico y posteriormente se hace el agujero mediante un penetrador. La tubería sin costura es la mejor opción para la contención de la presión gracias a su homogeneidad en todas sus direcciones. Además es la forma más común de fabricación y por tanto la más comercial.
- Con costura longitudinal. Partiendo de una hoja de acero que es rolada se obtiene la tubería. La soldadura une los extremos de la placa de acero, por tanto es una soldadura recta que sigue toda una generatriz. Variando la separación entre los rodillos se obtienen diferentes curvas y con ello diferentes diámetros de tubería. Esta soldadura será la parte más débil de la tubería y marcará la tensión máxima admisible.
- Con soldadura helicoidal (o en espiral). La metodología es la misma que el punto anterior con la salvedad de que la soldadura no es recta sino que recorre la tubería siguiendo la tubería como si fuese roscada.

En el diseño de los pozos petroleros, las tuberías sin costura y con costura longitudinal son las más utilizadas.

En el caso de la tubería con costura longitudinal, su uso se enfoca principalmente a las tuberías de etapas conductoras, debido a los valores de resistencia a la tensión que son requeridos a estas profundidades.

Las tuberías sin costura son utilizadas, principalmente, en las etapas superficiales, intermedias y de explotación, dado el proceso de fabricación que les permite tener mayor resistencia a la tensión causada por su mismo peso, en comparación a la tubería con costura.

En el diseño de pozos petroleros, podemos clasificar la tubería en función del uso que tendrá:

Tubería de revestimiento: tubo de acero que es cementado en la ubicación determinada durante el proceso de perforación con el motivo de estabilizar el agujero. El *casing* (como también se le conoce a la tubería de revestimiento) es el principal componente estructural del agujero, además de tener distintas funciones:

- Evita los derrumbes en las paredes del pozo.
- Previene la contaminación de los acuíferos de la intrusión de fluidos de pozo.
- Impide la contaminación proveniente de las zonas problema (sulfhídrico, formaciones salinas, etc.).
- Confina la producción del intervalo seleccionado al aislar la zona productora del agua del yacimiento.
- Suministra un medio para la instalación del equipo de control del pozo, como lo son los preventores o empacadores de producción.
- Permite la instalación de equipo para la terminación del pozo, o para su producción a través de sistemas artificiales de producción.

Tubería de producción (*tubing*): tubo de acero utilizado para producir los fluidos del yacimiento. La tubería de producción es ensamblada con otros componentes de terminación para completar la sarta de producción, la cual debe ser diseñada específicamente para la geometría y características del pozo, características de la producción y fluidos del yacimiento.

Tubería de ajuste o tubos madrina, son tuberías de acero utilizadas para realizar ajustes y espaciamentos en las sargas de producción.

La diferencia entre cada una de ellas está relacionada directamente con el diámetro de la tubería, siendo considerada como *tubing* a la tubería con diámetro exterior nominal igual o menor a 4 ½" y *casing* a la tubería con diámetro exterior nominal mayor a este.

### **1.1.2 CONEXIÓN**

Las conexiones son componentes estructurales y/o mecánicos de la tubería que proveen el enlace entre tubos y/o accesorios, éstas deben ser compatibles con las presiones y fluidos asociados con su

aplicación. Las conexiones de nueva generación (conexiones premium) proveen, como característica principal, la hermeticidad al gas (Fig. 1.1).

Hay varias características genéricas que permiten clasificar las conexiones en diferentes categorías.

La primera es si la conexión es acoplada o integral, es decir, si la caja (hembra) se construye de un tubo aparte o es parte de la misma tubería.

Las conexiones integrales tienen una ventaja evidente con respecto a las acopladas en el sentido de que solamente hay una rosca por conexión, mientras que en las acopladas hay dos. Sin embargo, en algunos casos de las conexiones integrales es necesario realizar recalcos (ensanchamiento del tubo) o deformaciones (suajado/mandrilado) en los extremos de las tuberías para maquinarse adecuadamente la rosca, e incluso el maquinado de la misma en el cuerpo del tubo puede repercutir en el desempeño de la conexión.



**Figura 1.1 Conexiones premium (V&M, 2010)**

Los principales elementos que caracterizan una conexión son:

- Si es acoplada o integral.
- Los diámetros internos y externos (en relación al tubo).
- El tipo de rosca.
- El tipo de sello.
- El hombro o reborde.

Cabe mencionar que en las conexiones acopladas el diámetro interno se mantiene igual al del cuerpo de los tubos que se enlazan, pero el diámetro externo aumenta debido al cople; mientras que las conexiones integrales (Fig. 1.2) pueden tener algunas variantes:

- Externa lisa.
- Externa semilisa.
- Recalcada.



**Figura 1.2 Conexiones integrales (V&M, 2010)**

En general, las conexiones también pueden ser clasificadas en dos grandes grupos en función de la geometría propia de la rosca:

- Conexiones API (Instituto Americano del Petróleo), son las conexiones que se rigen por las normas 5B y 5CT del API, las cuales establecen las especificaciones físicas y mecánicas de las tuberías de revestimiento y producción, así como para el roscado, calibración e inspección de las roscas en las mismas, su principal característica es lograr su “hermeticidad” a través de los propios hilos de la conexión, cabe mencionar que este tipo de conexiones no alcanza ser completamente hermética, lo que representa un riesgo latente durante el diseño y perforación de los pozos dado que la comunicación entre el exterior y el interior de la tubería puede generar descompensaciones de presión que dañen la tubería.
- Conexiones premium, son las que tienen patente y poseen especificaciones confidenciales para su maquinado. La principal característica de estas conexiones es lograr el 100% de

hermeticidad a través de su sistema de sellos metal-metal, mejorando el desempeño mecánico de la misma en comparación con las conexiones API.

### 1.1.3 RELACIÓN ESFUERZO-DEFORMACIÓN

A partir de ensayos destructivos de tensión y compresión, es posible calcular varios valores del esfuerzo y la correspondiente deformación unitaria en una muestra del acero y luego graficar los resultados. La curva resultante se llama diagrama de **esfuerzo-deformación** (Fig. 1.3).

En función de ello, hay dos conceptos que son importantes para la comprensión de puntos futuros en este trabajo:

- **COMPORTAMIENTO ELÁSTICO.** Puede verse que la curva es en realidad una línea recta a través de una región determinada, así que el esfuerzo es proporcional a la deformación. En otras palabras, se dice que el material es linealmente elástico. El límite superior del esfuerzo en esta relación lineal se llama **límite de proporcionalidad**. Si el esfuerzo excede un poco este límite, el material puede todavía responder elásticamente; sin embargo, la curva tiende a aplanarse causando un incremento mayor de la deformación con el correspondiente incremento del esfuerzo. Esto continúa hasta que el esfuerzo llega al **límite elástico (yield strenght)**. Para determinar este punto en cualquier muestra del material, debemos aplicar, y luego retirar, una carga creciente hasta que se detecte una deformación permanente en el mismo. Sin embargo, en el acero rara vez se determina el límite elástico, puesto que está muy cerca del límite de proporcionalidad y, por tanto, su detección es bastante difícil.
- **FLUENCIA.** Un ligero aumento en el esfuerzo más allá del límite elástico provocará un colapso del material y causará que se deforme permanentemente. Este comportamiento se llama fluencia, y es la segunda parte de la curva. El esfuerzo que origina la fluencia se llama **esfuerzo de fluencia o punto de fluencia**, y la deformación que ocurre se llama **deformación plástica**.



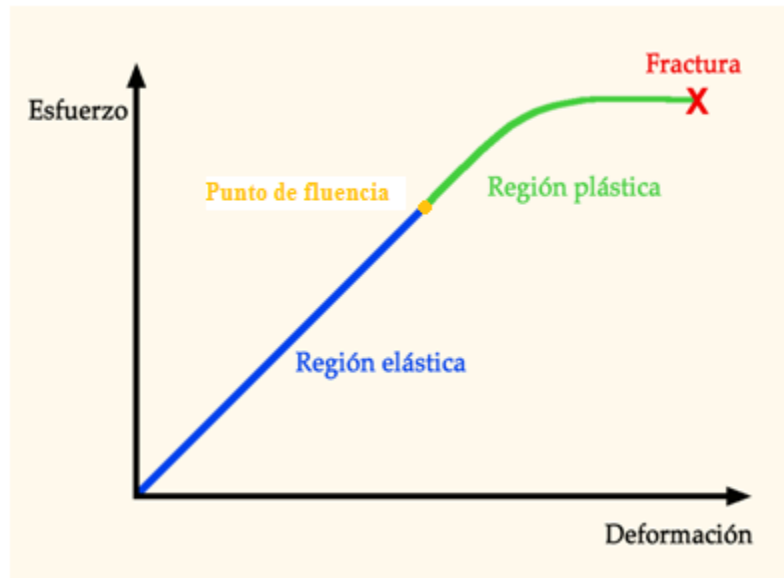


Figura 1.3 Diagrama esfuerzo-deformación (V&M, 2008)

## 1.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO EN LAS TUBERÍAS

Para obtener un programa óptimo del diseño de la tubería de revestimiento se deberán conocer la profundidad del pozo y la densidad del lodo respectiva para esa profundidad. También es importante conocer las propiedades físicas de las tuberías y el tipo de conexiones incluyendo en ellas la resistencia a la presión interna (estallido), a la presión exterior (colapso), a la deformación por efecto de peso (tensión).

El Instituto Americano del Petróleo establece normas para la fabricación de productos que se emplean en la industria del petróleo. Las especificaciones que rigen a los productos tubulares establecen el peso por unidad de longitud (lb/pie o kg/m), el rango de la tubería (R1, R2 y R3), el diámetro exterior, el espesor de tubo, el diámetro de trabajo (drift), el grado de acero, los métodos de fabricación y el tipo de conexión del tubo.

Hay tres rangos de longitud para las tuberías:

- Rango uno (R1) de 4.88 [m] a 7.62 [m].
- Rango dos (R2) de 7.63 a 10.36 [m].
- Rango tres (R3) de 10.37 [m] en adelante.

Los grados de acero son identificados por una letra y números, que determinan la calidad del acero. Los números señalan el mínimo esfuerzo que soporta con una elongación menor del 0.5% y la letra indica la calidad del acero. La siguiente tabla (Tabla 1.1) indica los grados de tubería empleados en la industria:

**Tabla 1.1 Grados de acero API más comunes en la industria petrolera (API, 1980)**

<b>Grado de acero</b>	<b>Mínimo esfuerzo (lb/pg<sup>2</sup>)</b>	<b>Máximo esfuerzo (lb/pg<sup>2</sup>)</b>
H-40	40,000	80,000
J-55	55,000	80,000
K-55	55,000	80,000
C-75	75,000	90,000
L-80	80,000	95,000
N-80	80,000	110,000
C-95	95,000	110,000
P-110	110,000	140,000
Q-125	125,000	150,000

Para que la tubería se encuentre dentro de especificaciones debe ser sometida a la prueba de presión hidrostática que es la más severa y que se basa en 60% u 80% del valor del mínimo esfuerzo a la deformación, este rango de porcentaje es aplicado dependiendo del grado y diámetro de la tubería, es decir para aceros H-40, K-55 y J-55, diámetros de 10 ¾” y mayores se empleará el 60% y para los otros grados de acero y diámetros menores, el 80%.

### **1.2.1 PRESIÓN INTERNA**

El API establece que la presión interna (internal yield pressure) que resiste una T.R. estará en función del diámetro exterior, el espesor mínimo de la pared del tubo y el mínimo esfuerzo a la deformación del material. La siguiente fórmula (desarrollada por Barlow) establece que el valor de la presión interna será:

$$P_i = 0.875 \left( \frac{2Y_p t}{D} \right) \quad (1.1)$$

donde:

$P_i$ = mínima presión interna requerida para causar una deformación permanente (lb/pg<sup>2</sup>)

$\gamma_p$ = mínimo esfuerzo a la deformación del material (lb/pg<sup>2</sup>)

$t$ = espesor mínimo de la pared del tubo (pg)

$D$ = diámetro exterior del tubo (pg)

La presión necesaria interna requerida para reventar una conexión o cople de un tubo tendrá que ser superior a la calculada por la fórmula anterior.

### 1.2.2 PRESIÓN DE COLAPSO

La resistencia al colapso de una tubería es función del diámetro exterior, el espesor de pared y el grado de acero. El API emplea cuatro fórmulas para determinar la presión de colapso, basadas en diferentes tipos de fallas: elástica, transición, plástica y de deformación o cedencia; las cuales están directamente relacionadas al grado de esbeltez de la tubería.

#### 1.2.2.1 COLAPSO CEDENTE

Este tipo de colapso es fuertemente dependiente de la cedencia del material y el espesor de la tubería. Se presenta en tuberías cuyo rango de esbeltez sea menor a 15. La ecuación para determinar la resistencia al colapso es:

$$P_C = 2Y_x \left[ \frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right] \quad (1.2)$$

donde:

$P_c$ = colapso de cedencia (lb/pg<sup>2</sup>)

$Y_x$ = esfuerzo de cedencia

$D$ = diámetro externo (pg)

$t$ = espesor (pg)

### 1.2.2.2 COLAPSO PLÁSTICO

Se basa en 2488 pruebas aplicadas a tuberías K-55, N-80 y P-110. De acuerdo a un análisis de los resultados, todas las tuberías fabricadas de acuerdo a las normas API fallan al aplicarse una presión de colapso mayor a la presión de colapso mínima. La ecuación para determinar la resistencia al colapso plástico es:

$$P_C = Y_X \left[ \frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)^{-B}} \right] - C \quad (1.3)$$

donde:

$P_C$ = colapso de cedencia (lb/pg<sup>2</sup>)

$Y_X$ = esfuerzo de cedencia

$D$ = diámetro externo (pg)

$t$ = espesor (pg)

$$A = 2.8762 + 0.10679 * 10^5 Y_X + 0.2130 * 10^{-10} Y_X^2 - 0.53132 * 10^{-16} Y_X^3$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 * 10^{-6} Y_X$$

$$C = -465.3 + 0.030867 Y_X - 0.10483 * 10^{-7} Y_X^2 + 0.36989 * 10^{-13} Y_X^3$$

### 1.2.2.3 COLAPSO DE TRANSICIÓN

Es obtenido por una curva numérica ubicada entre el régimen elástico y plástico. La presión de colapso mínima entre la zona de transición plástica-elástica se calcula de la siguiente manera:

$$P_C = Y_X \left[ \frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)^{-G}} \right] \quad (1.4)$$

donde:

$P_C$ = colapso de cedencia (lb/pg<sup>2</sup>)

$Y_X$ = esfuerzo de cedencia

$D$ = diámetro externo (pg)

$t$ = espesor (pg)

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left( \frac{3B/A}{2 + B/A} \right)^3}{Y_x \left( \frac{3B/A}{2 + B/A} - B/A \right) \left( 1 - \frac{3B/A}{2 + B/A} \right)^2}$$

$$G = \frac{FB}{A}$$

#### 1.2.2.4 COLAPSO ELÁSTICO

Se basa en la teoría de falla por inestabilidad elástica, este criterio es independiente del esfuerzo de cedencia del material. La presión de colapso elástico mínima se calcula de la siguiente manera:

$$P_C = \frac{46.95 \times 10^6}{\left( \frac{D}{t} \right) \left[ \left( \frac{D}{t} \right) - 1 \right]^2} \quad (1.5)$$

P<sub>c</sub>= colapso de cedencia (lb/pg<sup>2</sup>)

D= diámetro externo (pg)

t= espesor (pg)

Los criterios de esbeltez (D/t) que determinan el tipo de colapso según las características de la tubería se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 1.2 Criterios de esbeltez (API, 1980)**

GRADO	CEDENCIA	PLÁSTICO	TRANSICIÓN	ELÁSTICO
H-40	<16.40	16.40-27.01	27.01-42.64	42.64<
H-50	<15.24	15.24-25.63	25.63-38.83	38.83<
J-K-55 y D	<14.81	14.81-25.01	25.01-37.21	37.21<
-60	<14.44	14.44-24.42	24.42-35.73	35.73<
-70	<13.85	13.85-23.38	23.38-33.17	33.17<
C-75 y E	<13.60	13.60-22.91	22.91-32.05	32.05<
L-80 y N-80	<13.38	13.38-22.47	22.47-31.02	31.02<

<b>GRADO</b>	<b>CEDENCIA</b>	<b>PLÁSTICO</b>	<b>TRANSICIÓN</b>	<b>ELÁSTICO</b>
-90	<13.01	13.01-21.69	21.69-29.18	29.18<
C-95	<12.85	12.85-21.33	21.33-28.36	28.36<
-100	<12.70	12.70-21.00	21.00-27.60	27.60<
P-105	<12.57	12.57-20.70	20.70-26.89	26.89<
P-110	<12.44	12.44-20.41	20.41-26.22	26.22<
-120	<12.21	12.21-19.88	19.88-25.01	25.01<
-125	<12.11	12.11-19.63	19.63-24.46	24.46<
-130	<12.02	12.02-19.40	19.40-23.94	23.94<
-135	<11.94	11.94-19.18	19.18-23.44	23.44<
-140	<11.84	11.84-18.97	18.97-22.98	22.98<
-150	<11.67	11.67-18.57	18.57-22.11	22.11<
-155	<11.59	11.59-18.37	18.37-21.70	21.70<
-160	<11.52	11.52-18.19	18.19-21.32	21.32<
-170	<11.37	11.37-17.82	17.82-20.60	20.60<
-180	<11.23	11.23-17.47	17.47-19.93	19.93<

Cabe aclarar que las fórmulas para el tipo de falla elástica y de deformación o cedencia son del tipo teórico, mientras que las fórmulas para el tipo de falla plástica o de transición se determinaron de datos experimentales.

Otro factor importante que hay que considerar y que es determinante en el diseño, es la fuerza axial a la que está sujeta una tubería. Este fenómeno está determinado por la ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales, que determina una reducción sobre la presión de colapso debida al peso de la tubería.

La ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales es la siguiente:

$$X^2 + XY + Y^2 = 1 \quad (1.6)$$

donde

$$X = \frac{T}{\gamma_p - A_s} \quad (1.7)$$

$$Y = \sqrt{1 - 0.75X^2} - 0.5X \quad (1.8)$$

donde:

As= área de la sección transversal del tubo en la sección considerada ( $\text{pg}^2$ ).

T= tensión o peso de la tubería en la sección considerada (lb).

$\gamma_p$ = mínimo esfuerzo a la deformación del material ( $\text{lb/pg}^2$ )

Para considerar la presión de colapso, en la práctica se asume que la presión que actúa por fuera de la tubería es la resultante de la presión ejercida por la columna de lodo. De esta manera el valor mayor de presión se encontrará en el fondo del pozo y el menor valor en la superficie.

El procedimiento matemático se expresa:

$$P_c = (0.052WL)DF_c \quad (1.9)$$

donde:

$P_c$ = presión de colapso ( $\text{lb/pg}^2$ )

W= densidad del lodo ( $\text{lb/gal}$ )

L= profundidad del pozo (o también una sección considerada, en pies)

$0.052 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$ = gradiente de presión para un fluido cuya densidad es igual a  $1 \text{ lb/gal}$

$DF_c$ = factor de seguridad al colapso en el diseño

A medida que la profundidad disminuye, la presión ejercida por la columna de lodo también disminuye. Por lo tanto una columna de tubería combinada, en pesos y grados, es a menudo empleada, siempre que satisfaga los requerimientos de los factores de diseño, con el menor costo de inversión. Cuando este efecto es considerado, la determinación de las profundidades que deberán de ser introducidas para las diferentes tuberías a usarse se involucra un cálculo de ensayo y error, o bien una solución gráfica.

### 1.2.3 TENSIÓN

La resistencia a la tensión de una tubería es función del área de la sección transversal y de la mínima resistencia a la deformación que depende del grado de acero; resultado de esto es que el cuerpo del tubo es de mucho mayor resistencia que la de la conexión, esta consideración en el diseño depende en gran parte de la resistencia de la unión, en esta tercera se involucra el factor de seguridad a la tensión ( $DF_t$ ) y que es la relación de la resistencia de la conexión propuesta a la carga axial con respecto a la columna de la tubería:

$$DF_t = \frac{JT}{T} \quad (1.10)$$

donde:

JT= resistencia a la tensión de la conexión (lb)

T= tensión o peso de la columna de tubería (lb)

### 1.2.4 FLEXIÓN

Los momentos de flexión debido a pandeo o curvatura del hoyo generan esfuerzos axiales no asimétricos en la tubería. La flexión induce esfuerzos de compresión axial en el lado interno de la curvatura y esfuerzos de tensión axial en el lado externo. La curvatura de un pozo direccional se expresa generalmente en términos de cambio del ángulo del hoyo por unidad de longitud.

## 1.3 ANÁLISIS DE ESFUERZOS TRIAXIALES

Un criterio exacto y ampliamente aceptado para predecir el inicio de la cedencia de materiales isotrópicos (aquellos que tienen las mismas propiedades físicas en cualquiera de sus puntos) dúctiles es la teoría de la energía de distorsión, conocida también como teoría de la energía de cizallamiento o teoría de Hencky-von Mises. La teoría de Hencky-von Mises se basa en conceptos de energía, donde la energía elástica total se divide en dos partes: la que se asocia a los cambios volumétricos que experimenta el material y la que ocasiona las distorsiones por cizallamiento. Se establece el criterio de cedencia para esfuerzo combinado igualando la energía de distorsión por cizallamiento



en el punto de cedencia por tensión pura, a la energía de distorsión por cizallamiento en condiciones de esfuerzo combinado. En la industria petrolera, esta teoría es muy utilizada para predecir la cedencia de materiales isótropos dúctiles debido a su grado elevado de precisión.

### 1.3.1 ESFUERZO PRINCIPAL

En las tuberías, las cargas de fuerza axial y presión generan esfuerzos triaxiales y no biaxiales o monoaxiales, según se podría deducir de las ecuaciones API de capacidad de carga. Los tres esfuerzos principales que experimenta un tubo que se encuentra sometido a cargas de presión y fuerza axial son: axiales, radiales y tangenciales. Además cuando es sometido a torque, también se agrega el esfuerzo de corte o cizallamiento.

#### 1.3.1.1 ESFUERZO AXIAL

El esfuerzo axial en un tubo es equivalente a la fuerza axial que actúa sobre la pieza dividida entre el área transversal del tubo.

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_p} \quad (1.11)$$

donde:

$\sigma_a$ = esfuerzo axial del cuerpo de la tubería (lb/pg<sup>2</sup>)

$F_a$ = carga axial del cuerpo de la tubería (lb)

$A_p$ =área transversal del cuerpo de la tubería (pg<sup>2</sup>)

#### 1.3.1.2 ESFUERZO RADIAL

Evidentemente, los esfuerzos radiales que se producen en las superficies interna y externa del cilindro son de magnitud equivalente a la presión y las cargas de compresión.

$$\sigma_{r,o} = -P_o \quad (1.12)$$

donde:

$\sigma_{r,o}$ = esfuerzo radial del cuerpo de la tubería en la pared externa (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_o$ = presión externa (lb/pg<sup>2</sup>)

$$\sigma_{r,i} = -P_i \quad (1.13)$$

donde:

$\sigma_{r,i}$ = esfuerzo radial del cuerpo de la tubería en la pared interna (psi)

$P_i$ = presión interna (lb/pg<sup>2</sup>)

### 1.3.1.3 ESFUERZO TANGENCIAL

Los esfuerzos tangenciales se calculan a partir de la ecuación de Lamé para cilindros de paredes gruesas.

En el caso del diámetro externo de la tubería:

$$\sigma_{t,o} = \frac{2P_iA_i - P_o(A_o + A_i)}{A_o - A_i} \quad (1.14)$$

donde:

$\sigma_{t,o}$ =esfuerzo tangencial del cuerpo de la tubería en la pared externa (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_i$ = presión interna (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_o$ = presión externa (lb/pg<sup>2</sup>)

$A_o$ =área externa del cuerpo de la tubería (pg<sup>2</sup>)

$A_i$ =área interna del cuerpo de la tubería (pg<sup>2</sup>)

En el caso del diámetro interno de la tubería:

$$\sigma_{t,i} = \frac{P_i(A_o + A_i) - 2P_oA_o}{A_o - A_i} \quad (1.15)$$

donde:

$\sigma_{t,i}$ = esfuerzo tangencial del cuerpo de la tubería en la pared interna (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_i$ = presión interna (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_o$ = presión externa (lb/pg<sup>2</sup>)

$A_o$ = área externa del cuerpo de la tubería (pg<sup>2</sup>)

$A_i$ = área interna del cuerpo de la tubería (pg<sup>2</sup>)

#### 1.3.1.4 ESFUERZO DE CIZALLAMIENTO

El esfuerzo de cizallamiento está determinado por la siguiente expresión:

$$\tau = \frac{Tr}{J} \quad (1.15)$$

donde:

$\tau$ = esfuerzo de cizallamiento en el radio r (lb/pg<sup>2</sup>)

$T$ = torsión aplicada (lb-pg)

$r$ = radio del tubo donde se debe determinar el esfuerzo de cizallamiento (pg)

$J$ = momento polar de inercia (pg<sup>4</sup>)

#### 1.3.2 ESFUERZO EQUIVALENTE VON MISES (ESFUERZO TRIAXIAL)

El enunciado matemático para el cálculo del esfuerzo equivalente, según la teoría Hencky-von Mises, para un cilindro, se expresa de la siguiente manera:

$$\sigma_{VME} = \{0.5[(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_t^2 + \tau_r^2 + \tau_a^2)]\}^{1/2} \quad (1.16)$$

donde:

$\sigma_{VME}$ = esfuerzo triaxial (lb/pg<sup>2</sup>)

$\sigma_a$ = esfuerzo axial (lb/pg<sup>2</sup>)

$\sigma_t$ = esfuerzo tangencial (lb/pg<sup>2</sup>)

$\sigma_r$ = esfuerzo radial (lb/pg<sup>2</sup>)

$\tau_a$ = esfuerzo de cizallamiento axial paralelo al eje radial (lb/pg<sup>2</sup>)

$\tau_t$ = esfuerzo de cizallamiento tangencial perpendicular al eje longitudinal (lb/pg<sup>2</sup>)

$\tau_r$ = esfuerzo de cizallamiento radial perpendicular al eje longitudinal (lb/pg<sup>2</sup>)

### 1.3.3 DETERMINACIÓN DE LA ELIPSE DE ESFUERZOS TRIAXIALES

Resulta difícil evaluar la conveniencia general de un diseño de sarta, particularmente su zona de debilidad, tan sólo examinando los factores de diseño, por lo que se ha desarrollado un método gráfico que permite representar en una gráfica bidimensional la capacidad de carga triaxial del cuerpo de la tubería, su capacidad de carga API y los modos de carga previstos.

El diagrama de capacidad de carga triaxial constituye una representación alterna del esfuerzo equivalente de von Mises del cuerpo de la tubería, pero presentada en formato de fuerza axial y presión interna o externa. Para su aplicación en el campo de ingeniería ha sido resultado de simplificar a partir de la misma teoría clásica de elasticidad el significado de los esfuerzos tangenciales y radiales mediante las ecuaciones de Lamé.

$$\sigma_R = \frac{-P_i r_i^2 (r_o^2 - r^2) - P_o r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad (1.17)$$

$$\sigma_T = \frac{P r_i^2 (r_o^2 + r^2) - P_o r_o^2 (r^2 + r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad (1.18)$$

donde:

Po= presión externa (lb/pg<sup>2</sup>)

Pi= presión interna (lb/pg<sup>2</sup>)

t= espesor (pg)

ri= radio interno (pg)

ro= radio externo (pg)

Ecuación del modelo triaxial

$$\sigma_t = \sqrt{f_3^2 + f_1^2 f_2^2} \quad (1.19)$$

donde:

$$f_1 = \left(\frac{r_i}{r}\right) \frac{\sqrt{3}}{2} (P_o - P_i) \quad (1.20)$$

$$f_2 = \frac{1}{2} \frac{(D/t)^2}{\left(\frac{D}{t} - 1\right)} \quad (1.21)$$

$$f_3 = \sigma_z - \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2} \quad (1.22)$$

El modelo anterior queda representado mediante las variables de presión externa, presión interna, esfuerzo axial, delgadez y cedencia del material.

A fin de determinar la resistencia de las tuberías con este modelo triaxial, se realizan las siguientes consideraciones, o lo que algunos han llamado procedimiento de normalización, el cual permite crear una representación bidimensional de datos tridimensionales.

- 1) Para evaluar la capacidad de resistencia a la falla por colapso:

Suponer la NO existencia de presión por el interior de la tubería.

Simplificar en términos de presión externa la ecuación del modelo triaxial:

$$\sigma_z = -\omega_1 P_o \pm \sqrt{Y_x^2 - \left[ \sqrt{\frac{3}{2}} P_o f_2 \right]^2} \quad (1.23)$$

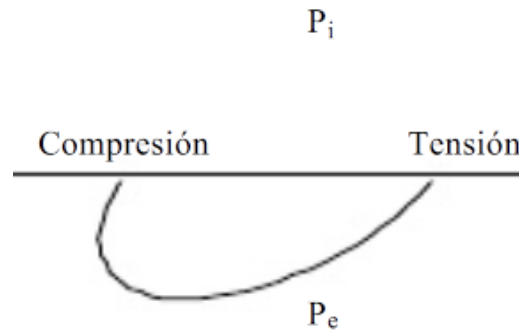
$$P_o = \pm \sqrt{\frac{Y_x^2}{\omega_1^2 + \omega_2^2}} \quad (1.24)$$

donde:

$$\omega_1 = \frac{r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} \quad (1.25)$$

$$\omega_2 = \frac{\sqrt{3}}{2} f_2 \quad (1.26)$$

El resultado de lo anterior representa en forma gráfica una elipse cuyo contorno simboliza la resistencia al colapso para las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Para fines prácticos se utiliza la región del tercer y cuarto cuadrante de la gráfica. Es decir la parte negativa de las presiones resultantes (Fig. 1.4).



**Figura 1.4** Parte inferior del diagrama VME (Fariás, 1998)

- 2) Para evaluar la capacidad de resistencia a la presión por estallamiento:

Suponer la NO existencia de presión por el exterior de la tubería.

Simplificar en términos de presión interna la ecuación del modelo triaxial. Resolver la ecuación cuadrática resultante.

$$\sigma_z = \omega_3 P_i \pm \sqrt{Y_x^2 - \left[-\sqrt{\frac{3}{2}} P_i f_2\right]^2} \quad (1.27)$$

$$P_i = \pm \sqrt{\frac{Y_x^2}{\omega_3^2 + \omega_2^2}} \quad (1.28)$$

Donde:

$$\omega_2 = \frac{\sqrt{3}}{2} f_2 \quad (1.29)$$

$$\omega_3 = \frac{r_i^2}{r_o^2 - r_i^2} \quad (1.30)$$

El resultado anterior lo representa en forma gráfica una elipse cuyo contorno simboliza la resistencia al estallamiento para las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Para fines prácticos se utiliza la región del primer y segundo cuadrante de la gráfica. Es decir, la parte positiva de las presiones resultantes (Fig. 1.5).

