



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

**Mantenimiento y Cuidado de las Tuberías y
Herramientas de Operación en la Reparación
y Terminación de Pozos Petroleros.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

MARCO ANTONIO GARCIA CASAS





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 está 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.



FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-67

Señor GARCIA CASAS MARCO ANTONIO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. M. I. Carlos Islas Silva, para que lo desarrolle como tesis para su -- Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"MANTENIMIENTO Y CUIDADO DE LAS TUBERIAS Y HERRAMIENTAS DE
OPERACION EN LA REPARACION Y TERMINACION DE
POZOS PETROLEROS"

- I INTRODUCCION.
- II TUBERIAS DE PRODUCCION.
- III TUBERIAS DE TRABAJO.
- IV HERRAMIENTAS DE OPERACION.
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Marzo 5 de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

sec
OARCH'MRV:gtg

C O N T E N I D O :

I	INTRODUCCION.	1
II	TUBERIAS EN LA REPARACION Y TERMINACION DE POZOS.	2
	II.1 TUBERIAS DE PRODUCCION.	3
	II.2 TUBERIAS DE TRABAJO.	51
III	HERRAMIENTAS DE OPERACION.	113
IV	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	140
	REFERENCIAS.	142

CAPITULO I INTRODUCCION.

El presente trabajo tiene como finalidad principal la de servir de auxilio en el conocimiento de los tipos de tuberías de producción y trabajo, así como algunas herramientas especiales utilizadas en las labores de Reparación y Terminación de Pozo.

Dentro de los aspectos importantes ha tratar será la clasificación de tuberías de producción y trabajo, así como las propiedades de cada una de estas tuberías. Esta clasificación se realiza en base a normas-API (Instituto Americano del Petróleo), institución que regula y estandariza todas las herramientas y materiales empleados en la industria petrolera.

Otro aspecto importante es el conocimiento de los efectos y posibles soluciones al problema de la corrosión, que agentes causan este problema y como se puede cuantificar este daño.

Se explicará el método de diseño de sartas de trabajo considerando las propiedades de las tuberías reales, esto es, para tuberías de uso ya clasificadas.

El enfoque principal de este trabajo es el de inspección tubular, haciendose mención de los métodos de inspección mas empleados en el campo, los resultados que arrojan y la clasificación que se obtiene de esta inspección, haciendose notar el ahorro económico al utilizar tuberías de uso debidamente inspeccionadas, en lugar de tuberías nuevas.

CAPITULO 11

TUBERIAS EN LA REPARACION Y TERMINACION DE POZOS.

CAPITULO II.1 TUBERIAS DE PRODUCCION.

La tubería de producción tiene como objetivo servir de línea de flujo entre el yacimiento, que produce los hidrocarburos, y la cabeza del pozo, evitando que los fluidos de producción entren en contacto con la tubería de revestimiento.

Una apropiada selección, diseño, instalación e inspección de las sarts de producción deberá ser parte crítica en los programas de Reparación y Terminación de Pozos. La tubería deberá ser dimensionada de forma tal que las operaciones de producción sean realizadas de la forma mas eficiente.

Las principales funciones que cumple la tubería de producción son:^{1*}

- Servir como vía de flujo a los fluidos del yacimiento.
- Suministrar un medio de control de flujo y presión.
- Facilitar la instalación de accesorios que proporcionen energía adicional a los fluidos del pozo para que estos sean capaces de llegar a la superficie (por ejemplo válvulas de Bv)-
- Pueden ser empleadas como tuberías de inyección de ciertos fluidos o sustancias químicas (inhibidores, tensoactivos, gelatinas, alcoholes, etc.).

La tubería de producción junto con la tubería de revestimiento constituyen del 15 al 20% del costo del pozo ya terminado, y de ahí que

*Referencias al final .

es muy importante su adecuada selección, mantenimiento e inspección.

II.1.1. TIPOS Y CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS² DE PRODUCCION.

Un gran número de grados de acero y tipos de conexiones de tubería se han desarrollado para satisfacer la demanda de pozos profundos y nuevas técnicas de terminación, es por esto que es necesario estandarizar toda esta gran variedad de materiales. El API (Instituto Americano del Petróleo) identifica, evalúa y desarrolla estándares para los productos fabricados para la Industria Petrolera. Dentro de las publicaciones del API se tienen: " API Standar 5A especificaciones para tuberías de revestimiento, tuberías de producción y perforación ", " API Boletin 5C2 comportamiento de las tuberías de revestimiento y producción, y el " Boletin 5C1 cuidado y uso de tuberías de revestimiento y producción " el cual contiene recomendaciones del torque aplicado a las conexiones.

Las tuberías de producción se consideran API si cumplen ciertas especificaciones. Entre las propiedades definidas por estas especificaciones estan: El peso por unidad de longitud, los rangos de longitud, el diámetro exterior, el espesor de pared, la longitud y diámetro de la junta ó conexión, el grado de acero del tubo, la prueba hidrostática y los métodos de fabricación del acero. Además el API establece los grados de comportamiento para esfuerzos de cedencia interna, colapso y tensión, tanto en las tuberías como en las conexiones.

II.1.1.1. GRADOS DE ACERO.²

El grado del acero lo determina su calidad, es decir, la cantidad de carbón que el acero contiene.

Los grados de la tubería se identifican por medio de letras y números, las cuales indican varias características de la tubería. En cada grado de tubería, el número designa la mínima resistencia en el punto de cedencia. Es decir un acero de grado J-55, exhibe una resistencia mínima a la cedencia de 55000 lb/pg².

Los grados de las tuberías estandar API de producción se muestran en la tabla II.1.1.

TABLA II.1.1.

GRADOS API TUBERIA DE PRODUCCION.²

DESIGNACION	CEDENCIA MINIMA (lb/pg ²)	CEDENCIA MAX. (lb/pg ²)	MINIMO. ESFUERZO DE TENSION.(lb/pg ²)
H-40	40 000	80 000	60 000
J-55	55 000	80 000	75 000
C-75	75 000	90 000	95 000
C-95	95 000	110 000	105 000
L-80	80 000	95 000	95 000
N-80	80 000	110 000	100 000
P-105	105 000	135 000	120 000

Los grados de tubería estandar API de producción mas utilizados en Reparación y Terminación de Pozos son: J-55, C-75, N-80 y P-105. Los grados C-75 y C-95 estan destinados para ser utilizados cuando la tubería esté en presencia de ácido sulfhídrico y se requiere que soporten mayores esfuerzos.

El grado de las tuberías nuevas se identifica por una banda de color. El código de color para cada grado es mostrado en la tabla -- II.1.2.

TABLA II. 1.2.

GRADO	CODIGO DE COLORES ²	COLOR DE LA BANDA
J-55		Verde
K-55		Dos Verdes
C-75		Azul
N-80		Roja
C-95		Café
P-105		Blanca

Además de los grados API existen muchos grados de acero patentados que no corresponden a las normas API, pero que son utilizadas en la Industria Petrolera. Estos grados son empleados para aplicaciones especiales, como por ejemplo, cuando se requiere una alta resistencia a la tensión, una alta resistencia al colapso o que soporten medios corrosivos. Sin embargo, las propiedades para estas tuberías especiales si son calculados usando fórmulas API o son consistentes con los métodos API. También --

los parámetros tales como el diámetro mínimo permitido, tolerancia del espesor de pared, rangos de longitudes y tolerancias de peso se mantienen -- iguales o consistentes con especificaciones API.

II. 1.1.2. DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS DE PRODUCCION.^{1,3}

Las especificaciones API para tuberías de producción establecen el rango de longitud para cada tramo de tubería.

Existen dos rangos de longitudes para tuberías de producción.

- RANGO 1 es de 20 a 24 pies (6 a 7m).

- RANGO 2 es de 28 a 32 pies (8 a 10m) .

Debido a que las tuberías de producción dentro de las operaciones de reparación y terminación de un pozo se colocan en " PEINES " instalados a una altura determinada del mástil, frecuentemente se utilizan -- juegos de tuberías con dos ó tres tramos. Por esta razón la mayor parte de las tuberías de producción se corren en longitudes de rango 2.

Las tolerancias API en el diámetro exterior permiten desviaciones de mas ó menos 0.031 pg. en tuberías de 4 pg. o menores y una desviación de mas ó menos 0.75% en tuberías de 4½ pg.

El espesor de pared no tiene un límite máximo, sin embargo el mínimo de pared permitido es de 87.5% del espesor nominal de pared. Esto -- es importante ya que el API califica la cedencia a la presión interna del tubo considerando este mínimo espesor de pared.

El diámetro interior del tubo lo determinan el diámetro exterior del tubo y el espesor.

El diámetro de prueba, es el diámetro mínimo del " mandril " (o calibrador), que debe pasar sin obstrucción a través de la tubería. - Este valor define las tolerancias del diámetro mínimo, el ovalamiento, y - la rectitud de la tubería. La tubería debe ser capaz de permitir el paso - de ciertas herramientas de línea de acero, esto hace necesario que la prueba de diámetro mínimo se haga con un mandril mas largo. Este mandril tiene 42 pg de longitud y su paso por una junta de la tubería mostrará una indicación de la rectitud del tubo.

El diámetro de prueba del mandril siempre es menor que el -- diámetro interior nominal y sirve para garantizar un diámetro interior mínimo. El mandril de prueba aunque fija los límites de tolerancia en el tubo, no tiene límites de tolerancias máximas para el diámetro exterior de - la tubería.

La tabla II. 1.3. muestra las características de las tube--- rías de producción mas utilizadas en las labores de Reparación y Termina-- ción de Pozos.

II.1.1.3 CONEXIONES DE LAS TUBERIAS DE PRODUCCION^{1,3}

Por lo general la tubería de producción se adquiere con ex-- tremos recalcados . Un recalcado es un engrosamiento de la pared en el extremo de un tubo, utilizando un proceso de forjado en caliente previo a _ un tratamiento térmico de todo el tramo del tubo.

Las conexiones API mas comunmente utilizadas en las tuberfas

TABLA II.1.3

CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS DE PRODUCCION

Tubo Size	Nominal Weight				Grade	Thickness and Coating								Integrities		Min. Wall Thickness		
	Nom. (in.)	OD (in.)	N.A.C. Nom. Weight (lbs/ft)	N.C. Unit Weight (lb/ft)		Wall Thickness (in.)	Inside Dia. (in.)	Drift Dia. (in.)	Coat. Nom. Weight (lb/ft)	Outside Dia. (in.)	Drift Dia. (in.)	Coat. (in.)	Coat. (in.)	Coat. (in.)	Coat. (in.)			
3/4	1.650	1.14	1.20	H 40	113	874	730	313	1.660				7.680	7.530	6.360	13.300		
	1.050	1.14	1.20	J 55	113	874	730	313	1.660				10.560	10.360	8.740	18.290		
	1.050	1.14	1.20	C 75	113	874	730	313	1.660				14.410	14.120	11.920	24.940		
	1.050	1.14	1.20	N 80	113	874	730	313	1.660				15.370	15.070	12.710	26.610		
	1.315	1.70	1.80	H 40	133	1.049	955	1.660	1.900			955	1.550	7.270	7.000	10.960	19.760	15.970
1	1.315	1.70	1.80	J 55	133	1.049	955	1.660	1.900			955	1.550	10.000	9.730	12.560	21.160	17.940
	1.315	1.70	1.80	C 75	133	1.049	955	1.660	1.900			955	1.550	13.640	13.370	20.540	31.040	27.500
	1.315	1.70	1.80	N 80	133	1.049	955	1.660	1.900			955	1.550	14.550	14.160	21.910	35.510	31.940
	1.660	2.30	2.40	H 40	155	1.410						1.286	1.860	5.570	5.270		22.180	22.180
	1.660	2.30	2.40	J 55	155	1.410						1.286	1.860	6.180	5.900	15.530	26.740	27.180
1 1/4	1.660	2.30	2.40	C 75	155	1.410						1.286	1.860	7.660	7.290		30.570	30.570
	1.660	2.30	2.40	N 80	155	1.410						1.286	1.860	8.500	8.120	21.210	36.770	37.500
	1.990	2.70	2.80	H 40	180	1.876	2.054	2.200				1.286	1.660	11.580	11.070	29.150	50.140	41.600
	1.990	2.70	2.80	J 55	180	1.876	2.054	2.200				1.286	1.660	12.260	11.810	31.610	53.470	44.270
	1.990	2.70	2.80	N 80	180	1.876	2.054	2.200				1.286	1.660	13.260	12.760	34.160	62.640	53.280
1 1/2	1.990	2.70	2.80	H 40	225	2.650						1.516	2.110	4.970	4.610		76.870	76.870
	1.500	2.75	2.90	J 55	225	2.650						1.516	2.110	5.640	5.300	19.950	31.950	31.950
	1.500	2.75	2.90	C 75	225	2.650						1.516	2.110	6.440	6.330	44	26.920	26.920
	1.990	2.75	2.90	N 80	225	2.650						1.516	2.110	7.750	7.520	26.250	43.970	36.970
	1.990	2.75	2.90	H 40	245	3.160	2.300	2.500				1.516	2.110	10.570	10.050	35.800	59.770	50.420
2	1.990	2.75	2.90	N 80	245	3.160	2.300	2.500				1.516	2.110	11.280	10.680	38.180	62.640	53.280
	2.193	3.25	3.50	H 40	156	1.751						1.657	2.325	5.590	5.290		35.650	35.650
	2.063	3.25	3.50	J 55	156	1.751						1.657	2.325	7.690	7.280		49.070	49.070
	2.063	3.25	3.50	C 75	156	1.751						1.657	2.325	10.480	9.920		66.910	66.910
	2.063	3.25	3.50	N 80	156	1.751						1.657	2.325	11.180	10.590		71.370	71.370
2 1/2	2.315	4.00		H 40	167	2.041	1.947	2.815					5.230	4.920	30.130			
	2.315	4.00	4.30	J 55	167	2.041	1.947	2.815	3.063	2.910			5.890	5.490	35.960	52.170		
	2.315	4.00		C 75	167	2.041	1.947	2.815	3.063	2.910			7.190	6.770	41.420			
	2.315	4.00	4.30	N 80	167	2.041	1.947	2.815	3.063	2.910			8.100	7.700	48.450	71.720		
	2.315	4.60	4.30	H 40	190	1.995	1.901	2.815	3.063	2.910			9.570	9.230	51.560			
2 3/4	2.315	4.60	5.95	C 75	190	1.995	1.901	2.815	3.063	2.910			11.040	10.600	61.420	97.820		
	2.315	4.60	5.95	N 80	190	1.995	1.901	2.815	3.063	2.910			14.330	14.040	95.560	126.940		
	2.715	4.60	7.70	H 40	254	1.867	1.773	2.815	3.063	2.910			9.980	9.840	60.790			
	2.715	4.60	7.70	N 80	254	1.867	1.773	2.815	3.063	2.910			11.280	11.200	70.360	106.340		
	2.715	4.60	5.95	H 40	254	1.867	1.773	2.815	3.063	2.910			15.280	14.970	107.450	135.400		
3	2.715	4.60	5.95	N 80	254	1.867	1.773	2.815	3.063	2.910			15.460	14.700	94.410	116.940		
	2.715	4.60	5.95	H 40	254	1.867	1.773	2.815	3.063	2.910			20.660	19.650	135.180	177.770		
	2.875	6.40	6.50	H 40	217	2.441	2.347	3.500	3.662	3.460			5.580	5.280	52.780	72.462		
	2.875	6.40	6.50	J 55	217	2.441	2.347	3.500	3.662	3.460			7.680	7.260	71.560	99.652		
	2.875	6.40	6.50	C 75	217	2.441	2.347	3.500	3.662	3.460			10.470	9.910	96.970	135.900		
2 1/2 H	2.875	6.40	8.70	N 80	217	2.441	2.347	3.500	3.662	3.460			14.250	14.060	149.360	184.290		
	2.875	6.40	8.70	H 40	217	2.441	2.347	3.500	3.662	3.460			11.160	10.510	109.570	144.960		
	2.875	6.40	8.70	N 80	217	2.441	2.347	3.500	3.662	3.460			15.200	15.000	159.310	199.770		
	2.875	6.40	8.70	H 40	217	2.441	2.347	3.500	3.662	3.460			14.010	13.870	138.560	190.260		
	2.875	6.40	8.70	N 80	217	2.441	2.347	3.500	3.662	3.460			20.990	19.690	209.160	260.610		
3 1/2	3.500	7.70		H 40	216	3.024	2.943	4.250				4.630	4.320	65.070				
	3.500	9.20	9.30	H 40	254	2.992	2.862	4.250	4.500	4.180			5.280	5.080	79.540	101.610		
	3.500	10.70		J 55	216	3.024	2.943	4.250				6.690	5.780	92.550				
	3.500	10.70		C 75	254	2.992	2.862	4.250	4.500	4.180			9.970	9.840	89.470			
	3.500	9.20	9.30	N 80	216	3.024	2.862	4.250	4.500	4.180			7.470	6.900	109.370	147.460		
3 1/2 H	3.500	10.70		J 55	254	2.992	2.862	4.250	4.500	4.180			8.330	7.900	121.250			
	3.500	9.20	9.30	C 75	216	3.024	2.943	4.250				7.540	6.100	122.010				
	3.500	9.20	9.30	N 80	216	2.992	2.862	4.250	4.500	4.180			10.040	9.520	149.140	194.260		
	3.500	10.70		C 75	254	2.992	2.862	4.250	4.500	4.180			11.360	10.840	123.530			
	3.500	12.70	12.95	N 80	315	2.750	2.625	4.250	4.500	4.180			14.350	14.020	230.990	276.170		
4	3.500	7.70		N 80	216	3.024	2.943	4.250				7.870	8.440	130.140				
	3.500	9.20	9.30	H 40	254	2.992	2.862	4.250	4.500	4.180			10.530	10.160	159.070	201.720		
	3.500	10.70		N 80	216	2.992	2.862	4.250	4.500	4.180			12.120	11.560	185.100			
	3.500	12.70	12.95	N 80	315	2.750	2.625	4.250	4.500	4.180			15.310	15.000	246.290	294.510		
	3.500	9.20	9.30	H 40	254	2.992	2.862	4.250	4.500	4.180			13.070	13.230	206.800	271.970		
4 1/2	3.500	12.70	12.95	N 80	315	2.750	2.625	4.250	4.500	4.180			20.670	19.690	323.390	386.570		
	4.000	9.50		H 40	276	3.528	3.473	4.750				4.000	3.940	72.000				
	4.000	11.00		H 40	267	3.476	3.351	4.750				4.900	4.580		121.070			
	4.000	9.50		J 55	276	3.528	3.473	4.750				5.170	5.440	145.070				
	4.000	11.00		C 75	267	3.476	3.351	4.750				6.690	6.300		169.270			
4 H	4.000	9.50		N 80	276	3.528	3.473	4.750				6.250	7.420	135.070				
	4.000	11.00		C 75	267	3.476	3.351	4.750				8.410	8.100		230.750			
	4.000	9.50		N 80	276	3.528	3.473	4.750				6.590	9.970	144.070				
	4.000	11.00		H 40	267	3.476	3.351	4.750				8.810	8.170		246.140			
	4.000	12.70	12.95	H 40	271	3.398	3.313	5.293	5.563			4.500	4.220	104.360	144.070			
4 1/2 H	4.000	12.70	12.95	J 55	271	3.398	3.313	5.29										

de producción son :

- .-Conexión API de tubería (Non-Upset)NU.-Es una conexión de 10 hilos , rosca redonda, donde la junta tiene menor resistencia que el resto del tubo.
- .-Conexión API de tubería (External-Upset).EUE.-Es una conexión de 8 hilos, rosca redonda, donde la junta tiene mayor resistencia que el resto del tubo. En caso de presentarse altas presiones se dispone de la conexión API EUE en diámetros $2 \frac{3}{8}$, $2 \frac{7}{8}$ y $3 \frac{1}{2}$ pg , teniendo el tamaño de la junta mas largo (EUE long T&C) donde la rosca efectiva es 50% mas larga que la estandar.