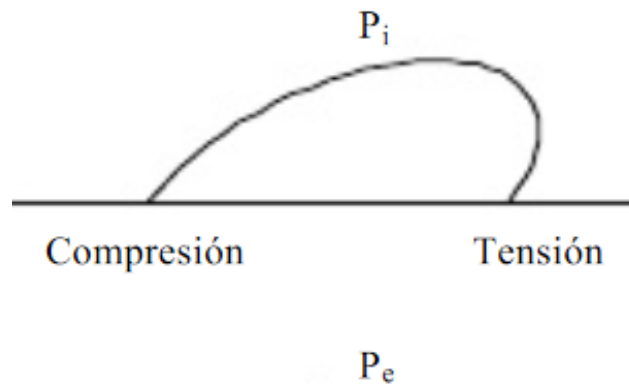


Figura 1.5 Parte superior del diagrama VME (Farías, 1998)

### 3) Representación triaxial:

En forma convencional representar las dos curvas resultantes en un solo gráfico, trazando en el primer y segundo cuadrante la curva que representa la resistencia al estallamiento. Y la segunda curva, que representa la resistencia al colapso, colocarla en el tercer y cuarto cuadrante.

El resultado de aplicar este convencionalismo, genera una elipse que representa los límites de resistencia a la falla por colapso y por estallamiento a las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Es decir, se manejan tres variables para representar la resistencia del material. La cedencia del material queda representada por la magnitud de la elipse (Fig. 1.6).

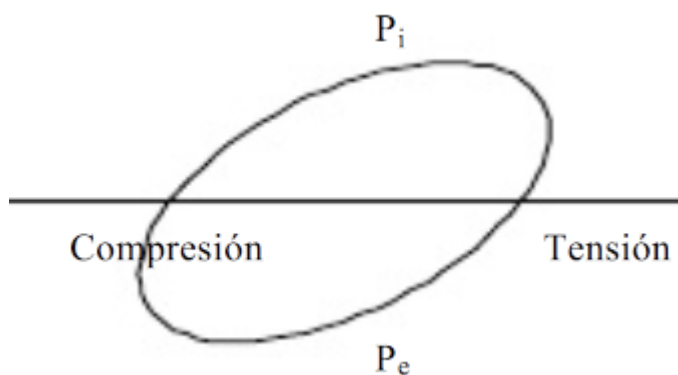


Figura 1.6 Diagrama típico VME (Farías, 1998)

#### 1.3.4 DETERMINACIÓN GRÁFICA DE LA RESISTENCIA DE LAS TUBERÍAS POR CRITERIO TRIAXIAL

Para observar las condiciones de trabajo de una tubería cualitativamente se debe representar simultáneamente, tanto la elipse que representa la resistencia del material, como la trayectoria de cargas de presión vs. carga axial.

Toda condición de carga fuera del contorno de la elipse se dice que está propiciando una condición de falla.

Se traza la trayectoria de carga especificando valores de carga axial, presión interna y presión externa en función de la profundidad. También en este caso, es preciso aplicar un procedimiento de



normalización, ya que estas tres variables no pueden graficarse en una superficie bidimensional (2-D). La carga se grafica fijando en cero la presión que sea menor entre la interna y la externa  $p_i$  y  $p_e$ .

La otra presión se calcula nuevamente utilizando la misma ecuación, donde  $\sigma_{VME}$  y  $\sigma_a$  están definidos por la carga del servicio  $\sigma_{VME}$  es el esfuerzo equivalente real, calculando con los valores originales de presión interna y externa). Tras calcular cada punto a lo largo de la longitud de la sarta, se grafica la presión normalizada en función de la carga axial (Fig. 1.7), por consiguiente, la trayectoria de la carga representa la presión equivalente (interna o externa) que genera el mismo esfuerzo triaxial, para la carga axial definida.

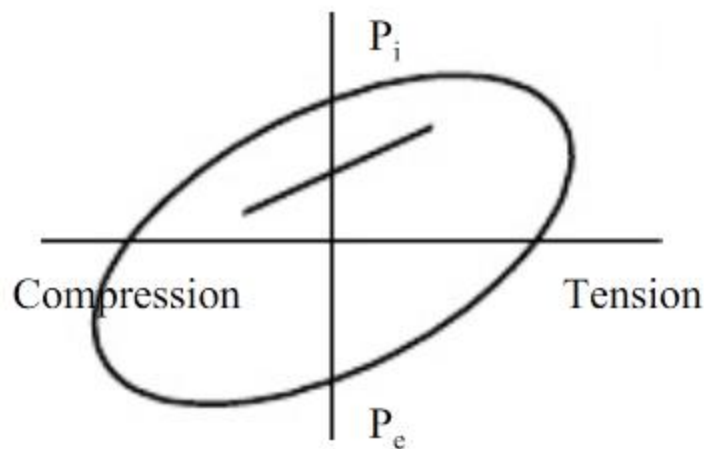


Figura 1.7 Trayectoria correspondiente a una carga (Farías, 1998)

## 2 CONEXIONES API

Las conexiones API son las cuales se rigen por especificaciones del dominio público STD 5B y SPEC 5CT del API. Las especificaciones STD 5B de API sólo cubren las roscas, es decir, los filos que se observan en los extremos de la tubería. Sin embargo, una conexión también comprende el material que la constituye y factores geométricos que no se relacionan con las roscas. Por ejemplo, el diámetro externo y longitud del acoplamiento, no se especifican en STD 5B, sino en la SPEC 5CT de API.

Las roscas y conexiones API para tubería de revestimiento y producción pueden clasificarse de acuerdo a la forma de la rosca (Fig. 2.1), con variaciones que obedecen al diámetro de la tubería, el espesor de las paredes, el grado de acero y la longitud básica de la rosca.

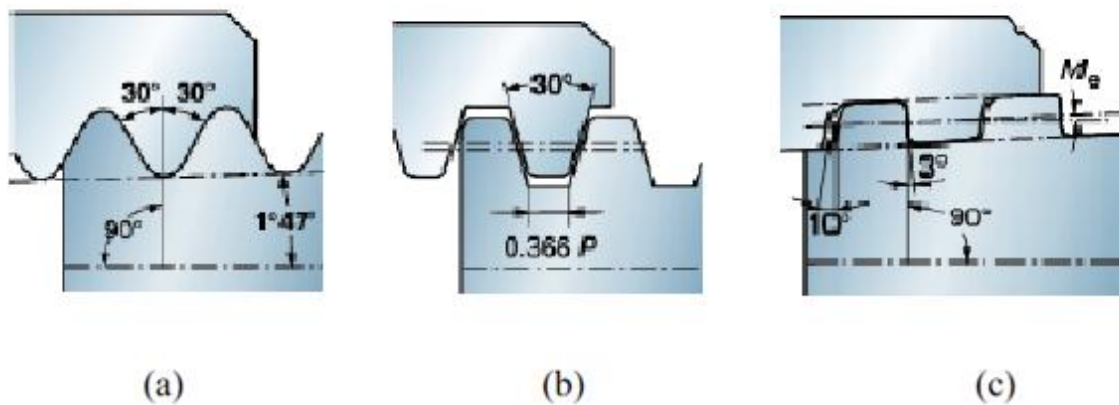


Figura 2.1 Perfiles de rosca API: (a) Rosca Redonda (b) Rosca Extreme Line (c) Buttress (API, 1998)

Las conexiones *Extreme Line* y *Buttress* fueron conexiones patentadas por un tiempo, hasta que pasaron a ser del dominio público API.

## 2.1 ROSCA REDONDA

Éste tipo de roscas fueron las primeras que se utilizaron para conectar tramos de tubos en los inicios de la perforación de pozos petroleros, se fabricaban con hilos en forma de “V” de 60° , con poca o nula conicidad ( $\frac{3}{4}$  de pulgada por pie) y de crestas afiladas sobre el diámetro para todos los tamaños. Debido a que las roscas son construidas en forma ahusada, el esfuerzo aumenta rápidamente a medida que va enroscando la conexión.

En 1939, el comité de estandarización del API para tubo petrolero en Estados Unidos, uniformó las características de la rosca redonda a 8 y 10 hilos por pulgada y la conicidad antes mencionada.

Se conoce como 8 HRR (Ocho hilos rosca redonda) debido a que, en los diámetros más usuales, se fabrica con 8 hilos por pulgada y sus crestas y valles están redondeados, en la Fig. 2.2 se muestra un diagrama del perfil general de la rosca redonda en el cual se observan los ángulos, valles, crestas y flancos.

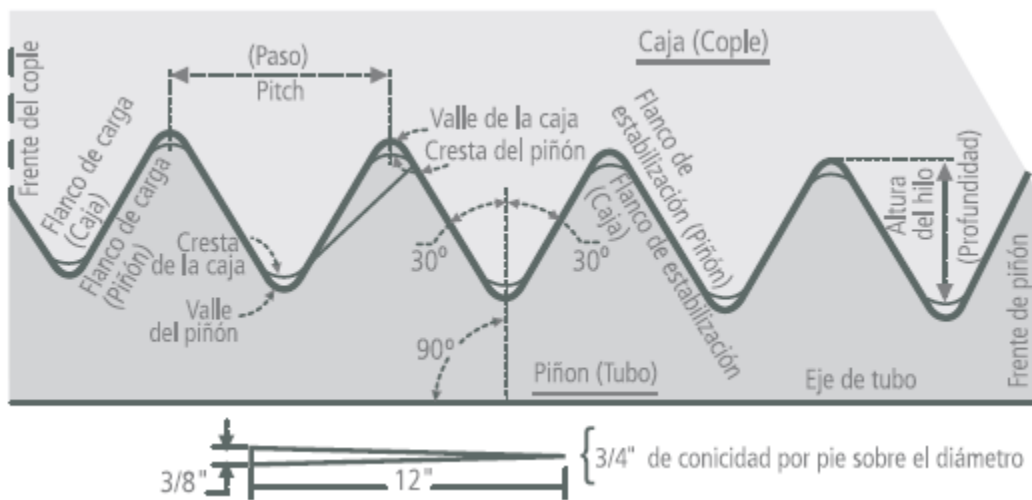


Figura 2.2 Diagrama del perfil general de la rosca redonda (Tenaris, 2006)

Los hilos pueden ser espaciados para dar ocho hilos por pulgada (8HRR) o diez hilos por pulgada (10HRR). Cuando se realiza la conexión, quedan pequeños espacios entre los valles y las crestas de cada rosca. Se debe utilizar una grasa especial que contiene metales en forma de polvo, para reducir las fuerzas de fricción y para proporcionar material que ayude a taponar cualquier espacio vacío y obtener un sello.

Éste tipo de rosca para *casing* y *tubing* ha sido la más popular en toda la historia de la perforación de pozos petroleros. En la actualidad se sigue utilizando en gran escala por las empresas petroleras más importantes en pozos de diversa complejidad, así como para producir todo tipo de fluidos, incluyendo el gas, aunque en realidad no está diseñada para efectuar un sello de alta presión confiable y seguro cuando se manejen gases o líquidos libres de sólidos y de baja viscosidad.

En *tubing*, de 1.050" hasta 4 ½", se maquinan, tanto en tubo liso como recalcado en sus extremos, con 8 y 10 hilos por pulgada (HPP).

En *casing*, de 4 ½" a 20", sólo se fabrican en tubo liso. Únicamente en 8 HPP, se conocen como LTC (*Long Thread Coupled*) o roscas redondas de cople largo y, para tubos con pared delgada, como STC (*Short Thread Coupled*) o roscas redondas de cople corto.

En éstos últimos casos, ambas roscas se pueden conectar y se deben acoplar tomando en cuenta las recomendaciones de posición y torque para la de menor resistencia.

En resumen, éste tipo de rosca se presenta en las conexiones API que se enumeran a continuación:

- **IJ (*Integral Joint*):** Conexión de junta integral de rosca redonda para tuberías de producción, en la cual el diámetro interno y externo de la tubería varían un poco con la finalidad de realizar el maquinado de la rosca.
- **NUE (*Non-Upset tubing thread*):** Conexión acoplada sin recalque exterior para tuberías de producción, en ella el diámetro exterior y el diámetro interior del tubo permanecen constantes.
- **EUE (*External-Upset tubing thread*):** Conexión acoplada con recalque exterior para tuberías de producción, en ella el diámetro exterior de la tubería aumenta y el diámetro interior del tubo permanece constante.
- **STC (*Short thread coupled*):** Conexión acoplada para revestidores con acople corto.
- **LTC (*Long thread coupled*):** Conexión acoplada para revestidores con acople largo. Las conexiones STC y LTC, tienen el mismo diseño básico de junta y rosca. La única diferencia es que la longitud de la rosca y el acople son más largos en la LTC, por lo cual proporciona mayor resistencia a la tensión.

## 2.2 ROSCA TRAPEZOIDAL

La rosca Buttress, rosca trapezoidal, o también conocida como BCN, es una de las primeras conexiones acopladas que apareció en el mercado petrolero mundial durante los años treinta.

Debido a que varias de las conexiones actuales, por ejemplo las roscas premium, basan su diseño en el principio de la rosca BCN, ésta se considera la madre de las conexiones acopladas.

Son roscas cuadradas que presentan un mecanismo de sello y un diseño similar a la rosca API redonda, presentan una conicidad de  $\frac{3}{4}$  de pulgada por pie sobre el diámetro para revestidores de 4  $\frac{1}{2}$  a 13  $\frac{3}{8}$  de pulgada de diámetro y una conicidad de 1 pulgada por pie sobre el diámetro para revestidores de 16 a 20 pulgadas de diámetro; su fabricación está sustentada en las normas API 5B.

En las Fig. 2.3 y Fig. 2.4 es posible observar las medidas y tolerancias, así como el perfil general de la conexión BCN.

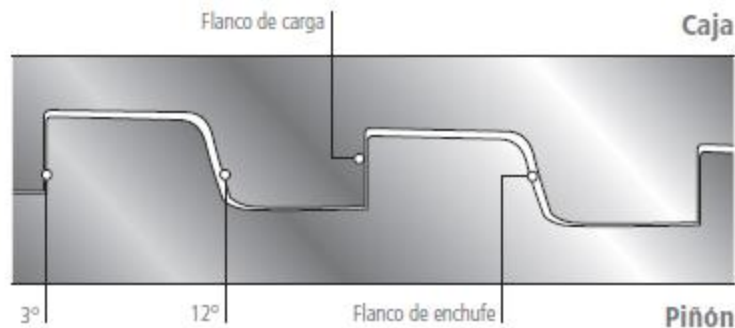


Figura 2.3 Perfil general de la rosca BCN (Tenaris, 2006)

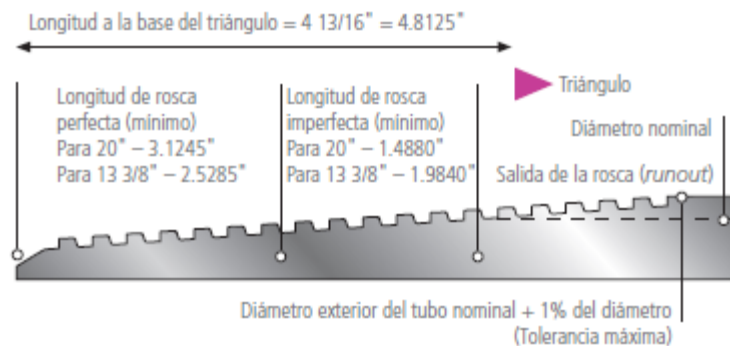


Figura 2.4 Tolerancias de la conexión BCN (Tenaris, 2006)

La BTC es una conexión acoplada para revestidores. El acople tiene mayor longitud que las conexiones de rosca redonda API, y su forma cuadrada contribuye a disminuir el deslizamiento de las roscas y proporciona una alta resistencia a esfuerzos de tensión. Esta conexión es 100% eficiente en la mayoría de los casos.

Ésta conexión debe tener un cuidado especial durante el apriete de la misma, pues es común presentar problemas de trasrosque durante la operación. Una de las características de su apriete es que éste se lleva a cabo de forma geométrica, es decir, que el piñón tiene un triángulo el cuál es importante identificar debido a que éste sirve como referencia. Las siguientes figuras (Fig. 2.5) son las posiciones del triángulo en las cuales se puede lograr el apriete de la rosca Buttress para ofrecer un acoplamiento adecuado.

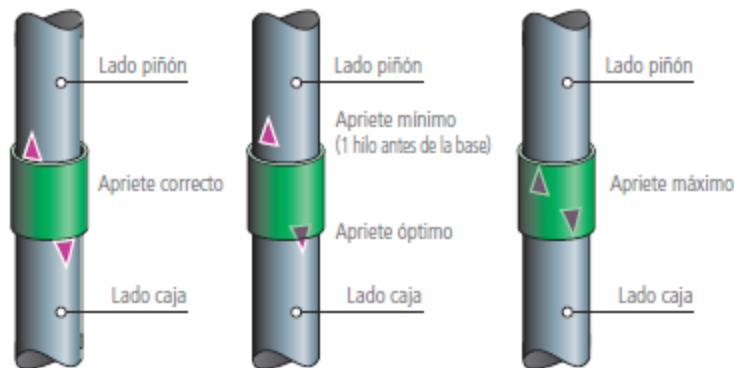


Figura 2.5 Apriete geométrico de la rosca Buttress (Tenaris, 2006)

### 2.3 EXTREME LINE

Son roscas cuadradas que presentan una conicidad de 1 ½ pulgada por pie sobre el diámetro para revestidores de 5 a 7 5/8 de pulgada de diámetro y una conicidad de 1 ¼ de pulgada por pie sobre el diámetro para revestidores de 8 5/8 a 10 ¾ de pulgada de diámetro.

Este tipo de rosca es utilizada en las conexiones XL. Está maquinada sobre la junta de revestimiento de forma integral; pueden soportar cualquier requerimiento de tensión que soporte la tubería. Difiere de las otras conexiones API para revestidores en que es integral por lo cual la pared de la tubería debe ser gruesa cerca de los extremos del revestidor, para proporcionar el metal necesario para maquinar una conexión más fuerte.

El mecanismo de sellado de este tipo de conexión es un sello metal-metal entre el piñón y la caja. Este conector no depende de la grasa para realizar su sello, aunque la grasa simple se usa para lubricación.

En la tabla 2.1 se presenta un resumen de las formas de las roscas y la progresión a conexiones API normalizadas.

**Tabla 2.1 Resumen de conexiones API (API, 1998)**

ROSCA	CONEXIÓN	RASGOS DISTINTIVOS
10 R	IJ	Tubería de producción de 1.315" a 2.063". Longitudes de rosca en función del diámetro.
	NUE	Tubería de producción de 1.050" a 3 1/2". Longitudes de rosca en función del diámetro.
	EUE	Tubería de producción de 1.050" a 1.900". Longitudes de rosca en función del diámetro.
8 R	NUE	Tubería de producción de 4" y 4 1/2". Longitudes de rosca en función del diámetro.
	EUE	Tubería de producción de 2 3/8" y 4 1/2". Longitudes de rosca en función del diámetro.
	STC	Revestidor de 4 1/2" a 20". Longitudes de rosca en función del diámetro y del espesor de las paredes. Apriete en función del grado.
	LTC	Revestidor de 4 1/2" a 20". Longitud de rosca en función del diámetro. Apriete en función del grado.
Trapezoidal	BTC	Revestidor de 4 1/2". Apriete, longitud de rosca.
	BTC	Revestidor de 5" a 7 5/8". Longitud de rosca en función del diámetro.
	BTC	Revestidor de 8 5/8" a 13 3/8".
	BTC	Revestidor de 16" a 20". Forma de rosca, diámetro principal, conicidad.
Extreme-Line	XL	Revestidor de 5" a 7 5/8". Paso restrictivo en paredes livianas, 6HPP, 1 1/2" TPFD, configuración de sello metal-metal.
	XL	Revestidor de 8 5/8" a 10 3/4". Paso restrictivo en paredes livianas, 5 HPP, 1 1/4" TPFD, configuración de sello metal-metal.

## **2.4 RECOMENDACIONES DE USO RELACIONADAS CON LA UTILIZACIÓN DE CONEXIONES API**

- Las conexiones API no deben ser utilizadas para tubería de revestimiento cuando estas tienen que soportar grandes presiones internas como es el caso de operaciones de fracturamiento o cementaciones forzadas, pues son débiles para este tipo de esfuerzos.
- El uso de conexiones STC debe ser limitado a sartas cortas (es decir, de paredes livianas) de tubería de 11 3/4" de diámetro o menor.
- El uso de conexiones LTC debe ser limitado a tuberías de 9 5/8" de diámetro o menores. Si se requiere resistencia a la fuga de gas seco o fluidos claros (es decir, que no sean lodo de perforación) se debe utilizar acoplamientos fosfatizados con zinc pesado o estaño, o en su defecto, utilizar un sellante anaeróbico en ambos extremos teniendo cuidado con la temperatura y las cargas cíclicas axiales.
- El uso de conexiones BTC debe ser limitado a tuberías de 13 3/8" de diámetro o menores. Pueden utilizarse sartas cortas de 16 a 20 tubos siempre y cuando se tengan factores de diseño de tensión superiores al 60% pero no se justifican en casos de equipos de perforación de alto costo diario debido a que son muy difíciles de enroscar, así como de verificar que se ha efectuado un apriete adecuado. Si la hermeticidad al gas o a fluidos claros es absolutamente necesaria, los acoplamientos deberán estar cubiertos por estaño o zinc pesado y conectados hasta por lo menos la base del apriete geométrico.
- Las conexiones X-Line de API cuando se fabrican de conformidad con las especificaciones API se desempeñan con calidad "premium". Desafortunadamente como sus tolerancias son tan precisas, dichas conexiones se venden a precios muy altos y quienes no desean pagar dicho costo adicional, optan por productos que no cumplen con las especificaciones API y por ende podrían no funcionar. Actualmente es posible obtener de diferentes proveedores tuberías con conexiones patentadas que se desempeñan de manera equivalente a los productos X-Line y con costos inferiores a éstas.



- Para tuberías de producción EUE 8R de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2", con las roscas de tolerancia estándar y acoplamientos fosfatizados se deben utilizar sellantes anaeróbicos y compuestos para conexiones (grasa de apriete).
- En los casos que se requiera, se debe utilizar compuesto API sellante que posea un elevado contenido de sólidos o esté constituido por partículas de gran tamaño (superiores a 0.004  $\mu$ g).
- En el caso de los acoplamientos que estén fosfatizados o que sean de grados L-80 o mayores, las conexiones pueden ser utilizadas con compuesto API estándar.
- Las conexiones patentadas, deben ser utilizadas en las aplicaciones de servicios críticos. Si el goteo o comunicación a través de la conexión o una falla estructural son tolerables, así como los ángulos de desviación de los pozos también lo son, entonces no se trata de una aplicación de servicio crítico y esta no deberá requerir el uso de una conexión patentada.

### 3 CONEXIONES PREMIUM

Las conexiones premium fueron desarrolladas en los inicios de los 70's para aplicaciones donde las conexiones estándar integrales y acopladas no tenían un desempeño óptimo. Desde su desarrollo, los distintos tipos de conexiones premium han crecido día a día con la finalidad de cubrir la amplia gama de necesidades técnicas y económicas.

#### 3.1 ENERGIZACIÓN DE LA CONEXIÓN

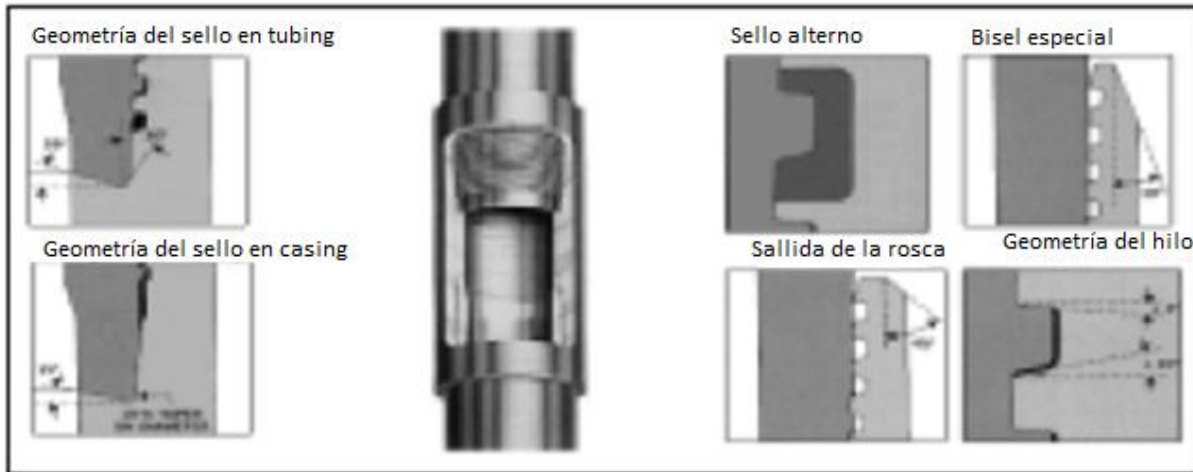
Las conexiones premium se caracterizan principalmente porque en la ingeniería de su diseño tienen un sello llamado “metal-metal”, estos sellos se activan o “energizan” presionando, dentro de los límites determinados por las propiedades de los materiales, las superficies sellantes metálicas entre sí; mientras mayor fuerza se aplique al presionar las superficies entre sí (fuerza normal), mayor será la presión que pueda ser resistida o contenida por la conexión.

Todas las conexiones de sello metal-metal desarrollan cierta cantidad de fuerza normal si se enroscan adecuadamente durante la instalación inicial. En algunos casos, dicha fuerza normal puede ser suficiente para resistir la presión que ha de contener la conexión. En otros diseños, la presión del fluido interno hace aumentar la fuerza normal, lo que a su vez, incrementa la capacidad de sellado. Este aumento puede ser grande o pequeño, dependiendo el diseño de la conexión.

#### 3.2 FAMILIA DE CONEXIONES PREMIUM

La **conexión premium acoplada** (Fig. 3.1) es una conexión acoplada altamente versátil, a través de su sistema de sellos brinda una total hermeticidad al gas para diseños de profundidades medias hasta altas en tuberías de producción y revestimiento. Esta conexión es una mejora del diseño de la primera conexión premium dentro de la gama de conexiones de alto desempeño. La conexión está disponible para tuberías *casing* y *tubing*, en las cuales tiene una geometría distinta en el área del sello (Fig. 1.3); en el caso del *tubing*, el sello tiene un ángulo de 30°, mientras que en las conexiones de *casing* el ángulo es de un valor de 10% de las dimensiones de la conicidad, sin embargo el perfil de la conexión es el mismo (ángulo de las crestas y valles de los hilos) para todos los diámetros

disponibles. Es posible solicitar un bisel especial al fabricante de la conexión, el cual es de 20° y permite reducir el arrastre durante la introducción de la tubería al pozo.



**Figura 3.1 Diagrama general de la conexión premium acoplada (V&M, 2005)**

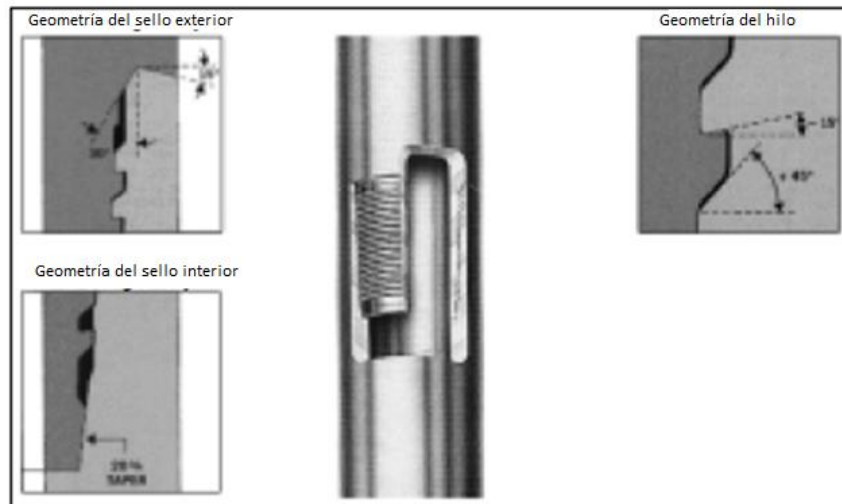
**Conexión de ambientes críticos** (Fig. 3.2) es una conexión acoplada ideal para aplicaciones que requieran total hermeticidad en ambientes altamente corrosivos (All Critical Enviroment), así como pozos profundos. También tiene un gran desempeño para aceros al carbón y tubería de cedencia controlada. Esta conexión está disponible en un rango de diámetros desde 2 3/8” hasta 8 5/8”, en los cuales no hay un cambio significativo en la geometría para cada diámetro. Al igual que todas las conexiones, esta cuenta con un sello que permite la hermeticidad total de la conexión, el cual es de 10% de la conicidad de la conexión en proporción al diámetro del cuerpo del tubo. La parte principal del diseño de esta conexión es el hilo enganchado de -3°, el cual permite soportar grandes cargas de peso o tensión a la conexión, lo cual permite su uso en pozos ultra profundos.

La **conexión lisa para liner** (Fig. 3.3) es una conexión integral 100% lisa en el interior y el exterior, la cual brinda un enlace esbelto con una máxima resistencia a los esfuerzos combinados, principalmente enfocada a aplicaciones de *liner*, *casing* de profundidades moderadas y sartas de producción muy esbeltas de profundidades medias. Dentro del mercado de las conexiones premium, ésta conexión es la que tiene un menor costo, debido a que su proceso de maquinado es más sencillo al no presentar ninguna deformación en el diámetro exterior, lo cual le da la característica de ser completamente lisa al interior y al exterior. La geometría de sellos y hombro de torque que presenta ésta conexión es la misma para todos los diámetros en los que se encuentra disponible, guardando la

proporción según su tamaño. Desafortunadamente las principales limitantes de esta conexión son su baja resistencia a la compresión y su poca resistencia a la flexión. En el campo, una de las principales características de ésta conexión es la facilidad para detectar los sobretorques, debido a que el hombro de apriete se presenta en el exterior de la conexión, siendo de ésta manera una fácil detección visual.



**Figura 3.2 Diagrama general de la conexión de ambientes críticos (V&M, 2005)**



**Figura 3.3 Diagrama general de la conexión lisa para liner (V&M, 2005)**

La **conexión semilisa integral** es una conexión integral para tuberías de revestimiento maquinada en extremo semi-liso sin llegar a un recalque total de la tubería. El diseño combina un diámetro prácticamente liso con una alta eficiencia a la tensión, conservando así, una excelente integridad estructural. Esta conexión es ideal para tuberías de revestimiento intermedias y de producción, *liners*, *tie back* y complementos en cualquier tipo de pozos. El perfil de la rosca presenta un hombro de torque intermedio a 90°, lo cual le permite resistir grandes esfuerzos de torque sin llegar a ser una conexión de alto torque, dado que ésta parte es la que recibe la mayor cantidad de energía. Por los casos presentados a nivel general, es posible utilizar ésta conexión en aplicaciones donde se requiera la rotación de la sarta, siempre y cuando no se supere el par de apriete máximo, algunos de estos casos pueden incluir el entrapamiento de la sarta por parte de la formación o incluso la conformación del agujero previa introducción de la tubería de revestimiento, cabe señalar que en muchos casos de los antes mencionados, no es la propia conexión la limitante a la rotación, sino los valores de resistencia a la torsión de los accesorios con los cuales se diseña la sarta (zapatas, equipo de flotación, colgador de *liner*). Como toda conexión integral premium, presenta dos sellos, uno externo y uno interno, los cuales sirven para generar la hermeticidad en necesaria según se requiera.