Existen coples con características especiales como son :

- .-Coples con claro libre extra.- Cuando se requiere un claro libre extra , los coples API pueden ser introducidos sin que presenten resistencia . Conexiones con espacio libre especial generalmente se marcan con un anillo negro en el centro de la banda de color indicativa del grado de acero .

Los diámetros para conexiones estandar API y no-API de algunos tipos de coples se muestran en la tabla II.1.4 .

TABLA II.1.4

DIAMETROS DE COPLES ESTANDARS Y NO- ESTANDARS ²

FORMA DE ROSCA	DIAMETRO EXTERIOR DEL COPLE (pg)	
	Estandar	Espacio libre extra
(2 3/8 pg)		
API NU-10 hilos	2.875	2.642
API EUE-8 hilos	3.063	2.910
National Tube Buttress	2.875	2.700
Armco Seal Lock	2.875	2.700
(2 7/8 pg)		
API NU-10 hilos	3.500	3.167
API EUE-8 hilos	3.688	3.460
National Tube Buttress	3.500	3.220
Armco Seal Lock	3.500	3.220

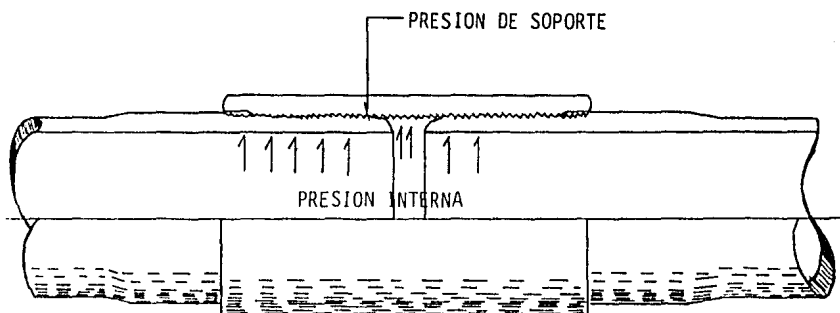
, -CONEXIONES CON JUNTA INTEGRAL.- Varias fabricas manufactu-
ran tuberías con junta integral, las cuales pueden proveer
espacios libres extras. Recientemente se ha fabricado una
conexión API integral (10-hilos rosca redonda) para diá-
metros pequeños de tubería de producción. (1, 1 1/4, 1 --
1/2 y 2 1/16 pg).

Para que las conexiones formen un sello efectivo deberán cum-
plir con ciertos requerimientos específicos. La mayoría de las conexiones -
utilizan un sello metal a metal, el cual requiere que la superficie del pi-
ñón y la caja seán acoplados con la suficiente fuerza para establecer una -
presión de soporte que exceda a la presión a través de la conexión. El prin-
cipio se ilustra en la Fig. II.1

Las conexiones roscadas forman varios sellos (metal a metal)
entre los dientes de la rosca del piñón y la caja Fig.(II.2) ; Los pequeños
huecos (0.003 pg de claro libre) entre la cresta y la raíz dela rosca pue-
den ser rellenos con compuestos sólidos, para transmitir cargas de sopor-
te a través de los espacios libres.

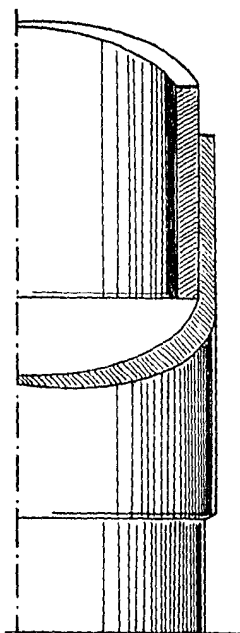
Recientemente se han utilizado anillos de teflón en varias -
conexiones, como un sello complementario y de protección contra la corro-
sión.

FIGURA II.1
PRINCIPIO DE SELLO DE UNA CONEXION . 2

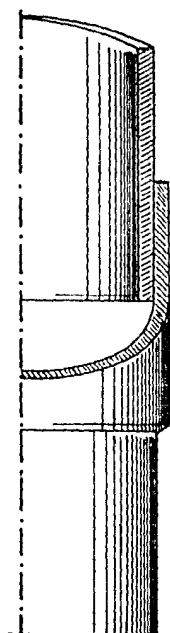


La presión de soporte deberá exceder a la presión interna para formar una presión de sello.

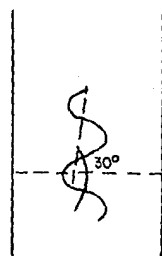
FIGURA II.2
 CONEXIONES ROSCA REDONDA API ²



CONEXION ROSCA REDONDA
 10 HILOS PARA TUBERIA
 DE PRODUCCION API (NU)



CONEXION 8 HILOS ROSCA
 REDONDA EUE API



FORMA DE LA ROSCA
 REDONDA PARA TUBE-
 RIAS DE REVESTIMIEN
 TO Y PRODUCCION.

II.1.1.3.1 ARMADO DE LAS CONEXIONES ROSCADAS²

Los esfuerzos inducidos en la conexión durante el armado y el servicio subsecuente, determinan al éxito de la conexión como elemento sellador.

a).- **CONDICIONES NORMALES.**-Las practicas tradicionales de campo muchas veces dictan que las roscas de las conexiones se fabriquen de acuerdo a las siguientes bases.

- 1).-Reglas de enroscado en el armado.-"La última marca de la rosca del piñón debe ser cubierta por la caja".
Dos veces pasando el apriete manual (50 pie-lb).
- 2).-Recomendaciones de torque en el armado : "mínimo, óptimo o máximo", como se muestra en las tablas II.2.5 y II.2.6 .

b).- **SITUACIONES CRITICAS** .Para obtener la máxima resistencia a la fuga en la rosca de la conexión API , esta deberá ser fabricada de acuerdo al punto de cedencia.Se requiere que al roscar la conexión se aplique el torque adecuado para proveer el sello necesario sin que se dañe permanentemente la rosca .La Fig. II.3 muestra la relación entre el armado (vueltas despues del apriete manual), esfuerzos axiales en el cople y presión radial entre piñón y caja.

FIGURA II.3

ESFUERZOS DEBIDOS AL ROSCADO Y PRESION INTERNA EN LAS CONEXIONES.²

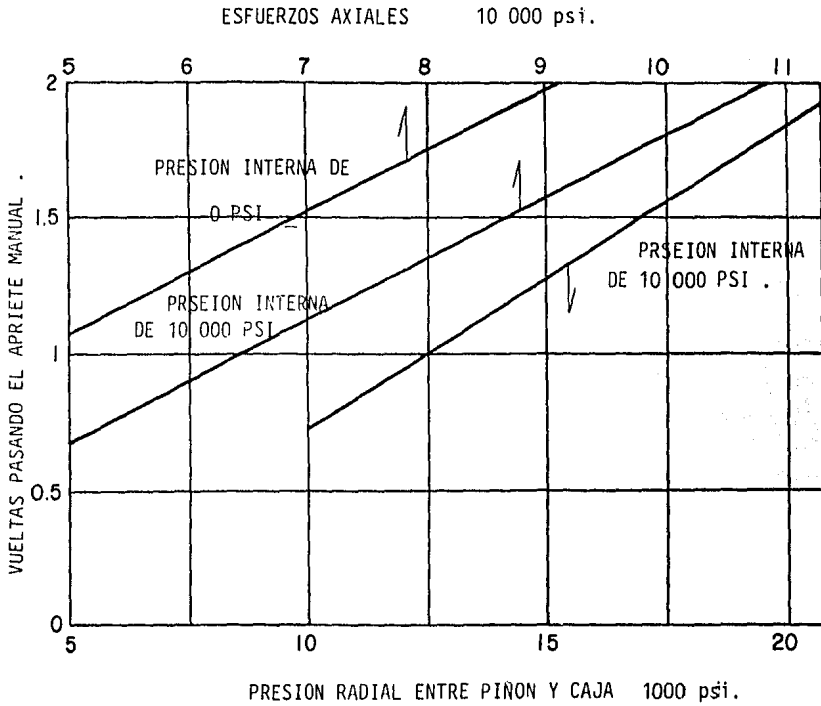


TABLA II.2.5
TORQUE RECOMENDADO PARA TUBERIAS DE PRODUCCION .

Diam.Ext. (pg)	Peso nominal (lb/pie)				Torque (lb-pie)								
	Rosca, y cople		Junta Integral	Grado	M. Direct			M. Invert			Junta Integral		
	Non- Upset	Upset			Opt.	Min.	Max.	Opt.	Min.	Max.	Opt.	Min.	Max.
1.050	1.14	1.20	--	H-10	140	110	180	460	350	580	--	--	--
	1.14	1.20	--	J-55	180	140	230	600	450	750	--	--	--
	1.14	1.20	--	C-75	230	170	290	780	590	980	--	--	--
	1.14	1.20	--	N-80	250	190	310	830	620	1040	--	--	--
1.315	1.70	1.80	1.72	H-10	210	160	260	110	330	550	310	230	390
	1.70	1.80	1.72	J-55	270	200	340	570	430	710	400	300	500
	1.70	1.80	1.72	C-75	360	270	450	740	560	930	520	390	650
	1.70	1.80	1.72	N-80	380	290	480	790	590	990	550	410	690
1.650	--	--	2.10	H-10	--	--	--	--	--	--	380	280	480
	2.30	2.10	2.33	H-10	270	200	310	530	400	660	380	260	480
	--	--	2.10	J-55	--	--	--	--	--	--	500	380	630
	2.30	2.40	2.34	J-55	350	260	440	690	520	860	500	380	630
	2.30	2.40	2.33	C-75	460	350	580	910	680	1140	650	490	810
	2.30	2.40	2.33	N-80	490	370	610	960	720	1200	690	520	860
1.990	--	--	2.40	H-10	--	--	--	--	--	--	450	340	560
	2.75	2.90	2.76	H-10	320	240	400	670	500	810	450	340	560
	--	--	2.40	J-55	--	--	--	--	--	--	580	440	730
	2.75	2.90	2.76	J-55	410	310	500	860	660	1100	580	440	730
	2.75	2.90	2.76	C-75	540	410	680	1150	860	1410	760	570	950
	2.75	2.90	2.76	N-80	570	430	700	1220	920	1530	810	610	1010
2.063	--	--	3.25	H-10	--	--	--	--	--	--	570	430	710
	--	--	3.25	J-55	--	--	--	--	--	--	740	560	920
	--	--	3.25	C-75	--	--	--	--	--	--	970	730	1210
	--	--	3.25	N-80	--	--	--	--	--	--	1030	770	1290

TABLA II.2.6

TORQUE RECOMENDADO PARA TUBERIAS DE PRODUCCION.

Diam.Ext. (pg)	Peso nominal (lb/pie)			Torque (ft.-lb)										
	Rosca y tiple			Non-Unionet			Unionet			Junta Integral				
	Non-Unionet	Unionet	Junta Integral	Grado	Opt.	Min.	Max.	Opt.	Min.	Max.	Opt.	Min.	Max.	
2 3/8	4.00	--	--	H-40	470	350	590	--	--	--	--	--	--	
	4.60	4.70	--	H-40	560	420	700	990	740	1240	--	--	--	
	4.00	--	--	J-55	610	460	760	--	--	--	--	--	--	
	4.60	4.70	--	J-55	730	550	910	1290	970	1610	--	--	--	
	4.00	--	--	C-75	800	600	1000	--	--	--	--	--	--	
	4.60	4.70	--	C-75	960	720	1200	1700	1280	2130	--	--	--	
	5.80	5.95	--	C-75	1380	1010	1730	2120	1590	2650	--	--	--	
	4.00	--	--	N-80	850	640	1060	--	--	--	--	--	--	
	4.60	4.70	--	N-80	1020	770	1280	1800	1350	2250	--	--	--	
	5.80	5.95	--	N-80	1460	1100	1830	2240	1680	2800	--	--	--	
	4.60	4.70	--	P-105	1280	960	1600	2270	1700	2840	--	--	--	
	5.80	5.95	--	P-105	1840	1380	2300	2830	2120	3540	--	--	--	
	2 1/2	6.40	6.50	--	H-40	800	600	1000	1250	940	1560	--	--	--
		6.40	6.50	--	J-55	1050	790	1310	1650	1240	2060	--	--	--
		6.40	6.50	--	C-75	1280	1040	1730	2170	1630	2710	--	--	--
8.60		8.70	--	C-75	2090	1570	2600	2850	2140	3560	--	--	--	
6.40		6.50	--	N-80	1470	1100	1840	2300	1730	2880	--	--	--	
8.60		8.70	--	N-80	2210	1660	2760	3020	2270	3780	--	--	--	
6.40		6.50	--	P-105	1850	1390	2310	2910	2180	3610	--	--	--	
8.60		8.70	--	P-105	2790	2090	3190	3810	2860	4760	--	--	--	
3 1/2		7.70	--	--	H-40	920	690	1150	--	--	--	--	--	--
		9.20	9.30	--	H-40	1120	840	1400	1730	1300	2160	--	--	--
		10.20	--	--	H-40	1310	980	1640	--	--	--	--	--	--
		7.70	--	--	J-55	1210	910	1510	--	--	--	--	--	--
		9.20	9.30	--	J-55	1480	1110	1850	2280	1710	2850	--	--	--
		10.20	--	--	J-55	1720	1290	2150	--	--	--	--	--	--
		7.70	--	--	C-75	1600	1200	2000	--	--	--	--	--	--
	9.20	9.30	--	C-75	1950	1460	2440	3010	2260	3760	--	--	--	
	10.20	--	--	C-75	2270	1700	2840	--	--	--	--	--	--	
	12.70	12.95	--	C-75	3030	2270	3790	4010	3030	5050	--	--	--	
	7.70	--	--	N-80	1700	1280	2130	--	--	--	--	--	--	
	9.20	9.30	--	N-80	2070	1550	2590	3200	2400	4000	--	--	--	
	10.20	--	--	N-80	2410	1810	3010	--	--	--	--	--	--	
	12.70	12.95	--	N-80	3210	2410	4010	4290	3220	5360	--	--	--	
	9.20	9.30	--	P-105	2620	1970	3280	4050	3010	5060	--	--	--	
12.70	12.95	--	P-105	4060	3050	5080	5430	4070	6790	--	--	--		
4	9.50	--	--	H-40	940	710	1180	--	--	--	--	--	--	
	--	11.00	--	H-40	--	--	--	1940	1460	2430	--	--	--	
	9.50	--	--	J-55	1240	930	1550	--	--	--	--	--	--	
	--	11.00	--	J-55	--	--	--	2560	1920	3200	--	--	--	
	9.50	--	--	C-75	1640	1230	2050	--	--	--	--	--	--	
	--	11.00	--	C-75	--	--	--	3390	2540	4240	--	--	--	
	9.50	--	--	N-80	1710	1310	2180	--	--	--	--	--	--	
	--	11.00	--	N-80	--	--	--	4560	3420	5700	--	--	--	
	4 1/2	12.60	12.75	--	H-40	1320	990	1650	2160	1620	2700	--	--	--
12.60		12.75	--	J-55	1740	1310	2180	2860	2150	3180	--	--	--	
12.60		12.75	--	C-75	2300	1730	2880	3780	2810	4730	--	--	--	
12.60		12.75	--	N-80	2440	1830	3050	4020	3020	5030	--	--	--	

II.1.2 DISEÑO QUIMICO DE LA SARTA DE PRODUCCION .

Esencialmente el factor que va a ser determinante en el cuidado del diseño de las sargas de producción , es el de la corrosión. Es por esto que antes de dar soluciones para este problema, es necesario conocer en que formas se presentan y que agentes lo producen .

II.1.2.1 CORROSION ⁴

Las fatigas en corrosión o fatigas en medios corrosivos son -- las causas principales de que fallen los aparatos prematuramente. La corrosión puede presentarse de muchas formas y al combinarse con otros factores destructivos (erosión , desgaste , fatiga) pueden ser causa de daños importantes . Varias formas de corrosión pueden ocurrir simultaneamente , pero solo una suele ser la causa principal de la falla.

La corrosión se define como la alteración y degradación del material debido a efectos de agentes externos. Los principales agentes corrosivos que afectan el material de una sarta son :

A.- OXIGENO.- Es probablemente el mas común agente de corrosión . El oxígeno en presencia del agua es una de las principales causas de oxidación del acero, la mas común de las formas de corrosión. El oxígeno puede llegar a causar escoriaciones , deformaciones , iniciar la erosión y fallas por fatiga.

B.- BÍOXIDO DE CARBONO.- Puede ser introducido en los fluidos

de terminaci3n en composici3n con el agua , por flujo de gas de la formacion , por descomposici3n t3rmica o disoluci3n de sales o aditivos 3rganicos. El bi3xido de carbono reacciona con el agua para formar un 3cido d3bil , el 3cido carb3nico, el cual llega a corro3r el acero tanto o mas que algunos otros 3cidos , pudiendo ocasionar p3rdidas severas de sus caracter3sticas . El 3cido carb3nico no es tan corrosivo como el ox3geno , pero la combinaci3n de los dos es mas corrosiva que los otros solos . El 3cido carb3nico puede causar escareaciones y dar ori3n a la cristalizaci3n por hidr3geno .

C.- ACIDO SULFHIDRICO.-Puede ser introducido a los fluidos de terminaci3n en composici3n con el agua , por flujo de gas de la formaci3n , acci3n b3cteria) o disoluci3n de sulfatos o degradaci3n t3rmica de sulfuros contenidos en aditivos 3rganicos .

El 3cido sulfh3drico disuelto en el agua, puede formar un 3cido debil el cual es poco corrosivo , aunque puede llegar a causar escareaciones , particularmente en presencia del ox3geno y el bi3xido carb3nico. El efecto mas significativo del 3cido sulfh3drico pese a todo es la contribuci3n a formar el fen3meno de cristalizaci3n del acero por el hidr3geno .

D.- SALES DISUELTAS .-Cloratos, carbonatos y sulfatos de sodio

, calcio y magnesio se introducen dentro del fluido de terminación en composición con el agua, por flujo de agua de la formación o debidas a ciertas formaciones que han sido perforadas (sal, calcita, anhidrita).

Puesto que la mayoría de los procesos de corrosión son -- esencialmente reacciones electroquímicas, la presencia de sales disueltas aceleran la corrosión debido al incremento de la conductividad eléctrica del ambiente. Además ciertas sales acentúan las formas de corrosión.

E.- ACIDOS.- Algunos ácidos orgánicos (fórmico, acético, etc) - pueden formarse por acción bacterial o degradación térmica de aditivos orgánicos. Ácidos orgánicos y minerales (clorhídrico, fluorhídrico, etc.) son utilizados en tratamientos de estimulaciones.

La causa general de la corrosión debida al efecto de ácidos es el bajo PH y la remoción de la película protectora en la tubería.