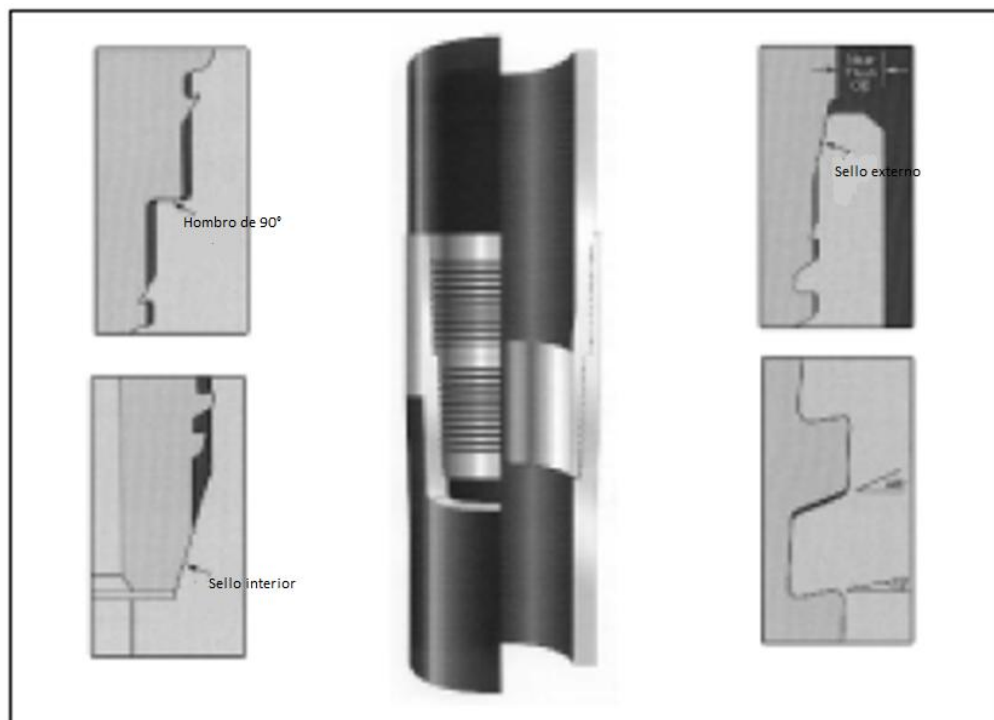
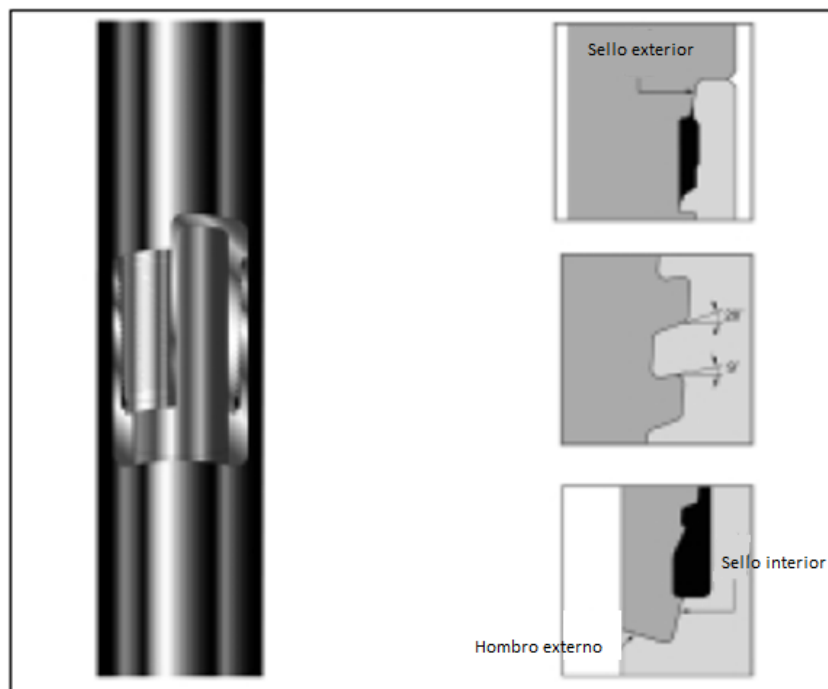


Figura 3.4 Diagrama general de la conexión semilisa integral (V&M, 2005)

La conexión **MUST** (Fig. 3.5) es una conexión lisa de espesor robusto diseñada para presiones externas extremas, como lo son algunos intervalos arcillosos y formaciones de domos salinos, los cuales generan esfuerzos de alto colapso en la conexión y tubería. La particularidad de ésta conexión radica en el diseño de la rosca, esto se debe a que la longitud de la conexión es mayor a las demás, lo cual repercute específicamente en la cantidad de tubo desbastado para su maquinado, generando así una mayor cantidad de hilos que conforman la conexión, el cual se ve reflejado directamente en el espesor de la conexión. Al igual que la mayoría de las conexiones premium, la forma del hilo es de gancho, parte en la que se concentran todos los esfuerzos de tensión en la conexión.



**Figura 3.5 Diagrama general de la conexión MUST (V&M, 2005)**

La conexión premium **PRO** (Fig. 3.6) es una conexión acoplada de gran versatilidad, pues brinda una excelente hermeticidad al gas para aplicaciones de profundidades medias y profundas en tuberías de producción y revestimiento, esta conexión fue diseñada principalmente para reducir los costos relacionados con el equipo de perforación a través de mejoras que facilitan el manejo de la conexión, reduciendo el tiempo de introducción y apriete de la conexión. Ésta conexión es una versión modificada de la conexión premium acoplada, en la cual el cambio principal radica en el

espesor del hilo, lo cual reduce la cantidad de hilos por conexión, logrando de ésta manera que el ensamble por conexión se lleve a cabo en menos tiempo. Esta conexión tiene su hombro de torque en el contacto piñón-piñón dentro del cople, lo cual se debe a la ausencia de cinturón de hombro en el cople, permitiendo así una mayor resistencia a la torsión en la conexión.

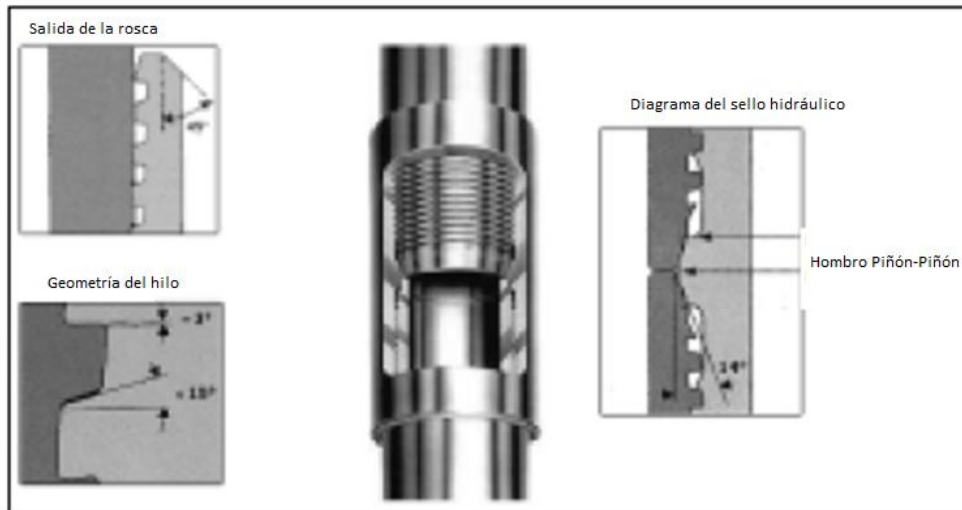


Figura 3.6 Diagrama general de la conexión premium PRO (V&M, 2005)

La **conexión SL** (Fig. 3.7) es una conexión acoplada, la cual combina un diámetro externo semiliso con una máxima resistencia a la tensión, diseñada para tuberías de revestimiento corridas y *liners* de espesores medios y altos, desempeñando una máxima resistencia a la tensión con un diseño esbelto. Su principal aplicación se enfoca a los revestidores de producción, *liner*, *tie back* y complementos en pozos de altas presiones y temperaturas. A diferencia de las demás conexiones acopladas, el diseño de este cople permite que la conexión sea más esbelto, sin embargo la resistencia a la tensión de la conexión es menor, aunque la relación esbeltez/resistencia presenta un excelente desempeño debido a que el contenido de hilos por conexión es mayor a la conexión premium acoplada, lo cual también se ve reflejado en una mayor longitud del acoplamiento. La principal desventaja que presenta ésta conexión es la mínima resistencia a los esfuerzos de torque, dado al ser una conexión de diseño esbelto, el hombro de torque se ve reducido en capacidad.

La **conexión acoplada de espesor robusto** (Fig. 3.8) es una conexión acoplada de gran espesor diseñada para tuberías de revestimiento que requieran una máxima resistencia a la tensión, su mejor desempeño se da en tuberías de revestimiento superficiales y de producción en pozos de alta presión y temperatura. Dado al gran espesor del cople, la conexión permite soportar más del 100% del valor de la resistencia a la tensión del cuerpo del tubo así como la reducción de los esfuerzos circunferenciales, lo que le permite tener un excelente desempeño a condiciones de altas presiones y altas temperaturas.

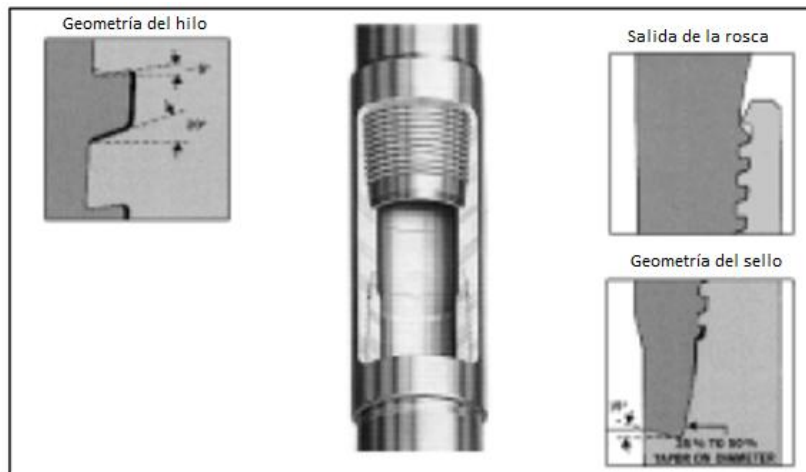


Figura 3.7 Diagrama general de la conexión premium SL (V&M, 2005)

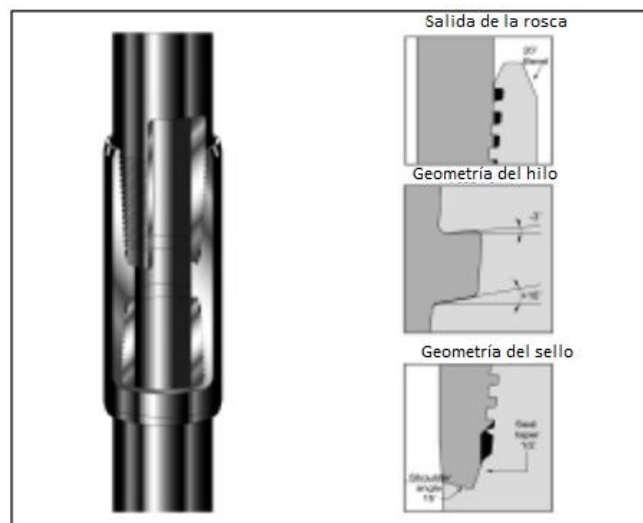
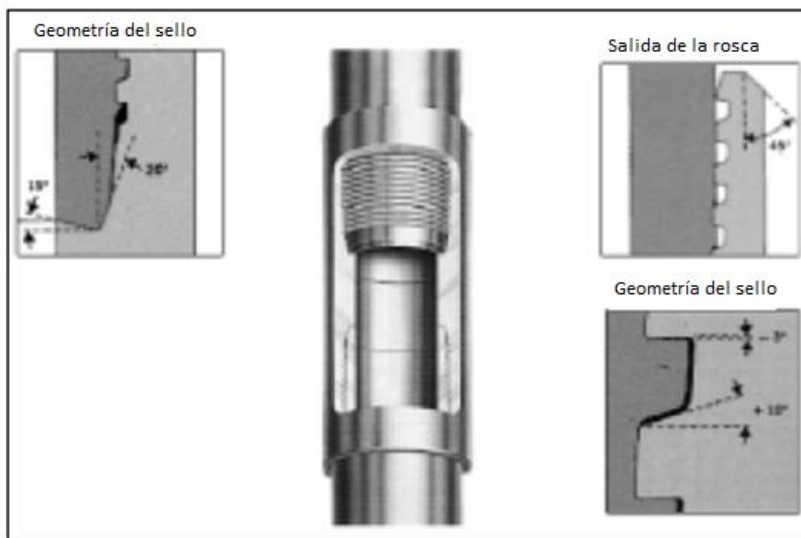


Figura 3.8 Diagrama general de la conexión acoplada de espesor robusto (V&M, 2005)



La **conexión orientada al tubing** (Fig. 3.9) es una conexión acoplada ideal para tuberías de revestimiento y producción de diámetros externos grandes, ésta brinda excelente hermeticidad al gas bajo las condiciones más severas, incluyendo pozos de grandes profundidades, pozos altamente desviados y demás ambientes de condiciones hostiles. Esta conexión tiene 2 variantes principales: High Torque (HT) y High Compression (HC) la ventaja que brinda la conexión HT es un refuerzo en la capacidad de torque que es necesaria en *liners* y terminaciones donde se requiera un alto torque debido a operaciones rotatorias, mientras que la principal ventaja que brinda HC es una mayor resistencia a la compresión que se requiere debido a efectos de presión y temperatura.



**Figura 3.9 Diagrama general de la conexión orientada al tubing (V&M, 2005)**

La **conexión de 3 hilos** (Fig. 3.10) es una conexión acoplada para tubería de revestimiento superficial e intermedia, la cual fue diseñada para reducir el costo de operación en los equipos de perforación debido a que los tiempos requeridos durante la introducción son menores dado que su diseño evita el trasroscado de conexiones, y permite un rápido apriete dado que no es necesario el total alineamiento de la conexión. Como su propio nombre lo dice, ésta conexión tiene 3 hilos por cada pulgada de rosca maquinada, lo cual permite que durante la introducción de sartas de revestimiento se puedan reducir tiempos por ensamble. El equivalente de ésta conexión dentro del segmento API es la conexión Butress, sin embargo la ventaja de la conexión de 3 hilos radica en el ahorro de tiempo operativo gracias al rápido ensamble y casi nulos casos de trasrosque. En el caso de esta conexión, no se cuenta con hombro de torque dado que el diseño del cople permite que los

piñones conectados topan directamente dentro del acoplamiento causando un efecto de energización entre piñones.

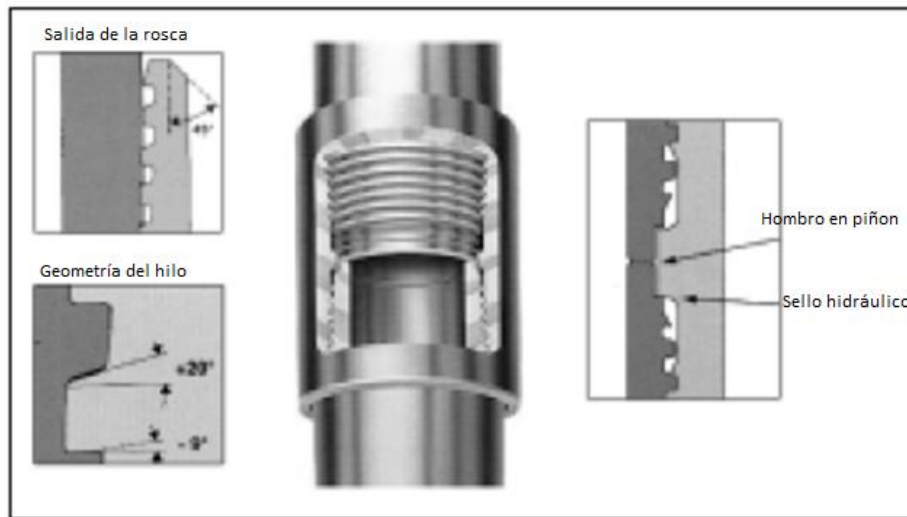


Figura 3.10 Diagrama general de la conexión de tres hilos (V&M, 2005)

La **conexión lisa de alto torque** (Fig. 3.11) es una conexión integral completamente lisa por el interior y el exterior que brinda una sarta de revestimiento totalmente esbelta, su principal aplicación se enfoca a operaciones donde se requieran altos valores de torque como lo son la perforación con *casing*, rotación del *liner* con la finalidad de mejorar la cementación en pozos altamente desviados y pozos de altas presiones y temperaturas. Ésta característica es posible debido al diseño de los hilos de la conexión; la mayoría de las conexiones premium tienen un hombro de torque que les permite energizar la conexión, éste hombro de torque es una parte ajena a los hilos de la conexión; en el caso de la conexión lisa de alto torque, los hilos de la propia conexión tienen la función de hombro de torque, dado que su diseño se llama “cola de paloma”, el cuál le permite absorber directamente toda la energía de torque a cada uno de los hilos de la conexión y por ende éste esfuerzo no recae directamente en una sola parte de la conexión. Su diseño interior y exterior permite que la conexión mantenga un perfil liso, cabe mencionar que dentro del segmento de las conexiones integrales, ésta es la única considerada de alto torque. La conexión tiene propiamente un sello intermedio y otro externo, los cuales permiten que la hermeticidad de la conexión se logre en la primera mitad de la conexión.

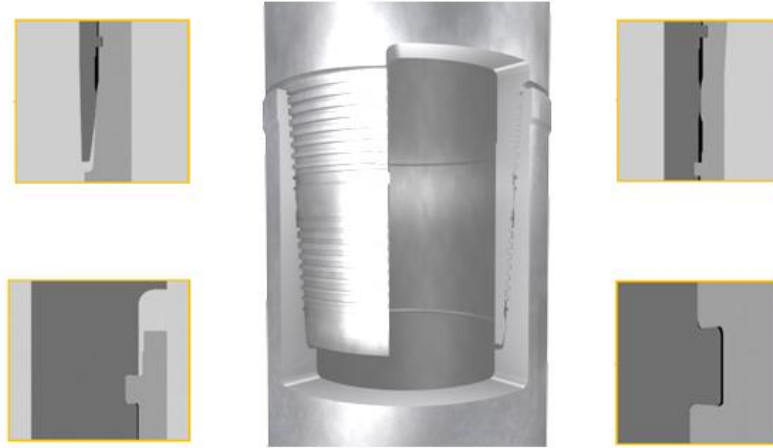


Figura 3.11 Diagrama general de la conexión lisa de alto torque (V&M, 2005)

### 3.3 CONEXIONES PREMIUM UTILIZADAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL

En la industria petrolera mexicana es difícil encontrar todas las conexiones antes mencionadas, dado que existen algunas limitantes que no nos permiten utilizar las mismas. Dentro de las principales limitantes que nos encontramos para hacer uso de éstas son:

- **El factor técnico.** Si bien la necesidad de encontrar solución técnica a los retos que se encuentran actualmente vigentes nos permite explotar al máximo las características técnicas de cada una de las conexiones antes mencionadas, en México aún no es posible realizar el maquinado de las mismas.
- **El factor logístico.** Aunado a lo anterior, es posible maquinar la tubería en plantas de roscado fuera de México, sin embargo la logística del transporte de la tubería resulta complicada, dado que la cantidad de tubos necesarios encarece y dificulta el transporte de los mismos.
- **El factor económico.** Independiente a los factores anteriores, en muchas ocasiones a las plantas de roscado nacionales no les es redituable el maquinado de ciertas conexiones, por lo que la distribución de las mismas resulta complicada dado que en estos casos no son proyectos rentables para las plantas donde se elaboran las roscas.

Conjugando los factores anteriores, podemos determinar y analizar las conexiones premium disponibles para la industria petrolera nacional:

- Conexión lisa para *liner*
- Conexión semilisa integral
- Conexión orientada al *tubing*
- Conexión de 3 hilos

## 3.4 CONEXIÓN LISA PARA LINER

### 3.4.1 DISEÑO LISO INTEGRAL

La conexión lisa para liner (Fig. 3.12) es una conexión integral maquinada en los extremos de tubería completamente lisa con un diámetro exterior de la conexión del mismo tamaño que el del cuerpo del tubo. Su rango de fabricación va de 2 3/8" a 11 7/8" para aplicaciones donde se requiera tubería esbelta, como lo son tubería de producción en agujeros pequeños, *liners* de perforación y *tie backs* en tamaños medios, así como *liners* de contingencia en diámetros grandes de tubería de revestimiento. Todas las características de la conexión aquí señaladas aplican para cualquier diámetro disponible de la misma.



Figura 3.12 Conexión lisa para liner (V&M, 2005)

### 3.4.2 HOMBRO DE TORQUE EXTERNO

El diseño de torque de hombro externo con ángulo invertido ( $15^\circ$ ) permite detectar de manera visual cualquier deformación de la conexión causada por sobreapriete, así como detectar de manera sencilla el momento en el cual la conexión energiza (Fig. 3.13).

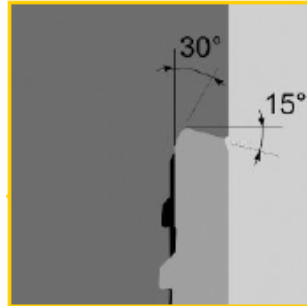


Figura 3.13 Hombro de torque y sello de la conexión lisa para *liner* (V&M, 2009)

### 3.4.3 SISTEMA DE SELLOS MÚLTIPLES

Esta conexión está compuesta por dos sellos metal-metal (uno externo con ángulo de  $30^\circ$  y otro interno con ángulo del 20% (Fig. 3.14) de la conicidad de la conexión) trabajan de manera independiente, los cuales le permiten al tubo conservar su integridad contra las presiones causadas por las formaciones y los espacios anulares. Este sistema de sellos asegura la hermeticidad total de la conexión soportando el 100% de los valores de la resistencia a la presión interna y a la presión de colapso del cuerpo del tubo.

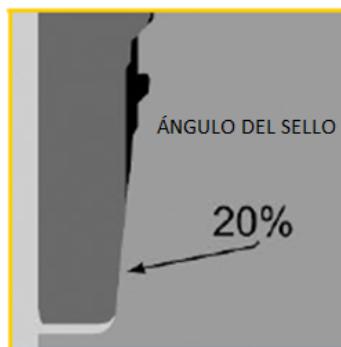


Figura 3.14 Sello interno universal de 20% de la conexión lisa para *liner* (V&M, 2009)

### 3.4.4 DISEÑO DE LA ROSCA

Con la finalidad de que la conexión tenga una resistencia máxima, ésta conexión se diseñó para soportar un rango del 65% al 70% de eficiencia a la tensión con respecto al cuerpo del tubo para espesores medios, así como una resistencia a la compresión de un 40% promedio de la resistencia a la tensión de la conexión. El flanco de carga de la rosca tiene un ángulo inverso de 15° para que la conexión soporte los esfuerzos de tensión, de manera análoga, el flanco de alivio tiene un ángulo positivo de 45° (Fig. 3.15) que evita trasrosque durante el apriete, mejorando los tiempos de apriete durante la introducción de sartas de tubería con esta conexión.

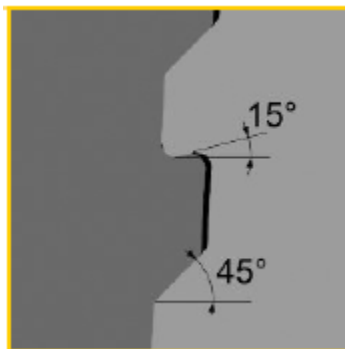


Figura 3.15 Perfil general de la rosca de la conexión lisa para *liner* (V&M, 2009)

### 3.4.5 PERFIL DE LA CONEXIÓN

El diámetro externo de la conexión 100% liso (Fig. 3.16), dado que durante su maquinado no es necesario recalcar los extremos de la tubería, respecto al diámetro interno, este es libre de rebordes lo cual permite conservar la rugosidad del tubo ayudando al flujo de fluidos a través de la conexión, y permitiendo así una resistencia a la flexión de hasta 10°/100 pies.

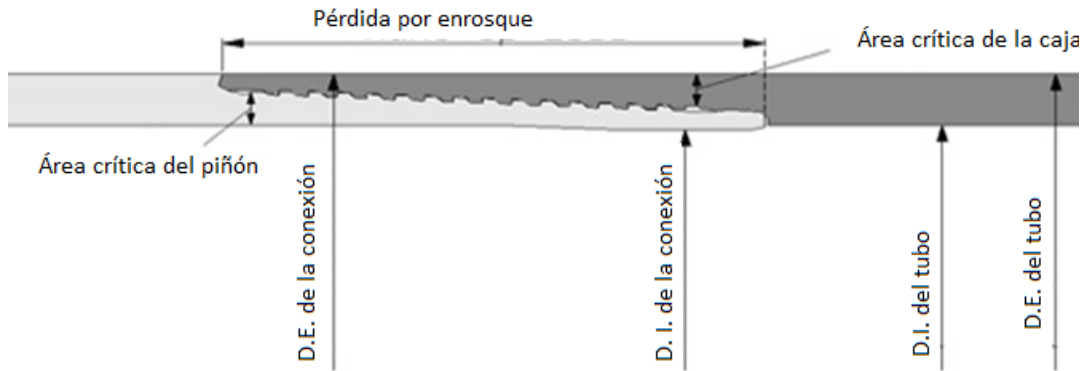


Figura 3.16 Perfil de la conexión lisa para *liner* (V&M, 2009)

### 3.4.6 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CONEXIÓN LISA PARA LINER

La tabla 3.1 del APÉNDICE A contiene la información técnica más relevante de la conexión en función del diámetro nominal externo de los tubos, los librajes de los mismos y su grado de acero.

## 3.5 CONEXIÓN SEMILISA INTEGRAL

### 3.5.1 DISEÑO SEMILISO INTEGRAL

La conexión semilisa integral (Fig. 3.17) es una conexión integral roscada en los extremos de la tubería con un diámetro exterior muy cercano al diámetro exterior nominal del cuerpo del tubo.

El rango de fabricación de esta conexión va de 4 ½” hasta 13 5/8” para las aplicaciones que requieran un diseño esbelto como la tubería de producción en agujeros pequeños, *liners* de perforación y *tie backs* de tamaños medianos, así como *liners* de contingencia en diámetros grandes de tubería de revestimiento.

### 3.5.2 SISTEMA DE SELLOS MÚLTIPLES

Un sistema de sellos, uno interno y otro externo (Fig. 3.18), los cuales trabajan de manera independiente uno del otro le otorgan a la conexión una hermeticidad total al gas, la cual soporta al

100% los valores de presión interna y externa del cuerpo del tubo. El ángulo de ambos sellos está en función de la conicidad de la conexión, ya que en proporción, cuentan con 30% de su conicidad.



Figura 3.17 Conexión semilisa integral (V&M, 2009)

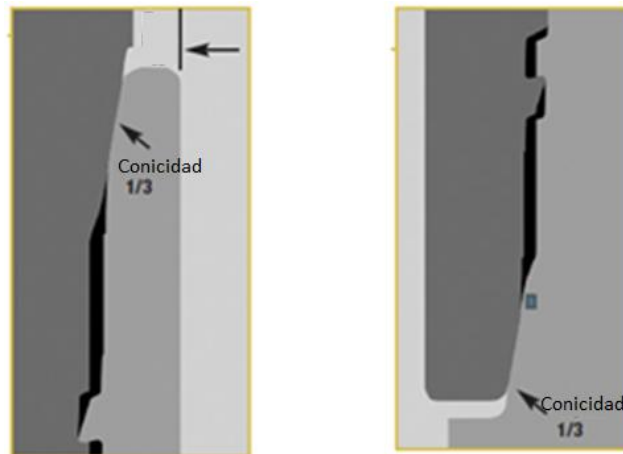


Figura 3.18 Sellos de la conexión semilisa integral (V&M, 2009)

### 3.5.3 DISEÑO DE LA ROSCA

Con la finalidad de optimizar la resistencia de la conexión, ésta conexión ha sido diseñada para soportar rangos de tensión del 70% al 80% con respecto a los valores cedentes del cuerpo del tubo



en espesores medianos (Fig. 3.19). El flanco de carga de los hilos de la rosca tiene un ángulo invertido de  $10^\circ$ , el cual ayuda a la conexión a mantenerse bajo tensión; mientras que el flanco de alivio es de  $25^\circ$  positivos, el cual permite un rápido enchufe libre de problemas de trasrosque; dando como resultado que la conexión tenga una resistencia a la flexión de  $20^\circ/100$  ft (Fig. 3.20).

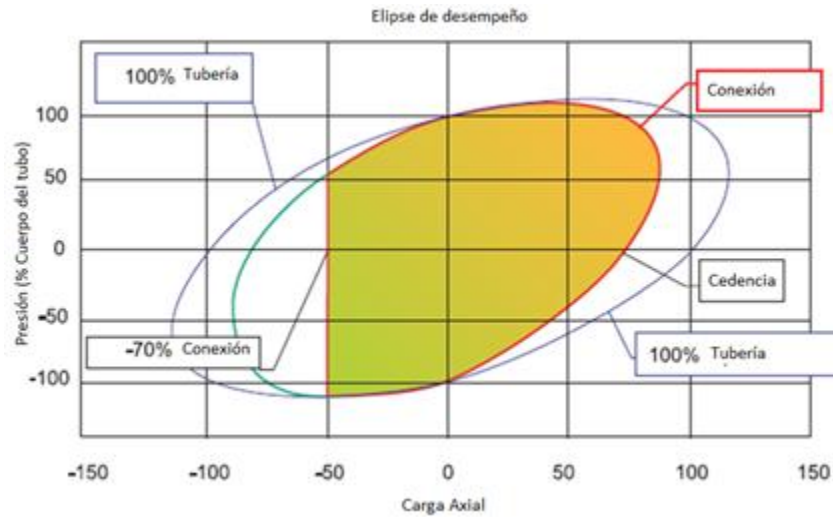


Figura 3.19 Elipse de Von Mises para la conexión semilisa integral (V&M, 2009)



Figura 3.20 Perfil general de la rosca semilisa integral (V&M, 2009)

### 3.5.4 DISEÑO DEL HOMBRO DE TORQUE

Esta conexión tiene el hombro de torque intermedio a  $90^\circ$  (Fig. 3.21), lo cual permite que la conexión tenga una eficiencia a la compresión del 70% del valor de la tensión de la conexión,

permitiendo de esta manera tener grandes tolerancias en aplicaciones que requieran valores de torque por encima de los comunes, como lo son inestabilidades en el agujero que requieran el uso de zapatas rimadoras o perforadoras, o pruebas de rotación al aire de la sarta de revestimiento.

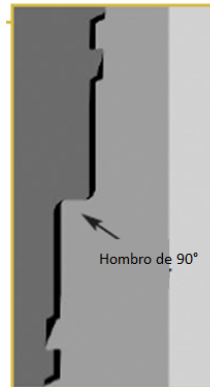


Figura 3.21 Hombro de torque de la conexión semilisa integral (V&M, 2009)

### 3.5.5 PERFIL DE LA CONEXIÓN

El diámetro externo de esta conexión tiene una expansión de entre el 2% y el 3% según el diámetro y libraje del cuerpo del tubo, de este modo, se considera que la conexión semilisa integral es una conexión semilisa (Fig. 3.22), sin llegar a ser recalcada; a su vez, el diámetro interno de la conexión es el mismo que el interior nominal del tubo lo cual permite que el perfil interno sea liso, lo que permite que el flujo a través de la conexión no se vea afectado por la misma.

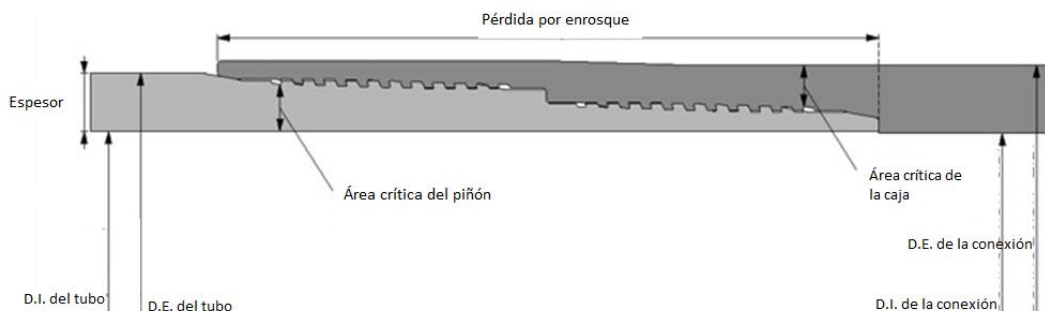


Figura 3.22 Perfil de la conexión semilisa integral (V&M, 2009)

### 3.5.6 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CONEXIÓN SEMILISA INTEGRAL

La tabla 3.2 del APÉNDICE A contiene la información técnica más relevante de la conexión en función del diámetro nominal externo de los tubos, los librajes de los mismos y su grado de acero.

## 3.6 CONEXIÓN ORIENTADA AL TUBING

### 3.6.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

Esta es una conexión acoplada de rosca desvanecida (Fig. 3.23), la cual es cubierta en su totalidad por el cople; el cual al ser de un diámetro mayor al del cuerpo del tubo, permite que la eficiencia a la tensión tenga un desempeño mayor al 100%. Esta conexión es utilizada principalmente en el diseño de aparejos de producción, los cuales requieren una conexión que sea completamente hermética y tenga un excelente comportamiento bajo cargas combinadas.



Figura 3.23 Conexión orientada al tubing (V&M, 2009)

### 3.6.2 SISTEMA DE SELLOS

El sello de esta conexión cuenta con ángulo de 20° (Fig. 3.24), el cual trabaja completamente para lograr la total hermeticidad de la conexión aún bajo cargas combinadas, un ejemplo claro de esto son los pozos altamente desviados, de diseño horizontal o alcance extendido.

La geometría propia del sello permite que el mismo no se vea afectado en caso de presentarse un desgarre de la conexión o un trasosque, incluso en casos en los cuales la conexión sea sometida a aprietes y quiebres constantes, como lo es el caso de la introducción y recuperación de aparejos de producción.

Los rangos de fabricación de dicha conexión van desde los 2 3/8" hasta las 13 3/8" de diámetro.

### 3.6.3 HOMBRO DE TORQUE INTERNO

En el caso de esta conexión, su hombro de torque se localiza en el interior de la misma; este tiene un ángulo invertido de 15° (Fig. 3.24) el cual permite absorber la energía transmitida durante su apriete reduciendo la cantidad de esfuerzos circunferenciales en la conexión, debido a que la estructura del hombro genera un efecto de encuñamiento.

El hombro fue diseñado para optimizar las condiciones adversas resultantes de combinar esfuerzos compresivos, los causados por las presiones interna y externa, la flexión en los pozos desviados y el torque en operaciones donde así se requiera.

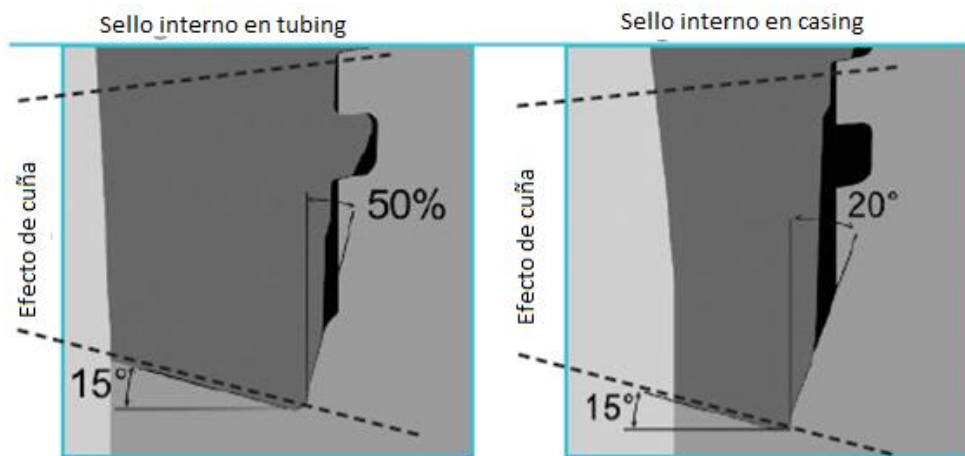


Figura 3.24 Hombro de torque y sellos de la conexión orientada al tubing en tubing y casing (V&M, 2009)

### 3.6.4 DISEÑO DE LA ROSCA

El diseño de los hilos de esta rosca tiene forma de gancho, con un ángulo de  $-3^\circ$  en el flanco de carga y  $10^\circ$  en su flanco de alivio (Fig.3.25), lo cual permite que la conexión tenga un gran desempeño a los esfuerzos causados por la tensión y compresión debido a que permite que los hilos contrarresten dichos efectos, y de igual manera, evita que se presente el efecto de desgarramiento de la conexión cuando esta se mantiene a tensión.

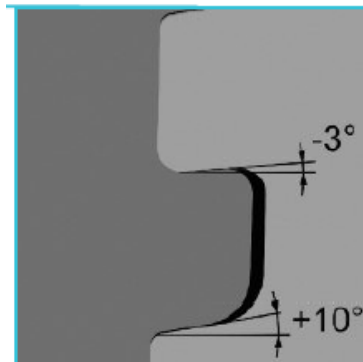


Figura 3.25 Perfil de la rosca de la conexión orientada al *tubing* (V&M, 2009)

La resistencia a la tensión de esta conexión es del 100% de la resistencia a la tensión del cuerpo del tubo para todos los diámetros en los cuales esta conexión se encuentra disponible.

La resistencia a la compresión de esta conexión varía en función del diámetro del tubo, siendo que para diámetros dentro de los establecidos por API para tubería de producción la conexión resiste a la compresión el 100% del valor de la resistencia a la tensión de la conexión (Fig. 3.26), y para tubería de revestimiento esta conexión solamente tolera a la compresión el 60% del valor de la resistencia de la conexión (Fig. 3.27).

A su vez, la rosca también permite que la conexión soporte esfuerzos estructurales como lo son la flexión, a la cual tiene una resistencia de  $30^\circ/100$  pies, siendo esta una característica que ayuda al diseño de pozos altamente desviados y horizontales.

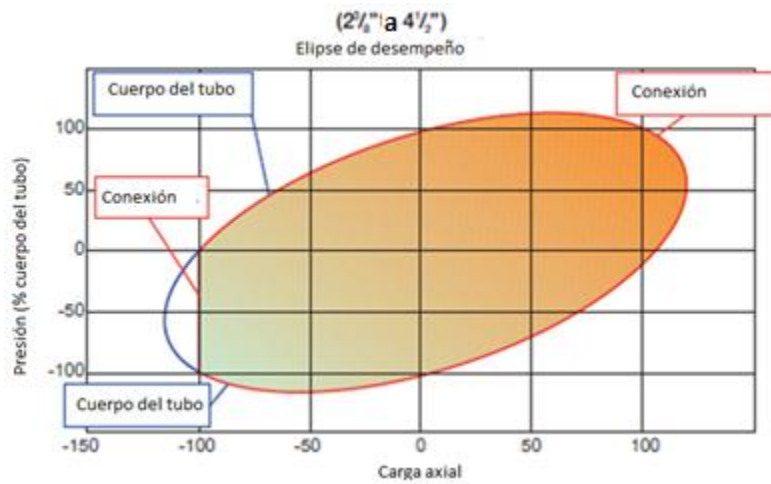


Figura 3.26 Elipse de Von Mises para *tubing* con conexión orientada al *tubing* (V&M, 2009)

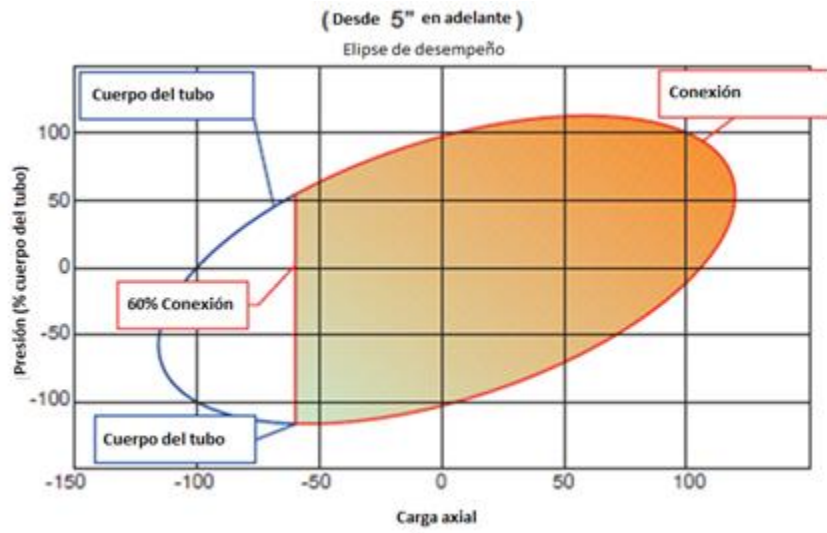
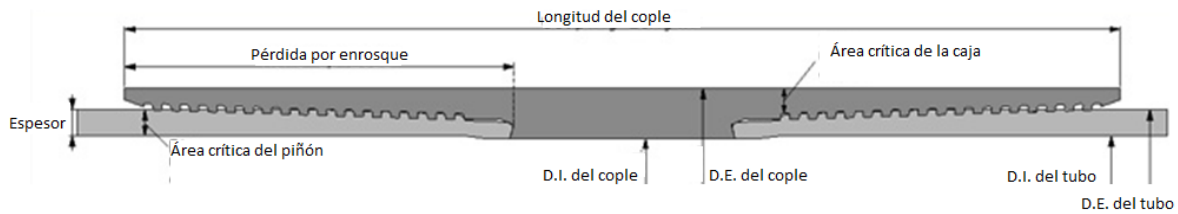


Figura 3.27 Elipse de Von Mises para *casing* con conexión orientada al *tubing* (V&M, 2009)

### 3.6.5 PERFIL DE LA CONEXIÓN

Al ser una conexión acoplada, es imposible que conserve un perfil externo liso, sin embargo, el perfil interno se mantiene completamente liso ayudando a minimizar la turbulencia y las pérdidas de energía dentro de la conexión (Fig. 3.28).



**Figura 3.28 Perfil de la conexión orientada al tubing (V&M, 2009)**

### **3.6.6 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CONEXIÓN ORIENTADA AL TUBING**

La tabla 3.3 del APÉNDICE A siguientes tablas contiene la información técnica más relevante de la conexión en función del diámetro nominal externo de los tubos, los librajes de los mismos y su grado de acero.

## **3.7 CONEXIÓN DE 3 HILOS**

### **3.7.1 DESCRIPCIÓN DE LA CONEXIÓN**

La conexión de 3 hilos (Fig. 3.29) es una conexión acoplada semipremium que no cuenta con sellos metal-metal, logrando la hermeticidad de la conexión a través de los hilos de la misma, por lo tanto, la principal aplicación de esta conexión se enfoca a las tuberías de revestimiento intermedias y productoras donde no se manejen grandes presiones.

El principal beneficio del uso de esta conexión se obtiene mediante la reducción de los tiempos de introducción, pues el diseño de la rosca de 3 hilos por pulgada facilita el apriete, además de que permite que no sea necesaria la total verticalidad entre tubos para poder ser ensamblada. Su rango de disponibilidad está de 9 5/8" a 16".

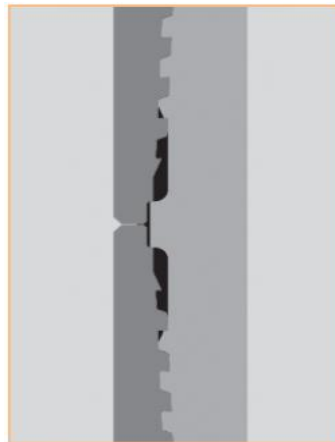
### **3.7.2 CONTROL DE TORQUE EN LA CONEXIÓN**

A diferencia de las conexiones anteriores, esta conexión no tiene hombro de torque. El apoyo que le permite a la conexión resistir la compresión y los sobreprietes es el mismo diseño del cople, pues

durante su ensamble, esta conexión topa directamente a los dos piñones que se van a unir y estos a su vez logran la hermeticidad necesaria en la conexión (Fig. 3.30).



**Figura 3.29** Conexión de 3 hilos (V&M, 2005)

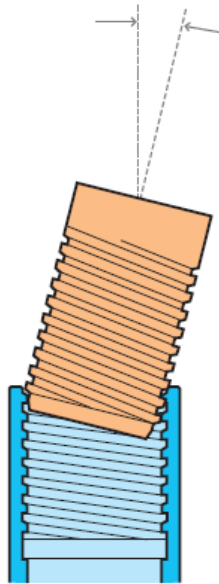


**Figura 3.30** Control de torque en la conexión de 3 hilos (V&M, 2009)

### **3.7.3 DISEÑO DE LA ROSCA**

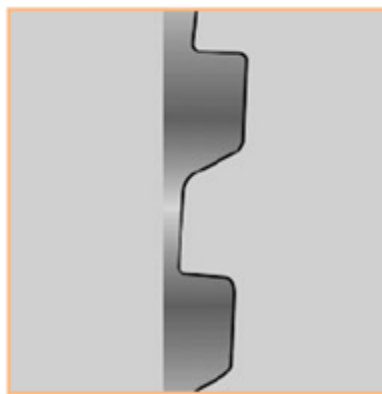
La conicidad de la conexión junto con un diseño de hilo ancho permite que el enchufe de la conexión sea profundo y evite problemas de alineamiento y trasrocado durante su apriete (Fig. 3.31).





**Figura 3.31** Enchufe desalineado de la conexión de 3 hilos (V&M, 2009)

Sus flancos de carga son de  $-9^\circ$ , mientras que los flancos de alivio son de  $20^\circ$  (Fig. 3.32); dado que es una conexión acoplada, permite que ésta tenga una resistencia a la tensión del 100% con respecto a los valores de tensión del cuerpo del tubo, mientras que la resistencia a la compresión de la conexión es del 60% con respecto a los valores de resistencia a la tensión de la conexión debido al diseño de los hilos (Fig. 3.33).



**Figura 3.32** Perfil de la rosca de 3 hilos (V&M, 2009)

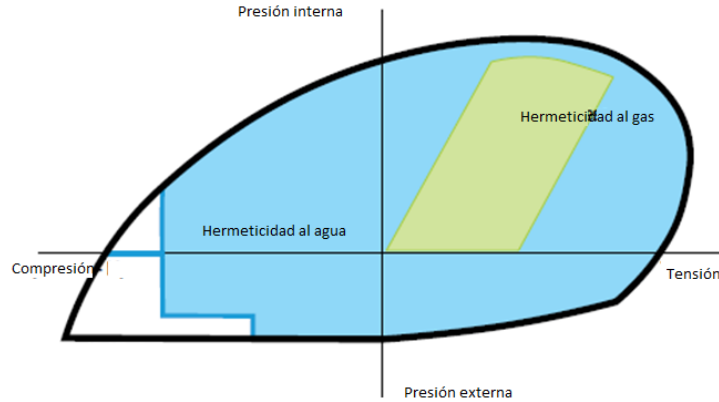


Figura 3.33 Elipse de Von Mises para la conexión de 3 hilos (V&M, 2009)

### 3.7.4 PERFIL INTERNO DE LA CONEXIÓN

Los piñones, al topar frente a frente y servir como hombro de apriete, proporcionan un perfil interno liso de la conexión, lo cual ayuda a minimizar las pérdidas de energía y reducir la turbulencia del flujo (Fig. 3.34).

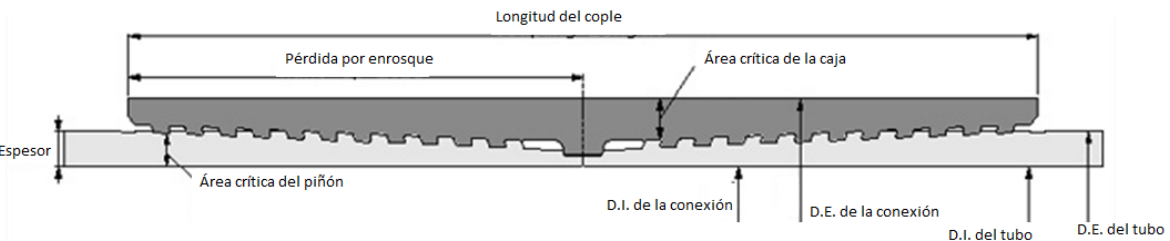


Figura 3.34 Perfil de la conexión de 3 hilos (V&M, 2005)

### 3.7.5 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CONEXIÓN DE 3 HILOS

La tabla 3.4 del APÉNDICE A contiene la información técnica más relevante de la conexión en función del diámetro nominal externo de los tubos, los librajés de los mismos y su grado de acero.

## 4 RECOMENDACIONES BÁSICAS SOBRE EL MANEJO DE TUBERÍA Y CONEXIONES EN CAMPO

### 4.1 ALMACENAMIENTO Y MANIOBRA

La tubería debe estar sobre caballetes (Fig. 4.1). No se debe estibar directamente en el suelo, sobre rieles, pisos de acero o concreto y la primera hilera de tubos no debe estar a menos de 46 cm del piso (Fig. 4.2), de manera que no se vean afectados por la humedad y el polvo.

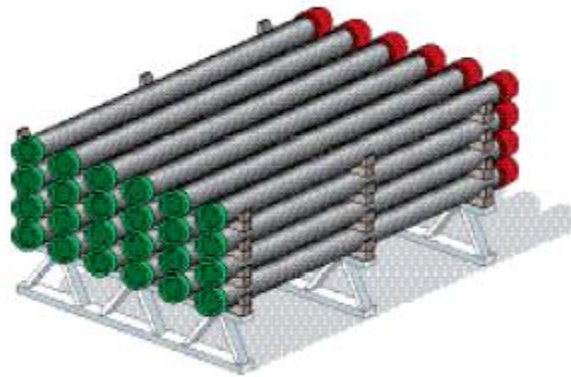


Figura 4.1 Tubería en caballetes (*Tenaris Tamsa, 2009*)

En el caso de las Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA), si los tubos tienen colocada una cubierta de plástico, se recomienda sacarlos y estibarlos. Cuando se requiera almacenarlos durante períodos prolongados, es aconsejable hacerlo en lugares cerrados con circulación de aire para evitar la condensación de agua.

La tubería debe colocarse sobre soportes adecuadamente espaciados para que no se produzcan flexiones o daños en las roscas. Dichos separadores deben estar sobre un mismo plano, razonablemente nivelados y sostenidos por bancales apropiados que soporten toda la carga sin hundirse.

En el caso de Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA), los tubos deben apoyarse sobre soportes no metálicos dado que este tipo de acero es más susceptible a dañarse. Es recomendable colocar listones de madera a modo de separadores entre las sucesivas hileras de tubos, de manera que las conexiones no tengan que soportar peso.

Cuando se utilizan espaciadores de madera en el estibado de tubos CRA, se recomienda recubrir con una pintura plástica la parte de madera que quede en contacto con el tubo. Por lo general, la madera contiene cloruros, por lo que pueden producirse picaduras.

Si se utilizan espaciadores de madera sin la protección de una lámina plástica, el área en contacto debe inspeccionarse periódicamente (2-5% de los tubos todos los meses).

Se deben colocar listones espaciadores en ángulo recto con respecto a los tubos y directamente encima de los listones y soportes inferiores, para evitar flexiones. Es necesario asegurar los tubos clavando tacos de madera de 2.5 cm por 5 cm o de 5 cm por 5 cm en ambos extremos de los listones espaciadores. Si se usan topes metálicos, es necesario recubrirlos previamente. Para casos de almacenamiento en bancal temporario y a fin de facilitar las tareas de inspección y maniobra, se recomienda no colocar más de cinco hileras de tubos. Si no se utilizaran los tubulares en forma inmediata, se recomienda el uso de grasas de almacenamiento, que deberán aplicarse de manera abundante tanto en las roscas como en las áreas de sello. La tubería almacenada deberá inspeccionarse por muestreo en forma periódica (cada 6-8 meses), y con mayor frecuencia en lugares donde las condiciones climáticas son agresivas.

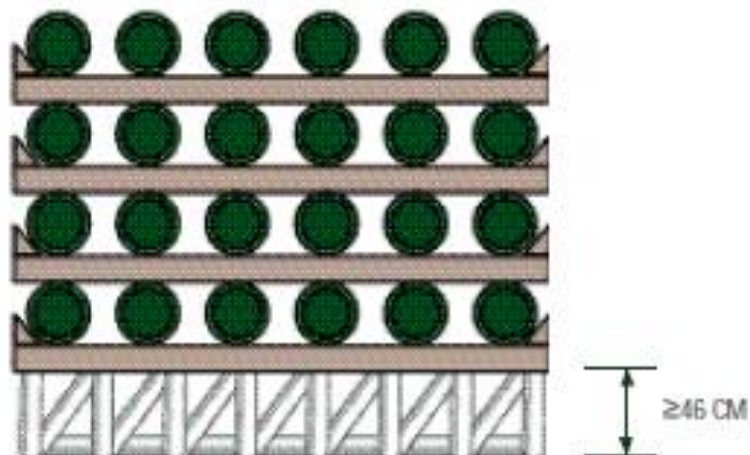


Figura 4.2 Nivel máximo de almacenamiento de tubería (Tenaris Tamsa, 2009)

El procedimiento que se describe a continuación deberá aplicarse durante las tareas de maniobra del material tubular, desde el camión al bancal, a fin de preservar las conexiones y la integridad del material:

Se requiere, como mínimo, cumplir los procedimientos que establece la norma API RP 5C1. Todo el material tubular, en particular las roscas, está fabricado con niveles de tolerancia estrecha y requiere, por lo tanto, una maniobra especial. Ya sea que se trate de material tubular y/o de roscas nuevas, usadas o reacondicionadas, siempre deben manipularse con los protectores de rosca colocados y ajustados.

Es preciso limitar a un mínimo las tareas de maniobra u otra clase de movimiento del material. Para levantar los tubos se recomienda utilizar eslingas de material sintético o cables de acero debidamente recubiertos en caso de materiales CRA. Asegurarse de no golpear los tubos entre sí o contra otro objeto de acero, concreto o cualquier otro material que pueda dañar o modificar sus propiedades físicas. No es recomendable utilizar barretas de acero para mover o separar los tubos, debido a que estos pueden sufrir daño a causa de su propio peso.

## **4.2 REQUERIMIENTOS DEL EQUIPO**

Las mordazas o uñas de los elevadores deben estar libres de rebabas o marcas. En el caso de material para servicio crítico, las mordazas de los elevadores deben estar recubiertas; además, se deben utilizar eslingas de nylon.

Las grúas deben estar equipadas con barra espaciadora y eslingas revestidas. Se pueden utilizar grúas con elevadores magnéticos, pero se deben extremar los cuidados para reducir a un mínimo los golpes que puedan dañar los tubos.

No se utilizarán ganchos sin el expreso consentimiento del usuario. En caso de que se les utilizara, deberán estar diseñados de manera tal de evitar que los protectores de rosca se dañen y deberán estar recubiertos con metal blando, goma o plástico. Los ganchos no deberán colocarse directamente en el tubo o las conexiones. No se deberá utilizar ganchos en los tubos con revestimientos internos.

### **4.3 HERRAMIENTAS MANUALES**

No se permite el uso de llaves de fuerza, de extremos abiertos ni otra clase de llave de brazos móviles con la finalidad de sacar o ajustar los protectores, ya que podrían dañar las conexiones. Para los protectores de rosca de extremo cerrado se usarán llaves de correa.

### **4.4 DESCARGA DE TUBULARES DEL TRANSPORTE AL BANCAL**

Antes de descargar los camiones, se deben inspeccionar los tubos para verificar la existencia de cualquier señal de movimiento y/o daño durante el transporte y para asegurarse de que los protectores de rosca se encuentren bien ajustados (Fig. 4.3). Si una carga se ha movido durante el viaje, es necesario identificar todo el material que tenga “daño visible” y luego evaluarlo una vez descargado en el bancal.

Si los tubos se descargan del camión a un bancal temporario utilizando un elevador, es fundamental que no se golpeen contra las piezas metálicas o contra cualquier otro objeto que pueda dañar o alterar las propiedades físicas del tubo.

Tal como se especifica en la norma API RP 5C1, es conveniente descargar sólo uno, dos o tres tubos por vez, según el número de piezas que puedan controlarse.

En el caso de tubos de Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA), es preciso tener la precaución de no golpear los tubos en la carga o descarga. Si se descargan los tubos del camión al bancal temporario mediante grúa, hay que asegurarse de apoyarlos con suavidad.

Verificar la identificación de cada tubo a medida que se va descargando al bancal temporario. Cuando los tubos se descarguen en el bancal del equipo, deberán colocarse en una secuencia tal que facilite su instalación en el pozo.

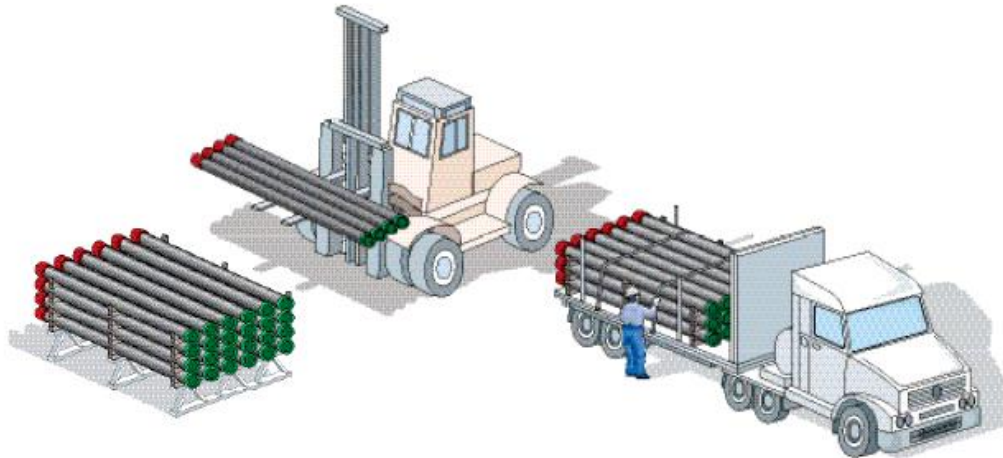


Figura 4.3 Inspección del transporte y maniobra de tubería (Tenaris Tamsa, 2009)

#### 4.5 MOVIMIENTO DE LOS TUBOS DESDE EL BANCAL A LA PLATAFORMA

Es necesario asegurarse de que los protectores del piñón estén en su lugar y bien ajustados. En las conexiones con sellos externos, se debe colocar el protector de la caja o el tapón de elevación antes de levantarlos con la finalidad de no dañar la rosca.

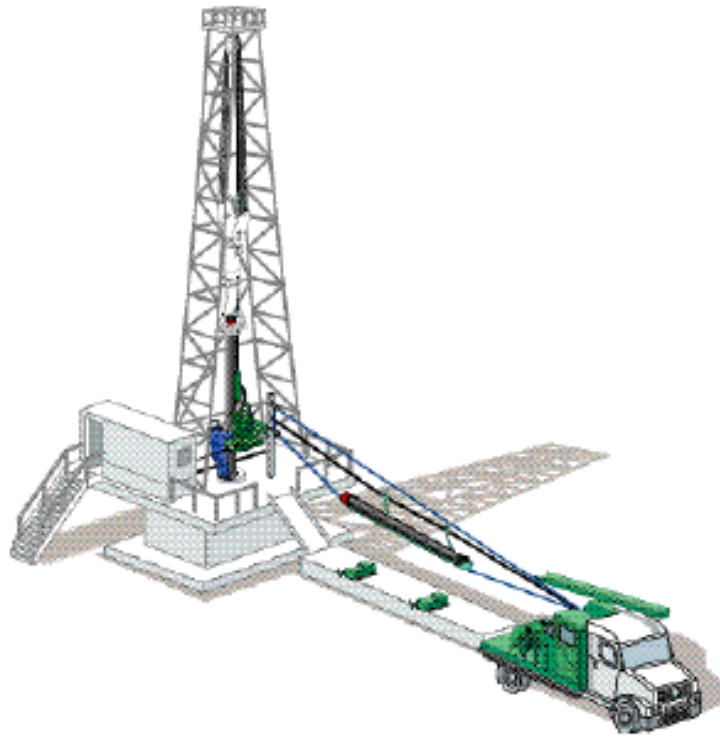
En las conexiones integrales, se debe asegurar que los tapones de elevación estén bien instalados, así como verificar que la eslinga esté bien equilibrada para evitar la caída de los tubulares. En algunos casos se podría requerir el recubrimiento de la planchada de maniobras para evitar posibles daños a la caja durante la elevación del tubo a la plataforma del equipo.

Se recomienda el uso del equipo de movimiento de tubulares (bandeja) para levantar los tubos desde la planchada hasta el piso del equipo (Fig. 4.4). Asegurarse de que el estrobo no raye o dañe el tubo que está levantado. Cuando se opere con material destinado a servicios crítico, el estrobo debe estar revestido. Cuando se opera con materiales destinados a servicios críticos, se debe evitar que los tubos y recalques entren en contacto o se friccionen, amortiguándolos con soga, goma o madera entre una conexión y otra.

Todo equipo de maniobra que se utilice durante la tarea de cargar tubos debe estar libre de rayones y rebabas. En el caso de material destinado a servicios críticos, deben estar revestidos para proteger los tubos de cualquier daño.

Controlar que el tubo no golpee contra ninguna parte del mástil, piso, herramientas o cualquier otro objeto. Tomar los recaudos necesarios para impedir la caída libre.

No debe quitarse el protector de rosca del piñón hasta que la conexión se encuentre sobre la plataforma, antes de introducirla al pozo.



**Figura 4.4** Izaje de tubería del bancal a la plataforma (*Tenaris Tamsa, 2009*)

## **4.6 EQUIPOS ACCESORIOS**

Antes de proceder a la bajada de los tubos, deben controlarse todas las herramientas y equipos necesarios para la bajada al pozo a fin de verificar que se encuentran en óptimas condiciones para realizar el trabajo.



#### 4.6.1 ELEVADORES Y CUÑAS

Se pueden utilizar elevadores de mordaza o de tope para columnas de *casing* o *tubing* (Fig. 4.5). Los insertos de las cuñas o elevadores de mordaza deben estar limpios y afilados. Se recurrirá a elevadores tipo cuña con mordazas más largas que las habituales cuando se trate de columnas pesadas y/o largas. Si se utilizan elevadores de tope, la superficie de apoyo deberá inspeccionarse cuidadosamente verificando que esté lisa y suave, perpendicular a la línea de tracción. Una superficie de apoyo irregular puede dañar el cople y producir una falla prematura de la conexión.