Existen factores que favorecen o afectan el ritmo de corrosión en las tuberías, algunos de los más importantes son:

a).- PH.- Se define como la medida de la actividad del ión hidrógeno. Un PH de 7 se considera neutral, valores menores - de 7 se consideran cada vez más ácidos. El ritmo de corrosión se incrementa tan rápidamente como el PH del fluido decrece. Es de gran dificultad determinar el límite menor

de PH bajo el cual no se afecte la vida de la sarta de la tubería.

- b).-TEMPERATURA.-Debido a que a altas temperaturas la actividad química de los elementos es mayor,el efecto que causaría la temperatura sobre la corrosión,es que,a mayor temperatura mayor es el ritmo de corrosión.
- c).-VELOCIDAD.-En general,los ritmos de corrosión se incrementan con los aumentos de gasto del flujo de los fluidos. Una explicación para este fenómeno es que a mayor turbulencia la película protectora de la pared del tubo se remueve más facilmente.
- d).-HETEROGENEIDAD.-Variaciones localizadas en la composición o microestructura,pueden incrementar los ritmos de corrosión.
- e).-ALTOS ESFUERZOS.-Las áreas de más altos esfuerzos se corroen usualmente más rápido que áreas de menores esfuerzos.

Conociendo a los factores que afectan la velocidad de corrosión y la forma en que se da esta corrosión,usualmente,se pueden determinar las causas de este efecto y forma de corregir.

Las formas principales de corrosión son:

- 1.- ATAQUE UNIFORME.-La mayoría de los agentes corrosivos causan corrosión general o uniforme,pero en diferentes grados de intensidad.Los ácidos fuertes y las sales usualmente causan un daño más severo,el bióxido de carbono y el ácido

sulfhídrico corróen en menor grado. Otras formas de corrosión pueden ocurrir las cuales causarían un daño difícil de valorar. Las pérdidas de metal debidas a la corrosión uniforme traen como resultado fallas del material por pérdida de peso.

- 2.- ATAQUE LOCALIZADO.- La corrosión puede concentrarse en áreas localizadas relativamente pequeñas, creando cavidades (pits), que pueden llegar a perforar rapidamente la pared del tubo. Las cavidades pueden desarrollarse en áreas de altos esfuerzos o esfuerzos concentrados. El oxígeno, el bióxido de carbono, el ácido sulfhídrico y la combinación de éstos son los principales agentes de corrosión localizada.
- 3.- EROSION-CORROSION.- Algunos metales resisten el efecto corrosivo de los agentes, debido a la formación de una película de óxido protectora o una capa adherida fuertemente de productos de corrosión. Al remover esta película por la abrasión de sólidos en suspensión, las altas velocidades de flujo y los efectos de cavitación aceleran el ataque sobre la superficie lisa del metal. El resultado de los efectos combinados de la erosión y la corrosión traen como consecuencia la creación de cavidades o corrosión uniforme.
- 4.- REACCION ELECTROQUIMICA.- En presencia de un electrolito

como es el caso de un fluido de terminación , se promueve la corrosión como una reacción similar a la que se tiene en una batería. Este flujo decorriente puede presentarse entre :

- .- Areas de diferente potencial en el acero.
- .- Zonas en que se encuentran diferencias en el grado de acero.
- .- Zonas con diferencias de metal , como es el caso de -- tener una tubería de terminación de acero diferente a la tubería de revestimiento.

Al presentarse corrientes en acero , estas acarrear partículas diminutas de metal , las cuales se depositan en la parte final del flujo de corriente. Este efecto puede --- traer como resultado la creación de cavidades en áreas de concentración de esfuerzos y posibles fallas por rotura. Diminutas diferencias en la composición del acero puede - llegar a crear esta situación.

- 5.- CORROSION POR FATIGA.- Metales sujetos a esfuerzos cíclicos de magnitud suficiente , pueden ocasionar una rotura por fatiga del metal. Al ocasionarse esta rotura y debido a los esfuerzos cíclicos actuantes puede llegar a originarse una falla de magnitud proporcional a dichos esfuerzos , en poco tiempo . Los esfuerzos cíclicos tienden a romper la película protectora formada. Esto permite un alto ritmo - de corrosión.

la cual va a formar zonas de cavidades (zonas de concentración de esfuerzos) lo cual trae como consecuencia la falla de la tubería.

- 6.- ESFUERZO DE ROMPIMIENTO DEL SULFHIDRICO.-Algunos metales sujetos a esfuerzos estáticos (no dinámicos o cíclicos - como los discutidos anteriormente) en medios corrosivos - pueden fallar de manera súbita , después de un comportamiento adecuado. A este tipo de falla se le conoce como - rompimiento por esfuerzos corrosivos (se involucra tanto los esfuerzos como la corrosión) y usualmente se presenta el fenómeno de cristalización por hidrógeno.

Con frecuencia se ha mencionado el fenómeno de cristalización por hidrógeno , a continuación se explicara a grandes rasgos , que es éste fenómeno y como afecta.

II.1.2.1.1 CRISTALIZACION POR HIDROGENO LIBRE .1,4

La cristalización del acero por el hidrogeno es una de las principales formas de corrosión debidas al H₂S. Cuando se hace referencia al esfuerzo de rompimiento por sulfhídrico se involucran los esfuerzos y la absorción del hidrogeno. La cristalización ocurre de la siguiente forma:

El átomo de hidrógeno es uno de los elementos de mayor reacción de corrosión . Este puede ser absorbido y difundido por el acero a -- otros metales. Normalmente los átomos de hidrógeno se combinan rápidamente para formar moléculas de hidrogeno (H₂) que también se absorben en los espacios internos moleculares del metal y las burbujas de gas que el mismo -- metal contiene . Despues de ser absorbido el hidrógeno tiende a acumularse-- en las áreas de máximos esfuerzos y al alcanzar una concentración crítica -- ocasiona . una rotura pequeña. Este proceso continua utilizando el metal remanente que no puede sustentar las cargas aplicadas , ocurriendo súbitamente una falla.

El grado de este efecto en una pieza de acero esta determinado por la concentración de hidrógeno , el peso del acero , esfuerzos aplicados y el tiempo de exposición.

Antes de poder hacer un diseño de tuberías bajo ambientes corrosivos es necesario detectar el grado de corrosión a la que va estar sometida la tubería .

II.1.2.2 DETECCION Y REGISTRO DE LOS EFECTOS CORROSIVOS . 4

Debido a la compleja interacción de los efectos corrosivos

y los factores que afectan a la misma , es difícil predecir la potencial severidad de la corrosión . Varios instrumentos y dispositivos (medidores de PH, medidores de oxígeno , equipos de prueba químicos , muestradores) permiten el registro de los agentes corrosivos y sus efectos , para que se propongan las acciones en vías de remediar y evitar fallas , así como para mantener los valores de corrosión en un nivel aceptable .

El registro técnico mas comunmente usado es un anillo de corrosión insertado en la conexión de la tubería . Para una mejor comprensión de esta técnica se recomienda recurrir al "API RP 13 B".

II.1.2.3 DISEÑO DE SARTAS EN MEDIOS CORROSIVOS .¹

Al estar seguro que la sarta estará sometida a un medio corrosivo , del cual se sabe que tipo de agente lo causa y como va atacar la tubería , es necesario tomar las disposiciones convenientes para diseñar una sarta que soporte este efecto de corrosión .

Existen varios métodos para combatir la corrosión :

- a).- Periodicamente se pueden bombear inhibidores que formen películas de protección en la pared del tubo.
- b).- Utilizar tuberías con recubrimientos plásticos que queden expuestos al fluido producido .
- c).- Utilizar tuberías de acero al carbón de alta aleación o tubos de acero inoxidable . Este no es un método común puesto que las sarts de acero de alta aleación pueden costar tres o cuatro veces lo que una sarta de acero convencional.

En el caso de que la tubería fuera a ser sometida a una corrosión por efecto del ácido sulfhídrico en el que sea susceptible de aparecer el fenómeno de fragilización, se deberán tomar las medidas precautorias. Es necesario seleccionar los grados de acero adecuados para prevenir el efecto del ácido sulfhídrico .

La especificación API 5AC contiene en lista tres aceros :los grados C-75, L-80 y C-95 . Estos grados de acero contiene controles adicionales , tanto químicos , como en el tratamiento térmico , que no se requieren en otros grados de acero API. Estos grados se usan extensamente en medios donde existe presencia de ácido sulfhídrico .⁵

II.1.3 DISEÑO MECANICO DE TUBERIAS DE PRODUCCION .

El objetivo de un diseño , es seleccionar una tubería de -- producción con un cierto grado , peso y tipo de conexión , la cual deberá__ ser la mas económica posible , así como resistir sin que falle , los es--- fuerzos a los que estará sujeta .

Con los variados requerimientos de una sarta de producción, el diseño necesita considerablemente mas planeación , que solo satisfacer__ los tres principales criterios de diseño : esfuerzos de tensión , presión__ interna y colapso.

II.1.3.1 PRESION INTERNA .

El método API para determinar la cedencia interna en una tu__ bería , utiliza el diámetro exterior (real , considerando el desgaste), el espesor mínimo de pared (utilizando el espesor real que corresponde a la - clase de tubería) y la cedencia mínima del acero para esta tubería.

Aplicando la fórmula II.2.2 se obtiene la presión mínima pa__ ra no causar la deformación permanente. Esta fórmula se basa tanto en el - espesor de pared mínimo permitido , $(0.875)t$, como el mínimo esfuerzo de - cedencia .

La presión interna para tuberías de acero se calcula por - la ecuación de Barlow :

$$P_B = \frac{2 St}{DE} \quad \dots \text{II.2.1}$$

Considerando que la falla ocurre cuando se excede la resistencia a la deformación, y el espesor de pared es igual a $0.875t$.

$$PI = \frac{2Ym (0.875t)}{DE} \quad \dots \text{II.2.2}$$

Siendo :

P_B .- Limite de presión interna según Barlow (lb/pg²)

S .- Esfuerzo mínimo cedente (lb/pg²).

t .- Espesor de pared (pg)

PI .- Limite a la presión interna (lb/pg²)

Ym .- Resistencia del tubo a la presión interna (lb/pg²)

DE .- Diámetro exterior (pg)

II.1.3.2 EFECTO DE PRESION EXTERNA (COLAPSO) .

Si la tubería de producción es introducida al pozo con una presión exterior mayor a la presión interior, existe la posibilidad de colapsarla. La capacidad de la tubería de producción a absorber la presión externa sin experimentar tanto la falla plástica o la elástica, se denomina resistencia al colapso.

La resistencia al colapso es función de :

.- La relación del diámetro de la tubería y el espesor de -

pared

- Las características del metal .
- Los esfuerzos de tensión o compresión a los que estará sujeta la tubería de producción .

La ecuación II.2.3 determina la carga por colapso sobre la tubería de producción considerando que existen diferentes fluidos en el espacio anular y dentro de la tubería.

$$P_c = (\rho_a - \rho_{tp}) 0.052 \times L_p \quad \dots \text{II.2.3}$$

Siendo:

P_c .- Presión de colapso (lb/pg²)

ρ_a .- densidad del fluido en el espacio anular (lb/gal)

ρ_{tp} .- Densidad del fluido en la Tubería de producción (lb/gal)

L_p .- Profundidad máxima de la tubería (pies).

II.1.3.3 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO .

El diseño mecánico de una tubería de producción solo considera los efectos de presión interna , colapso y tensión y sigue el procedimiento que a continuación se explica :

PASO 1º .- Calcular la presión interna y de colapso a condiciones de fondo .

PASO 2º .- Elejir de las tuberías disponibles cual es la que soporta estas condiciones .

PASO 3º .- La tubería encontrada deberá ser la primera tubería , se verificará la resistencia a la tensión del tubo y conexión.

PASO 4º .- Proponer la siguiente tubería disponible decreciente al colapso como la segunda en el diseño.

Paso 5º .- Obtener la máxima longitud al colapso de la segunda tubería o por longitud máxima en tensión del cuerpo según sea el caso.

La longitud máxima al colapso se obtiene con la ecuación II.2.4

$$L_{mc} = \frac{P_c}{0.433 \times \phi_f \times F_c} \quad . . . \text{II.2.4}$$

Y la longitud máxima por tensión se obtiene con la ecuación II.2.5

$$Lm_T = \frac{(Py/ Ft)}{WxFF} \quad \dots \text{II. 2.5}$$

Siendo :

Lmc .- Longitud máxima por colapso (pies) .

Lm_T .- Longitud máxima por tensión (pies).

Pc .- Resistencia al colapso del tubo (lb/pg²)

Fc .- Factor de seguridad al colapso (adm)

Py .- Resistencia a la tensión del tubo (lb)

F_T .- Factor de seguridad a la tensión. (adm)

FF .- Factor de flotación (adm)

W .- Peso por pie de tubo (lb/pie)

ρ_L .- Densidad relativa del fluido (adm).

PASO 6º .- Se calcula el colapso corregido por tensión , -
 así como la profundidad donde se alcance. Se --
 calcula el peso de la primera sección , y se --
 busca la conexión y tubería que soporte este --
 peso . Si la longitud máxima en la conexión es _
 mayor que la profundidad corregida , el proceso
 se vuelve iterativo desde el 4º PASO , con la -
 Tercera , Cuarta , etc ... tubería de produc--
 ción , calculando el colapso y presión interna
 en el nuevo punto .

PASO 7º .- Si la longitud máxima por tensión es menor que --
la profundidad corregida , se deberá determinar -
la longitud máxima por tensión , que será de hecho
la longitud de esta sección .

Se calcula el colpaso corregido y se busca en las_
especificaciones la conexión que soporte dicho -
peso , afectado por el factor de seguridad. Este -
punto se tendrá que repetir ya que el proceso ---
está en tensión y no en colapso .

II.1.4 CUIDADO DE CAMPO EN EL MANEJO DE LAS TUBERIAS DE PRODUCCION.⁶

Debido al alto costo de las tuberías utilizadas en la reparación y terminación de un pozo, es imprescindible proteger dicha inversión y a la vez asegurarse de que se obtendrá el mejor rendimiento de estas dentro del rango de seguridad en su empleo.

Aún cuando las tuberías sean hechas de acero sufren daños con el mal manejo, por lo tanto, es necesario llevar un control estricto del movimiento de la tubería desde que se obtiene del fabricante, durante su utilización en el equipo de reparación y hasta su desecho.

El procedimiento recomendado por el API (American Petroleum Institute) para el cuidado y uso de tuberías de revestimiento y producción (manual RP 5C 1) incluye las causas comunes donde se encuentran los problemas del manejo de las tuberías de revestimiento y producción. El 50% de dichas causas están relacionadas con el mal trato en el envío, manejo y operaciones de introducción a los pozos.

- A.- Cuidado en las operaciones de embarque. Al enviar tuberías por cualquier medio de transporte, es aconsejable seguir las instrucciones recomendadas por el API.
- .- Reservar el suficiente espacio entre cada capa de tubo colocado. Debiéndose tener el cuidado en evitar el contacto de la roscas con otras superficies relativamente duras.
- .- Mantener la tubería fuera del posible contacto con-

substancias corrosivas (agua, substancias químicas).

- B.- Recomendaciones en el manejo de la tubería. Se requiere que al movilizar la tubería no se cause daño a la misma, a sus conexiones y mucho menos al trabajador. El manual API contiene procedimientos para realizar estas operaciones sin causar problema alguno.
- .- Los protectores de rosca deberán permanecer en su posición mientras dure el proceso de movilización.
 - .- Al movilizar tubería por medio de cuerdas es recomendable utilizar barras espaciadoras.
 - .- Las condiciones del equipo son claves para el buen manejo de las tuberías. Un buen equipo puede evitar daños mayores a la tubería durante las maniobras.
 - .- La tubería no debe recibir cargas de impacto por rodamiento o caída.
- C.- Recomendaciones en el almacenaje. La estiba y el almacenamiento de la tubería requiere las mismas consideraciones que se han citado para el embarque.
- D.- Recomendaciones en la introducción de tubería. Es necesario disponer de un control adecuado para evitar daños a la tubería. El estibamiento de tuberías en el lugar escogido requiere las mismas consideraciones que en su almacenamiento en patios. Aunque requieren consideraciones especiales a tomar en cuenta:

- .- Debe evitarse al máximo las caídas de tubos (principalmente en tuberías de mayor peso).
 - .- La tubería deberá ser almacenada de acuerdo a las necesidades de introducción al pozo.
 - .- El estibamiento deberá facilitar la inspección visual del tubo. Esta inspección deberá efectuarse de preferencia en las conexiones de las tuberías.
- E.- Recomendaciones de inspección de campo (visual). Cuando se vaya a realizar una inspección, el protector de las roscas deberá removerse con un solvente adecuado.
- .- No utilizar diesel, ni kerosina, debido a que estos solventes dejan residuos que pueden afectar el sellado de la rosca.
 - .- De disponerse de aire comprimido, la limpieza puede efectuarse a chorro de aire seco.
 - .- Inspeccionar todas las conexiones mientras se efectúa la limpieza.
 - .- Las conexiones separadas por daños deben marcarse e identificarse para evitar su uso.
 - .- En ambiente donde los tubos estén expuestos a medios corrosivos, se necesitará cubrir las conexiones con una capa fina de aceite ligero.
- F.- Recomendaciones de equipo utilizado en la introducción de tuberías. Es recomendable utilizar elevadores de tipo cuña en la introducción de tuberías de producción.-

Esta herramienta debe ser inspeccionada periódicamente para evitar el daño a la tubería.

.- Si se utilizan elevadores de collar, la superficie giratoria debe inspeccionarse cuidadosamente buscando zonas desgastadas.

.- Los dados de la herramienta de contrafuerza debe -- limpiarse y ajustarse para evitar que dañen el cuerpo del tubo.

G.- Recomendaciones en el armado de la sarta de tubería.

.- Las roscas deben cubrirse con un compuesto protector para obtener un contacto óptimo. Este compuesto contiene partículas sólidas dispersas las cuales son necesarias para efectuar un sello adecuado en la conexión, ya que forman un material aglutinante entre las cuerdas de la conexión.

.- El enchufado se realizará cuidadosamente, evitando dañar la rosca de la conexión.

.- Uno de los factores mas importantes en la introducción de la sarta de tubería es la aplicación del torque adecuado. Si el torque aplicado es mas bajo que el recomendado se pueden presentar problemas como:

a).- Filtraciones por sello inadecuado.

b).- Baja resistencia a la tensión.

Si se aplica un torque por encima de lo recomendado, se puede originar:

- a).- Filtraciones debido al desgaste de roscas.
- b).- Baja resistencia a la tensión por roscas deformadas.
- c).- Baja resistencia al desprendimiento de la conexión causado por el exceso de esfuerzo aplicado al acoplamiento o mal colocación de la conexión.

La aplicación del torque adecuado deberá obtenerse con una herramienta de contrafuerza debidamente calibrada.

II.1.5. INSPECCION DE TUBERIAS DE PRODUCCION.

Actualmente debido a los altos costos de las tuberías nuevas se requiere utilizar tuberías de producción de uso, las cuales deben ser -- inspeccionadas de manera que cumplan con las normas requeridas.

Esta inspección reeditará en menos pérdidas de producción por fallas prematuras, ahorros económicos al no utilizar tubería nueva y bajo costo de mantenimiento del pozo al no tener que extraer la tubería frecuentemente debido a fallas.

Antes de inspeccionar una tubería es necesario conocer cuales son los frecuentes defectos de esta y que los causa.