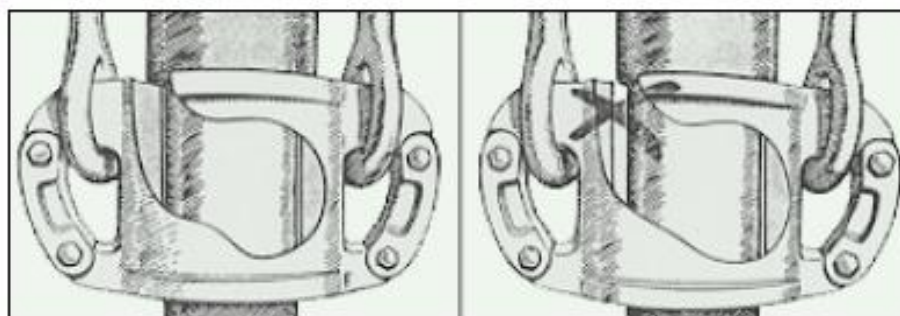


Figura 4.5 Elevadores de tubería (*Running Book, 2005*)

Deberán examinarse las mordazas de los elevadores y cuñas para verificar que el contacto con los tubos sea uniforme. Todo contacto que no sea uniforme puede producir abolladuras o marcas en el tubo.

Cuando se utilicen materiales destinados a servicio crítico, se recomienda el uso de equipo especial, insertos de alta densidad o recubiertas.

#### 4.6.2 GRAMPAS DE SEGURIDAD

Se requiere utilizar la grampa de seguridad cuando se bajan las primeras uniones de *casing* o *tubing*. Cuando se extrae una columna, se debe colocar la grampa de seguridad a las últimas juntas. Si se aplica menos carga que la mínima necesaria en las mordazas puede ocurrir que no sujeten suficientemente la columna. Para uniones integrales o “flush” se recomienda el uso de la grampa de seguridad durante toda la operación.

### 4.6.3 LLAVES DE CORREA

Cuando se procede a enroscar un tubo de aleación resistente a la corrosión (CRA), se deben utilizar llaves de correa (Fig. 4.6) después del acople hasta que el piñón llegue a la posición de ajuste manual, o al menos hasta que se tenga la seguridad de un buen acoplamiento de las roscas. Antes de comenzar la tarea, todas las correas deben examinarse para garantizar su limpieza y que sean adecuadas al diámetro correspondiente. Las correas sucias deben ser reemplazadas.

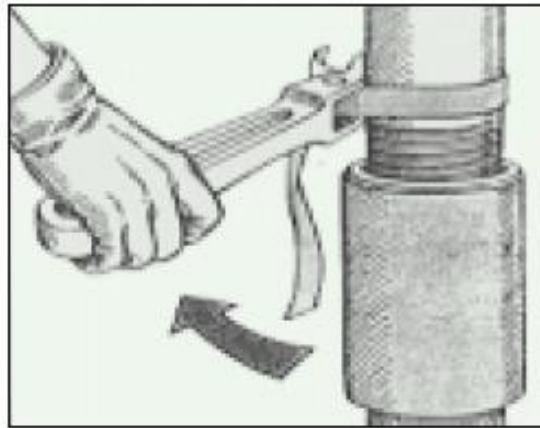


Figura 4.6 Llave de correa (*Running Book, 2005*)

### 4.6.4 COMPENSADOR DE PESO

Para tubos pesados o materiales CRA, se recomienda el uso del compensador de peso, de manera de reducir las cargas de compresión sobre las roscas durante el acople/enrosque. Se debe prestar especial atención al requisito de ajustar este componente al valor de tensión adecuado antes de acoplar la primera conexión. También puede utilizarse el compensador durante el desenrosque para mantener constante la tensión en la junta que se está desenroscando. Esto permitirá reducir a un mínimo las posibilidades de trasrosque durante el proceso de desenrosque.

#### 4.6.5 GUÍA DE ALINEADO

La guía de alineado sirve como dispositivo de alineamiento y estabilización del tubo que se enrosca en la mesa rotaria. El dispositivo se monta en el piso del equipo debajo de la plataforma de acople y a una distancia adecuada que permita colocar la pieza más corta.

La guía se usa para ayudar a estabilizar y alinear el tubo antes del acople y durante el enrosque. Una vez alineado el tubo, cerrar los rodillos de la guía y proceder al enrosque.

La guía de alineado puede usarse durante el desenrosque para mantener el tubo en posición vertical y para reducir las posibilidades de cruzamiento de hilos. La instalación de la guía debe incluir dispositivos de seguridad para proteger al personal ubicado en la plataforma del equipo en caso de que se produzcan daños accidentales en la guía, provocados por el aparejo.

#### 4.6.6 GUÍA DE EMBOQUE

La guía de emboque (Fig. 4.7) se usa para guiar el ensamble del piñón en el box y minimizar los daños que puedan producirse en la conexión cuando la junta se acopla incorrectamente. La guía de emboque debe inspeccionarse antes de proceder a la bajada al pozo, para garantizar que los insertos de elastómero se encuentren correctamente ajustados y en buenas condiciones.

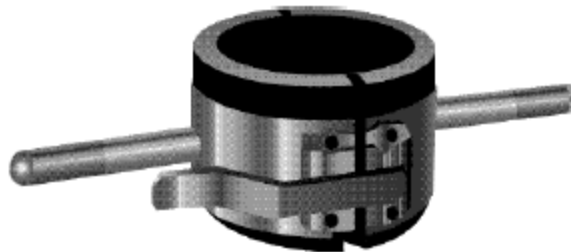


Figura 4.7 Guía de emboque (Tenaris Tamsa, 2009)

#### 4.6.7 TAPÓN DE ELEVACIÓN

Los tapones de elevación se deberán usar cuando se introduce *casing* o *tubing* con conexiones integrales o tipo “flush” o cuando se controla la presión interna de la columna durante la bajada.

Antes de la bajada a pozo, los tapones de elevación deben inspeccionarse para asegurarse de que corresponden al tipo de rosca adecuada y son compatibles con el box. Asimismo, es necesario verificar los tapones de elevación para asegurarse de que no haya daños importantes que puedan afectar los hilos de la rosca del tubo.

## **4.7 LIMPIEZA E INSPECCIÓN VISUAL**

### **4.7.1 LIMPIEZA**

Es fundamental que no haya materias duras y extrañas en las roscas o el sello durante el proceso de enrosque. La limpieza se debe realizar inmediatamente antes del uso, sobre todo cuando se encuentren expuestos a medios corrosivos. Si, por razones imprevistas, se demora la maniobra de bajada, colocar nuevamente los protectores en las roscas.

Se deben quitar los protectores de rosca de los extremos piñón y box para limpiar toda la grasa de rosca o almacenamiento con un solvente o agua a presión. El mejor procedimiento consiste en limpiar la conexión con agua a presión a una temperatura superior a los 10° C (50° F) y luego quitar todo rastro de humedad y/o cuerpos extraños.

Luego, soplear minuciosamente la conexión, cuidando que el líquido no se acumule en el interior del tubo, en caso de utilizar vapor para limpiar o calentar la conexión, es importante cuidar que todas las superficies queden bien secas, a fin de quitar cualquier humedad latente, sobre todo a muy bajas temperaturas.

### **4.7.2 INSPECCIÓN VISUAL**

Para que las conexiones tengan un correcto desempeño, es indispensable verificar la limpieza de cada conexión, cada perfil de rosca, sello y hombro debe estar libre de residuos o restos de sustancias limpiadoras.

En las uniones, se deberá controlar:

- Falta de fosfatizado o cobreado.
- Ovalamientos, lo que impediría llevar a cabo la tarea de acople.
- Trasrosque o excesivo desgaste.
- Mellas o áreas con abolladuras (si el daño no supera los 0,3 mm (0,01") de profundidad, se puede solucionar *in situ*).
- Alto grado de oxidación, cascarillas o picaduras.
- Rayaduras o cortes longitudinales en el área de sello.

## **4.8 GRASA PARA ROSCAS**

A menos que se especifique lo contrario, para el enrosque utilizar sólo grasas API (API 5A3) o equivalentes, en caso de utilizar otras grasas, aplicar el factor de corrección de torque que indique el fabricante de la grasa.

El uso de grasas con diferentes propiedades puede dar lugar a falta o exceso de torque, al trasrosque y/o pérdidas de fluido. Un gran porcentaje de tubos viene con grasa de almacenamiento en las roscas, esta grasa no puede utilizarse para el enrosque y deberá eliminarse cuando se realice la limpieza.

Antes de comenzar la bajada, asegurarse de que la grasa sea suficiente para completar el trabajo, es aconsejable abrir sólo el número necesario de latas. Se recomienda mezclar bien desde el fondo hasta la parte superior antes de proceder a su aplicación.

Es importante mantener la grasa libre de agua, arena, barita y toda otra materia extraña, es recomendable no diluir la grasa de rosca agregándole aceite o solventes. Para aplicar la grasa, usar cepillos de nylon limpios. Tanto la grasa de rosca como los cepillos deben mantenerse limpios.

A bajas temperaturas, conviene mantener la grasa en un lugar cálido para evitar su congelamiento.

#### 4.8.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN

Aplicar la grasa de rosca en el piñón y el box, lo más aconsejable es aplicar una capa delgada y uniforme, rellenando las raíces de la rosca y cubriendo la superficie de sello y el hombro de torque. La forma de la rosca tiene que quedar visible después de haber sido lubricada (Fig. 4.8). A modo de guía, se puede establecer que la cantidad requerida para una unión es la siguiente:

- La grasera automática asegura una correcta distribución de la grasa en la rosca.
- $\text{Peso del lubricante (gramos)} = 10 \times \text{diámetro externo del tubo (pulgadas)}$  repartido en piñón y box.

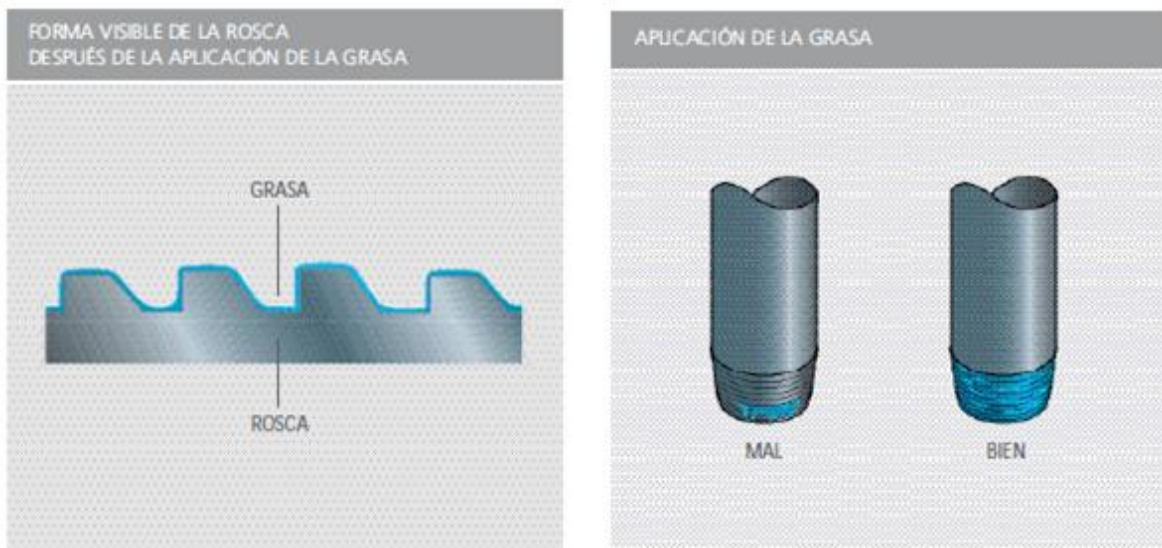


Figura 4.8 Aplicación de grasa en las conexiones (Tenaris Tamsa, 2009)

### 4.9 MEDICIÓN, CALIBRADO E IZADO

#### 4.9.1 MEDICIÓN DE TUBULARES

Antes de la bajada al pozo, es necesario medir la longitud de cada *casing* o *tubing*. Para ello se debe emplear una cinta calibrada de acero o un medidor láser. La medición deberá hacerse desde la cara exterior del cople o box a la posición del extremo roscado externamente adonde llega el cople o box cuando se enrosca la junta hasta la posición de ajuste (Fig. 4.9).

En rosca redonda, esta posición en el piñón abarca hasta el plano de desvanecimiento de los hilos. En roscas Buttress (BC) la medición debe hacerse hasta la base del triángulo estampado en el tubo. En el caso de conexiones propietarias, la Longitud Efectiva (LE) es la Longitud Total (LT) menos la pérdida por enrosque (make-up loss) (ML).

El total de longitudes medidas de esta manera representará la longitud de la columna sin carga.

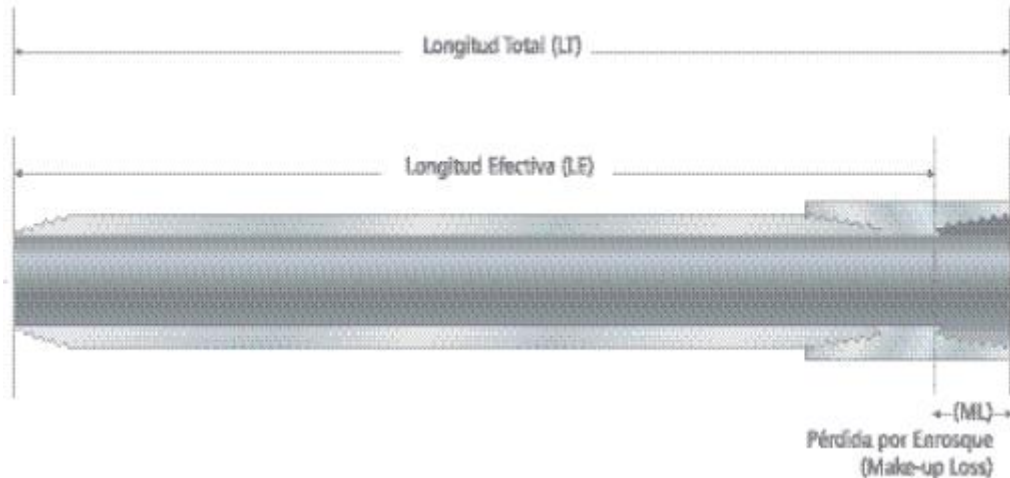


Figura 4.9 Medición de tubería (Tenaris Tamsa, 2009)

## 4.9.2 CALIBRADO

Es recomendable que todos los tubos sean calibrados en toda su longitud antes de ser bajados al pozo. Los tubos a los que no les pase el calibre deben dejarse de lado. Las dimensiones del calibre deben ser acordes a la especificación API 5CT ISO 11960 (Tabla 4.1).

Cuando así lo especifique el comprador, el *casing* puede tener un “calibre alternativo”. Los tamaños están especificados en la norma API 5A5 “*Recommended Practice for Thread Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe*”.

**Tabla 4.1 Dimensiones de drift según diámetro (Tenaris Tamsa, 2009)**

TAMAÑO	LARGO		DRIFT	
	pg.	mm.	pg.	mm.
<b>CASING</b>				
< 9 5/8"	6	152	d-1/8	d-3.18
9 5/8"-13 3/8"	12	305	d-5/32	d-3.97
>13 3/8"	12	305	d-3/16	d-4.76
<b>TUBING</b>				
< 2 7/8"	42	1067	d-3/32	d-2.38
> 2 7/8"	42	1067	d-1/8	d-3.18

### 4.9.3 IZADO

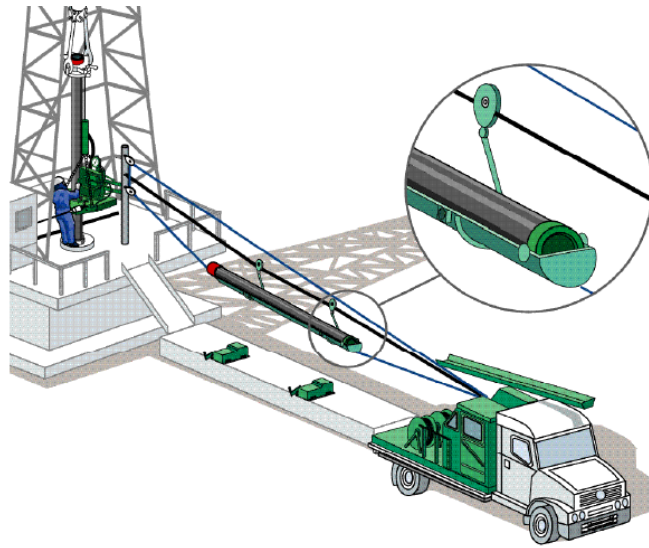
Colocar un protector de rosca limpio en el piñón del tubo, de manera que la rosca no se dañe mientras se mueve el tubo en el bancal o cuando se lo levanta a la plataforma. Para esta operación conviene limpiar algunos protectores y utilizarlos repetidamente, por cuestiones de mayor agilidad de maniobra se recomienda usar protectores especiales.

El primer tubo debe ser rolado a mano dentro de la bandeja del equipo de elevación de tubulares, si se trata de material para servicios críticos, se recomienda recubrir la bandeja, si no se utiliza una máquina de este tipo, los tubos deben rolararse manualmente hasta el centro de la planchada lo más cerca posible de la base de la rampa.

Para conexiones con cople, el estrobo debe colocarse inmediatamente debajo del cople, si se está operando con uniones integrales o tipo “flush”, se debe instalar el tapón de elevación en el box con el estrobo asegurado alrededor del tubo inmediatamente debajo del tapón de elevación. Se debe verificar que la rosca de los tapones de elevación utilizados como elementos de tracción y elevación esté en las condiciones adecuadas para el peso que debe soportar.

Cuando se levanta un tubo desde la planchada hasta la plataforma usando un estrobo o cable, el tubo debe vigilarse permanentemente y se debe prestar especial atención para que no se golpee contra otros objetos (Fig. 4.10)





**Figura 4.10** Izado de tubería (*Tenaris Tamsa, 2009*)

## **4.10 APRIETE**

Una vez que el tubo se encuentra en posición vertical respecto de la boca de pozo, deberá bajarse lentamente, para ello es conveniente utilizar un compensador de peso hasta que el piñón se encuentre exactamente encima del box.

Inspeccionar el box para observar cualquier daño o presencia de material extraño, suciedad o agua, antes de aplicar la grasa API a las roscas.

Antes de proceder al acople, verificar que no haya daños o material extraño, como suciedad o agua, en el piñón antes de aplicar la grasa API. Una vez que se haya aplicado la cantidad necesaria de grasa, bajar el tubo lentamente.

Se debe asegurar de que los tubos estén alineados verticalmente usando una guía de alineado, si la hay disponible, una vez que el tubo se encuentra debidamente alineado en posición vertical, bajarlo lentamente para comenzar a enroscar los hilos y así poder llegar hasta la posición de ajuste manual.

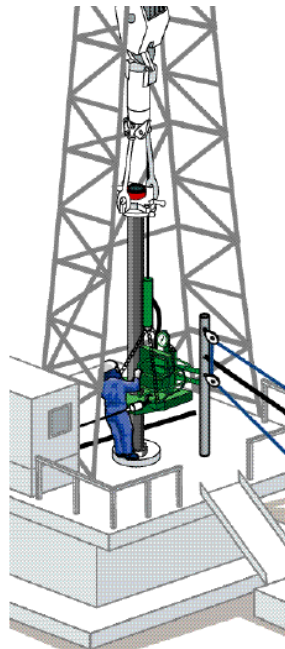
Durante el enrosque, controlar que el tubo no oscile, si el tubo se inclina después del enrosque inicial, es necesario levantarlo, limpiar y corregir cualquier filete dañado o bien retirarlo para luego inspeccionarlo y repararlo o, en su defecto, para descartarlo.

Se aconseja no poner en riesgo el costo de un pozo por usar un tubo cuyo piñón o box pueda estar dañado, los tubos de Materiales Resistentes a la Corrosión (CRA) y otros destinados a servicios críticos se deben enroscar hasta la posición de ajuste manual utilizando una llave de correa.

Si se utilizan llaves de fuerza para el enrosque, se debe comenzar muy lentamente para asegurarse de que no haya cruzamiento de hilos y enroscar la unión hasta la posición de ajuste manual, se deben colocar las llaves de fuerza aproximadamente a 7-10 cm por encima del piñón enroscado.

Para facilitar la bajada de los tubos al pozo (Fig. 4.11), se recomienda llenar la columna periódicamente con lodo de perforación, de esta manera se asegurará un mejor balance hidrostático de presiones.

La bajada de tubería en tiros dobles o triples incrementa el riesgo de daño por trasrosque de las conexiones.



**Figura 4.11** Bajada de tubería al pozo (*Tenaris Tamsa, 2009*)

## 4.11 APLICACIÓN DE TORQUE

### 4.11.1 LLAVES DE FUERZA

Se deberán usar llaves de fuerza para el torquedo final de la conexión, las llaves deberán estar en condiciones de operar a un mínimo de 3 r.p.m. y es necesario que estén equipadas con insertos curvos para impedir que el tubo o el cople se zafen y queden marcados. Deberá seleccionarse una celda de carga calibrada para colocar en el brazo de la llave de fuerza y la llave de contrafuerza debe estar en un ángulo de 90° respecto de la llave de fuerza cuando se aplique el torque (Fig. 4.12).

La velocidad de la llave de fuerza durante el enrosque debe ser menor a 25 r.p.m., para la última vuelta anterior a la aplicación del torque, se recomienda que la velocidad de la llave sea inferior a 10 r.p.m., en el caso de aceros especiales, la velocidad de la llave durante la aplicación del torque deberá ser inferior a 5 r.p.m.

La llave de fuerza debe permitir el movimiento vertical para evitar que se deforme o se golpee durante el enrosque del tubo, una vez que se ha instalado la llave de fuerza, se recomienda colocar en ella un trozo de tubo del mismo diámetro que el tubo que se está bajando y ajustar las mordazas a fin de asegurar un contacto adecuado y una rotación suave de las cabezas de los insertos sin que se produzca ninguna obstrucción ni interrupción de la rotación durante el torquedo.

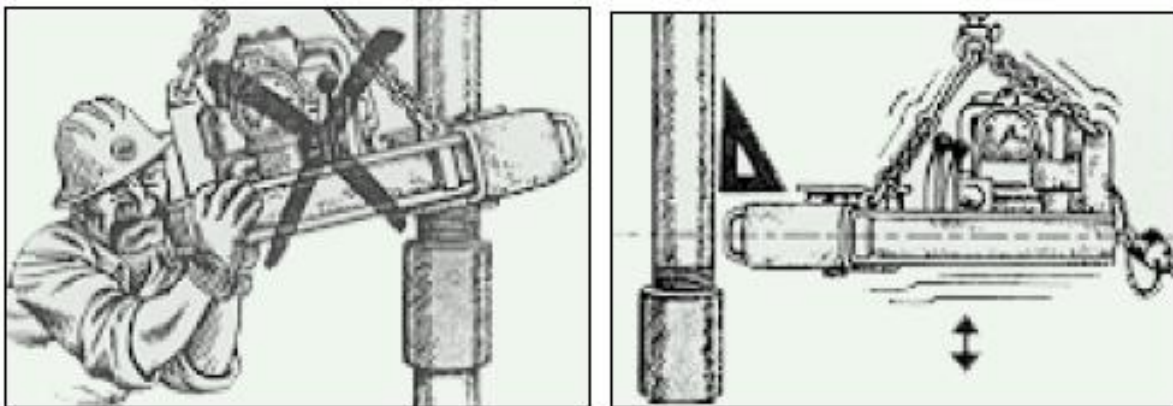


Figura 4.12 Apriete correcto e incorrecto de conexiones (*Running Book, 2005*)

#### **4.11.2 EQUIPOS DE MONITOREO DE TORQUE**

Los equipos de monitoreo de torque que se utilicen deben poder aceptar o rechazar automáticamente el enrosque de una conexión (Fig. 4.13).

Existen tres tipos básicos de equipos que permiten obtener una lectura de torque.

#### **4.11.3 MEDIDOR DE TORQUE**

Generalmente hay un medidor de torque montado a la llave de fuerza, éste debe calibrarse por lo menos cada tres meses y debe tener un certificado donde figuren los datos de la calibración actual, así como la fecha de la siguiente calibración.

El medidor de torque y el indicador del dispositivo para control de torque tiempo/vueltas deben dar lecturas coincidentes durante el ajuste preliminar.

##### **4.11.3.1 DISPOSITIVO DE MONITOREO TORQUE/VUELTAS**

Las conexiones API deben enroscarse hasta el número correcto de vueltas pasada la posición de ajuste manual, para poder determinar esta posición, se puede utilizar un sistema de monitoreo torque/vueltas que permita medir vueltas en centésimas de revolución.

##### **4.11.3.2 DISPOSITIVO DE MONITOREO TORQUE/TIEMPO**

Este dispositivo se utiliza con suma frecuencia en las conexiones premium que tienen hombros internos y externos y sellos metal-metal.

Estas superficies metálicas deben enroscarse hasta alcanzar la posición adecuada, esto ocurre cuando los hombros de la conexión llegan a la posición correcta, para luego torquear el hombro para energizar el sello.

Este equipo debe ser capaz de realizar veinte mediciones por segundo. Dado que la mayoría de los displays tiempo/vueltas de torque convencionales son inadecuados para mostrar de manera exhaustiva las anomalías de enrosque, se debe utilizar un display realizado por computadora para monitorear el proceso, el equipo de monitoreo debe ser capaz de imprimir los gráficos de enrosque.

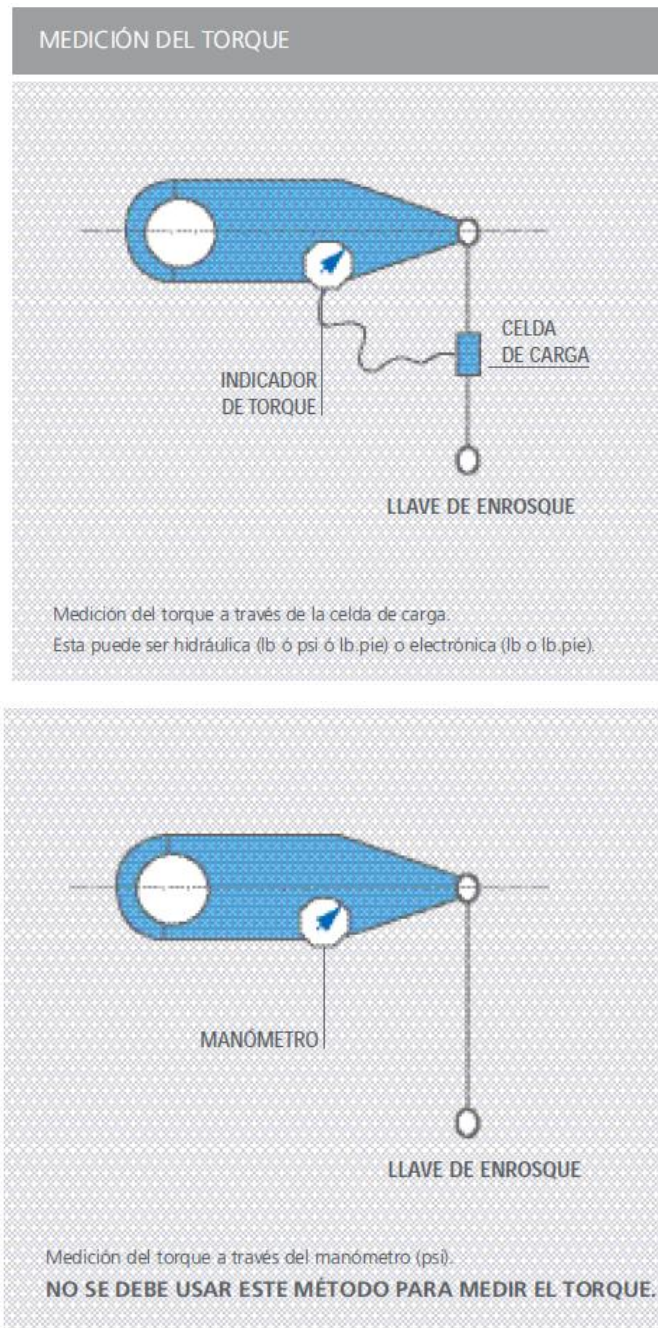


Figura 4.13 Medición del torque aplicado a las conexiones (Tenaris Tamsa, 2009)

#### 4.11.4 DIAGRAMA GENERAL DE ENROSQUE DE UNA CONEXIÓN CON SELLO METÁLICO Y HOMBRO DE TORQUE

Los diagramas (Fig. 4.14) que se exhiben a continuación sólo pretenden servir de guía, en campo es común que el proveedor de la conexión no se hace responsable por ningún error de interpretación que pueda originarse por el uso de estos diagramas en ausencia de un inspector calificado.

Se considerarán exclusivamente los diagramas torque/vueltas, los diagramas torque/tiempo no pueden compararse con los ejemplos expuestos.

Sólo es posible hacer una buena interpretación de estos diagramas en campo junto al equipo, ya que la curva puede modificarse sustancialmente según la calidad o la ubicación de los equipos utilizados. Estos diagramas serán trazados exclusivamente de acuerdo con el torque real aplicado y la rotación entre el piñón y el box.

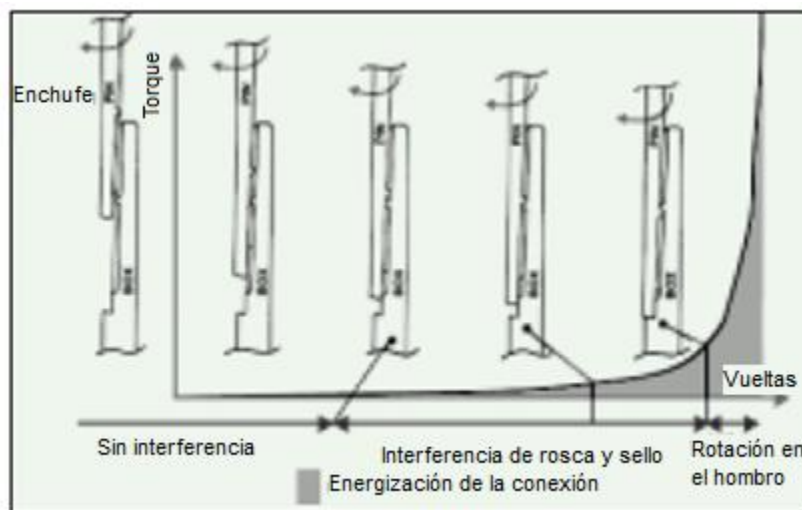
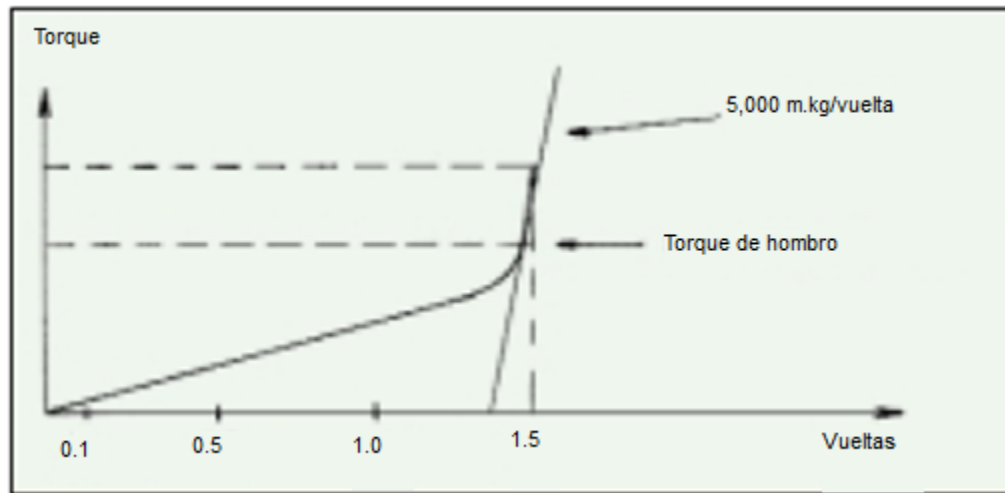


Figura 4.14 Diagrama convencional de apriete de conexión torque-vuelta (*Running Book, 2005*)

##### 4.11.4.1 TORQUE DE HOMBROS

El torque de hombro (Fig. 4.15) se define como el punto en la gráfica el cual es tangente a una línea cuya pendiente es de 5,000 m.kg/vuelta (36,000 lbs.ft/vuelta).