A.- Picaduras por corrosión.- Es el defecto más común en las tuberías de producción. Como antes se mencionó - - -

existen diversos agentes que causan la corrosión. Estas picaduras pueden presentarse tanto en la superficie externa como en la interna.

- B.- Daños mecánicos.- Este daño se debe al manejo rutinario de extraer e introducir la tubería. Generalmente es causado por herramientas de fijación (cuñas) y de apriete (llaves). En zonas donde este daño es pronunciado, debido al aplastamiento, se pueden ocasionar restricciones en el diámetro interior.
- C.- Efectos de desgaste por varillas.- Este problema se presenta esencialmente en pozos con bombeo mecánico, en los cuales el movimiento cíclico de las varillas dañan la parte interna del tubo.
- D.- Efecto debido a la erosión.- Se presenta esencialmente debido a la abrasión causada por arenas o partículas sólidas que contienen el fluido producido. El mismo fluido a alta presión puede causar desgaste en la pared interna del tubo. Este problema suele agravarse por la presencia del efecto de corrosión.
- E.- Daño en las conexiones.- En operaciones de apriete, si la conexión no se maneja con el torque requerido, se presentan problemas debido a falta o sobre torque. El mismo peso de la sarta ocasionará que los hilos de la rosca se " abran " causando cierto daño.

Conociendo ya los daños posibles la inspección se realizará basandose en la siguiente metodología:

- 1.- Inspección visual.- Detectando posibles defectos externos (por torsión, alargamiento o colapsamiento), corosión, incrustaciones (parafina, carbonato, cemento, etc.), defectos transversales y longitudinales. - Esta observación permite elegir que tubería continuará el proceso de inspección, cual requiere limpieza de -- incrustaciones, cual requiere enderezado y cual debe--desecharse.
- 2.- Limpieza e inspección visual de roscas.- Realizar limpieza de roscas, observando visualmente o con instru--mentos ópticos si existe desgaste, golpes o corrosión--en las cuerdas.
En el caso de no observar ningún daño considerable, se calibrarán las roscas (piñón y cople) , con los cali--bradores adecuados. De encontrarse dañada la rosca, se--enviará a maquinar o si la rosca esta en buenas condi--ciones, se invertirá el cople o se cambiará.
- 3.- Calibración del diámetro interno y alineamiento del tubo.- Para calibrar el diámetro interior del tubo se --utilizan calibradores de diámetro adecuado (según normas API). Los diámetros de los calibradores de la tu--bería de producción mas utilizados se muestran en la -
tabla 11.2.7

En caso de observar que el calibrador no pasa, es nece

TABLA II.2.7

DIAMETROS DE LOS CALIBRADORES MAS UTILIZADOS .

DIAMETRO EN PULG.	PESO UNITARIO (RECALCADO)	GRADO TUBERIA	MEDIDAS DEL CALIBRADOR EN PULGADAS	
			DIAM. MIN.	LONGITUD
2 3/8	4.70	J55	1.901	42
	4.70	C75	1.901	42
	4.70	N80	1.901	42
	4.70	P105	1.901	42
2 7/8	6.5	J55	2.347	42
	6.5	N80	2.347	42
	6.5	P105	2.347	42
3 1/2	9.3	C75	2.867	42
	12.95	C75	2.625	42
	9.3	N80	2.867	42
	12.95	N80	2.625	42
	12.95	P105	2.625	42

sario investigar cuidadosamente cual es la causa, procediendo a su corrección con la ayuda de herramientas hidráulicas, escareadores, enderezadores de tubo o de de secharla en caso de no tener remedio.

4.- Limpieza interior y enderezado del tubo.-En caso de presentarse incrustaciones de paráfina, carbonatos y otros se utilizará vapor de agua, solventes o escareadores a lo largo del tubo. Para realizar el enderezado, se hace pasar la tubería por una máquina hidráulica enderezadora, hasta dejarlos sin torsión o flexión alguna.

5.- Inspección tubular.

a).- Inspección longitudinal.- Se realiza mediante un proceso electromagnético. Mediante una bobina se genera un campo magnético circunferencial en el tubo, y con una unidad detectora que va ajustada a la misma bobina, desplazando el tubo dentro de esta, se registran variaciones de flujo magnético debido a defectos longitudinales.

b).- Inspección de pared.- Para determinar cual es el espesor de pared de la tubería se utilizan va---rios sistemas, los aplicados en labores de servicio de inspección son:

.- Rayos gamma.- Con una fuente de rayos gamma y un detector que va instalado a la misma fuente

se toman registros estimativos del espesor de pared.

.- Prueba supersónica.- Se utiliza un instrumento supersónico con onda de compresión, el cual determinará el espesor de pared de la tubería.

c).- Inspección transversal.- Es similar a la inspección longitudinal. Mediante una bobina se induce un campo magnético longitudinal en el tubo y por un juego de detectores sensibles que recorren la longitud total del tubo, permite detectar la mínima variación del flujo magnético, debido a defectos transversales. Los detectores envían una señal a la consola de mando, la cual toma un registro que permite interpretar los defectos.

Además de utilizar este método se efectúa la inspección por partículas magnéticas. Se hace pasar una corriente de alto amperaje por el tubo con el objeto de inducir un campo magnético circunferencialmente orientado en la pared del tubo. Las discontinuidades longitudinales y tridimensionales en la superficie del tubo ocasionan una alteración o variación del flujo magnético. La limadura ferrosa al esparcirse en la superficie es atraída a zonas de alteraciones, delineando claramente el

defecto .

d).- Verificación de grado .- Se realiza una comparación entre las características (API) de una tubería patrón y la tubería a registrar. Esta comparación se efectúa electrónicamente y se detectan los tramos que no tienen el mismo grado.

6.- Prueba Hidrostática.- De acuerdo a las normas API(Manual API 5AX) cada tramo de tubería de producción deberá probarse hidrostáticamente, sosteniendo la presión de prueba por un período mínimo de 30 segundos. La presión de prueba hidrostática para tuberías de producción se basan en la siguiente fórmula:

$$p = \frac{2 St}{D}$$

Donde:

P .- Presión hidrostática de prueba (lb/pg²)

S .- Esfuerzo mínimo cedente (lb/pg²) .

t.- Espesor de pared (pg)

D.- Diámetro exterior especificado de la tubería(pg).

II.1.6 CLASIFICACION DE LA TUBERIA DE ACUERDO A SU INSPECCION . 7,8

Despues de ser inspeccionada la tubería de producción es necesario clasificarla de acuerdo a la pérdida del espesor original. Esta pérdida en el espesor afecta tanto el área interior como el exterior de la tubería.

Para la identificación de la clase se utiliza un código de colores, según las normas API RP 5C1.

La tabla II.2.8 muestra la clasificación de la tubería de producción partiendo de la reducción del espesor del tubo.

TABLA II.2.8
CODIGO DE COLORES PARA IDENTIFICAR LA CLASE DE TUBERIAS DE PRODUCCION.8

CLASE	COLOR DE BANDA	PERDIDA DE ESPESOR	
		NOMINAL %	MINIMO REMANENTE %
2	amarillo	0 - 15	85
3	azul	16 - 30	70
4	verde	31 - 50	50
5	rojo	mayor al 50	menor de 50

Las conexiones se clasifican en forma distinta al resto del tubo. La pérdida del espesor de pared en la sección mas gruesa del recalca

do puede permitirse sin cambiar su clasificación , dependiendo del servicio a utilizar .

La tabla II.2.9 muestra la clasificación de las conexiones dependiendo de sus condiciones .

TABLA II.2.9 ⁸

CODIGO DE COLORES PARA CLASIFICAR LAS CONEXIONES
DE LAS TUBERIAS DE PRODUCCION .

CODICION	COLOR
Pinón dañado	Una banda de color rojo alrededor del tubo adyacente a la rosca defectuosa.
Cople o caja dañada.	Una banda de color rojo alrededor del cople o caja dañada.
Cuerpo del tubo que no pasa prueba de aliniamiento.	Una banda de color verde en cada lado del punto de restricción y otra verde adyacente a la banda del color de la clasificación denota restricción del drift .

Es muy importante considerar que el desgaste y corrosión de las tuberías se presenta en la parte interior , por lo que las propiedades físicas , deben calcularse tomando en cuenta las variaciones del espesor -- de la tubería . Las pérdidas de metal deben considerarse y evaluarse en -- base a normas API (API RP 5C1) .

A continuación se presenta las propiedades de las tuberías de producción (tensión máxima y presión máxima a la que debe probarse) - considerando al área de la sección transversal real del tubo (tomando en - cuenta el desgaste) .Este valor del área puede ser aproximado , dependiendo de la capacidad del inspector de tuberías .

La tabla II.2.10 muestra los valores de tensión máxima que soportan las tuberías , para diferentes clases y grados de tuberías .

**FIGURA 11.4 CODIGO DE COLORES PARA CLASIFICAR
TUBERIAS DE PRODUCCION USADAS .**

Los codigos de colores aparecen en el tubo cerca a la parte final del
de la caja o cople para tuberías inspeccionadas .

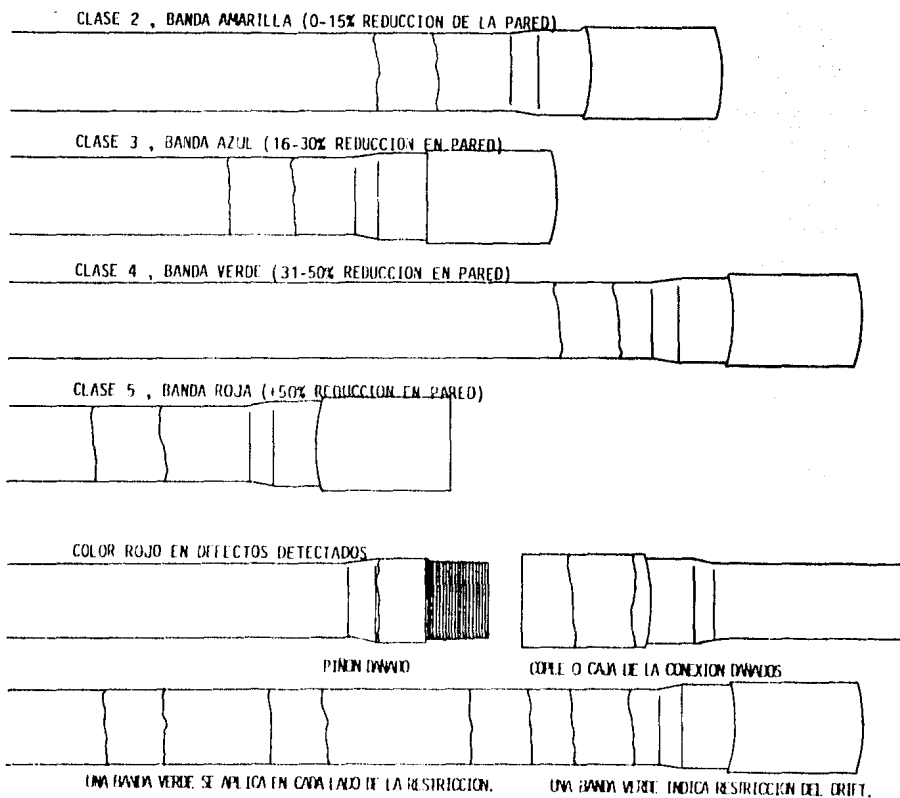


TABLA II.2.10

TENSION MAXIMA QUE SOPORTAN LAS TUBERIAS . 8

(lb)

DIAMETRO EXT. (pg)	GRADO	PESO (lb/pie)	AMARILLA	AZUL	VERDE	ROJA
2 3/8	J-55	4.70	61768	51523	37425	Tuberfas
2 3/8	N-80	4.70	89844	47942	54438	destinadas
2 3/8	P-105	4.70	117921	98361	71449	a otros -
2 7/8	J-55	6.50	109180	91000	66036	usos.
2 7/8	N-80	6.50	158807	132364	96053	
3 1/2	C-75	9.30	167062	139177	128511	
3 1/2	N-80	9.30	178200	148457	137079	
3 1/2	C-75	12.95	436089	200240	146341	
3 1/2	N-80	12.95	465161	213589	156098	

CAPITULO II.2
TUBERIAS DE TRABAJO .

II.2 TUBERIAS DE TRABAJO.

El presente capítulo tiene como objetivo explicar la forma de selección de las tuberías de trabajo empleadas en las labores de reparación y terminación de pozos, partiendo de la disponibilidad que se tenga de estas. Esta selección de tubería deberá tomar en cuenta que dicha tubería tendrá que -- permitir la realización de las operaciones de la forma mas eficiente y segura, favorecer el sistema circulatorio del pozo(esto es que se tenga las menores caídas de presión) y ser lo mas económica posible.

Es de gran relevancia que se tenga una adecuada selección y un debido mantenimiento de las tuberías de trabajo ya que estas serán el medio con el cual se introducirán o extraerán de los pozos las diferentes herramientas empleadas en las labores de molienda, pescas, pruebas , etc...que se requieren en una reparación y terminación de pozos.

II.2.1 TIPOS DE TUBERIAS DE TRABAJO^{4,9}

Como antes se mencionó todas las tuberías se rigen bajo normas API(American Petroleum Institute)* . Dicha asociación recomienda que para las tuberías de trabajo la manera de identificar el peso y grado se haga mediante una marca grabada en una ranura colocada en el piñón de la tubería .Los -- códigos correspondientes serán estampados por medio de golpes. Por ejemplo si el piñón contiene una ranura en la parte central querrá decir que se -- tiene una tubería de grado estandar y alto peso, si no tiene ninguna marca se tratará de una tubería estandar en peso y grado; por el contrario si la ranura se encuentra en la base y además tiene una acanaladura en la parte-

*Referencias al final

central de la sección de la llave será una tubería de peso estandar y alta resistencia. Para mejor comprensión ver FIG II.2.1 .

Además en la acanaladura se estampan los códigos correspondientes al -- grado y peso de la tubería . Las tablas II.2.1 y II.2.2 enlistan los símbo-- los correspondientes a los códigos de grado y peso de las tuberías de traba--ajo.

II.2.2 CLASIFICACION DE TUBERIAS DE TRABAJO ^{4,9}

El desgaste de las tuberías de trabajo por lo regular ocurre en las su--perficies exteriores de la tubería, consecuentemente sus propiedades fisi--cas estan basadas en esto. Aunque debe tomarse en cuenta los desgastes que sufre la tubería por efectos de corrosión .

Las normas API marcan la siguiente clasificación para tuberías de traba--jo.

1.- CLASE 1 O NUEVA

Este tipo de tuberías tiene como características no haber sufrido des--gaste por lo que conserva sus propiedades de resistencia originales. Las - tablas II.2.3 , II.2.4 y II.2.5 muestran las especificaciones correspon --dientes a dichas tuberías.

2.- CLASE PREMIUM

Para las tuberías que se clasifican en esta categoría tienen como carac--terísticas máximas permisibles de un desgaste uniforme del espesor de pared

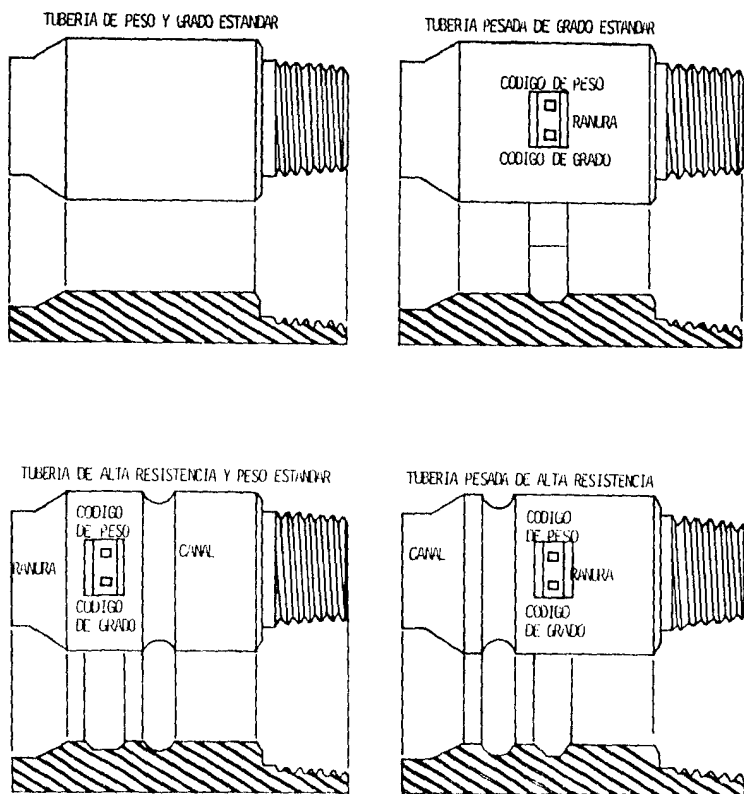


FIGURA 11.2.1

CLASIFICACION DE TUBERIAS POR PESO Y GRADO. 9

TABLA II.2.1

CODIGO DE GRADO DE TUBERIAS DE TRABAJO

TIPO	GRADO	SIMBOLO
ESTANDAR	N-80	N
	E-75	E
	C-75	C
ALTO ESFUERZO	X-95	X
	G-105	G
	P-110	P
	S-135	S
	V-150	V

TABLA II.2.2

CODIGO DE PESOS DE TUBERIAS⁹

DIAMETRO EXTERIOR (pg)	PESO NOMINAL (lb/pie)	ESPESOR DE PARED (pg)	NUMERO DE CODIGO
2 3/8	4.85	.190	1
	6.65*	.280	2
2 7/8	6.85	.217	1
	10.40*	.362	2
3 1/2	9.50	.254	1
	13.30*	.368	2
4	15.50	.449	3
	11.85	.262	1
4 1/2	14.00*	.330	2
	15.70	.380	3
4 1/2	13.75	.271	1
	16.60*	.337	2
	20.00	.430	3
	22.82	.500	4
	24.66	.550	5
	25.50	.575	6
5	16.25	.296	1
	19.50*	.362	2
	25.60	.500	3
5 1/2	19.20	.304	1
	21.90*	.361	2
	24.70	.415	3
6 5/8	25.20*	.330	2

*INDICA PESO ESTANDAR

TABLA II.2.3

DATOS DIMENSIONALES DE TUBERIA NUEVA 10

DIAMETRO EXTERIOR (pg)	*PESO NOMINAL (lb/pie)	**PESO TUBERIA (lb/pie)	ESPESOR DE PARED (pg)	DIAMETRO INTERIOR (pg)	AREA SEC. TRANSV. (pg ²)
2 3/8	4.85	4.43	.190	1.995	1.3042
	6.65	6.26	.280	1.815	1.8429
2 7/8	6.85	6.16	.217	2.441	1.8120
	10.40	9.72	.362	2.151	2.8579
3 1/2	9.50	8.81	.252	2.992	2.5902
	13.30	12.31	.368	2.764	3.6209
	15.50	14.63	.449	2.602	4.3037
4	11.85	10.40	.262	3.476	3.0767
	14.00	12.93	.330	3.340	3.8048
	15.70	14.69	.380	3.240	4.3216
4 1/2	13.75	12.24	.271	3.958	3.6004
	16.60	14.98	.337	3.826	4.4074
	20.00	18.69	.430	3.640	5.4981
5	16.25	14.87	.296	4.408	4.3743
	19.50	17.93	.362	4.276	5.2746
	25.60	24.03	.500	4.000	7.0686
5 1/2	19.20	16.87	.304	4.892	4.9624
	21.90	19.81	.361	4.778	5.8282
	24.70	22.54	.415	4.670	6.6296
6 5/8	25.20	22.19	.330	5.965	6.5262