Para los diámetros de 2 3/8" y 2 7/8", el torque de hombro debe ser tangente a una línea cuya pendiente es de 2,000 m.kg/vuelta.



**Figura 4.15** Contacto de hombro en gráfica de apriete (*Running Book, 2005*)

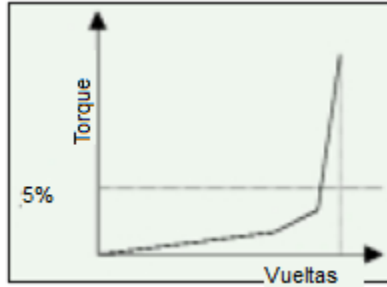
El criterio de aceptación del torque de hombro es el mismo para todas las conexiones premium, estando este dentro de un rango determinado:

- Torque de hombro mínimo: 5% del torque óptimo
- Torque de hombro máximo: 70% del torque óptimo.

#### **4.11.4.2 PRINCIPALES ANOMALÍAS EN LAS GRÁFICAS Y SUS RAZONES**

Durante la introducción de sartas de tubería de revestimiento y producción es posible encontrar inconsistencias en las gráficas de enrosque, todas estas anomalías son causa de un análisis de la conexión en el momento del evento.

- En la gráfica se muestra demasiada interferencia en su parte inferior (Fig. 4.16)



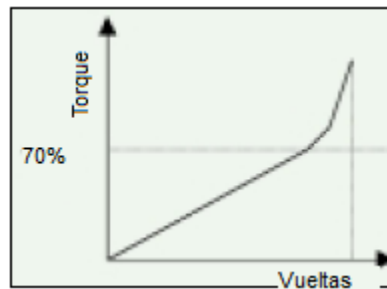
**Figura 4.16** Gráfica con interferencia en su parte inferior (*Running Book, 2005*)

Las posibles razones de esta anomalía pueden ser que el factor de fricción de la grasa de apriete utilizada sea mayor a 1 y/o que la grasa de apriete se haya mezclado con algún otro fluido y/o que el torque de referencia de la gráfica se fijó por encima de su valor real en el equipo de apriete.

Las consecuencias de este fenómeno son un posible desprendimiento de la conexión y/o una comunicación entre el interior y el exterior de la tubería.

Esto puede corregirse mediante el quiebre de la conexión, iniciando nuevamente su apriete.

- La gráfica demuestra demasiada interferencia en su parte superior (Fig. 4.17)



**Figura 4.17** Gráfica con interferencia en su parte superior (*Running Book, 2005*)

Las posibles razones de esta anomalía pueden ser las malas condiciones a las cuales se está realizando el apriete como el mal recubrimiento de la conexión con la cantidad adecuada de grasa de apriete y/o una mala calibración de la llave utilizada y/o una severa desalineación del piñón y la caja durante su apriete.



Otras razones pueden ser las malas condiciones de enchufe de la conexión como exceso de viento durante el apriete, mala calibración de la celda de tensión y/o suciedad en las rosca.

Debido a esto, la conexión puede presentar trasrocado o desgarres, sin embargo esto se puede corroborar quebrando la conexión para rectificar que no haya defecto alguno y así poder apretarla nuevamente, si después de 3 quiebres y aprietes este problema se sigue presentando, se debe observar si el valor del torque de hombro en la gráfica no rebasa el 70% establecido, en caso contrario la conexión debe ser rechazada.

- La gráfica no demuestra evidencia del contacto entre sellos (Fig. 4.18)

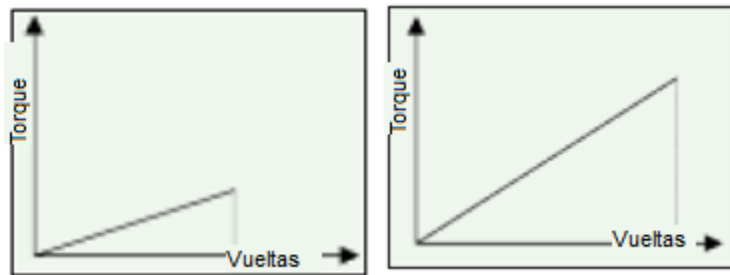


Figura 4.18 Gráfica sin contacto entre sellos (*Running Book, 2005*)

Este tipo de anomalías pueden presentarse de distintas formas en las gráficas de enrosque, teniendo estas distintos tipos de causa pero siendo este el mismo problema.

Las posibles causas de este problema son la aplicación de un torque inapropiado a la conexión, la aplicación como grasa de apriete de algún otro componente, la mala calibración de la celda de tensión del equipo de apriete, desalineación entre el piñón y la caja, una velocidad de apriete muy alta a la adecuada, roscas o sellos desgarrados, roscas sucias, escasa aplicación de grasa de apriete, encañamiento del tubo en el elevador del equipo, tratamiento superficial de la conexión inapropiado y en el caso de conexiones acopladas, contacto entre el cople y la llave de apriete.

Estos sucesos pueden provocar desgarres en las conexiones, o una mala energización del sello causando comunicación entre el interior y el exterior de la tubería.

- Sobretorque (Fig. 4.19)

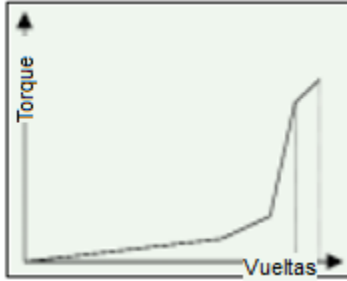


Figura 4.19 Gráfica con sobretorque (*Running Book, 2005*)

El sobretorque no es otra cosa más que la deformación de los hombros de la conexión causada por un exceso de fuerza durante su ensamble.

Sus principales causas se deben a un exceso de potencia en la llave de apriete utilizada, la aplicación de valores de torque inadecuados para la conexión ensamblada, grasa de apriete contaminada con algún componente externo, mala calibración de la celda de tensión, suciedad en las roscas que afecte la composición química de la grasa de apriete.

Las principales consecuencias de este problema son los riesgos de fuga que se tienen en las conexiones causadas por la comunicación entre el interior y el exterior de la tubería, así como reducción del área de drift de la conexión.

- Resbalamiento (Fig. 4.20)

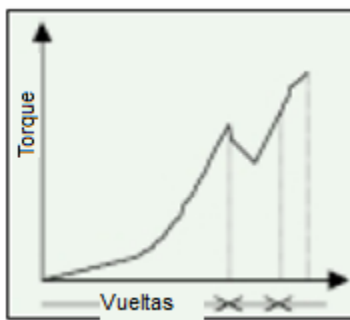


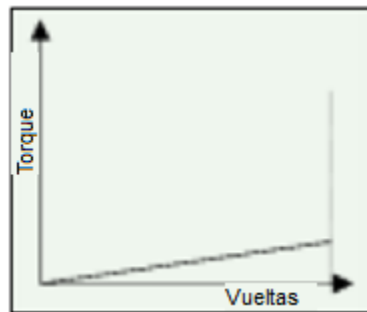
Figura 4.20 Gráfica con resbalamiento (*Running Book, 2005*)

El resbalamiento se detecta en las gráficas de enrosque a través de ligeras caídas del torque aún cuando la conexión sigue girando durante su apriete.

Esto se debe principalmente a que las mordazas de la llave de apriete no son las adecuadas para la tubería con la que se está trabajando, o incluso a que estas puedan presentar grandes cantidades de suciedad y grasa.

También puede ser causa de una baja potencia de la llave retenida en los equipos back up, principalmente reflejándose en posteriores deformaciones en el cuerpo del tubo.

- Exceso de vueltas durante el enrosque (Fig. 4.21)



**Figura 4.21 Exceso de vueltas durante el enrosque (*Running Book, 2005*)**

Todas las conexiones premium deben presentar un determinado número de vueltas durante el enrosque y otro posterior al contacto entre hombros de la conexión, este rango está definido por los límites de 0.03 y 0.150 vueltas posterior al contacto entre hombros, y entre 7 y 9 vueltas durante el enrosque previo al contacto. En la mayoría de los casos, si la conexión presenta un mayor número de vueltas posterior al contacto entre hombros, puede presentar problemas de sobre torque; en el caso del enrosque, la conexión puede dar más de 9 vueltas, sin embargo existen 3 problemas que nos permiten descartar una problema físico en la conexión: una mala calibración en el contador de vueltas, un torque de referencia bajo fijado en el equipo de apriete, el uso de una grasa distinta a la grasa de apriete.

#### **4.11.5 CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN LOS TUBOS**

- Inapropiada selección del tubo para la profundidad y las presiones encontradas.
- Insuficiente inspección del cuerpo del tubo o roscas.
- Daños durante la maniobra y/o transporte.

- Mala práctica de operación de bajada o extracción de los tubos del pozo.
- Roscas mal maquinadas.
- Uso de coples de reemplazo de fabricantes no acreditados.
- Descuidos en el almacenamiento de los tubos.
- Uso de grasas no adecuadas, o diluidas o sucias, esto puede provocar trasrosque de las roscas.
- Torque en exceso para forzar la bajada del tubo al pozo.
- Martillado de los coples, especialmente en *tubing*.
- Desgaste interno de *tubing* por la acción de la varilla de bombeo.
- Fatiga, especialmente en el *tubing*. A menudo se producen fallas en el último filete de rosca enroscado. No hay manera de evitarla; sí se podría retardar utilizando uniones y procedimientos de operación adecuados.
- Exceso de tensión, superando el límite de fluencia del material o la resistencia de la unión.
- Rotación en el interior del *casing*. El fijado del *casing* con una tensión inadecuada luego de cementar es una de las causas más comunes de falla.
- Desgaste por rotación de barras de sondeo, especialmente en pozos con desviaciones o patas de perro.
- Pandeo del tubo en zonas no cementadas si además se dejó la tubería asentada.
- Enrosques o desenrosques en tiros dobles o triples.
- Caída de la columna, aún a una distancia corta.
- La pérdida de fluido de las conexiones debido a presión interna o externa es una causa común y puede deberse a las siguientes condiciones:
  - ❖ La grasa no corresponde a la especificada, o está diluida o sucia o no homogeneizada.
  - ❖ Roscas sucias.
  - ❖ Roscas engranadas debido a suciedad, mal enrosque, roscas dañadas, alta velocidad de enrosque, sobretorque, movimiento lateral del tubo durante el enrosque.
  - ❖ Roscas mal maquinadas.
  - ❖ Tracción demasiado rápida de la columna.
  - ❖ Dejar caer la columna.
  - ❖ Excesivos enrosques y desenrosques.
  - ❖ Colocar la llave muy alta sobre el tubo (Esto provoca una flexión que tiende a engranar las roscas).
  - ❖ Inadecuado torque de enrosque del cople.
  - ❖ Alto ovalamiento del *casing*.

## 5 CASO DE APLICACIÓN

### 5.1 ANTECEDENTES

En el pozo KUTZ-1271H, se efectuó la ventana número 3 de 3091.63 a 3095.93 md a nivel de la formación Eoceno Inferior, perforando con barrena de 8 ½” tricónica T-117, sarta navegable y lodo de emulsión inversa de 1.83 gr/cc hasta la profundidad de 3230 md (Registro: 121 metros en 40:05 horas y los últimos de 25-34-35 metros) con circulación normal, bombeando baches de limpieza y recuperando muestras para análisis del geólogo.

#### 5.1.1 PROBLEMÁTICA

El principal problema de esta operación se centró en ajustar el asentamiento de la TR de 7” cubriendo la zona arcillosa y perforando el cuerpo calcáreo de la formación Paleoceno Superior (PS), lo cual se considera un servicio crítico debido a la posibilidad de atrapamiento de la sarta e inestabilidad del agujero debido a la formación.

#### 5.1.2 OBJETIVO

Brindar certidumbre para perforar la última etapa de perforación en la formación productora de la Brecha (BPKS) empleando fluido base agua de mar. Así como aislar los cuerpos arcillosos que quedaron descubiertos en la etapa de 9 5/8”.

#### 5.1.3 INFORMACIÓN DEL POZO

<b>LOCALIZACIÓN</b>	Kutz T.A.
<b>TIPO DE POZO</b>	Desarrollo (marino)
<b>UBICACIÓN</b>	Aguas territoriales del Golfo de México, Cd. del Carmen, Campeche.
<b>TIRANTE DE AGUA</b>	48.90 m
<b>ELEVACIÓN DE LA MESA ROTARIA</b>	33.00 msnm

<b>PROFUNDIDAD DE INICIO</b>	3230.00 md.
<b>PROFUNDIDAD TOTAL</b>	3275.70 md.
<b>LONGITUD PERFORADA</b>	45.70 m
<b>LONGITUD PERFORADA EN ARCILLAS</b>	25 m
<b>LONGITUD PERFORADA DE CUERPO CALCÁREO</b>	20.70 m
<b>FLUIDO DE PERFORACIÓN</b>	E.I. 1.82 / 1.65 gr/cc

#### 5.1.4 INFORMACIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

<b>NÚMERO DE EQUIPO</b>	6050
<b>PLATAFORMA</b>	Marina
<b>TOP DRIVE</b>	Mca. TDS-3, 500 ton con motor MA-89, con capacidad nominal de 1000 hp continuos e intermitentes de 1250 hp, torque de 32,000 lb-ft.
<b>BOMBAS</b>	Triplex de acción sencilla Oilwell A1700-PT, impulsado por dos motores eléctricos de CD EMD D79 con capacidad nominal de 800 hp y 1000 hp intermitentes.

## 5.2 EQUIPOS UTILIZADOS

### 5.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

7" TRC-95 26# con conexión orientada al *tubing* en versión HT (Fig. 5.1)

Diámetro exterior 7.000 pg, Peso 26.00 lb/ft, Espesor de pared 0.362 pg, Grado de acero TRC-95, Drift API 6.151 pg

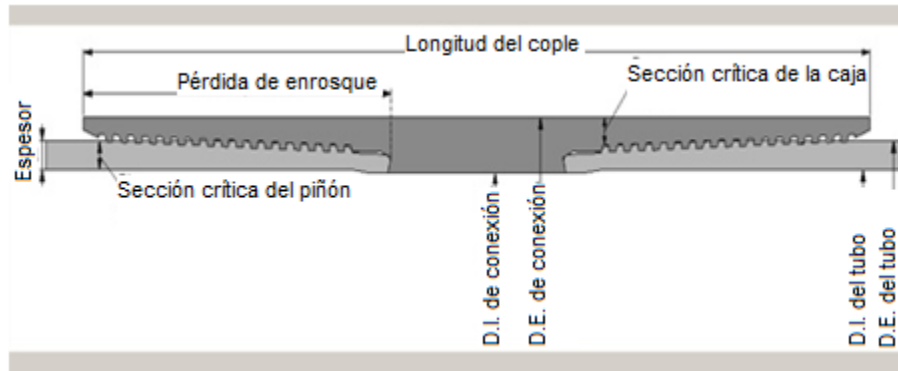


Figura 5.1 Conexión orientada al tubing HIGH TORQUE (V&M, 2005)

PROPIEDADES DEL CUERPO DEL TUBO	
DIÁMETRO EXTERIOR	7.000 pg
DIÁMETRO INTERIOR	6.276 pg
ÁREA NOMINAL	7.549 pg <sup>2</sup>
LÍMITE CEDENTE	717 ksi
LÍMITE DE RUPTURA	793 ksi
RESISTENCIA A LA PRESIÓN INTERNA	8600 psi
RESISTENCIA A LA PRESIÓN DE COLAPSO	5890 psi

PROPIEDADES DE LA CONEXIÓN	
DIÁMETRO EXTERIOR	7.565 pg
DIÁMETRO INTERIOR	6.210 pg
LONGITUD DEL COPLE	11.535 pg
PÉRDIDA POR ENROSQUE	4.776 pg
ÁREA CRÍTICA DE LA CAJA (%)	102 %
ÁREA CRÍTICA DEL PIÑÓN (%)	100%
LÍMITE CEDENTE	717 ksi
LÍMITE DE RUPTURA	793 ksi
RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN	574 ksi

<b>RESISTENCIA A LA PRESIÓN INTERNA</b>	8600 psi
<b>RESISTENCIA A LA PRESIÓN DE COLAPSO</b>	58900 psi

**TIPO DE BARRENA:** Ez case 8 ½” IADC S243 con 6 aletas, 43.33 cortadores de 13mm, 6 toberas de 18mm (Fig. 5.2)

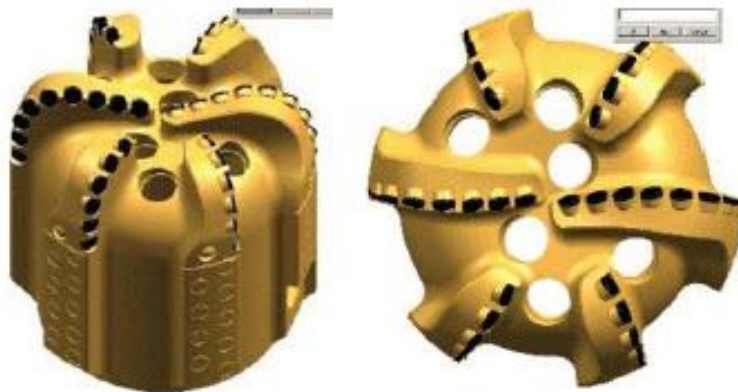


Figura 5.2 Barrena Ez case (Smith, 2008)

<b>ESPECIFICACIONES DE LA BARRENA</b>	
<b>IADC</b>	S243
<b>NÚMERO DE ALETAS</b>	6
<b>CANTIDAD DE CORTADORES</b>	43.33
<b>TAMAÑO DEL CORTADOR PRIMARIO</b>	.529 in (13.4 mm)
<b>NÚMERO DE TOBERAS</b>	6
<b>TIPO DE TOBERAS</b>	EZCase
<b>LONGITUD DEL GANCHO</b>	4.5 in
<b>ÁREA DE DESALOJO DE RECORTES</b>	12.88 in <sup>2</sup>

**TIPO DE COLGADOR:** Colgador de 7” X 9 5/8” Mod. TORXS Expandible Liner Hanger Packer.

**EQUIPO DE FLOTACIÓN:** 1 válvula flotadora insertable y cople flotador de 7” 26# conexión orientada al *tubing* en versión HT.



### 5.3 RESUMEN DE LA INTRODUCCIÓN

Previo a la introducción del *liner* se procedió a efectuar un viaje con sarta de limpieza y tubo difusor de 5", 1 escariador 9 5/8", 2 cepillos 9 5/8", 2 magnetos de 9 5/8", se bajando con Heavy Weight y tubería de trabajo combinada a la profundidad de 3060 md, en donde se bombeó un bache viscoso de barrido de 1.82 gr/cc por 280 segundos, circulando el bache y levantando sarta a superficie, recuperando 4.1 kg de limadura de fierro.

Posteriormente se procedió a efectuar los preparativos para introducción del *liner* y en presencia del operador de los accesorios de la compañía de servicio se armó *Liner Drilling* con su respectivo equipo de flotación de acuerdo a la siguiente distribución:

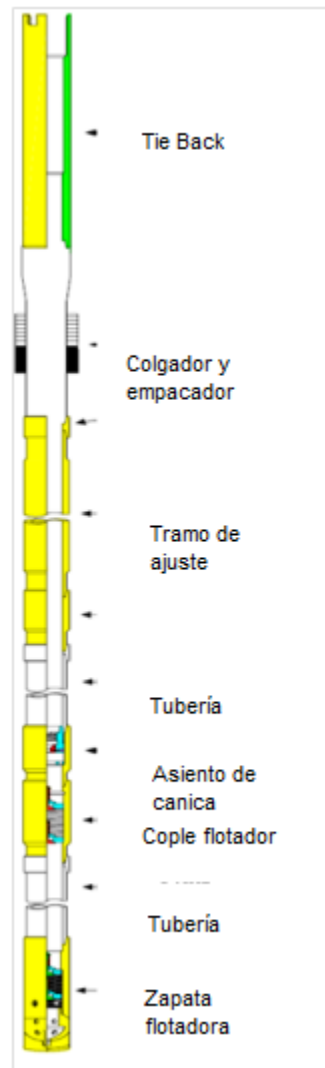
CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	LONGITUD (m)
1	Cople de retención de 7" 26# TRC -95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	0.54
2	Tramos de TR 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	25.98
1	Cople flotador de 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	0.46
1	Tramo de TR 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	13.54
1	Zapata EZCase 8 1/2" PDC con tramo 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	1.67
<b>TOTAL</b>		42.19

Una vez instalado, se comienza la introducción del *liner* y accesorios, con un total de 19 tramos de TR, calibrando los mismos con drift de 6 1/8", dando apriete óptimo computarizado de 13,750

lb-pie siendo este supervisado por el personal de la compañía proveedora de las conexiones, hasta la profundidad de 296.29 md, sin problemas desplazando el volumen de acero.

Posteriormente se armó el conjunto colgador modelo TORXS de 7" x 9 5/8" y se efectuó la junta operacional con todo el personal involucrado, aclarando dudas acerca del funcionamiento de la herramienta en cuestión, quedando finalmente la distribución del *liner* (Fig. 5.3) de la siguiente manera:

<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD [m]</b>
1	Conjunto colgador modelo (TORXS) de 7" x 9 5/8"	07.24
1	Tramo corto de 7" 26 #TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	05.06
19	Tramos de 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	254.10
1	Cople de retención de 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	0.54
2	Tramos de 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	25.98
1	Cople flotador de 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	0.46
1	Tramo de TR de 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	13.54
1	Zapata EZCase 8 1/2" PDC con tramo 7" 26# TRC-95 conexión orientada al <i>tubing</i> en versión HT	1.67
<b>TOTAL</b>		308.59



**Figura 5.3 Distribución del liner (Baker Hughes, 2008)**

Se continúa metiendo por lingadas el *liner* de 7", con tubería de trabajo de 5" G-105 25.6 lb/pie, calibrando misma con drift 2 ½", llenando cada 10 lingadas y observando circulación y desplazamiento normal durante toda la introducción hasta la profundidad de 3056 md (35.63 m arriba de la cima de la ventana).

En este punto de la operación se procedió a realizar la primera prueba programada por recomendación de la compañía de la herramienta colgadora, para tener registrados los parámetros de referencia en agujero entubado, tales como el gasto, presión y el torque máximo (Tablas 5.1 y 5.2).

**Tabla 5.1 Parámetros de referencia en agujero entubado sin bombeo (PEMEX, 2009)**

<b>SIN BOMBEO</b>	
<b>RPM</b>	<b>TORQUE</b>
	<b>LB-FT</b>
20	8000
40	6000
60	5500
80	5500
100	5500

**Tabla 5.2 Parámetros de referencia en agujero entubado con bombeo (PEMEX, 2009)**

<b>CON BOMBEO</b>			
<b>Q= 6 BPM/ 71 EPM</b>			
<b>RPM</b>	<b>TORQUE</b>	<b>PRESIÓN</b>	<b>GPM</b>
	<b>LB-FT</b>	<b>DE BOMBEO</b>	
20	7000	1080	249
40	7500	1050	249
60	7500	1050	249
80	7500	1080	249
100	8000	1100	249

Verificadas y aprobadas las condiciones de perforación, se continuó con la introducción del *liner* de 7” con rotación y bombeo, metiendo por lingadas.

Al ir metiendo, a la profundidad de 3143 md se presentó resistencia con 10,000 lbs, misma que venció con rotación de 60 RPM, y bombeo con 6 BPM/71 EPM, presión de 1100 PSI, registrando un torque máximo de 7,500 lb-ft.

Continuó bajando y conformando agujero con bombeo y rotación (mismas condiciones mencionadas), presentando al 100% libre hasta llegar al fondo perforado a 3230 md con 5 toneladas, verificando nuevamente los parámetros (Tabla 5.3).

**Tabla 5.3 Parámetros de referencia en agujero descubierto con bombeo (PEMEX, 2009)**

<b>Q= 8 BPM/ 95 EPM</b>			
<b>RPM</b>	<b>TORQUE</b>	<b>PRESIÓN DE BOMBEO</b>	<b>GPM</b>
	<b>LB-FT</b>		
20	4000	1480	333
40	6000	1480	333
60	7500	1490	333
80	5500	1510	333
100	5500	1550	333

#### **5.4 RESUMEN DE LA PERFORACIÓN**

Se inició a perforar con *liner drilling*, conjunto colgador Torxs, *liner* de 7” y EZCASE de 8 ½” con metros controlados hasta la profundidad de 3245 md. El registro con los parámetros de operación se muestra en la tabla 5.4.

Se suspendió la perforación por programa y comenzó la circulación del pozo con movimientos reciprocantes de la sarta, con 8 BPM/95 EPM correspondiente a 333 GPM y presión de 1500 PSI, verificando en condiciones normales y 100% libre.

Posteriormente se circuló por 3.5 horas (Ciclo completo 2:05 horas) para efectuar la limpieza del pozo recuperando en superficie el recorte fino de perforación.

Se continuó perforando con circulación normal hasta la profundidad de 3255.70 md, donde se suspendió por observar paro de mesa rotaria con 20,000 ft-lb y pérdida total de circulación, cayendo presión de bombeo de 1500 PSI a 900 PSI y posteriormente abatiéndose hasta 150 PSI de presión.

Tabla 5.4 Registro de los parámetros durante la perforación (PEMEX, 2009)

Prof. Mts.	Metros perforados	Tiempo	Hrs. Barrena	Peso sobre la barrena	Récord Mts./Hr	RPM en superficie	Revoluciones acumuladas	Torque en superficie Lbs-Ft	Q GPM	P. Bombeo PSI
3231	1	00:05	00:05	1-2	12.00	80	400	7500	333	1550
3232	2	00:16	00:21	3	5.71	85	1760	8500	333	1570
3233	3	00:15	00:36	5	5.00	85	3035	8500	333	1570
3234	4	00:22	00:58	4	4.14	85	4905	8000	333	1550
3235	5	00:22	01:20	3-4	3.75	85	6775	8000	333	1550
3236	6	00:24	01:44	3-4	3.46	85	8815	8000	333	1500
3237	7	00:23	02:07	4-5	3.31	85	10770	8000	333	1500
3238	8	00:24	02:31	4-5	3.18	85	12810	8000	333	1500
3239	9	00:19	02:50	4-5	3.18	85	14425	8000	333	1500
3240	10	00:21	03:11	4-5	3.14	85	16210	8000	333	1500
3241	11	00:18	03:29	4-5	3.16	85	17740	8000	333	1500
3242	12	00:20	03:49	4-5	3.14	85	19440	8000	333	1500
3243	13	00:20	04:09	4-5	3.13	90	21240	8000	333	1500
3244	14	00:20	04:29	4-5	3.12	90	23040	8000	333	1500
3245	15	00:18	04:47	4-5	3.14	85	24660	7000	333	1500
3246	16	00:46	05:33	5-6	2.88	85	28570	6000	333	1500
3247	17	00:28	06:01	5-6	2.83	85	30950	7500	333	1500
3248	18	00:28	06:29	6-8	2.78	85	33330	6000-11000	333	1500
3249	19	00:22	06:51	6-8	2.77	85	35200	6000-11000	333	1500
3250	20	00:24	07:15	6-8	2.76	85	37240	6000-11000	333	1500
3251	21	00:26	07:41	6-8	2.73	85	39450	6000-11000	333	1500
3252	22	00:22	08:03	6-8	2.73	85	41320	6000-11000	333	1500
3253	23	00:37	08:40	6-8	2.65	85	44465	6000-11000	333	1500
3254	24	00:21	09:01	6-8	2.66	85	46250	6000-15000	333	1500
3255	25	00:14	09:15	7-8	2.70	85	47440	6000-15000	333	1500
3256	26	00:19	09:34	7-8	2.72	85	49055	5000-12000	333	150
3257	27	00:14	09:48	7-8	2.76	90	50315	6000-15000	333	200
3258	28	00:12	10:00	7-8	2.80	90	51395	6000-15000	333	450
3259	29	00:19	10:19	7-8	2.81	90	53105	6000-15000	333	450
3260	30	00:07	10:26	7-8	2.88	90	53735	6000-15000	333	500
3261	31	00:08	10:34	7-8	2.93	90	54455	6000-15000	333	450
3262	32	00:19	10:53	7-8	2.94	90	56165	6000-15000	333	450
3263	33	00:11	11:04	7-8	2.98	90	57155	6000-14000	333	600
3264	34	00:43	11:47	7-8	2.89	80	60595	6000-14000	333	700
3265	35	00:18	12:05	7-8	2.90	80	62035	6000-14000	333	700
3266	36	00:57	13:02	7-8	2.76	80	66595	6000-12000	333	1100
3267	37	00:21	13:23	9-11	2.76	80	68275	6000-15000	333	1200
3268	38	00:08	13:31	9-11	2.81	80	68915	6000-18000	333	1300

3269	39	00:08	13:39	9-11	2.86	80	69555	6000-18000	333	1300
3270	40	00:15	13:54	9-11	2.88	80	70755	6000-18000	333	1200
3271	41	00:09	14:03	9-11	2.92	80	71475	6000-18000	333	1200
3272	42	00:06	14:09	9-11	2.97	80	71955	6000-18000	333	1200
3273	43	00:08	14:17	9-11	3.01	80	72595	6000-18000	333	1200
3274	44	00:14	14:31	9-11	3.03	80	73715	6000-18000	333	1100
3275	45	00:30	15:01	9-11	3.00	80	76115	6000-18000	333	1400
3276	46	01:00	16:01	9-11	2.87	80	80915	6000-18000	333	2000

La operación presentó incremento en el peso de la sarta de 315,000 lb a 350,000 lbs, procediendo a levantar la sarta, tensionando hasta con 400,000 lbs, observando la sarta 100% libre y recuperando peso de sarta sin problema alguno.

Posterior a esto se ajustaron los parámetros y las condiciones de operación a 60 RPM, con torque de 6,000 a 15,000 FT-LB, cuantificando pérdida de 55 m<sup>3</sup>/hr.

Con apoyo de dos barcos loderos se continuó perforación con *liner drilling* con pérdida total de circulación hasta la profundidad de 3270 md, observando incremento de presión desde 150 psi. hasta 1200 psi., con un gasto de 333 GPM y registrando un torque máximo de 15,000 lb-ft, cabe hacer mención que el volumen de lodo perdido fue de 600 m<sup>3</sup> de lodo de emulsión inversa de 1.65 gr/cc contabilizando el volumen de presas y el volumen que se tenía en los barcos loderos.