*Considera el peso del tubo con su conexión

**Considera el peso del tubo sin la conexión

· TABLA II.2.4

DATOS DE TENSION Y TORSION PARA TUBERIA NUEVA 10

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Diámetro Peso exterior nom.	(pg) (lb)	Datos de torsion Esfuerzo de cedencia a torsión.					Datos basados en mínimos valores de tensión Carga al mínimo esfuerzo cedente						
		(pie-lb)					(lb)						
		D	E	95	105	135	D	E	95	105	135		
2½	4.85	3490	4760	6030	6670	8570	71730	97820	123950	136940	176070		
	6.65	4580	6250	7970	8750	11250	101360	138220	175080	195300	248790		
2¾	6.85	5930	8030	10240	11320	14550	9560	135900	172140	190260	244620		
	10.40	6470	11550	14640	16180	20800	157180	214340	271500	300980	385820		
3¾	9.50	10370	14150	17920	19800	25460	142460	194270	246070	271970	349680		
	13.30	12500	18550	23500	25970	33390	199150	271570	343990	380190	488920		
4	15.50	15460	21090	26710	29520	37950	236700	322760	408850	451890	581000		
	11.65	14280	19470	24070	27260	35050	169220	230750	292290	323050	415350		
4½	14.60	17050	23290	29500	32600	41920	209260	285360	361460	399500	513650		
	15.70	18530	25610	32090	36130	46460	237690	324120	410550	453770	583420		
4¾	13.75	19000	25910	32820	36270	46530	158020	210930	342040	378040	486050		
	16.00	22550	30810	39020	43130	55450	242410	320560	418700	462780	595000		
5	20.00	27650	36500	46740	51660	65420	302400	412360	522320	577300	742240		
	16.25	26700	35040	44350	49050	63050	264560	378070	415560	459300	590530		
5½	19.50	30190	41170	52140	57600	74100	293100	395600	501090	553830	712070		
	25.60	35320	47260	60190	73160	94060	368770	530150	671520	742200	954260		
5¾	19.20	32320	43070	55630	61700	79330	272930	372180	471430	521050	669920		
	21.50	37190	50710	64230	70930	91280	320550	437120	555680	611960	786610		
6	24.70	41490	55570	71660	79200	101850	364630	492220	625610	696110	895030		
	25.20	51760	70580	89400	98610	127050	358940	489470	619990	685250	881040		

TABLA II.2.5
DATOS DE PRESION INTERNA Y COLAPSO PARA TUBERIA NUEVA 10

1	2	3	VALORES MINIMOS DE PRESION DE COLAPSO (LB/PG2)				MINIMO ESFUERZO A LA PRESION INTERNA (LB/PG2)				
			4	5	6	7	8	9	10	11	12
Dian. ext. (pg)	Peso nominal (lb)	D-	E	95	105	135	D	E	95	105	135
2%	4.85	6500	8550	10150	10900	12920	7040	9600	12100	13140	17280
	6.65	9810	13340	16950	18730	24080	10370	14150	17920	19610	25470
2½	6.85	6060	7670	9000	9620	11210	6640	9060	11470	12650	16300
	10.40	10130	14220	18020	19910	25600	11080	15110	19140	21150	27200
3%	9.50	5650	7100	8270	8800	10120	6390	8710	11030	12190	15680
	13.30	8810	12020	15220	16820	21630	9250	12620	15960	17660	22710
	15.50	10610	14470	18330	20260	26050	11290	15390	19500	21550	27710
4	11.85	4670	5730	6490	6820	7470	5760	7860	9960	11000	14150
	14.00	7000	9040	10780	11610	13870	7260	9900	12540	13860	17820
	15.70	8000	10910	13920	15180	18630	8360	11400	14440	15960	20520
4½	13.75	3940	4710	5170	5340	5910	5300	7230	9150	10120	13010
	16.60	5980	7550	8850	9460	10990	6390	8990	11380	12580	16180
	20.00	8050	10980	13900	15340	18840	8410	11470	14520	16050	20640
5	16.25	3900	4510	4920	5060	5670	5210	7100	9000	9950	12790
	19.50	5630	7070	8230	8760	10050	6370	8690	11000	12160	15640
	25.60	8400	11460	14510	16040	20540	8400	12000	15200	16800	21600
5½	19.70	3260	3760	4140	4340	4720	4860	6630	8400	9290	11940
	21.90	4690	5760	6330	6660	7520	5780	7880	9950	11030	14180
	24.70	6060	7670	9000	9620	11200	6640	9050	11470	12650	16300
6%	25.20	2510	2930	3250	3350	3430	4380	5980	7570	8370	10760

del 20% , un 20% de pérdida de su excentricidad y un 3% de abolladuras en el diámetro exterior . Por lo que respecta a sus condiciones interiores serán como máximo 20% de desgaste en pared debido a la corrosión y erosión .

Las tablas II.2.6 y II.2.7 muestran sus propiedades y especificaciones correspondientes.

3.-CLASE DOS

Dentro de este tipo de tuberías se encuentran aquellas que cuentan - como máximo con un 20% de desgaste de pared, un 35% de pérdida de excentricidad y un 3% en abolladuras en el diámetro exterior. Por lo que -- respecta a sus condiciones interiores son de un 35% de desgaste máximo de pared debidas a la corrosión y erosión.

Las tablas II.2.8 y II.2.9 muestran las características correspondientes a este tipo de tuberías.

4.- CLASE TRES

Este tipo de tuberías considera que tiene como máximo: un desgaste del 37% en la pared , un 45% de pérdida en su excentricidad y un 5.5% en -- abolladuras del diámetro exterior .

Las propiedades de esta tubería se pueden observar en las tablas ---- II.2.10 y II.2.11

5.- CLASE CUATRO

La tubería de clase cuatro cuenta con un desgaste mayor del 37% en la pared exterior de la tubería y un porcentaje de daño por abolladuras y picaduras en el diámetro exterior mayor al 5.5%.

TABLA II-2.6
DATOS DE TORSION Y TENSION PARA TUBERIA DE CLASE PREMIUM¹⁰

Diam. ext. (pg.)	Peso nom. (lb/pie)	Esfuerzo de cedencia por torsión (pie-lb)					Mínimo esfuerzo a la tensión (lb)				
		D	E	95	105	135	D	E	95	105	135
		2 1/8	4.85 6.65	2730 3530	3730 4810	4720 6090	5220 6730	6710 8660	...	76880 107620	97380 136330
2 1/4	6.85 10.40	4640 6490	6330 8850	8020 11220	8860 12400	11400 15940	...	106950 166500	135470 210900	149730 233100	192510 299700
3 1/8	9.50 13.30 15.50	8140 10530 11640	11090 14360 16140	14050 18190 20450	15530 20100 22600	19970 25850 29060	...	153000 212250 250500	193800 268850 317300	214200 297150 350700	275400 382050 459900
4	11.85 14.00 15.70	11230 13340 14720	15310 18200 20970	19390 23050 25420	21430 25470 28090	27560 32750 36120	...	182020 224180 253880	230560 283960 321580	254840 313850 355430	327640 403570 456980
4 1/2	13.75 16.60 20.00	14960 17700 21030	20400 24130 28580	25840 30570 36330	28560 33780 40150	36730 43450 51630	...	213220 260100 322950	270080 329460 409070	298510 364140 452130	383600 466180 561310
5	16.25 19.50 25.60	20250 23680 29730	27610 32290 40540	34970 40890 51360	38650 45200 56760	49690 58110 72930	...	259120 311540 381110	328220 394600 475270	362780 436150 520570	466420 560760 746440
5 1/2	21.90 24.70	29230 32500	39860 44320	50490 56140	55810 62050	71750 79780	...	344780 391260	436720 495630	482690 547800	620600 704310

TABLA II.2.7

DATOS DE PRESSION INTERNA Y COLAPSO PARA TUBERIAS DE CLASE PREMIUM 10

Diam. ext. (pg)	Peso nominal (lb/lin)	PRESION DE COLAPSO MINIMA (lb/pg ²)					ESFUERZO MINIMO DE CEDENCIA A LA PRESION INTERNA (lb/pg ²)				
		D		E			D		E		
		95	105	135	95	105	135	95	105	135	
2"	4.65	6800	8350	10150	10900	12920	7040	9600	12100	13140	17280
	6.65	9410	13380	16950	18730	24080	10370	14150	17920	19610	25470
2 1/2"	6.65	6060	7670	9000	9620	11210	6640	9060	11470	12650	16300
	10.40	10130	14220	18020	19910	25600	11080	15110	19140	21150	27200
3"	9.50	5650	7100	8270	8800	10120	6390	8710	11030	12190	15680
	13.30	8810	12020	15220	16820	21630	9250	12620	15980	17660	22710
	15.50	10610	14470	18330	20260	26050	11290	15390	19500	21550	27710
4"	11.85	4670	5730	6490	6820	7470	5760	7860	9960	11000	14150
	14.00	7000	9040	10780	11610	13570	7260	9900	12540	13660	17820
	15.70	8500	10910	13520	15160	18630	8360	11400	14440	15960	20520
4 1/2"	13.75	3940	4710	5170	5340	5910	5300	7230	9150	10120	13010
	16.60	5950	7550	8650	9460	10990	6590	8990	11360	12560	16180
	20.00	8050	10980	13900	15340	18840	8410	11470	14520	16050	20640
5"	16.25	3900	4510	4920	5060	5670	5210	7100	9000	9950	12790
	19.50	5630	7070	8230	8760	10050	6370	8690	11000	12160	15640
	25.60	8400	11460	14510	16040	20540	8800	12000	15200	16800	21600
5 1/2"	19.20	3260	3760	4140	4340	4720	4860	6630	8400	9290	11940
	21.50	4690	5760	6530	6860	7520	5760	7850	9950	11030	14180
	24.70	6960	7670	9000	9620	11200	6640	9050	11470	12680	16300
6"	25.20	2510	2930	3250	3350	3430	4380	5980	7570	8370	10760

TABLA 11.2.8.
DATOS DE TENSION Y TORSION PARA TUBERIA DE CLASE 2 ¹⁰

1	2	3	4					5				
			ESFUERZO MAXIMO A LA TORSION (pie - lb)					ESFUERZO MINIMO A LA TENSION (lb)				
Diam. ext. (lb)	Peso nominal (lb/pie)	D	E	95	105	135	D	E	95	105	135	
2½	4.85	2230	3040	3650	4250	5470	76850	97380	107640	136380	
	6.65	2880	3920	4970	5490	7060	76930	107620	136330	150680	193730	
2¾	6.85	3750	5160	6540	7230	9290	106950	135470	149730	192510	
	10.40	5300	7220	9150	10110	13000	122100	166500	210900	233100	299700	
3¾	9.50	6630	9040	11450	12660	16280	153000	193800	214200	275400	
	13.30	8390	11710	14830	16390	21070	155650	212250	268850	297150	382050	
	15.50	9650	13160	16670	18430	23690	183700	250500	317300	350700	450900	
4	11.85	9150	12480	15810	17470	22460	182020	230560	254840	327640	
	14.00	10160	14830	18790	20770	26700	164400	224180	283960	313850	403520	
	15.70	12000	16300	20220	22900	29450	186180	253880	321560	355430	456580	
4¾	13.75	12190	16630	21060	23280	29930	213220	270080	298510	383560	
	16.60	14430	19680	24920	27530	35420	190740	260160	329160	364140	465180	
	20.00	17150	23380	29620	32740	42090	236830	322950	409070	452130	581310	
5	16.25	16500	22500	28500	31500	40500	259120	328220	362780	466420	
	19.50	19300	26320	33330	36840	47320	229460	311540	394600	436150	560760	
	25.60	24240	33050	41870	46270	59490	301110	414690	525270	580570	746440	
5¾	21.90	23730	32490	41150	45490	58480	344780	436720	482690	620600	
	24.70	26190	36130	45760	50580	65030	266940	391260	495630	547600	704310	

TABLA II.2.9
DATOS DE PRESION INTERNA Y COLAPSO EN TUBERIA CLASE 2 . 10

Diam. exterior (pg)	Peso Nom. (lb/pie)	MINIMOS VALORES DE PRESION DE COLAPSO. (lb/pg ²)					ESFUERZO MINIMO DE CEDENCA A LA TENSION (lb/pg ²)				
		D	E	95	105	135	D	E	95	105	135
		2 1/2	4.85 6.65	4880 8420	6020 11480	6870 14540	7240 16080	8030 20630	8430	7800 11490	9880 14560
2 3/4	6.85 10.40	4340 8990	5270 12250	5900 15520	6150 17160	6610 22050	9000	7360 12280	9320 15550	10300 17190	13250 22100
3 1/2	8.50 13.30 15.50	3990 7520 9150	4790 10250 12480	5270 12420 15610	5450 13450 17480	6010 16310 22470	9170	7080 10250 12510	8960 12990 15840	9910 14350 17510	12740 18450 22510
4	11.85 14.00 15.70	3160 5180 6700	3620 6440 8560	4020 7410 10150	4210 7850 10910	4550 8840 12930	6790	6390 8040 9260	8090 10190 11730	8940 11260 12970	11500 14480 16670
4 1/2	13.75 16.60 20.00	2540 4270 6770	2960 5170 6560	3290 5770 10260	3400 6010 11050	3480 6490 13120	6830	5870 7300 9320	7440 9250 11800	8220 10220 13040	10570 13140 16770
5	16.25 19.50 25.60	2420 3970 7150	2650 4760 5420	3150 5230 11270	3240 5410 12160	3300 5970 14590	7150	5770 7060 9750	7310 8940 12350	8080 9880 13550	10390 12710 17550
5 1/2	19.20 21.90 24.70	2110 3170 4340	2440 3640 5260	2610 4040 5890	2650 4230 6140	2650 4580 6610	5400	5390 6400 7360	6630 8110 9320	7540 8960 10300	9700 11520 13250
6 1/2	25.20	1690	1870	1900	1900	1900	---	---	---	---	---

TABLA 11.2.10

DATOS DE PRESION DE COLAPSO E INTERNA
PARA TUBERIAS USADAS DE CLASE 3

1	2	3	Presión de colapso basados en valores mínimos (psi)					Presión interna al esfuerzo mínimo cedente (psi)				
			4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Diam. Ext. (pg)	Peso Nominal (lb/pie)	D	E	95	105	135	D	E	95	105	135	
2½	4 85	3670	4260	4590	4810	5350	6600	8360	9240	11850	
	6 65	7400	10630	12050	13040	15760	7130	9730	12320	13620	17510	
2¾	6 85	3140	3600	4010	4190	4530	6230	7850	8720	11210	
	10 40	7920	10900	15630	14520	18230	7620	10390	13150	14540	18700	
3¾	9 50	7310	3720	3530	3790	4100	5090	7580	8380	10730	
	13 30	6540	8540	9480	10160	11500	6350	6570	10690	12140	15510	
	15 50	1170	11010	12950	15410	18260	7760	10630	13410	14820	18700	
4	11 65	2210	2570	2710	2840	2910	5400	6940	7640	9700	
	14 00	3150	4630	5670	5230	5310	4590	6310	8520	9520	14700	
	15 70	5920	6490	7470	7920	8340	5750	7840	9930	11770	14100	
4½	13 75	1810	2090	2170	2170	2170	4370	6490	6950	8940	
	16 60	3090	3520	2930	4110	4420	4520	6180	7830	8850	11120	
	20 00	5780	6580	7150	8040	9160	5780	7620	9400	11640	14150	
5	16 25	1780	1950	2050	2050	2050	4830	6190	6340	8720	
	19 50	2870	3210	3630	3770	3950	4380	5970	7570	8360	10750	
	25 60	5760	7250	8450	9070	10410	6050	8250	10450	11590	14650	
5¾	19 20	1570	1640	1640	1640	1640	5100	6460	7140	9160	
	21 90	2920	2580	2810	2550	2870	3970	5420	6360	7580	9750	
	24 70	3140	3600	4500	4130	4520	4570	6230	7690	8720	11210	
6	25 20	1160	1170	1170	1170	1170	3010	4110	5210	5750	7400	

TABLA II.2.11 .

DATOS DE TORSION Y TENSION PARA TUBERIA USADA DE CLASE 3 .

Diam. (pg)	Ext. Peso (lb/pie)	ESFUERZO MAXIMO A LA TORSION					pie-lb	ESFUERZO MINIMO A LA TENSION lb.				
		D	E	95	105	135		D	E	95	105	135
2½	4.85	1870	2530	3230	3570	4590	60170	59140	71910	82500	102460	
	6.65	2390	3260	4130	4570	5870		82500	102460	114510	147890	
2¾	6.85	3150	4310	5490	6070	7810	80840	82560	104590	116610	145640	
	10.40	4460	5950	7550	8350	10750		10750	137210	152210	193890	
3½	9.50	3580	7690	9620	10440	13750	118700	118700	143530	160270	212190	
	13.20	7170	9770	12510	13680	17990		17990	203490	241120	285350	
4	15.50	6910	16920	19330	19390	25360	139700	139700	162100	241300	266750	
	11.85	7700	10500	13310	14710	18910		18910	178130	20660	233130	
4	14.00	9130	12440	15760	17420	22100	139700	139700	172230	214600	310540	
	15.70	10040	13620	17240	19160	24640		24640	197900	241000	330000	
4½	13.75	10230	14010	17730	19700	25220	147700	147700	181520	224000	297900	
	16.60	12120	16320	20340	22110	29760		29760	209180	253500	334130	
5	20.00	14280	19360	24750	27290	35210	187665	187665	247720	313820	413900	
	16.25	13910	18960	24020	26350	34130		34130	200110	255760	329020	
5	19.50	16320	22120	28020	30970	38420	202870	202870	246560	304300	394540	
	25.69	20250	27020	34920	38570	49720		49720	317530	402230	441610	
5½	21.50	20060	27350	34640	38290	48230	221050	221050	275110	335540	435620	
	24.70	22260	30230	38420	42160	54610		54610	301420	381600	490000	

6.- CLASE CINCO

Este tipo de tubería se considera severamente dañado, por lo que se -- clasifica como tubería de desecho. Cuenta con un desgaste mayor del 37% en el cuerpo de la tubería y sus condiciones interiores con un desgaste del-- 45%.

II.2.3 CODIGO DE IDENTIFICACION 10

Una vez que la tubería halla sido clasificada , el API recomienda que - que sea marcada con una serie de colores . La codificación de colores --- consiste de una banda de pintura de color apropiado de 2 pulgadas de ancho aproximadamente, alrededor del cuerpo del tubo, a un pie del piñón.

El código de colores para las juntas que se encuentran defectosas se señalan con una banda de color roja alrededor del recalado o de la caja, la dimensión de esta banda es tambien de 2 pulgadas de ancho. (Tabla II.2.12)

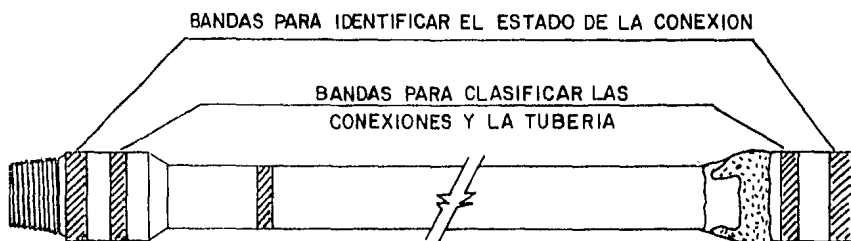
Por lo que respecta al código de colores para señalar el estado de defectos en el que se encuentran las roscas y los sellos de las juntas, indica que deben de marcarse 3 franjas rojas separadas , que se inicien en el extremo del piñón o caja y terminen una pulgada antes de la franja del recalque .

Para mejor comprensión de la explicación anterior es recomendable ver la figura II.2.6 .

TABLA II.2.12

CODIGO DE COLORES PARA LAS TUBERIAS Y SUS CONEXIONES 10

<u>CLASIFICACION DE TUBERIA</u>	<u>NUMERO Y COLOR DE BANDA</u>
NUEVA	UNA BLANCA
PREMIUM	DOS BLANCAS
CLASE 2	UNA AMARILLA
CLASE 3	UNA AZUL
CLASE 4	UNA VERDE
DESECHO	UNA ROJA
<u>ESTADO DE LA CONEXION</u>	<u>NUMERO Y COLOR</u>
REPARABLE EN TALLER	UNA ROJA
REPARABLE EN LOCALIZACION	UNA VERDE



MARCADO E IDENTIFICACION DE LAS TUBERIAS INSPECCIONADAS.

CLASIFICACION DE LAS CONEXIONES DE LAS TUBERIAS Y CODIGO DE COLORES PARA SU IDENTIFICACION .

CLASIFICACION DE LA TUBERIA Y SU-CONEXION	COLOR Y NUMERO DE BANDAS	ESTADO DE LA CONEXION	COLOR DE LAS BANDAS
NUEVA	UNA BLANCA	DESECHO O	
PREMIUM	DOS BLANCAS	REPARABLE EN	
CLASE 2	UNA AMARILLA	TALLER	ROJA
CLASE 3	UNA AZUL	REPARABLE EN	
CLASE 4	UNA VERDE	LOCALIZACION	VERDE
DESECHO	UNA ROJA		

FIGURA 11.2.2

CODIGO DE COLORES PARA IDENTIFICAR TUBERIA DE TRABAJO Y SU CONEXION ⁴

La tabla II.2.13 muestra con mas detenimiento las características de las tuberías de trabajo (clasificación realizada por el API)*

*Sección 10 de API RP 7 G .

TABLA II.2.13
CLASIFICACION DE LA TUBERIA DE TRABAJO.⁷

CONDICIÓN DE LA TUBERÍA	CLASE 1 Banda Blanca	CLASE PLENO ¹ Dos Bandas Blancas	CLASE 2 Banda Amarilla	CLASE 3 Banda Azul	CLASE 4 Banda Verde
I. CONDICIONES EXTERIORES					
A. Desgaste del D.E. 1. Generalizado	Normal	Pared restante no menor del 80% debido a desgaste uniforme	Pared restante no menor del 80% debido a desgaste uniforme	Pared restante no menor del 62.5% debido a desgaste uniforme	Pared restante menor del 62.5% debido a desgaste uniforme
Excentrico	Normal	Pared restante no menor del 80%	Pared restante no menor del 65%	Pared restante no menor del 55%	Pared restante menor del 55%
2. Área de la Sección Transversal	Área calculada usando dimensiones nominales	Área calculada con reducción uniforme de pared no mayor de 20%	Área calculada con reducción uniforme de pared no mayor de 20%	Área calculada con reducción uniforme de pared no mayor de 37.5%	Área calculada con reducción uniforme de pared mayor del 37.5%
B. Sumaduras y Abolladuras	Ninguna	No mayor del 3% del D.E.	No mayor del 3% del D.E.	No mayor del 5.5% del D.E.	Mayor del 5.5% del D.E.
C. Variaciones del diámetro en el área de cuñas					
1. Apilamiento ²	Ninguna	No mayor del 3% del D.E.	No mayor del 3% del D.E.	No mayor del 5.5% del D.E.	Mayor del 5.5% del D.E.
2. Ovalidad	Ninguna	No mayor del 3% del D.E.	No mayor del 3% del D.E.	No mayor del 5.5% del D.E.	Mayor del 5.5% del D.E.
D. Variaciones del diámetro inducidas por esfuerzos					
1. Estiramiento	Ninguna	Reducción no mayor del 3% del D.E.	Reducción no mayor del 3% del D.E.	Reducción mayor del 5.5% del D.E.	Reducción mayor del 5.5% del D.E.
2. Enchanchadura	Ninguna	Aumento no mayor del 3% del D.E.	Aumento no mayor del 3% del D.E.	Aumento no mayor del 4.5% del D.E.	Aumento mayor del 4.5% del D.E.
E. Conex. anilladuras y corrosión					
1. Fondo restringido	Ninguna	Pared restante no menor del 80%	Pared restante no menor del 80%	Pared restante no menor del 62.5%	Pared restante menor del 62.5%
2. Fondo agudo a longitudinal	Ninguna	Pared restante no menor del 80%	Pared restante no menor del 80%	Pared restante no menor del 62.5%	Pared restante menor del 62.5%
b. Transversal	Ninguna	Pared restante no menor del 90% y de una longitud que no exceda el 10% de la circunferencia	Pared restante no menor del 90% y de una longitud que no exceda el 10% de la circunferencia	Pared restante no menor del 80% y de una longitud que no exceda el 10% de la circunferencia	Pared restante menor del 80% y de una longitud mayor del 10% de la circunferencia
3. Fondo agudo (Área de cuñas localmente)					
a. Transversal	Ninguna	Pared restante no menor del 90%. La anilladura se puede esmerilar a lo largo del eje longitudinal en una longitud no mayor de 10" pulgadas	Pared restante no menor del 90%. La anilladura se puede esmerilar a lo largo del eje longitudinal en una longitud no mayor de 20" pulgadas	Pared restante no mayor del 80%. La anilladura se puede esmerilar a lo largo del eje longitudinal en una longitud no mayor de 50" pulgadas	-----
f. Fracturas por fatiga ³	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
II. CONDICIONES INTERIORES					
A. Fracturas por tensión					
1. Extensión de la fisura	Normal	Pared restante no menor del 80% medida desde el fondo de la picadura más profunda	Pared restante no menor del 65% medida desde el fondo de la picadura más profunda	Pared restante no menor del 55% medida desde el fondo de la picadura más profunda	Pared restante menor del 50% medida desde el fondo de la picadura más profunda
2. Área de la Sección Transversal	Área calculada usando dimensiones nominales	Área calculada con reducción uniforme de pared no mayor del 20%	Área calculada con reducción uniforme de pared no mayor del 20%	Área calculada con reducción uniforme de pared no mayor del 37.5%	Área calculada con reducción uniforme de pared mayor del 37.5%
B. Torsión y desgaste					
1. Pared	Normal	Pared restante no menor del 80%	Pared restante no menor del 65%	Pared restante no menor del 55%	Pared restante menor del 55%
2. Área de la Sección Transversal	Área calculada usando dimensiones nominales	Área calculada con reducción uniforme de pared no mayor del 20%	Área calculada con reducción uniforme de pared no mayor del 20%	Área calculada con reducción uniforme de pared no mayor del 37.5%	Área calculada con reducción uniforme de pared mayor del 37.5%
C. Fracturas por fatiga ³	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna

¹ La clasificación Pleno para casos en que se prevén valores de torsión mayores que exceden los límites de la tubería perforación de Clase 2. Los límites de torsión para las clases Pleno y 2 se especifican en las Tablas 2.4 y 2.6 respectivamente. La Clase Pleno se identifica con dos bandas blancas y una marca de centro punto en la tangente de 35° del rectángulo de la unión macho (o en la tangente de 18° si es este el tipo de unión en cuestión).

² La inspección en este caso debe incluir la detección de fracturas longitudinales y transversales internas y externas.

³ Se puede esmerilar a lo largo del eje longitudinal sin exceder los valores especificados para cortes o anilladuras de fondo restringido que aparecen en el numeral E. 1. de esta tabla y dicho esmerilado debe conformarse a la circunferencia externa del tubo.

⁴ En cualquier clasificación en que aparezcan fracturas por fatiga, la tubería se identifica con una banda roja y no se podrá usar más en operaciones de perforación.

Reproducido con permiso del American Petroleum Institute

II.2.3 DISEÑO DE TUBERIAS DE TRABAJO ⁹

Existen diversidad de modelos para diseñar tuberías de trabajo, --- pero el presente trabajo se abocará principalmente al modelo presentado-- por el API*.

Para efectos de diseño , el API considera que las sargas de trabajo son sometidas solo a tres esfuerzos , siendo estos :

a.-Tensión

b.-Colapso

c.-Torsión

Se notará que no se toma en cuenta como factor de diseño la presión interna , estos es debido a dos razones importantes.

1ª El API recomienda no usar las tuberías de trabajo cuando se -- tengan operaciones en las que la presión interna se excesiva.

2ª La tubería de trabajo utilizada o la mas usual es de diámetro relativamente pequeño, de gran espesor de pared , por lo que tiene una alta capacidad para resistir la presión interna .

A continuación se detallará cada uno de los esfuerzos y la forma en que pueden cuantificarse.

II.2.3.1 ESFUERZO DE TENSION .

El esfuerzo de tensión es generado por el efecto de tres componentes principales:

a).- El peso de la sarga de trabajo , o sea el conjunto de herramientas, lastrabarrenas y tuberías que se tengan dentro del pozo .

b).- La fuerza aplicada mecánicamente desde la superficie.

c).- La fricción que se tenga entre la tubería de trabajo y la pared interior de de la tubería de revestimiento o el agujero descubierto.

La capacidad a la tensión , Pt, de una tubería nueva queda definida por la ecuación II.2.3.1 , la ecuación II.2.3.2 define el mismo parámetro para una tubería PREMIUM o de CLASE 2.

$$Pt = Y_m A_t \quad \dots \text{II.2.3.1}$$

$$Pt = Y_m \left[(0.8DP + 0.2DI)^2 \right]^{4/3} / 4 \quad \dots \text{II.2.3.2}$$

Siendo :

Pt=resistencia a la tensión en (lb).

At= área transversal del acero del cuerpo del tubo (pg²).

Ym= esfuerzo mínimo de cedencia (grado) (lb/pg²)

DP= diámetro exterior* (pg)

DI= diámetro interior* (pg)

*Dimensiones originales de la tubería .

II.2.3.2 EFECTO DE PRESION EXTERNA .

Este esfuerzo es debido a la carga de la columna de fluido presente en el espacio anular y a las presiones externas de cualquier tipo que sobre la tubería se apliquen .

Tomando en cuenta solo el factor de la presión externa , la resistencia de la tubería debida a este efecto esta expresado en las siguientes ecuaciones , las cuales , como se observa son función de la relación del diámetro exterior real al espesor mínimo real (D/t).

$$RCN= 2Y_m \left[\frac{D/t - 1}{(D/t)^2} \right] \quad \dots \text{II.2.3.3}$$

Definiendo:

RCN= resistencia al colapso nominal en (lb/pg²).

t = espesor de la tubería (pg)

D = diámetro exterior de la tubería (pg)

Y_m = esfuerzo mínimo de cedencia (lb/pg²).

La expresión II.2.3.3 puede aplicarse para distintos grados de tuberías, si la relación D/t cae en el rango que establece la tabla II.2.4. Esta tabla marca los valores máximos de la relación D/t para determinado grado de tubería . Valores de la relación D/t fuera de estas especificaciones caén dentro de los rangos de las otras ecuaciones.

TABLA II.2.14

RANGOS DE APLICACION DE LA ECUACION II.2.3.3

GRADO DE LA TUBERIA	VALOR MAXIMO DE LA RELACION D/t
E	13.67
X-95	17.87
G-105	12.56
S-135	11.96

La resistencia al colapso nominal en tuberías de trabajo cuya relación D/t cae dentro de la Tabla II.2.15 se puede calcular con la ecuación :

$$RCN = Y_m \left[\frac{A' - B'}{(D/t)} \right] - C' \quad \dots \text{II.2.3.4}$$

Definiendo:

RCN= Resistencia al colapso nominal (lb/pg²)

Y_m = esfuerzo mínimo de cedencia (lb/pg²)

t = espesor de la tubería (pg)

D = diámetro exterior de la tubería (pg)

A' , B' , C' = constantes que dependen del grado y de la relación (D/t).

El rango de aplicación de la ecuación II.2.3.4 se muestra en las -
 tabla. II.2.15 y las constantes A',B', y C' en la tabla II.2.16 .

TABLA II.2.15

RANGOS DE APLICACION DE LA ECUACION II.2.3.4

GRADO DE LA TUBERIA	VALORES DE LA RELACION (D/t)	
	MINIMO	MAXIMO
E	13.68	23.09
X-95	12.84	21.21
G-105	12.57	20.66
S-135	11.90	19.41

TABLA II.2.16

VALORES DE A', B', C' PARA LA ECUACION II.2.3.4

GRADO	A'	B'	C'
E	3.060	0.0642	1805.0
X-95	3.125	0.0745	2405.0
G-105	3.162	0.0795	2700.0
S-135	3.280	0.0945	3600.0

Si los valores que se tengan en la relación D/t , cae dentro del -- rango dado en la tabla II.2.17, la resistencia nominal al colapso deberá calcularse con la expresión II.2.3.5

$$RCN = Y_m \left[\frac{A}{(D/t)} - B \right] \quad \dots \text{II.2.3.5}$$

TABLA II.2.17

RANGOS DE APLICACION DE LA ECUACION II.2.3.5

GRADO	VALORES DE LA RELACION (D/t)		VALOR DE LAS CONSTANTES	
	MINIMO	MAXIMO	<u>A</u>	<u>B</u>
E	23.10	32.05	1.985	0.0417
X-95	21.22	28.25	2.047	0.490
G-105	20.67	26.86	2.052	0.0515
S-135	19.15	23.42	2.129	0.0613

Definiendo:

RCN= resistencia al colapso nominal (lb/pg^2)

Y_m = esfuerzo mínimo de cedencia (lb/pg^2)

t = espesor de la tubería (pg)

D = diámetro exterior de la tubería (pg)

A, B = constantes que dependen del grado y la relación (D/t).

Si la relación D/t es mayor que el rango especificado en la tabla II.2.18 , la resistencia al colapso nominal se deberá calcular con la ecuación II.2.3.6 .

$$RCN = \frac{46.95 \times 10^6}{(D/t) [(D/t) - 1]^2} \quad \dots \text{II.2.3.6}$$

TABLA II.2.18

RANGOS DE APLICACION DE LA ECUACION II.2.3.6

GRADO DE LA TUBERIA	VALOR MINIMO DE LA RELACION (D/t)
E	32.06
X-95	28.26
G-105	26.89
S-135	23.43

Debe tomarse en cuenta que los valores de D y t están en función directa del desgaste externo en mayor grado y del interno . Las expresiones para calcular los valores D y t según la clase de la tubería empleada dentro de las sartas de trabajo son las siguientes .

Para el caso de tubería nueva :

$$D = DP \quad \dots \text{II.2.3.7}$$

$$t = 0.5(DP - DI) \quad \dots \text{II.2.3.8}$$

Para tubería de clase PREMIUM:

$$D = 0.8DP + 0.2DI \quad \dots \text{II.2.3.9}$$

$$t = 0.4(DP - DI) \quad \dots \text{II.2.3.10}$$

Para tubería de clase dos

$$D = DP - 0.35(DP - DI) \quad \dots \text{II.2.3.11}$$

$$t = 0.325(DP - DI) \quad \dots \text{II.2.3.12}$$

Definiendo :

D= diámetro exterior real de la tubería (pg)*

t= espesor de la tubería real (pg)*

DP= diámetro exterior nominal de la tubería (pg)

DI= diámetro interior nominal de la tubería (pg)

* Considerando el desgaste interno y externo de la tubería .

II.2.3.3 EFECTO DE TORSION.

Considerando aislado el efecto de torsión , se estimará con la expresión siguiente .

$$\tau = \frac{F S_s (D^4 - DI^4)}{192 \cdot D \cdot F} \quad \dots \text{II.2.3.13}$$

Siendo:

$$F = 1 + \frac{4N^2 \phi}{(1-N^2)} + \frac{32N^2 \phi^2}{(1-N^2)(1-N^4)} + \frac{48N^2 (1+2N^2+3N^4+2N^6) \phi^3}{(1-N^2)(1-N^4)(1-N^6)} \quad \dots \text{II.2.3.14}$$

$$N = \frac{DI}{D} \quad \dots \text{II.2.3.15}$$

$$S_s = 0.577 Y_m \quad \dots \text{II.2.3.16}$$

$$\phi = e/D \quad \dots \text{II.2.3.17}$$

$$e = \frac{DP - DI}{2} - t \quad \dots \text{II.2.3.18}$$

Definiendo :

τ = esfuerzo de torsión (lb-pie)

D = diámetro exterior de la tubería (pg)

DP= diámetro exterior nominal de la tubería (pg)

DI= diámetro interior nominal de la tubería (pg)

t = espesor real de la tubería (pg)

$Y_m =$ esfuerzo mínimo de cedencia (lb/pg^2)

$N, S_s, \phi, e =$ constantes definidas con las ecuaciones anteriores .

El diámetro exterior y el espesor t , se calculan con las expresiones anteriormente descritas .

II.2.3.4 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO,⁹

Como antes se mencionó y de acuerdo a las recomendaciones dadas -- por el API , para el diseño de las sargas de trabajo , solo se consideran los efectos de tensión , presión externa y colapso .

El método expuesto en esencia es un método analítico .

El primer paso sera diseñar la sarga de trabajo tomando solo en -- cuenta que esta sometida al efecto de tensión. Para esto se deberá tomar en consideración la cantidad de lastrarbarrenas que llevará la sarga , esta cantidad será función directa del peso que se desea aplicar sobre la ---- herramienta de trabajo (molino, escareador, barrena,etc...) ."Deberá procurarse que el punto crítico quede dentro de los lastrarbarrenas". Para el caso de las herramientas que operan por fricción , en la Fig. II.2.3 se -- presenta la curva de comportamiento de las barrenas y molinos con dife--- rentes diámetros ; en esta curva , dado el diámetro de la barrena o molino y dependiendo del tipo de formación se puede obtener el peso máximo que -- puede cargarse sobre la herramienta .

El peso máximo que puede cargarse a la herramienta también puede -- calcularse con la ecuación II.2.3.19 . Debe tomarse en cuenta que si el -- la sarga de trabajo no lleva estabilizadores , el factor de seguridad es $F_m = 1$, de llevar estabilizadores F_m sera dado en base al criterio del --- diámetro de molino o ,barrena .