La perforación continuó con pérdida total de circulación hasta la profundidad de 3275.70 md donde suspende perforación por observar represionamiento de la sarta a 2000 psi. de presión con 333 GPM. El registro final de la barrena EZCASE 8 ½” fue de 46.50 metros en 16:01 horas.

## 5.5 RESUMEN DEL ANCLAJE DEL COLGADOR “TORXS”

Una vez perforado hasta la profundidad programada se eliminó sarta de trabajo por lingada observándola llena por el interior, se realizó maniobra con tubos de ajuste para tener las longitudes deseadas en superficie y se colocó válvula de pie, dejando el *liner* en posición de anclaje a la profundidad de 3273 md.

De acuerdo al procedimiento de la compañía de la herramienta colgadora, se arrojó una canica de 1  $\frac{3}{4}$ " para completar la instalación del equipo de flotación, posteriormente se instalaron líneas de 2" de la unidad de alta presión mismas que se probaron con 5000 psi. Ya probado el equipo, se represionó por tubería de trabajo con incrementos de 500 psi. esperando 2 minutos entre cada uno, hasta llegar a 2200 PSI y 1 barril de fluido base agua de mar de 1.03 gr/cc bombeado, donde se observó anclaje del colgador "TORXS", tensionando la sarta con 30,000 lbs., verificando anclaje del mismo de manera satisfactoria.

Continuando con el procedimiento de la compañía de la herramienta colgadora se represionó tubería de trabajo con incrementos de 500 psi. y esperando 1 minuto entre cada uno, hasta llegar a 4400 psi., con un volumen total bombeado de 3 barriles de fluido base agua de mar de 1.03 gr/cc, donde se expulsó asiento de canica.

Finalmente se tensionó sarta con 50,000 lbs., en varias ocasiones, sin observar liberación del soltador, debido a esto se tomó la decisión de realizar el procedimiento de liberación de emergencia.

Con sarta en su peso (400,000 lb) se procedió a girar 4 vueltas a la derecha, levantando la sarta 2 metros donde se observó tensión de 50,000 lb. trabajando la herramienta soltadora en varias ocasiones sin éxito.

Por último se trabajó el conjunto soltador con 40 RPM y torque de 10,000 lb-ft logrando liberación de la herramienta, dejando todo listo para los preparativos de cementación.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El uso de conexiones premium (patentadas) en el diseño de pozos petroleros debe ser justificado, recordando siempre que estas cubren los servicios críticos:

- Pozos desviados
- Pozos con alta presencia de fluidos corrosivos
- Servicios que requieran la completa hermeticidad entre el espacio anular y el interior de la tubería, tales como el fracturamiento de formaciones y estimulaciones
- Cementaciones forzadas
- Diseño del aparejo de producción
- Tuberías de contingencia
- Perforación con aparejo definitivo
- Perforación con sarta de revestimiento

Siempre hay que recordar, que al ser conexiones patentadas, el costo se eleva, por lo tanto el factor económico debe ser un aspecto primordial para la elección adecuada de las conexiones a utilizar, pues dentro de la gama de las conexiones premium disponibles en el mercado, debemos tener en cuenta que no todas tienen el mismo precio, el cual se cotiza por metro de tubería.

Sí es posible realizar el diseño de los pozos con conexiones API, debemos tener siempre la certeza de las condiciones a las cuales se van a exponer las mismas, ya que estas presentan un buen desempeño únicamente en los servicios que no se consideran críticos.

Es cierto que el acero es un material resistente a condiciones extremas, dadas sus propiedades mecánicas y fisicoquímicas, sin embargo siempre debemos considerar un buen manejo de las tuberías y las conexiones en el campo, ya que como se ha mencionado, estas son una parte fundamental en operaciones donde críticas.

Se debe hacer hincapié que la parte más susceptible a fallar dentro de una sarta de tuberías son las conexiones, por lo tanto no se puede dejar de lado el comportamiento de las mismas y su desempeño según las operaciones que se tienen contempladas llevar a cabo.

Aunque los proveedores de estos productos tienen márgenes de seguridad los cuales les permiten garantizar la funcionalidad del producto, durante el diseño de los pozos siempre debemos tomar en cuenta las condiciones más extremas posibles, tales como pérdidas totales de circulación (que

incrementen el peso de la sarta) o requerimientos de torsión con la tubería, ya que nunca podemos predecir con exactitud si es posible que se presenten fallas durante las operaciones.

De ser posible, durante el diseño y las operaciones, se debe solicitar el servicio técnico de los asesores operativos de las compañías proveedoras del producto, ya que ellos conocen en su totalidad el desempeño de las conexiones bajo condiciones controladas y operativas.



## APÉNDICE A. TABLAS DE INFORMACIÓN TÉCNICA

**Tabla 3. 1 Información técnica de la conexión lisa para *liner* (*Running Book*, 2005)**

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro interior nominal	Diámetro del drift	Diámetro interior de la caja	Diámetro interior del piñón	Longitud del piñón	Sección crítica de la conexión	Eficiencia a la tensión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la ruptura																
											pg.	lb/pie	pg.	mm.	pg.	pg.	pg.	pg.	pg2	%	C75	N80	C95	P110	Q125	140	150
2 3/8	4.6	0.19	4.83	1.995	1.901	1.993	1.993	1.89	0.586	44.9	56	59	62	73	79	88	94										
	5.1	0.218	5.54	1.939	1.845	1.878	1.878	2.283	0.76	51.4	72	76	80	95	103	114	122										
	5.8	0.254	6.45	1.867	1.773	1.811	1.811	2.992	0.936	55.3	89	94	98	117	126	140	150										
	6.3	0.28	7.11	1.815	1.721	1.764	1.764	2.874	1.015	55.1	96	102	107	127	137	152	162										
	7.35	0.336	8.53	1.703	1.609	1.654	1.654	3.701	1.183	55	112	118	124	148	160	177	189										
2 7/8	6.4	0.217	5.51	2.441	2.347	2.382	2.382	2.244	0.887	48.9	84	89	93	111	120	133	142										
	7.8	0.276	7.01	2.323	2.229	2.276	2.276	2.913	1.172	52	111	117	123	147	158	176	188										
	8.6	0.308	7.82	2.259	2.165	2.213	2.213	3.071	1.378	55.5	131	138	145	172	186	207	220										
	9.8	0.362	9.19	2.151	2.057	2.106	2.106	3.819	1.573	55	149	157	165	197	212	236	252										
	10.7	0.405	10.29	2.065	1.971	2.02	2.02	5.787	2.038	64.8	194	204	214	255	275	306	326										
3 1/2	7.7	0.216	5.49	3.068	2.943	3.016	3.016	2.126	1.059	47.5	101	106	111	132	143	159	169										
	9.2	0.254	6.45	2.992	2.867	2.941	2.941	2.756	1.42	54.8	135	142	149	178	192	213	227										
	10.2	0.289	7.34	2.922	2.797	2.858	2.858	3.307	1.598	54.8	152	160	168	200	216	240	256										
	12.7	0.375	9.53	2.75	2.625	2.673	2.673	3.976	2.39	64.9	227	239	251	299	323	359	382										
	13.7	0.413	10.49	2.674	2.549	2.594	2.594	4.449	2.713	67.7	258	271	285	339	366	407	434										
	14.7	0.449	11.4	2.602	2.477	2.524	2.524	4.921	2.931	68.1	278	293	308	366	396	440	469										
	15.5	0.476	12.09	2.548	2.423	2.472	2.472	5.236	3.075	68	292	308	323	384	415	461	492										
4	9.5	0.226	5.74	3.548	3.423	3.48	3.48	2.205	1.288	48.1	122	129	135	161	174	193	206										
	10.9	0.262	6.65	3.476	3.352	3.398	3.398	2.795	1.685	54.8	160	169	177	211	227	253	270										
	11.3	0.286	7.26	3.428	3.303	3.374	3.374	3.18	1.837	55	175	184	193	230	248	276	294										
	13.2	0.33	8.38	3.34	3.215	3.26	3.26	2.992	2.093	55	199	209	220	262	283	314	335										
	14.8	0.38	9.65	3.24	3.115	3.165	3.165	3.78	2.61	60.4	248	261	274	326	352	392	418										
	16.5	0.43	10.92	3.14	3.015	3.063	3.063	4.409	3.111	64.5	296	311	327	389	420	467	498										
4 1/2	11.6	0.25	6.35	4	3.875	3.917	3.917	2.559	1.533	45.9	146	153	161	192	207	230	245										
	12.6	0.271	6.88	3.958	3.833	3.878	3.878	2.559	1.796	49.9	171	180	189	225	242	269	287										
	13.5	0.29	7.37	3.92	3.795	3.843	3.843	2.559	2.031	52.9	193	203	213	254	274	305	325										
	15.1	0.337	8.56	3.826	3.701	3.756	3.756	3.189	2.602	59.1	247	260	273	325	351	390	416										
	17	0.38	9.65	3.74	3.615	3.673	3.673	3.701	3.112	63.3	296	311	327	389	420	467	498										
	18.9	0.43	10.92	3.64	3.515	3.575	3.575	4.291	3.577	65.1	340	358	376	447	483	537	572										
	21.5	0.5	12.7	3.5	3.375	3.453	3.453	5.118	4.086	65	388	409	429	511	552	613	654										

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro interior nominal	Diámetro del drift	Diámetro interior de la caja	Diámetro interior del piñón	Longitud del piñón	Sección crítica de la conexión	Eficiencia a la tensión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la ruptura														
		pg.	lb/pie								pg.	mm.	pg.	pg.	pg.	pg.	pg2	%	C75	N80	C95	P110	Q125	140	150
4 1/2	23.7	0.56	14.22	3.38	3.255	3.335	3.335	5.827	4.514	65.1	429	451	474	564	609	677	722								
5	13	0.253	6.43	4.494	4.369	4.417	4.417	2.795	2.079	55.1	198	208	218	260	281	312	333								
	15	0.296	7.52	4.408	4.283	4.431	4.431	3.504	2.407	55	229	241	253	301	325	361	385								
	18	0.362	9.19	4.276	4.151	4.209	4.209	3.425	3.205	60.8	304	321	337	401	433	481	513								
	20.3	0.408	10.36	4.184	4.059	4.118	4.118	4.213	3.818	64.9	363	382	401	477	515	573	611								
	20.8	0.422	10.72	4.156	4.031	4.091	4.091	4.213	3.999	65.9	380	400	420	500	540	600	640								
	21.4	0.437	11.1	4.126	4.001	4.079	4.079	4.331	4.083	65.2	388	408	429	510	551	612	653								
	23.2	0.478	12.14	4.044	3.919	3.996	3.996	5.039	4.574	67.4	435	457	480	572	617	686	732								
	24.1	0.5	12.7	4	3.875	3.957	3.957	5.039	4.574	67.4	435	457	480	572	617	686	732								
5 1/2	15.5	0.275	6.99	4.95	4.825	4.874	4.874	2.874	2.488	55.1	236	249	261	311	336	373	398								
	17	0.304	7.72	4.892	4.767	4.823	4.823	3.346	2.736	55.1	260	274	287	342	369	410	438								
	20	0.361	9.17	4.778	4.653	4.709	4.709	3.386	3.421	58.7	325	342	359	428	462	513	547								
	23	0.415	10.54	4.67	4.545	4.602	4.602	4.252	4.221	63.7	401	422	443	528	570	633	675								
	26	0.476	12.09	4.548	4.423	4.5	4.5	4.843	5.031	67	478	503	528	629	679	755	805								
	28.4	0.53	13.46	4.44	4.315	4.39	4.39	5.315	5.391	65.1	512	539	566	674	728	809	863								
	29.7	0.562	14.27	4.376	4.251	4.317	4.317	5.709	5.69	65.3	541	569	597	711	768	854	910								
6 5/8	23.2	0.33	8.38	5.965	5.84	5.898	5.898	2.953	3.584	54.9	340	358	376	448	484	538	573								
	24	0.352	8.94	5.921	5.796	5.858	5.858	2.953	3.994	57.6	379	399	419	499	539	599	639								
	28	0.417	10.59	5.791	5.666	5.732	5.732	3.976	5.189	63.8	493	519	545	649	701	778	830								
	32	0.475	12.07	5.675	5.55	5.63	5.63	4.724	6.04	65.8	574	604	634	755	815	906	966								
	35	0.525	13.34	5.576	5.45	5.528	5.528	5.512	6.78	67.4	644	678	712	848	915	1017	1085								
7	23	0.317	8.05	6.366	6.241	6.299	6.299	2.638	3.401	51.1	323	340	357	425	459	510	544								
	26	0.362	9.19	6.276	6.151	6.213	6.213	3.15	4.297	56.9	408	430	451	537	580	645	688								
	29	0.408	10.36	6.184	6.059	6.122	6.122	3.701	5.199	61.5	494	520	546	650	702	780	832								
	32	0.453	11.51	6.094	5.969	6.035	6.035	4.291	6.064	65.1	576	606	637	758	819	910	970								
	35	0.498	12.65	6.004	5.879	5.957	5.957	4.843	6.642	65.3	631	664	697	830	897	996	1063								
	38	0.54	13.72	5.92	5.795	5.874	5.874	5.354	7.152	65.3	679	715	751	894	966	1073	1144								
	41	0.59	14.99	5.82	5.695	5.772	5.772	5.945	7.736	65.1	735	774	812	967	1044	1160	1238								
7 5/8	26.4	0.328	8.33	6.969	6.844	6.906	6.906	2.638	3.897	51.8	370	390	409	487	526	585	624								
	29.7	0.375	9.53	6.875	6.75	6.815	6.815	3.228	4.915	57.5	467	492	516	614	664	737	786								
	33.7	0.43	10.92	6.765	6.64	6.709	6.709	3.937	6.096	62.7	579	610	640	762	823	914	975								
	35.8	0.465	11.81	6.695	6.57	6.646	6.646	4.37	6.822	65.2	648	682	716	853	921	1023	1092								
	39	0.5	12.7	6.625	6.5	6.575	6.575	4.803	7.299	65.2	693	730	766	912	985	1095	1168								
	42.8	0.562	14.27	6.501	6.376	6.453	6.453	5.551	8.116	65.1	771	812	852	1015	1096	1217	1299								
	45.3	0.595	15.11	6.435	6.31	6.386	6.386	6.063	8.669	66	824	867	910	1084	1170	1300	1387								

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro interior nominal	Diámetro del drift	Diámetro interior de la caja	Diámetro interior del piñón	Longitud del piñón	Sección crítica de la conexión	Eficiencia a la tensión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la ruptura														
		pg.	lb/pie								pg.	mm.	pg.	pg.	pg.	pg.	pg2	%	C75	N80	C95	P110	Q125	140	150
7 5/8	47.1	0.625	15.88	6.375	6.25	6.323	6.323	5.906	9.063	66	861	906	952	1133	1224	1359	1450								
8 5/8	32	0.352	8.94	7.921	7.796	7.862	7.862	2.874	4.985	54.5	474	499	523	623	673	748	798								
	36	0.4	10.16	7.825	7.7	7.768	7.768	3.583	6.167	59.7	586	617	648	771	833	925	987								
	40	0.45	11.43	7.725	7.6	7.673	7.673	4.37	7.389	63.9	702	739	776	924	998	1108	1182								
	44	0.5	12.7	7.625	7.5	7.583	7.583	4.803	8.347	65.4	793	835	876	1043	1127	1252	1336								
	49	0.557	14.15	7.511	7.386	7.469	7.469	5.945	9.768	69.2	928	977	1026	1221	1319	1465	1563								
	52	0.595	15.11	7.435	7.31	7.394	7.394	5.945	9.768	65.1	928	977	1026	1221	1319	1465	1563								
9 5/8	36	0.352	8.94	8.921	8.765	8.831	8.831	2.992	5.489	53.5	521	549	576	686	741	823	878								
	40	0.395	10.03	8.835	8.679	8.748	8.748	3.78	6.685	58.4	635	669	702	836	902	1003	1070								
	43.5	0.435	11.05	8.755	8.599	8.669	8.669	4.37	7.79	62	740	779	818	974	1052	1169	1246								
	47	0.472	11.99	8.681	8.525	8.638	8.638	4.37	8.804	64.9	836	880	924	1101	1189	1321	1409								
	53.5	0.545	13.84	8.535	8.379	8.567	8.567	5.276	10.126	65.1	962	1013	1063	1266	1367	1519	1620								
	58.4	0.595	15.11	8.435	8.279	8.362	8.362	6.26	11.499	68.1	1092	1150	1207	1437	1552	1725	1840								
	59.4	0.609	15.47	8.407	8.251	8.362	8.362	6.26	11.499	66.7	1092	1150	1207	1437	1552	1725	1840								
61.1	0.625	15.88	8.375	8.219	8.362	8.362	6.26	11.499	65.1	1092	1150	1207	1437	1552	1725	1840									
9 7/8	62.8	0.625	15.88	8.625	8.469	8.579	8.579	6.26	12.369	68.1	1175	1237	1299	1546	1670	1855	1979								
	66.4	0.661	16.79	8.553	8.397	8.579	8.579	6.26	12.369	64.7	1175	1237	1299	1546	1670	1855	1979								
	67.5	0.678	17.22	8.519	8.363	8.457	8.457	6.732	13.042	66.6	1239	1304	1369	1630	1761	1956	2087								
10 3/4	40.5	0.35	8.89	10.05	9.894	9.969	9.969	2.874	5.989	52.4	569	599	629	749	809	898	958								
	45.5	0.4	10.16	9.95	9.794	9.866	9.866	3.858	7.559	58.1	718	756	794	945	1020	1134	1209								
	51	0.45	11.43	9.85	9.694	9.768	9.768	4.606	9.114	62.6	866	911	957	1139	1230	1367	1458								
	55.5	0.495	12.57	9.76	9.604	9.685	9.685	4.606	10.401	65.2	988	1040	1092	1300	1404	1560	1664								
	60.7	0.545	13.84	9.66	9.504	9.587	9.587	5.276	11.461	65.6	1089	1146	1203	1433	1547	1719	1834								
	65.7	0.595	15.11	9.56	9.404	9.488	9.488	5.906	12.451	65.6	1183	1245	1307	1556	1681	1868	1992								
11 3/4	47	0.375	9.53	11	10.844	10.961	10.961	3.386	7.488	55.9	711	749	786	936	1011	1123	1198								
	54	0.435	11.05	10.88	10.724	10.835	10.835	4.961	9.233	59.7	877	923	969	1154	1246	1385	1477								
	60	0.489	12.42	10.772	10.616	10.717	10.717	4.252	10.985	63.5	1044	1099	1153	1373	1483	1648	1758								
	65	0.534	13.56	10.682	10.526	10.682	10.682	4.921	12.152	64.6	1154	1215	1276	1519	1641	1823	1944								
11 7/8	71.8	0.582	14.78	10.711	10.555	10.711	10.711	5.63	13.514	65.5	1284	1351	1419	1689	1824	2027	2162								

**Tabla 3. 2 Información técnica de la conexión semilisa integral (Running Book, 2005)**

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro interior nominal	Diámetro del drift	Área transversal del tubo	Diámetro exterior de la caja	Diámetro interior del piñón	Pérdida por enrosque	Hilos por pulgada	Eficiencia de la conexión	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la cedencia				
		pg.	mm.										pg	pg.	pg <sup>2</sup>	pg.	pg.
5	18	0.362	9.19	4.276	4.151	5.275	5.098	4.216	4.557	7	71.6	3.777	302	340	359	415	472
	20.3	0.408	10.36	4.184	4.059	5.886	5.136	4.124	4.81	7	75.1	4.421	354	398	420	486	553
	20.8	0.422	10.72	4.156	4.031	6.069	5.146	4.096	4.857	7	76.1	4.619	370	416	439	508	577
	21.4	0.437	11.1	4.126	4.001	6.264	5.158	4.066	4.814	7	77.1	4.831	386	435	459	531	604
	23.2	0.478	12.14	4.044	3.919	2.791	5.19	3.984	5.155	6	77.2	5.242	419	472	498	577	655
	24.1	0.5	12.7	4	3.875	7.069	5.193	3.94	5.213	6	77.4	5.468	437	492	519	601	684
	26.7	0.562	14.27	3.876	3.751	7.836	5.203	3.816	5.505	6	77.6	6.081	486	547	578	669	760
	29.2	0.625	15.88	3.75	3.625	8.59	5.214	3.69	5.813	6	77.8	6.687	535	602	635	736	836
5 1/2	20	0.361	9.17	4.778	4.653	5.828	5.594	4.719	4.539	7	70.8	4.126	330	371	392	454	516
	23	0.415	10.54	4.67	4.545	6.63	5.635	4.611	4.861	7	74.8	4.96	397	446	471	546	620
	23.8	0.437	11.1	4.626	4.501	6.951	5.653	4.567	5.076	7	76.3	5.303	424	477	504	583	663
	26	0.476	12.09	4.548	4.423	7.513	5.678	4.489	5.346	7	77.7	5.834	467	525	554	642	729
	26.8	0.5	12.7	4.5	4.375	7.854	5.706	4.441	5.42	6	78.1	6.133	491	552	583	675	767
	28.4	0.53	13.46	4.44	4.315	8.275	5.719	4.381	5.495	6	78.6	6.504	520	585	618	715	813
	29.7	0.562	14.27	4.376	4.251	8.718	5.733	4.317	5.579	6	79.2	6.904	552	621	656	759	863
	32	0.612	15.54	4.276	4.151	9.398	5.742	4.217	5.854	6	79.3	7.451	596	671	708	820	931
32.6	0.625	15.88	4.25	4.125	9.572	5.748	4.191	5.886	6	79.6	7.62	610	686	724	838	953	
6 5/8	28	0.417	10.59	5.791	5.666	8.133	6.751	5.735	5.061	7	73.4	5.971	478	537	567	657	746
	32	0.475	12.07	5.675	5.55	9.177	6.795	5.619	5.422	7	77	7.068	565	636	671	777	884
	33	0.5	12.7	5.625	5.5	9.621	6.822	5.569	5.48	6	76.9	7.4	592	666	703	814	925
	34.5	0.525	13.34	5.575	5.45	10.061	6.841	5.519	5.557	6	78.1	7.857	629	707	746	864	982
	36.7	0.562	14.27	5.501	5.376	10.705	6.869	5.444	5.823	6	79.6	8.519	682	767	809	937	1065
	40.2	0.625	15.88	5.375	5.25	11.781	6.92	5.319	6.107	5	80.3	9.466	757	852	899	1041	1183
	43.7	0.687	17.45	5.251	5.126	12.816	6.948	5.194	6.455	5	81.2	10.411	833	937	989	1145	1301
7	26	0.362	9.19	6.276	6.151	7.549	7.084	6.22	4.58	7	68.9	5.199	416	468	494	572	650
	29	0.408	10.36	6.184	6.059	8.449	7.119	6.128	5.05	7	72.6	6.135	491	552	583	675	767
	32	0.453	11.51	6.094	5.969	9.317	7.162	6.053	5.176	6	74.2	6.916	553	622	657	761	865
	35	0.498	12.65	6.004	5.879	10.172	7.198	5.948	5.473	6	76.8	7.814	625	703	742	860	977
	38	0.54	13.72	5.92	5.795	10.959	7.231	5.864	5.776	6	79	8.654	692	779	822	952	1082
	41	0.59	14.99	5.82	5.695	11.881	7.264	5.764	5.917	6	80	9.508	761	856	903	1046	1189
	42.7	0.625	15.88	5.75	5.625	12.517	7.299	5.694	6.128	5	80.6	10.087	807	908	958	1110	1261
	44	0.64	16.26	5.72	5.595	12.788	7.309	5.664	6.157	5	80.8	10.337	827	930	982	1137	1292
	45.4	0.67	17.02	5.66	5.535	13.324	7.318	5.604	6.428	5	81	10.788	863	971	1025	1187	1349
	46.4	0.687	17.45	5.626	5.501	13.625	7.323	5.57	6.472	5	80.9	11.028	882	993	1048	1213	1379

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro interior nominal	Diámetro del drift	Área transversal del tubo	Diámetro exterior de la caja	Diámetro interior del piñón	Pérdida por enrosque	Hilos por pulgada	Eficiencia de la conexión	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la cedencia				
		pg.	mm.										pg	pg.	pg <sup>2</sup>	pg.	pg.
7	49.5	0.73	18.54	5.54	5.415	14.379	7.333	5.484	6.562	5	80.9	11.636	931	1047	1105	1280	1455
7 5/8	29.7	0.375	9.53	6.875	6.75	8.541	7.711	6.82	4.822	7	69.2	5.913	473	532	562	650	739
	33.7	0.43	10.92	6.765	6.64	9.72	7.754	6.711	5.169	7	73.3	7.121	570	641	676	783	890
	39	0.5	12.7	6.625	6.5	11.192	7.818	6.57	5.525	6	76.2	8.525	682	767	810	938	1066
	42.8	0.562	14.27	6.501	6.376	12.47	7.866	6.446	5.887	6	79.1	9.86	789	887	937	1085	1233
	45.3	0.595	15.11	6.435	6.31	13.141	7.889	6.38	6.157	6	80.1	10.529	842	948	1000	1158	1316
	47.1	0.625	15.88	6.375	6.25	13.744	7.92	6.32	6.168	5	80.1	11.011	881	991	1046	1211	1376
	51.2	0.687	17.45	6.251	6.126	14.974	7.962	6.196	6.539	5	81.4	12.194	976	1097	1158	1341	1524
	52.1	0.7	17.78	6.225	6.1	15.229	7.967	6.17	6.77	5	81.6	12.423	994	1118	1180	1367	1553
	52.8	0.712	18.08	6.201	6.076	15.463	7.976	6.146	6.802	5	82	12.677	1014	1141	1204	1394	1585
	55.3	0.75	19.05	6.125	6	16.199	7.989	6.07	6.899	5	82.4	13.344	1068	1201	1268	1468	1668
59.2	0.812	20.62	6.001	5.876	17.38	7.991	5.946	7.214	5	81.3	14.127	1130	1271	1342	1554	1766	
7 3/4	46.1	0.595	15.11	6.56	6.435	13.374	8.019	6.555	6.128	5	78.8	10.538	843	948	1001	1159	1317
	46.9	0.615	15.62	6.52	6.395	13.785	8.036	6.465	6.154	5	79.5	10.963	877	987	1041	1206	1370
	47.6	0.625	15.88	6.5	6.375	13.99	8.045	6.446	6.167	5	80	11.189	895	1007	1063	1231	1399
	48.6	0.64	16.26	6.47	6.345	14.296	8.056	6.415	6.413	5	80.5	11.515	921	1036	1094	1267	1439
8 5/8	36	0.4	10.16	7.825	7.7	10.336	8.721	7.772	5.083	7	70	7.237	579	651	688	796	905
	40	0.45	11.43	7.725	7.6	11.557	8.767	7.681	5.424	6	72.2	8.341	667	751	792	918	1043
	44	0.5	12.7	7.625	7.5	12.763	8.809	7.572	5.535	6	75.1	9.579	766	862	910	1054	1197
	49	0.557	14.15	7.511	7.386	14.118	8.855	7.457	5.88	6	77.8	10.99	879	989	1044	1209	1374
	49.1	0.562	14.27	7.501	7.376	14.236	8.857	7.448	5.909	6	78	11.103	888	999	1055	1221	1388
	52	0.595	15.11	7.435	7.31	15.01	8.88	7.381	6.176	6	78.6	11.803	944	1062	1121	1298	1475
	54	0.625	15.88	7.375	7.25	15.708	8.913	7.322	6.383	5	79	12.403	992	1116	1178	1364	1550
	58.7	0.687	17.45	7.251	7.126	17.132	8.955	7.198	6.545	5	80.6	13.812	1105	1243	1312	1519	1727
63.5	0.75	19.05	7.125	7	18.555	8.982	7.072	6.916	5	81.2	15.063	1205	1356	1431	1657	1883	
9 5/8	43.5	0.435	11.05	8.755	8.599	12.559	9.748	8.673	5.18	6	69.4	8.72	698	785	828	959	1090
	47	0.472	11.99	8.681	8.525	13.572	9.777	8.599	5.488	6	71.9	9.759	781	878	927	1073	1220
	53.5	0.545	13.84	8.535	8.379	15.546	9.855	8.558	6.039	5	74.6	11.594	928	1043	1101	1275	1449
	58.4	0.595	15.11	8.435	8.279	16.879	9.882	8.433	6.135	5	76.8	12.963	1037	1167	1231	1426	1620
	59.4	0.609	15.47	8.407	8.251	17.25	9.894	8.325	6.378	5	77.4	13.355	1068	1202	1269	1469	1669
	61.1	0.625	15.88	8.375	8.219	17.671	9.905	8.293	6.423	5	77.8	13.756	1100	1238	1307	1513	1720
	64.9	0.672	17.07	8.281	8.125	18.901	9.941	8.199	6.554	5	79.3	14.984	1199	1349	1423	1648	1873
	70.3	0.734	18.64	8.157	8.001	20.502	9.977	8.075	6.916	5	80.4	16.492	1319	1484	1567	1814	2062
	71.8	0.75	19.05	8-125	7.969	20.911	9.985	8.043	7.174	5	81	16.928	1354	1524	1608	1862	2116
	75.6	0.797	20.24	8.031	7.875	22.104	10.013	7.949	7.315	5	81.8	18.082	1447	1627	1718	1989	2260



Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro interior nominal	Diámetro del drift	Área transversal del tubo	Diámetro exterior de la caja	Diámetro interior del piñón	Pérdida por enrosque	Hilos por pulgada	Eficiencia de la conexión	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la cedencia				
		pg.	mm.										pg	pg.	pg <sup>2</sup>	pg.	pg.
9 3/4	59.2	0.595	15.11	8.56	8.404	17.113	10.006	8.599	6.134	5	76.6	13.11	1049	1180	1245	1442	1639
	62.8	0.625	15.88	8.625	8.469	18.162	10.151	8.559	6.421	5	77.6	14.097	1128	1269	1339	1551	1762
	65.3	0.65	16.51	8.575	8.419	18.838	10.174	8.559	6.509	5	78.7	14.818	1185	1334	1408	1630	1852
	66.9	0.668	16.97	8.539	8.383	19.322	10.188	8.457	6.562	5	79.2	15.311	1225	1378	1455	1684	1914
9 7/8	68.9	0.7	17.78	8.475	8.319	20.177	10.207	8.393	6.861	5	79.5	16.046	1284	1444	1524	1765	2006
	67.2	0.672	17.07	8.656	8.5	19.693	10.312	8.574	6.568	5	79.3	15.61	1249	1405	1483	1717	1951
10	68.7	0.688	17.48	8.624	8.468	20.127	10.325	8.559	6.821	5	79.9	16.074	1286	1447	1527	1768	2009
	51	0.45	11.43	9.85	9.694	14.561	10.878	9.77	5.457	6	69.8	10.168	813	915	966	1118	1271
10 3/4	55.5	0.495	12.57	9.76	9.604	15.947	10.913	9.686	5.785	6	72.6	11.575	926	1042	1100	1273	1447
	60.7	0.545	13.84	9.66	9.504	17.473	10.962	9.58	6.025	5	73.9	12.91	1033	1162	1226	1420	1614
	65.7	0.595	15.11	9.56	9.404	18.982	11.002	9.561	6.376	5	76.2	14.46	1157	1301	1374	1591	1808
	71.1	0.65	16.51	9.45	9.294	20.625	11.045	9.37	6.557	5	78.4	16.162	1293	1455	1535	1778	2020
	73.2	0.672	17.07	9.406	9.25	21.276	11.063	9.326	6.82	5	79.2	16.844	1348	1516	1600	1853	2106
	75.9	0.7	17.78	9.35	9.194	22.101	11.081	9.27	6.886	5	79.3	17.526	1402	1577	1665	1928	2191
	79.2	0.734	18.64	9.282	9.126	23.096	11.102	9.202	6.962	5	79.5	18.357	1469	1652	1744	2019	2295
	80.8	0.75	19.05	9.25	9.094	23.562	11.114	9.17	7.22	5	79.9	18.817	1505	1694	1788	2070	2352
	85.3	0.797	20.24	9.156	9	24.921	11.144	9.076	7.368	5	81	20.183	1615	1816	1917	2220	2523
	97.1	0.922	23.42	8.906	8.75	28.467	11.187	8.826	8.125	5	81.8	23.279	1862	2095	2212	2561	2910
11 3/4	54	0.435	11.05	10.88	10.724	15.463	11.858	10.804	5.476	6	67.7	10.461	837	941	994	1151	1308
	60	0.489	12.42	10.772	10.616	17.3	11.9	10.689	5.843	6	71.2	12.319	986	1109	1170	1355	1540
	65	0.534	13.56	10.682	10.526	18.816	11.943	10.689	6.043	5	72.3	13.6	1088	1224	1292	1496	1700
	71	0.582	14.78	10.586	10.43	20.42	11.981	10.509	6.393	5	74.6	15.23	1218	1371	1447	1675	1904
	74.6	0.618	15.7	10.514	10.358	21.613	12.006	10.437	6.519	5	76.2	16.459	1317	1481	1564	1810	2057
	75.4	0.625	15.88	10.5	10.344	21.844	12.011	10.424	6.543	5	76.4	16.695	1336	1503	1586	1836	2087
	78.8	0.656	16.66	10.438	10.282	22.863	12.035	10.361	6.845	5	77.6	17.734	1419	1596	1685	1951	2217
	80.5	0.672	17.07	10.406	10.25	23.387	12.048	10.33	6.9	5	78.1	18.276	1462	1645	1736	2010	2285
	82.6	0.691	17.55	10.368	10.212	21.007	12.063	10.291	6.963	5	78.8	18.916	1513	1702	1797	2081	2365
	87.4	0.734	18.64	10.282	10.126	25.402	12.097	10.206	7.289	5	80.2	20.365	1629	1833	1935	2240	2546
11 7/8	71.8	0.582	14.78	10.711	10.555	20.648	12.096	10.689	6.454	5	74.2	15.32	1226	1379	1455	1685	1915
12 1/16	78.08	0.64	16.26	10.783	10.626	22.966	12.328	10.707	6.796	5	76.3	17.515	1401	1576	1664	1927	2189
12 1/8	87.7	0.72	18.29	10.685	10.529	25.798	12.451	10.689	7.248	5	78.8	20.321	1626	1829	1930	2235	2540
13 3/8	68	0.48	12.19	12.415	12.259	19.445	13.513	12.341	5.767	5	67.7	13.167	1053	1185	1251	1448	1646
	72	0.514	13.06	12.347	12.191	20.768	13.542	12.317	5.976	5	69.9	14.519	1162	1307	1379	1597	1815
	77	0.55	13.97	12.275	12.119	22.16	13.573	12.201	6.057	5	71.9	15.932	1275	1434	1514	1753	1992
	80.7	0.58	14.73	12.215	12.059	23.314	13.59	12.141	6.164	5	73.2	17.07	1366	1536	1622	1878	2134

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro interior nominal	Diámetro del drift	Área transversal del tubo	Diámetro exterior de la caja	Diámetro interior del piñón	Pérdida por enrosque	Hilos por pulgada	Eficiencia de la conexión	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la cedencia				
		pg.	lb/pie										pg.	mm.	pg	pg.	pg <sup>2</sup>
13 3/8	85	0.608	15.44	12.159	12.003	24.386	13.611	12.085	6.465	5	74.4	18.135	1451	1632	1723	1995	2267
	86	0.625	15.88	12.125	11.969	25.035	13.625	12.051	6.532	5	75.1	18.806	1504	1693	1787	2069	2351
	92	0.672	17.07	12.031	11.875	26.818	13.661	11.957	6.896	5	76.9	20.612	1649	1855	1958	2267	2577
	98	0.719	18.26	11.937	11.781	28.587	13.698	11.863	7.246	5	78.4	22.415	1793	2017	2129	2466	2802
13 5/8	88.2	0.625	15.88	12.375	12.219	25.525	13.875	12.317	6.519	5	75	19.144	1532	1723	1819	2106	2393
14	115	0.812	20.62	12.376	12.189	33.642	14.381	12.318	8.054	5	79.3	26.668	2133	2400	2533	2933	3334

**Tabla 3. 3 Información técnica de la conexión orientada al tubing (Running Book, 2005)**

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro del drift	Diámetro exterior del cople	Diámetro interior del cople	Pérdida por enrosque	Longitud del cople	Área transversal del tubo	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la cedencia				
		pg.	mm.								pg.	pg.	pg.	pg.	pg2
2 3/8	4.6	0.19	4.83	1.901	2.677	1.957	2.444	5.906	1.304	1.33	104	124	143	163	183
	5.1	0.218	5.54	1.845	2.719	1.913	2.444	5.906	1.477	1.507	118	140	162	185	207
	5.8	0.254	6.45	1.773	2.746	1.827	2.891	6.772	1.692	1.727	135	161	186	212	237
	6.3	0.28	7.11	1.721	2.781	1.783	2.891	6.772	1.843	1.879	147	175	203	230	258
	6.6	0.295	7.49	1.691	2.801	1.76	2.891	6.772	1.928	1.967	154	183	212	241	270
	7.35	0.336	8.53	1.609	2.852	1.693	2.891	6.772	2.152	2.195	172	204	237	269	301
2 7/8	6.4	0.217	5.51	2.347	3.222	2.409	2.519	6.024	1.812	1.848	145	172	199	227	254
	7.8	0.276	7.01	2.229	3.275	2.271	3.18	7.362	2.254	2.299	180	214	248	282	316
	8.6	0.308	7.82	2.165	3.32	2.22	3.18	7.362	2.484	2.534	199	236	273	311	348
	9.35	0.34	8.64	2.101	3.364	2.169	3.18	7.362	2.708	2.762	217	257	298	339	379
	9.8	0.362	9.19	2.057	3.393	2.133	3.18	7.362	2.858	2.914	229	272	314	357	400
	10.5	0.392	9.96	1.997	3.431	2.086	3.18	7.362	3.058	3.119	245	291	336	382	428
	10.7	0.405	10.29	1.971	3.447	2.066	3.18	7.362	3.143	3.207	251	299	346	393	440
	11.5	0.44	10.29	1.901	3.47	1.987	3.558	8.11	3.366	3.433	269	320	370	421	471
3 1/2	6.5	0.17	4.32	3.035	3.77	3.104	3.032	7.047	1.778	1.814	142	169	196	222	249
	7.7	0.216	5.49	2.943	3.846	3.022	3.032	7.047	2.228	2.271	178	212	245	279	312
	9.2	0.254	6.45	2.867	3.907	2.959	3.032	7.047	2.59	2.643	207	246	285	324	363
	10.2	0.289	7.34	2.797	3.961	2.894	3.032	7.047	2.915	2.973	233	277	321	364	408
	12.7	0.375	9.53	2.625	4.043	2.707	3.82	8.622	3.682	3.756	295	350	405	460	515
	13.7	0.413	10.49	2.549	4.095	2.648	3.82	8.622	4.005	4.086	320	380	441	501	561
	14.3	0.43	10.92	2.515	4.117	2.62	3.82	8.622	4.147	4.23	332	394	456	518	581
	14.7	0.449	11.4	2.477	4.142	2.589	3.82	8.622	4.304	4.391	344	409	473	538	603
	15.5	0.476	12.09	2.423	4.154	2.518	4.261	9.528	4.522	4.611	362	430	497	565	633
	16.7	0.51	12.95	2.355	4.196	2.467	4.261	9.528	4.791	4.889	383	455	527	599	671
4	8.2	0.19	4.83	3.495	4.3	3.567	3.159	7.323	2.274	2.319	182	216	250	284	318
	9.5	0.226	5.74	3.423	4.361	3.5	3.159	7.323	2.68	2.733	214	255	295	335	375
	10.9	0.262	6.65	3.352	4.42	3.437	3.159	7.323	3.077	3.137	246	292	338	385	431
	12.1	0.299	7.59	3.277	4.478	3.374	3.159	7.323	3.476	3.545	278	330	382	435	487
	13.2	0.33	8.38	3.215	4.526	3.327	3.153	7.323	3.805	3.881	304	361	419	476	533
	14.8	0.38	9.65	3.115	4.552	3.189	4.041	9.094	4.322	4.408	346	411	475	540	605
	16.1	0.415	10.54	3.045	4.602	3.13	4.041	9.094	4.674	4.765	374	444	514	584	654
	16.5	0.43	10.92	3.015	4.623	3.106	4.041	9.094	4.823	4.92	386	458	531	603	675
	18.9	0.5	12.7	3	4.691	2.969	4.545	10.079	5.498	5.609	440	522	605	687	770
	22.2	0.61	15.49	2.655	4.827	2.799	4.545	10.079	6.496	6.625	520	617	715	812	909

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro del drift	Diámetro exterior del cople	Diámetro interior del cople	Pérdida por enrosque	Longitud del cople	Área transversal del tubo	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) la cedencia				
		pg.	mm.								pg.	pg.	pg.	pg.	pg2
4 1/2	10.5	0.224	5.69	3.927	4.858	3.999	3.222	7.441	3.009	3.069	241	286	331	376	421
	11.6	0.25	6.35	3.875	4.902	3.952	3.222	7.441	3.338	3.407	267	317	367	417	467
	12.6	0.271	6.88	3.833	4.937	3.913	3.222	7.441	3.6	3.672	288	342	396	450	504
	13.5	0.29	7.37	3.795	4.968	3.877	3.222	7.441	3.836	3.914	307	364	422	480	537
	15.1	0.337	8.56	3.701	5.042	3.798	3.222	7.441	4.407	4.495	353	419	485	551	617
	17	0.38	9.65	3.615	5.063	3.68	4.041	9.094	4.918	5.016	393	467	541	615	689
	17.7	0.402	10.21	3.571	5.096	3.641	4.041	9.094	5.176	5.279	414	492	569	647	725
	18.9	0.43	10.92	3.515	5.137	3.586	4.041	9.094	5.498	5.608	440	522	605	687	770
	21.5	0.5	12.7	3.375	5.209	3.444	4.545	10.079	6.284	6.411	503	597	691	786	880
	23.7	0.56	14.22	3.255	5.289	3.35	4.545	10.079	6.932	7.07	555	659	763	867	970
5	13	0.253	6.43	4.369	5.4	4.439	4.191	10.394	3.773	3.856	302	358	415	472	528
	15	0.296	7.52	4.283	5.47	4.392	4.191	10.394	4.374	4.462	350	416	481	547	612
	18	0.362	9.19	4.151	5.577	4.392	4.191	10.394	5.275	5.385	422	501	580	659	739
	20.3	0.408	10.36	4.059	5.648	4.307	4.191	10.394	5.886	6.009	471	559	647	736	824
	20.8	0.422	10.72	4.031	5.669	4.283	4.191	10.394	6.069	6.202	486	577	668	759	850
	21.4	0.437	11.1	4.001	5.691	4.256	4.191	10.394	6.264	6.395	501	595	689	783	877
	23.2	0.478	12.14	3.919	5.75	4.181	4.191	10.394	6.791	6.925	543	645	747	849	951
	24.1	0.5	12.7	3.875	5.781	4.142	4.191	10.394	7.069	7.211	566	672	778	884	990
5 1/2	15.5	0.275	6.99	4.825	5.929	4.896	4.382	10.748	4.514	4.608	361	429	497	564	632
	17	0.304	7.72	4.767	5.978	4.896	4.382	10.748	4.962	5.069	397	471	546	620	695
	20	0.361	9.17	4.653	6.071	4.896	4.382	10.748	5.828	5.944	466	554	641	729	816
	23	0.415	10.54	4.545	6.156	4.801	4.382	10.748	6.63	6.756	530	630	729	829	928
	26	0.476	12.09	4.423	6.248	4.691	4.382	10.748	7.513	7.659	601	714	826	939	1052
	26.8	0.5	12.7	4.375	6.283	4.648	4.382	10.748	7.854	8.007	628	746	864	982	1100
	28.4	0.53	4.38	4.315	6.327	4.594	4.382	10.748	8.275	8.437	662	786	910	1034	1159
	29.7	0.562	14.27	4.251	6.372	4.535	4.382	10.748	8.718	8.888	697	828	959	1090	1221
6 5/8	20	0.288	7.32	5.924	7.081	6.049	4.427	10.866	5.734	5.845	459	545	631	717	803
	23.2	0.33	8.38	5.84	7.154	6.049	4.427	10.866	6.526	6.659	522	620	718	816	914
	24	0.352	8.94	5.796	7.191	6.049	4.427	10.866	6.937	7.08	555	659	763	867	971
	28	0.417	10.59	5.666	7.297	5.931	4.427	10.866	8.133	8.289	651	773	895	1017	1139
	32	0.475	12.07	5.55	7.39	5.825	4.427	10.866	9.177	9.357	734	872	1009	1147	1285
7	23	0.317	8.05	6.241	7.488	6.325	4.776	11.535	6.655	6.655	532	632	732	832	932
	26	0.362	9.19	6.151	7.565	6.325	4.776	11.535	7.549	7.549	604	717	830	944	1057
	29	0.408	10.36	6.059	7.644	6.325	4.776	11.535	8.449	8.449	676	803	929	1056	1183
	32	0.453	11.51	5.969	7.717	6.242	4.776	11.535	9.317	9.317	745	885	1025	1165	1304

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro del drift	Diámetro exterior del cople	Diámetro interior del cople	Pérdida por enrosque	Longitud del cople	Área transversal del tubo	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la cedencia				
		pg.	mm.								pg.	pg.	pg.	pg.	pg2
7	35	0.498	12.65	5.879	7.787	6.161	4.776	11.535	10.172	10.172	814	966	1119	1272	1424
	38	0.54	13.72	5.795	7.852	6.087	4.776	11.535	10.959	10.959	877	1041	1205	1370	1534
	41	0.59	14.99	5.695	7.929	5.996	4.776	11.535	11.881	11.881	950	1129	1307	1485	1663
7 5/8	26.4	0.328	8.33	6.844	8.132	6.919	4.868	11.732	7.519	7.519	602	714	827	940	1053
	29.7	0.375	9.53	6.75	8.213	6.919	4.868	11.732	8.541	8.541	683	811	940	1068	1196
	33.7	0.43	10.92	6.64	8.305	6.919	4.868	11.732	9.72	9.72	778	923	1069	1215	1361
	35.8	0.465	11.81	6.57	8.362	6.856	4.868	11.732	10.46	10.46	837	994	1151	1308	1464
	39	0.5	12.7	6.5	8.419	6.793	4.868	11.732	11.192	11.416	895	1063	1231	1399	1567
	42.8	0.562	14.27	6.376	8.518	6.683	4.868	11.732	12.469	12.726	998	1185	1372	1559	1746
	45.3	0.595	15.11	6.31	8.569	6.622	4.868	11.732	13.14	13.412	1051	1248	1445	1643	1840
47.1	0.625	15.88	6.25	8.614	6.567	4.868	11.732	13.744	14.023	1100	1306	1512	1718	1924	
7 3/4	46.1	0.595	15.11	6.435	8.693	6.75	4.915	11.85	13.374	13.642	1070	1271	1471	1672	1872
8 5/8	36	0.4	10.16	7.7	9.266	7.98	5.604	13.189	10.336	10.56	827	982	1137	1292	1447
	40	0.45	11.43	7.6	9.35	7.89	5.604	13.189	11.557	11.797	925	1098	1271	1445	1618
	44	0.5	12.7	7.5	9.433	7.799	5.604	13.189	12.763	13.017	1021	1212	1404	1595	1787
	49	0.557	14.15	7.386	9.526	7.697	5.604	13.189	14.118	14.395	1129	1341	1553	1765	1977
	52	0.595	15.11	7.31	9.587	7.63	5.604	13.189	15.01	15.311	1201	1426	1651	1876	2101
9 5/8	40	0.395	10.03	8.679	10.264	8.998	5.589	13.189	11.454	11.699	916	1088	1260	1432	1604
	43.5	0.435	11.05	8.599	10.333	8.925	5.589	13.189	12.559	12.814	1005	1193	1381	1570	1758
	47	0.472	11.99	8.525	10.396	8.858	5.589	13.189	13.572	13.838	1086	1289	1493	1697	1900
	53.5	0.545	13.84	8.379	10.52	8.726	5.589	13.189	15.546	15.877	1244	1477	1710	1943	2176
	58.4	0.595	15.11	8.279	10.6	8.638	5.589	13.189	16.879	17.214	1350	1604	1857	2110	2363
9 7/8	62.8	0.625	15.88	8.469	10.907	8.835	5.484	12.953	18.162	18.518	1453	1725	1998	2270	2543
	66.4	0.661	16.79	8.397	10.965	8.77	5.484	12.953	19.134	19.499	1531	1818	2105	2392	2679
	66.9	0.668	16.97	8.383	10.978	8.758	5.484	12.953	19.322	19.736	1546	1836	2125	2415	2705
	67.5	0.678	17.22	8.363	10.992	8.74	5.484	12.953	19.59	19.975	1567	1861	2155	2449	2743
	68.9	0.7	17.78	8.319	11.028	8.701	5.484	12.953	20.177	20.587	1614	1917	2219	2522	2825
	70.5	0.72	18.29	8.279	11.059	8.663	5.484	12.953	20.708	21.134	1657	1967	2278	2589	2899
	72	0.725	18.42	8.269	11.067	8.656	5.484	12.953	20.841	21.271	1667	1980	2293	2605	2918
10 3/4	45.5	0.4	10.16	9.794	11.4	10.122	5.634	13.268	13.006	13.273	1040	1236	1431	1626	1821
	51	0.45	11.43	9.694	11.488	10.031	5.634	13.268	14.561	14.865	1165	1383	1602	1820	2039
	55.5	0.495	12.57	9.604	11.565	9.951	5.634	13.268	15.947	16.255	1276	1515	1754	1993	2233
10 3/4	60.7	0.545	13.84	9.504	11.652	9.862	5.634	13.268	17.473	17.834	1398	1660	1922	2184	2446
	65.7	0.595	15.11	9.404	11.734	9.772	5.634	13.268	18.982	19.353	1519	1803	2088	2373	2657
11 3/4	54	0.435	11.05	10.724	12.463	11.067	5.713	13.425	15.463	15.796	1237	1469	1701	1933	2165

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro del drift	Diámetro exterior del cople	Diámetro interior del cople	Pérdida por enrosque	Longitud del cople	Área transversal del tubo	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) la cedencia				
		pg.	mm.								pg.	pg.	pg.	pg.	pg2
11 3/4	60	0.489	12.42	10.616	12.557	10.97	5.713	13.425	17.3	17.653	1384	1644	1903	2163	2422
	65	0.534	13.56	10.526	12.636	10.89	5.713	13.425	18.816	19.211	1505	1788	2070	2352	2634
	71	0.582	14.78	10.43	12.719	10.803	5.713	13.425	20.42	20.857	1634	1940	2246	2553	2859
11 7/8	71.8	0.582	14.78	10.555	12.844	10.929	5.713	13.425	20.648	21.089	1652	1962	2271	2581	2891
13 3/8	61	0.43	10.92	12.359	14.085	12.715	5.698	13.386	17.487	17.842	1399	1661	1924	2186	2448
	68	0.48	12.19	12.259	14.175	12.624	5.698	13.386	19.445	19.851	1556	1847	2139	2431	2722
	72	0.514	13.06	12.191	14.236	12.563	5.698	13.386	20.768	21.213	1661	1973	2284	2596	2908
	77	0.55	13.97	12.119	14.299	12.498	5.698	13.386	22.16	22.625	1773	2105	2438	2770	3102
	80.7	0.58	14.73	12.059	14.35	12.443	5.698	13.386	23.314	23.777	1865	2215	2565	2914	3264
	85	0.608	15.44	12.003	14.4	12.394	5.698	13.386	24.386	24.888	1951	2317	2682	3048	3414
	86	0.625	15.88	11.969	14.429	12.362	5.698	13.386	25.035	25.556	2003	2378	2754	3129	3505
13 5/8	88.2	0.625	15.88	12.188	14.681	12.614	5.698	13.386	25.525	26.063	2042	2425	2808	3191	3574
	118.2	0.85	21.59	11.738	15.051	12.22	5.757	13.504	31.114	34.784	2489	2956	3423	3889	4356
14	86	0.6	15.24	12.613	14.943	13.037	6.946	15.906	25.258	25.653	2021	2400	2778	3157	3536
	93	0.65	16.51	12.513	15.03	12.947	6.946	15.906	27.261	27.691	2181	2590	2999	3408	3817
	100	0.7	17.78	12.413	15.114	12.856	6.946	15.906	29.248	29.695	2340	2779	3217	3656	4095
	106	0.75	19.05	12.313	15.199	12.768	6.946	15.906	31.22	31.71	2498	2966	3434	3903	4371
	114	0.8	20.32	12.213	15.281	12.677	6.946	15.906	33.175	33.689	2654	3152	3649	4147	4645
	120	0.85	21.59	12.113	15.364	12.587	6.946	15.906	35.115	35.68	2809	3336	3863	4389	4916

**Tabla 3. 4 Información técnica de la conexión de 3 hilos (Running Book, 2005)**

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro del drift	Diámetro exterior del cople	Diámetro interior del cople	Pérdida por enrosque	Longitud del cople	Área transversal del tubo	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la cedencia			
		pg-	mm.								pg-	pg-	pg-	pg2
9 5/8	36	0.352	8.94	8.765	10.625	9.166	4.746	9.493	10.254	18.451	564	820	974	1128
	40	0.395	10.03	8.679	10.625	9.166	4.746	9.493	11.454	18.451	630	916	1088	1260
	43.5	0.435	11.05	8.599	10.625	9.166	4.746	9.493	12.559	18.451	691	1005	1193	1381
	47	0.472	11.99	8.525	10.625	9.166	4.746	9.493	13.572	18.451	746	1086	1289	1493
	53.5	0.545	13.84	8.379	10.625	9.166	4.746	9.493	15.546	18.451	855	1244	1477	1710
	58.4	0.595	15.11	8.279	10.625	9.166	4.746	9.493	16.879	18.451	928	1350	1604	1857
	59.4	0.609	15.47	8.251	10.625	9.001	4.578	9.156	17.25	20.401	949	1380	1639	1898
	61.1	0.625	15.88	8.219	10.625	9.001	4.578	9.156	17.671	20.401	972	1414	1679	1944
	64.9	0.672	17.07	8.125	10.625	9.001	4.578	9.156	18.901	20.401	1040	1512	1796	2079
	70.3	0.734	18.64	8.001	10.625	9.001	4.578	9.156	20.502	20.401	1128	1640	1948	2255
71.8	0.75	19.05	7.969	10.625	9.001	4.578	9.156	20.911	20.401	1150	1673	1987	2300	
9 3/4	59.2	0.595	15.11	8.404	10.625	9.179	4.155	8.31	17.113	17.785	941	1369	1626	1882
	60.2	0.609	15.47	8.376	10.625	9.179	4.155	8.31	17.489	17.785	962	1399	1661	1924
9 7/8	62.8	0.625	15.88	8.469	10.87	9.263	4.488	8.976	18.162	20.655	999	1453	1725	1998
	66.4	0.661	16.79	8.397	10.87	9.263	4.488	8.976	19.134	20.655	1052	1531	1818	2105
	67.5	0.678	17.22	8.363	10.87	9.263	4.488	8.976	19.59	20.655	1077	1567	1861	2155
	68.9	0.7	17.78	8.319	10.87	9.263	4.488	8.976	20.177	20.655	1110	1614	1917	2219
	70.5	0.72	18.29	8.279	10.87	9.263	4.488	8.976	20.708	20.655	1139	1657	1967	2278
10 3/4	40.5	0.35	8.89	9.894	11.75	10.266	5.044	10.088	11.435	20.993	629	915	1086	1258
	45.5	0.4	10.16	9.794	11.75	10.266	5.044	10.088	13.006	20.993	715	1040	1236	1431
	51	0.45	11.43	9.694	11.75	10.266	5.044	10.088	14.561	20.993	801	1165	1383	1602
	55.5	0.495	12.57	9.604	11.75	10.266	5.044	10.088	15.947	20.993	877	1276	1515	1754
	60.7	0.545	13.84	9.504	11.75	10.266	5.044	10.088	17.473	20.993	961	1398	1660	1922
	65.7	0.595	15.11	9.404	11.75	10.266	5.044	10.088	18.982	20.993	1044	1519	1803	2088
	66.15	0.611	15.52	9.372	11.75	10.087	4.896	9.793	19.462	23.417	1070	1557	1849	2141
	73.2	0.672	17.07	9.25	11.75	10.087	4.896	9.793	21.276	23.417	1170	1702	2021	2340
	76.1	0.709	18.01	9.176	11.75	10.087	4.896	9.793	22.365	23.417	1230	1789	2125	2460
79.2	0.734	18.64	9.126	11.75	10.087	4.896	9.793	23.096	23.417	1270	1848	2194	2541	
11 3/4	47	0.375	9.53	10.844	12.75	11.313	4.485	8.969	13.401	22.078	737	1072	1273	1474
	54	0.435	11.05	10.724	12.75	11.313	4.485	8.969	15.463	22.078	850	1237	1469	1701
	60	0.489	12.42	10.616	12.75	11.153	4.365	8.729	17.3	24.388	952	1384	1644	1903
	65	0.534	13.56	10.526	12.75	11.153	4.365	8.729	18.816	24.388	1035	1505	1788	2070
	71	0.582	14.78	10.43	12.75	11.153	4.365	8.729	20.42	24.388	1123	1634	1940	2246
11 7/8	71.8	0.582	14.78	10.555	12.677	11.278	4.365	8.729	20.648	20.629	1136	1652	1962	2271

Diámetro exterior nominal	Libraje	Espesor de pared		Diámetro del drift	Diámetro exterior del cople	Diámetro interior del cople	Pérdida por enrosque	Longitud del cople	Área transversal del tubo	Sección crítica de la conexión	Desempeño a la tensión (1000 lb.) A la cedencia			
		pg.	mm.								pg.	pg.	pg.	pg.
13 3/8	54.5	0.38	9.65	12.459	14.375	12.915	4.761	9.523	15.513	25.502	853	1241	1474	1706
	61	0.43	10.92	12.359	14.375	12.915	4.761	9.523	17.487	25.502	962	1399	1661	1924
	68	0.48	12.19	12.259	14.375	12.915	4.761	9.523	19.445	25.502	1069	1556	1847	2139
	72	0.514	13.06	12.191	14.375	12.915	4.761	9.523	20.768	25.502	1142	1661	1973	2284
	77	0.55	13.97	12.119	14.375	12.759	4.516	9.032	22.16	28.047	1219	1773	2105	2438
	80.7	0.58	14.73	12.059	14.375	12.759	4.516	9.032	23.314	28.047	1282	1865	2215	2565
	85	0.608	15.44	12.003	14.375	12.759	4.516	9.032	24.386	28.047	1341	1951	2317	2682
	86	0.625	15.88	11.969	14.375	12.759	4.516	9.032	25.035	28.047	1377	2003	2378	2754
13 5/8	88.2	0.625	15.88	12.188	14.488	13.009	4.516	9.032	25.525	24.453	1404	2042	2425	2808
14	82.5	0.562	14.27	12.689	15.043	13.257	5.528	11.056	23.726	33.094	1305	1898	2254	2610
	86	0.6	15.24	12.613	15.043	13.257	5.528	11.056	25.258	33.094	1389	2021	2400	2778
	93	0.65	16.51	12.513	15.043	13.257	5.528	11.056	27.261	33.094	1499	2181	2590	2999
	94.8	0.656	16.66	12.501	15.043	13.257	5.528	11.056	27.5	33.094	1513	2200	2613	3025
	99	0.688	17.48	12.437	15.043	13.257	5.528	11.056	28.773	33.094	1583	2302	2733	3165
	100	0.7	17.78	12.413	15.043	13.257	5.528	11.056	29.248	33.094	1609	2340	2779	3217
	106	0.75	19.05	12.313	15.043	13.257	5.528	11.056	31.22	33.094	1717	2498	2966	3434
	114	0.8	20.32	12.213	15.043	13.257	5.528	11.056	33.175	33.094	1825	2654	3152	3649
16	65	0.375	9.53	15.063	17	15.502	5.212	10.424	18.408	31.414	1012	1473	1749	2025
	75	0.438	11.13	14.937	17	15.502	5.212	10.424	21.414	31.414	1178	1713	2034	2356
	84	0.495	12.57	14.823	17	15.502	5.212	10.424	24.112	31.414	1326	1929	2291	2652
	84.8	0.5	12.7	14.813	17	15.502	5.212	10.424	24.347	31.414	1339	1948	2313	2678
	94.5	0.562	14.27	14.689	17	15.218	5.843	11.686	27.257	37.602	1499	2181	2589	2998
	97	0.575	14.61	14.663	17	15.218	5.843	11.686	27.864	37.602	1533	2229	2647	3065
	104	0.625	15.88	14.563	17	15.218	5.843	11.686	30.189	37.602	1660	2415	2868	3321
	109	0.656	16.66	14.501	17	15.218	5.843	11.686	31.622	37.602	1739	2530	3004	3478
	128	0.781	19.84	14.251	17	15.218	5.843	11.686	37.341	37.602	2054	2987	3547	4108



## BIBLIOGRAFÍA

1. **Benítez H., Miguel A.** “*Apuntes de tecnología de perforación (Primera parte)*”. Facultad de Ingeniería, UNAM, 1980.
2. **Hibbeler R.C.** “*Mecánica de materiales*”, Sexta edición. Pearson Prentice Hall, 2006.
3. **Farías A.** “*Procedimientos de diseño para tuberías de revestimiento y producción*”. IPN, 1998.
4. **Catálogo de Rosca Redonda (Leaflet)**, Tenaris Tamsa, 2006.
5. **Catálogo de Rosca BCN (Leaflet)**, Tenaris Tamsa, 2006.
6. **VAM Running Book**, Vallourec & Mannesmann Tubes, 2005.
7. **Catálogo de VAM FJL (Leaflet)**, Vallourec & Mannesmann Tubes, 2005.
8. **Catálogo de VAM SLIJ-II (Leaflet)**, Vallourec & Mannesmann Tubes, 2005.
9. **Catálogo de VAM TOP (Leaflet)**, Vallourec & Mannesmann Tubes, 2005.
10. **Catálogo de DINO VAM (Leaflet)**, Vallourec & Mannesmann Tubes, 2005.
11. **Manual de uso de casing y tubing**, Tenaris Tamsa, 2009.
12. **Rebasa, Nicolás.** “*La importancia de considerar la resistencia a los esfuerzos axiales en los tubulares sometidos a operaciones de fractura*”. Tenaris Tamsa, 2009.