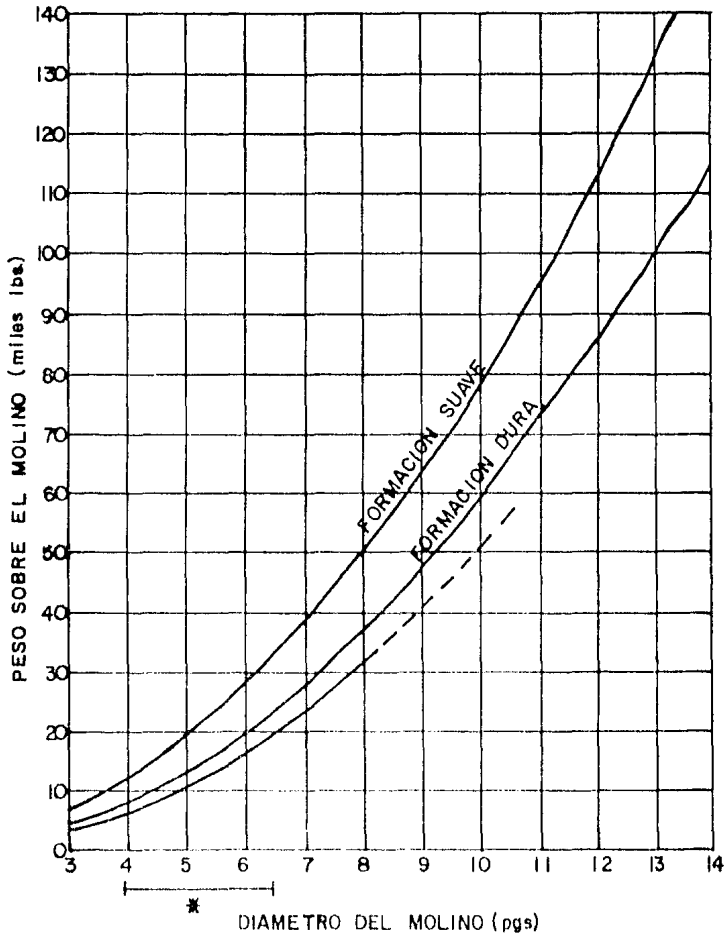
$$F_m > 0.75 \text{ si } DM > 4.5 \text{pg.}$$

$$F_m = 1 \text{ si } DM \leq 4.5 \text{pg.}$$

FIGURA II.2.3

CURVA DE COMPORTAMIENTO DE MOLINOS .

PESO SOBRE MOLINO MAXIMO RECOMENDADO⁹
 (REDUCE UN 25% SI NO USA ESTABILIZADORES)



*... Rango de operacion en Vmosa, Tabasco.

$$P_{sm} = (121001.8 - 103251.6D_m + 32292.19D_m^2 - 4250 D_m^3 + 208.33D_m^4)F_m$$

... II.2.3.19

Definiendo :

P_{sm} = peso sobre el molino (lb)

D_m = diámetro del molino (pg)

F_m = factor de seguridad (adm)

La tabla II.2.19 nos muestra los pesos máximos admisibles a diferentes diámetros de molinos .

TABLA II.2.19
PESOS MAXIMOS ADMISIBLES.

<u>D_m</u> <u>(pg)</u>	<u>P_{sm}</u> <u>(lb)</u>
3 1/2	4500
3 5/8	5000
3 7/8	6000
4 1/4	7000
4 5/8	7500
5 1/2	9750
5 7/8	12000
6 1/2	15000

El número de lastrabarreras que deberá llevar la sarta de trabajo ---- tomando en cuenta el peso que se aplicará a la barrena o molino , se calcula con la expresión II.2.3.20 .

$$L_{DC} = \frac{0.3048 P_{sm}}{K_b \cdot F_s \cdot \cos^2 \alpha \cdot W_{DC}} \quad \dots \text{II.2.3.20}$$

Siendo:

$$K_b = (1 - \rho_L / \rho_a) \quad \dots \text{II.2.3.21}$$

Definiendo : = Angulo de desviación del pozo .

L_{DC} = longitud de los lastrabarreras (m)

P_{sm} = peso máximo admisible (lb)

K_b = factor de flotación.

F_s = factor de seguridad

W_{DC} = peso nominal unitario de los lastrabarreras (lb/pie)

ρ_L = densidad del lodo (gr/cc)

ρ_a = densidad del acero (gr/cc)

La cantidad permisible de tubería que podrá introducirse en un pozo en el que solo se considera el efecto de la tensión puede calcularse con la expresión II 2.3.22 .

La forma en que se utilizará esta expresión será en primera instancia calcular la sección de menor resistencia y así sucesivamente calcular

las de mayor resistencia hasta completar la longitud total.

$$L_n = \left[\frac{P_{tn} (0.9-2200 \text{ mop-TF})}{W_n K_b} - \frac{W_{n-1} + W_{n-2} L_{n-2} + \dots + W_{DC} L_{DC}}{W_n} \right] 0.3048$$

... II.2.3.23

Definiendo :

L_n = longitud del tramo de la sección en (m).

Mop = margen para tensionar (tons).

P_{tn} = capacidad de tensión dependiendo de la clase de --
tubería (lb).

W = peso ajustado unitario de la tubería (lb/pié).

K_b = factor de flotación (adimensional)

TF = fuerza que se genera por efecto de fricción en po--
zos desviados (lb).

Θ = pendiente de la desviación (/100 pié).

DP = diámetro exterior de la tubería (pg).

W_n = peso unitario de la sección (lb/pie).

El segundo paso en el diseño de una sarta de tubería de trabajo se-
ría la determinación de la reducción de la capacidad de la tubería por --
efecto de colapso, o sea, la reducción de la capacidad para resistir pre-
sión externa como resultado de la tensión aplicada.

Este cálculo deberá efectuarse a los extremos de cada sección de la
tubería diseñada previamente solo por el factor de tensión.

Un procedimiento a seguir será:

Paso 1.- La determinación de la constante adimensional, r.

$$r = \frac{\text{Tensión aplicada}}{A_T \overline{pcp}} \quad \dots \text{II.2.3.24}$$

Paso 2.- Obtención del valor de la constante, z, con la ecuación correspondiente a la elipse de esfuerzos biaxiales normalizada.

$$Z = \frac{-r + \sqrt{4-3r^2}}{2} \quad \dots \text{II.2.3.25}$$

Paso 3.- Con la relación

$$Rcb_T = Z (Rcn) \quad \dots \text{II.2.3.26}$$

se calcula la resistencia al colapso en condiciones de tensión. El factor de seguridad en este concepto es de 1.125.

El punto de cedencia promedio (\overline{Pcp}) se define como la media aritmética del mínimo y máximo valor de resistencia cedente de la tubería. Para cada calidad del acero de tubería de trabajo empleadas se muestra en la tabla II.2.19

Definiendo:

r= Constante adimensional

A_T = Area transversal del acero del cuerpo de tubo (pg²)

\overline{pcp} = Punto de cedencia promedio (lb/pg²)

Rcn= Resistencia a colapso nominal (lb/pg²)

Rcb_T = Resistencia colapso de una tubería tensionada (lb/pg²)

TABLA II. 2.19

VALORES DE CEDENCIA PARA CADA GRADO DE TUBERIA

GRADO	pcp (lb/pg ²)	Y _m (lb/pg ²)	P _{cm} (lb/pg ²)
E	85000	75000	95000
X	11000	95000	125000
G	120000	105000	135000
S-135	145000	135000	155000

El último paso en el diseño de sartas de trabajo a emplear será la determinación de la variación de la capacidad de la tubería a resistir el efecto de torsión si está se somete a efectos combinados de presión externa y tensión.

La cantidad de esfuerzos de torsión que resiste una tubería bajo tensión se calcula con la expresión II.2.3.27.

$$T_T = 0.096167 J \left(Y_m^2 - \frac{p^2}{A_T^2} \right)^{1/2}$$

... II.2.3.25

Definiendose:

T_T = Par de torsión bajo tensión (lb-pié)

J= Momento polar de inercia (pg⁴)

Y_m= Esfuerzo mínimo de cedencia (lb/pg²)

P= Peso aplicado en el punto de interés (lb)

D= Diámetro exterior real (pg)

El cálculo de este parámetro deberá realizarse en cada cambio de grado de tubería, peso o diámetro. El valor mínimo resultante en cada punto deberá ser una condición de frontera en operaciones de campo.

Si se tienen herramientas que necesitan para su operación un efecto de tensión y torsión como es el caso de algunos martillos (utilizados en operaciones de pesca), el valor de la tensión obtenido por diseño deberá ser superior a la tensión que requiere el martillo para operar, de lo contrario, es necesario cambiar el diseño de la sarta (esencialmente de sargas de pesca).

Una vez que se hayan efectuado los pasos anteriores se procederá de la siguiente forma:

- a).- Realizar una gráfica cuyas coordenadas serán: en el eje horizontal la presión y en el eje vertical la profundidad. Trazando en esta gráfica la línea de gradiente de fluido afectado -- por un factor de seguridad de 1.125 (recomendable). Fig II.2.6
- b).- Localizar los valores de resistencia al colapso bajo tensión, calculado en el segundo paso, para cada profundidad y unirlos.
- c).- La parte de la línea que una a los valores de, R_{cbT} , y que quedan en el espacio comprendido entre el eje vertical y la línea de gradiente quedará fuera de diseño.
- d).- Los tramos o secciones de tubería que estén en el caso explicado en el punto anterior deberán ser reemplazados por tuberías de mayor grado o calidad (de preferencia los inmediatos) y repetir el diseño a partir del inciso (b).

EJEMPLO DE APLICACION.

Considerando que se dispone de una tubería de $3\frac{1}{2}$ " IF 13.3 lb/pié especificada en la tabla II.2.20 hacer el cálculo de la sarta económicamente óptima para trabajar a una profundidad de 6000m. bajo las siguientes condiciones:

- Peso sobre el molino 6 tons.
- Lastrabarreras 4 $3/4$ "x2" de 50 lb/pié
- Mop 30 tons.
- Densidad de fluido de control 1.6 gr/cc.
- Angulo de desviación "Pozo vertical".

TABLA II.2.20

ESPECIFICACIONES DE TUBERIA PARA EJEMPLO DE DISEÑO

TP	GRADO	CLASE	DI (pg)	W (lb/pié)	P (lb)	RCN (lb/pg2)	T (lb-pié)	T (lb-pié)
1	E-75	2	2.764	14	212250	10250	12310	18100
2	E-75	PREMIUM	2.764	14	212250	12020	14360	18100
3	X-95	PREMIUM	2.764	14.6	268850	15220	18190	20300
4	G-105	NUEVA	2.764	14.7	380190	19760	25970	22200

SECUENCIA DE CALCULO.

1).- Cálculo de la longitud de los lastrabarrena.

a).- Cálculo de factor de flotación. Con la ecuación II.2.3.21

$$Kb=1- \frac{L}{a}$$

Sustituyendo valores queda:

$$K_b = 1 - 1.6/7.84 = \underline{0.796}$$

b).- Con la ecuación II.2.3.20 se calcula la longitud de los lastra-barrenas:

$$L_{DC} = \frac{0.348 P_{sm}}{K_b F_s \cos W_{DC}}$$

Sustituyendo valores queda:

$$L_{DC} = \frac{0.3048 (6000 \times 2.2)}{0.796 \times 0.85 \times \cos 0 \times 50} = \underline{119.0m.}$$

2).- Cálculo de cada una de las secciones de tubería que se puede introducir si solo se considera el efecto de tensión, con la ecuación II.2.3.22.

$$L_1 = \frac{(P_{t1} (0.9) - 22000 Mop-TF)}{W_1 K_b} - \frac{L_{DC} W_{DC}}{W_1}) 0.3048$$

Sustituyendo valores queda:

$$L_1 = \frac{(212250 \times 0.9 - 30 \times 2200)}{14 \times 0.796} - \frac{119 \times 50 \times 3.28}{14}) 0.3048 =$$

$$L_1 = 2995m. \quad TP \ 3\frac{1}{2}'' \quad IF, \ 13.3 \text{ lb/pié clase 2.}$$

Así mismo para las otras secciones quedando:

$$L_2 = 1289m. \quad TP \ 3\frac{1}{2}'' \quad PREMIUM$$

$$L_3 = 1597m. \quad TP \ 3\frac{1}{2}'' \quad NUEVA$$

Las secciones de la sarta quedarán como se muestra en la figura II.2.4.

De acuerdo con el procedimiento descrito con anterioridad, ya determinadas las secciones por el efecto de tensión se procede al cálculo

de la disminución de la resistencia al colapso por efecto de tensión, --
"Rcb_T".

3).- Cálculo de la disminución de la resistencia al colapso por ---
efecto de tensión.

a).- Cálculo de D y t para el tipo de tubería en cada sección así -
como la relación D/t.

Utilizando las ecuaciones II.2.3.11 y II.2.3.12 para el caso
de la tubería de clase 2.

$$D = DP - 0.35 (DP - DI)$$

$$t = 0.325 (DP - DI)$$

Sustituyendo los valores queda:

$$D = 3.5 - 0.35 (3.5 - 2.764) = \underline{3.24 \text{ pg}}$$

$$t = 0.325 (3.5 - 2.764) = \underline{0.2392 \text{ pg}}$$

Se calcula la relación D/t.

$$D/t = 0.324 / 0.2392 = \underline{13.54}$$

4).- Dado que el valor de la relación D/t se encuentra en el rango
de la tabla II.2.14 y para el grado tipo E, se utiliza la ex--
presión para el cálculo de la resistencia de la tubería al co-
lapso por presión externa, ecuación II.2.3.3.

Sustituyendo valores queda:

$$RCN = 2(75000) \frac{13.545 - 1}{(13.54)^2} = 10256 \text{ lb/pg}^2$$

5).- Cálculo de la resistencia al colapso de una tubería tensionada.
Este cálculo se realiza con las expresiones II.2.3.24 a II.2.3.26

$$r = \frac{\text{tensión aplicada}}{A_T \text{ pcp}}$$

$$\bar{z} = \frac{-r + \sqrt{4 - 3r^2}}{2}$$

$$Rcb_T = Z (Rcn)$$

Sustituyendo valores queda:

$$r = \frac{50 \times 119 \times 3.28}{3.62 \times 85000} = 0.063$$

$$Z = \frac{-0.063 + \sqrt{4 - 3 \times (0.063)^2}}{2} = 0.966$$

$$Rcb_T = 0.966 \times 6.98 = 674$$

Para cada punto marcado en la sarta (cambios de grado o tubería) se realiza el mismo procedimiento.

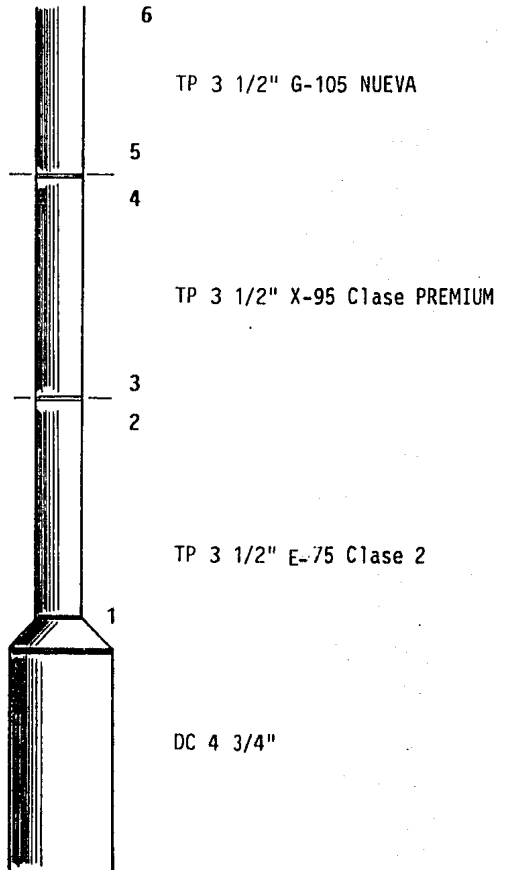
Los resultados se muestran en la tabla II.2.21

TABLA II.2.21

PUNTO	PROF(M)	RESISTENCIA AL COLAPSO BAJO TENSION (kg/cm2)			Pext(kg/cm2)	
		E		X		G
		clase 2	PREMIUM	PREMIUM		NUEVA
1	5881	698	818	1043	-	1067
2	2886	465	545	750		519
3	2886			781	-	519
4	1734			642	-	312
5	1734				1040	312
6	0				852	0

FIGURA II.2.4

RESULTADOS PARCIALES DEL EJEMPLO DE APLICACION.



Para mejor entendimiento de la tabla anterior se recomienda auxiliarse de una gráfica como la mostrada en la figura II.2.5 , en la cual , en un sistema de dos ejes , se gráfica las líneas de fluído de control original_ utilizado y la profundidad de la sección de tubería con su valor asociado_ de R_{cbT} . A la tubería que caé fuera de la línea de gradiente se deberá _ substituir por otras que si cumplen con los requerimientos. El diseño del- ejemplo quedaría como se muestra en la figura II.2.6.

6).- Análisis por efecto de torsión . Se calcula la reducción que -- sufre la sarta debido a el efecto de torsión , este se evalúa - con la expresión II.2.3.27

$$T = \frac{0.096167 J}{D} (Y_m^2 - P_2/A_T^2)^{1/2}$$

y la expresión II.2.3.28.

$$J = \frac{\pi}{32} (D^4 - D_1^4)$$

Sustituyendo para el tramo de tubería 1, queda:

$$D_1 = 0.80P + 0.2DI$$

$$D_1 = 0.8(3.5) + 0.2(2.764) = \underline{3.3528 \text{ pg}}$$

$$J_1 = \frac{\pi}{32} (3.35^4 - 2.764^4) = \underline{6.67 \text{ pg}^4}$$

$$A_1 = \underline{2.81 \text{ pg}^2}$$

Sustituyendo todos estos valores en la expresion II.2.3.28 que- daría:

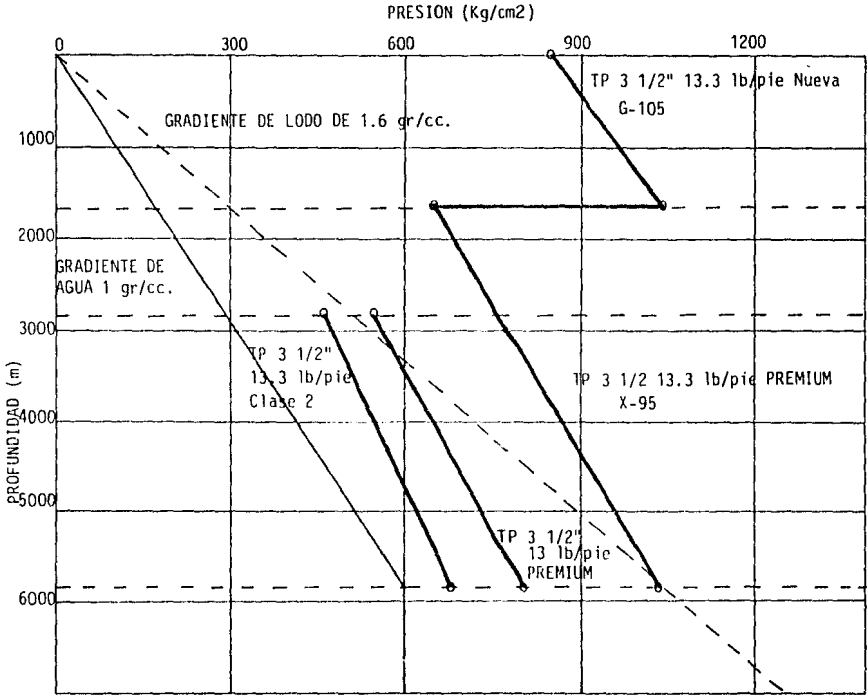
$$T = \frac{0.096167 \times 6.67}{(281)^2} (95000^2 - \frac{(119 \times 3.28 \times 0.796 \times 50)^2}{(281)^2})^{1/2}$$

$$T = \underline{17396 \text{ lb-pie}}$$

El mismo procedimiento se efectuaría para los demas tramos del-

FIGURA II.2.5

GRAFICA DE AUXILIO EN EL EJEMPLO DE APLICACION.



diseño del ejemplo . Quedando como resultados:

$$T_2 = \underline{13829 \text{ lb-pie}}$$

$$T_3 = \underline{23133 \text{ lb-pie}}$$

$$T_4 = \underline{20201 \text{ lb-pie}}$$

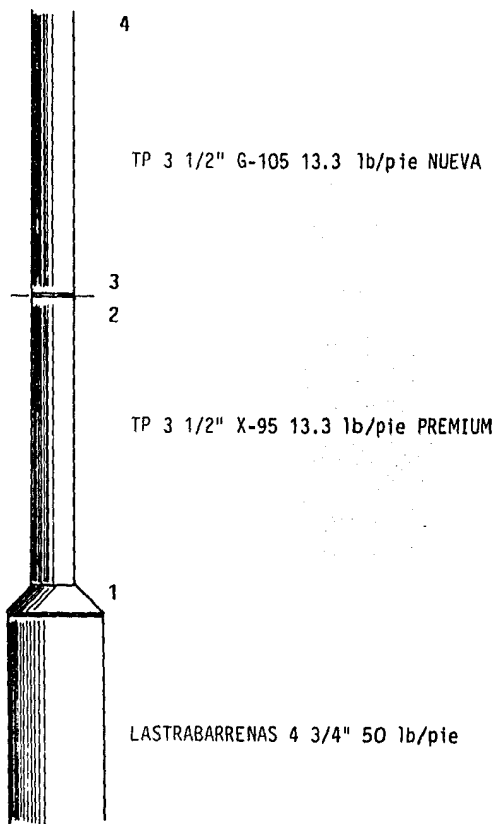
El diseño quedaría como se muestra en la tabla II.2.22.

TABLA II.2.22
RESULTADOS DEL EJEMPLO DE DISEÑO.

SECCION	DESCRIPCION	CLASE	LONG. (m)	T (lb-pie)	LONG. ACUM. (m)
2	TP 3 1/2" G-105 13.3 lb/pie	NUEVA	1734	20201	6000
1	TP 3 1/2" X-95 13.3 lb/pie	PREMIUM	4147	13829	4266
DC	4 3/4" 50 lb/pie	--	119	-	119

FIGURA II.2.6

RESULTADOS FINALES DEL EJEMPLO DE APLICACION.



II.2.4 INSPECCION DE TUBERIAS DE TRABAJO ⁷

Debido a que las tuberías de trabajo son de un alto costo (\$ 150,000_e) el costo de tramo de tubería de trabajo } y su reemplazo implicaría una alta inversión , es necesario hacer uso de tubería disponible que haya sido -- debidamente inspeccionada . La inspección de tubería reeditaría en una se_ rie de ganancias como son :

- .- Evitaría perdida de tiempo , al no utilizar tuberías en mal es_ tado, reduciendose así las operaciones de pesca .
- .- Reducir las compras de tubería por lo que se aprovecharía de me_ jor forma la tubería existente .
- .- Las ganancias económicas se mostrarían al recuperar del 20 al - 30 % de la tubería utilizable. (El costo de inspección por tramo es \$15000)

La mayoría de las fallas de la tubería son resultado de esfuerzos --- de fatiga del metal con el que estan manufacturados .

Las fallas por fatiga son originadas por el efecto de esfuerzos repeti_ dos que no exceden a la resistencia por tensión del metal .

Las fracturas por fatiga son progresivas y comienzan siendo fracturas- diminutas que debido a la acción de los esfuerzos repetitivos se van ---- agrandando . La velocidad de propagación esta relacionada a las cargas re- petidas o cíclicas aplicadas y pueden llegar a ser extremadamente rápida . Las fallas no suelen mostrarse hasta que estas hayan causado un daño de -- consideración .

"No existen métodos de inspección aceptables que descubran el daño debi- do a fatiga acumulada o que estimen la vida útil restante del tubo a un --

determinado nivel de esfuerzos".

Los métodos actualmente aceptados para la inspección se limitan a la localización de fracturas , picaduras y otras marcas en la superficie, la medida del espesor de pared del tubo y la estimación del área de la sección transversal .

II.2.4.1 DEFECTOS DE TUBERIAS DE TRABAJO .7

Los defectos inducidos para cada tubería pueden clasificarse en diversas clases . las cuales requieren de técnicas de inspección diferente.

Entre los defectos que se tienen en las tuberías de trabajo estan:

- a).- FRACTURAS POR FATIGA.- Una fractura por fatiga es una línea simple de rotura en la superficie del tubo. La rotura puede ser:
 - a.1).- De magnitud suficiente para que pueda ser delinada por partículas de limadura de fierro , la cual es utilizada en los métodos de inspección de tuberías
 - a.2).- Deben ser identificables por inspección visual en la superficie exterior del tubo y/o por inspección óptica del interior del tubo .
- b).- PICADURAS POR CORROSION.- Debido a que las tuberías de trabajo son sometidas a medios extremadamente corrosivos pueden sufrir una reducción de consideración en la pared del tubo en la cual se desarrolle una fractura por fatiga .
- c).- DESGASTE ABRASIVO .- Este desgaste es debido a la constante --

fricción que tiene la tubería de trabajo con el agujero descubierto o con las tuberías de revestimiento , que traen en consecuencia una reducción considerable en el espesor de pared de la tubería .

- d).- EROSION INTERNA .- Una reducción considerable puede llegar a resultar debida a la erosión de la superficie interior de la tubería por acción de abrasión de los fluidos de control .Cuando este efecto se combina con el de picaduras múltiples , la reducción puede ser de gran consideración .
- e).- OTROS DAÑOS MECANICOS .- En el campo se someten la tuberías a un rudo manejo , por lo que esta sufre un daño mecánico. Principalmente el área de las cuñas está sometida a esfuerzos mayores por lo que es más susceptible al daño por efecto mecánico.

II.2.4.2 PROCEDIMIENTO DE CLASIFICACION DE LAS TUBERIAS .

Las tuberías de trabajo se clasifican de acuerdo al procedimiento de la tabla II.2.13 .

Los valores recomendable del diámetro exterior mínimo al momento de la torsión de las juntas de la tubería de clase 1, premium , 2 y 3 aparecen en la tabla II.2.21.

II.2.4.3 MARCADO DE TUBERIAS .

Como ya antes se mencionó , a las tuberías de trabajo se les deberá estampar una marca que represente la clasificación de la tubería . La marca correspondiente según el API puede ser grabados en :

- a).- La pendiente de 35 grados del hombro de la unión macho .
- b).- En el extremo de la unión macho en el caso de que el diámetro exterior de la tubería y la unión sean los mismos .
- c).- En alguna otra sección del menor esfuerzo de la unión donde pueda subsistir la marca .
- d).- Las marcas bajo-relieve con números de acero deberán evitarse en la superficie del tubo.

El método recomendado para marcar a la tubería está establecido por el API y es el mostrado en la FIG. II.2.6 , que es el de ranuración e identificación del grado y peso de la tubería utilizada . Los símbolos claves de grado y peso de la tubería se estampan en una ranura , de dimensiones exactas y en un sitio especialmente señalado en la unión del tubo.

II.2.4.4 NORMAS DE INSPECCION DE CONEXIONES.

Las siguientes normas de inspección recomendadas para conexiones utilizadas en tuberías de trabajo , pueden englobarse dentro de tres tipos: Normas obligatorias, normas opcionales y normas generales.

A).- Normas Obligatorias .

- A.1).- Dimensionamiento del diámetro exterior. La medida del diámetro exterior de la conexión deberá hacerse a una distancia de 1 pulgada del hombro y podrá determinarse la clasificación a partir de -

de los datos que se muestran en la tabla II.2.23
El espesor mínimo del hombro se utilizará cuando las condiciones del desgaste sean del tipo -
excéntrico.

A.2).- Condición del hombro o cara. En la inspección -
de esta parte se intentará buscar: cortes, a---
rrancaduras, cortes de presión de lodo y cual--
quier otro defecto que pueda afectar la estabi-
lidad de la conexión .

El bicel deberá cumplir con el diámetro adecuado.

A.3).- Revisión de juntas. Se ~~deberán~~ revisar las uniones
para determinar por las marcas del fabricante y
por fecha de instalación de la junta si esta ha_
sido torneada con anterioridad.

B).- Normas Opcionales.

B.1).- Espesor del hombro o cara. Mediante la tabla II.2.23
se determinará cual es el espesor mínimo aceptable
para la unión en cada clasificación teniendo en --
cuenta el diámetro exterior.

B.2).- Expansión de la caja y/o estiramiento del piñón.
Esta norma se refiere a las condiciones de sobre-
torque . Su presencia afectará la vida útil de las
conexiones. En las uniones usadas el API recomienda
recortar las uniones machos (piñón) cuyos esti-

TABLA II.2.23 .

VALORES RECOMENDABLES DE DIAMETROS EXTERIOR
MÍNIMO Y TORQUE AL MOMENTO DE TORSION .

Datos de tubería				Juntas Neoplasz				Clase Premium				Clase 2				Clase 3			
Núm. Serie	Núm. M.	Tipo Llave y G. 231	Conn.	Núm. OD	Núm. ID	Capacidad Torque F. 231	EMA OD Torque F. 231	EMA S. 1/2" Torque F. 231	EMA S. 3/4" Torque F. 231	EMA OD Torque F. 231	EMA S. 1/2" Torque F. 231	EMA S. 3/4" Torque F. 231	EMA OD Torque F. 231	EMA S. 1/2" Torque F. 231	EMA S. 3/4" Torque F. 231	EMA OD Torque F. 231	EMA S. 1/2" Torque F. 231	EMA S. 3/4" Torque F. 231	
2 1/2"	4 55	E.U. 75	W.O.	3%	2	2700	3 1/2"	3/4"	2700	3 1/2"	3/4"	2100	3	3/4"	1500				
	4 55	E.U. 75	NC25 (I.F.)	3%	1 1/2	2600	3 1/2"	3/4"	2200	3 1/2"	3/4"	1600	3 1/4"	3/4"	1500				
	4 55	E.U. 75	O.H.	3%	2	2400	3 1/2"	3/4"	2300	3	3/4"	1500	2 3/4"	3/4"	1500				
	4 55	E.U. 75	SL-H90	3%	2	2500	3	3/4"	2300	2 1/2"	3/4"	1700	2 3/4"	3/4"	1500				
	6 55	E.U. 55	NC25 (I.F.)	3%	1 1/2	2600	3 1/2"	3/4"	2900	3 1/2"	3/4"	1600	3 1/4"	3/4"	1500				
	6 55	E.U. 75	P.A.C.	0.2%	1 1/2	2500	2 1/2"	3/4"	2400	2 1/2"	3/4"	2500	2 3/4"	3/4"	2000				
	6 55	E.U. 75	NC25 (I.F.)	3%	1 1/2	2600	3 1/2"	3/4"	2400	3 1/2"	3/4"	2300	3 1/4"	3/4"	2000				
	6 55	E.U. 75	SL-H90	3%	2	2500	3 1/2"	3/4"	2400	3	3/4"	2300	2 3/4"	3/4"	2000				
	6 55	E.U. 75	O.H.	3%	1 1/2	2500	3 1/2"	3/4"	3100	3 1/2"	3/4"	2600	3 1/2"	3/4"	2300				
	6 55	E.U. 55	NC25 (I.F.)	3%	1 1/2	2600	3 1/2"	3/4"	3500	3 1/2"	3/4"	3100	3 1/4"	3/4"	2600				
	6 55	E.U. 125	NC25 (I.F.)	3%	1 1/2	3100	3 1/2"	3/4"	3400	3 1/2"	3/4"	2400	3 1/4"	3/4"	2300				
	2 3/4"	6 55	E.U. 75	NC31 (I.F.)	4%	2 1/2	6500	3 3/4"	3/4"	5500	3 3/4"	3/4"	3000	3 1/2"	3/4"	2500			
6 55		E.U. 75	W.O.	4%	2 1/2	2500	3 3/4"	3/4"	3700	3 1/2"	3/4"	2400	3 1/4"	3/4"	1800				
6 55		E.U. 75	O.H.	0.2%	2 1/2	2500	3 1/2"	3/4"	2900	3 1/2"	3/4"	2500	3 1/4"	3/4"	2000				
6 55		E.U. 75	SL-H90	3%	2 1/2	3000	3 1/2"	3/4"	3200	3 1/2"	3/4"	2200	3 1/4"	3/4"	2100				
3"	10 40	E.U. 55	NC31 (I.F.)	4%	2 1/2	6500	3 3/4"	3/4"	4500	3 1/4"	3/4"	3200	3 1/2"	3/4"	2500				
	10 40	E.U. 55	X.H.	4%	1 1/2	7000	3 1/2"	3/4"	3700	3 1/2"	3/4"	2500	3 1/4"	3/4"	2000				
	10 40	E.U. 55	NC25 (I.S.H.)	0.3%	1 1/2	2500	3 1/2"	3/4"	3500	3 1/2"	3/4"	3100	3 1/4"	3/4"	2500				
	10 40	E.U. 55	O.H.	3%	2 1/2	4500	3 1/2"	3/4"	3700	3 1/2"	3/4"	3400	3 1/4"	3/4"	2900				
	10 40	E.U. 75	NC31 (I.F.)	4%	2 1/2	6500	3 3/4"	3/4"	5100	3 3/4"	3/4"	4300	3 3/4"	3/4"	3600				
	10 40	E.U. 75	X.H.	4%	1 1/2	7000	3 1/2"	3/4"	5100	3 1/4"	3/4"	4100	3 1/4"	3/4"	3300				
	10 40	E.U. 75	NC25 (I.S.H.)	0.3%	1 1/2	2500	3 1/2"	3/4"	3500	3 1/2"	3/4"	3200	3 1/4"	3/4"	2600				
	10 40	E.U. 75	O.H.	0.3%	2 1/2	4500	3 1/2"	3/4"	4500	3 1/2"	3/4"	4500	3 1/2"	3/4"	3700				
	10 40	E.U. 75	SL-H90	3%	2 1/2	6000	3 1/2"	3/4"	5200	3 1/2"	3/4"	4500	3 1/2"	3/4"	3600				
	10 40	E.U. 75	P.A.C.	0.3%	1 1/2	3100	3 1/2"	3/4"	3100	3 1/2"	3/4"	5100	3 1/2"	3/4"	3100				
	10 40	E.U. 55	NC31 (I.F.)	4%	2	7000	3 1/2"	3/4"	6500	3 1/2"	3/4"	5500	3 1/2"	3/4"	4400				
	10 40	E.U. 55	SL-H90	0.3%	2 1/2	6000	3 1/2"	3/4"	6000	3 1/2"	3/4"	5100	3 1/2"	3/4"	4700				
10 40	E.U. 125	NC31 (I.F.)	0.4%	2	7000	4 1/2"	3/4"	7000	3 1/2"	3/4"	6500	3 1/2"	3/4"	5200					
10 40	E.U. 150	NC31 (I.F.)	0.4%	1 1/2	6700	4 1/2"	3/4"	6500	4 1/2"	3/4"	7000	3 1/4"	3/4"	6400					
3 1/2"	5 50	E.U. 75	NC31 (I.F.)	4%	3	5000	4 1/2"	3/4"	6200	4 1/2"	3/4"	5500	4 1/2"	3/4"	4900				
	5 50	E.U. 75	NC31 (I.F.)	4%	2 1/2	5000	4 1/2"	3/4"	6200	4 1/2"	3/4"	5400	4 1/2"	3/4"	4800				
	5 50	E.U. 75	O.H.	0.1%	3	6000	4 1/2"	3/4"	6000	4 1/2"	3/4"	5500	4 1/2"	3/4"	4700				
	5 50	E.U. 75	SL-H90	4%	3	6500	4 1/2"	3/4"	6100	4 1/2"	3/4"	5100	4 1/2"	3/4"	4700				
4"	13 30	E.U. 75	NC31 (I.F.)	4%	2 1/2	6000	4 1/2"	3/4"	6500	4 1/2"	3/4"	7000	4 1/2"	3/4"	5900				
	13 30	E.U. 75	NC25 (I.S.H.)	4%	0.2%	6000	4 1/2"	3/4"	6500	4 1/2"	3/4"	6100	4 1/2"	3/4"	6300				
	13 30	E.U. 75	O.H.	0.4%	2 1/2	6100	4 1/2"	3/4"	6200	4 1/2"	3/4"	7000	4 1/2"	3/4"	5600				
	13 30	E.U. 75	H90	5%	2 1/2	10500	4 1/2"	3/4"	6700	4 1/2"	3/4"	6700	4 1/2"	3/4"	5900				
4 1/2"	13 30	E.U. 55	NC31 (I.F.)	5%	2 1/2	10700	4 1/2"	3/4"	10700	4 1/2"	3/4"	6500	4 1/2"	3/4"	7400				
	13 30	E.U. 55	SL-H90	4%	2 1/2	9700	4 1/2"	3/4"	9700	4 1/2"	3/4"	6100	4 1/2"	3/4"	7300				
	13 30	E.U. 55	H90	5%	2 1/2	10500	4 1/2"	3/4"	10500	4 1/2"	3/4"	6700	4 1/2"	3/4"	7500				

ramientos excedan al 0.006 de pulgada por cada --
2 pulgadas.

Si al revizar las uniones macho de las tuberías _
se encuentra que algunas sufren estiramiento, de-
berán ser inspeccionada debido a que posiblement-
te se presenten fracturas .

Por lo que respecta a las uniones hembra(caja) que
cuenten con una expansión mayor al 0.031 de pul-
gada en su diámetro exterior , deberán repasar_
se , es decir , se procederá a cortar y torneare
en el taller. Compárese el diámetro exterior del --
extremo del hombro(en donde se realiza la ope-
ración de apriete y afloje) con el diámetro exte-
rior medido a 2 pulgadas de este hombro. Debido_
a que el desgaste de la unión puede disminuir la
cantidad de expansión del diámetro exterior que_
pueda descubrirse , es recomendable medir el ---
contrahueco de la unión hembra .

B.3).- Perfil de roscas. Esta inspección puede ser indi-
cativa de fallas debidas a sobre-torque , falta_
de torque , roscas traslapadas, roscas arrancadas
y estiradas.

De existir alguna evidencia de la presencia de --
problemas de estiramiento o ensanchamiento , debe_
rá hacerse una inspección con partículas magnéti-

cas del área del roscado para ambas uniones (macho y hembra) y en especial del último hilo de roscado, para la determinación de posibles fracturas .

C).- Normas Generales.

C.1).- Calibración. Es recomendable que al utilizar calibradores de anillo o macho en conexiones se deberá tomar en cuenta que el desgaste de las roscas , la deformación plástica y la falta de limpieza contribuyen a lecturas erróneas. Por lo que el API recomienda no utilizar calibradores de anillo o de macho para la determinación del rechazo o aceptación de las conexiones rotatorias o con hombro.

C.2).- Reparación de homeros dañados. Al realizar el refrentado de un hombro o sello dañado se procurará remover la mínima cantidad de material . Por lo que se sugiere estampar un punto de referencia para determinar la cantidad de material que pueda removerse del hombro de la unión . El punto de referencia deberá ser un círculo con dimensiones de 3/16 pulgadas de diámetro. La distancia que guarda la línea tangente de este círculo al hombro deberá ser de 1/8 pulgadas . La posi--

ción del punto de referencia se esquematiza en la Figura II.2.5.

El API hace una recomendación sobre cuánto debe rá removerse , y marca como 1/32 de pulgada del hombro de la unión macho o hembra para cada ope ración de refrentado y no mas de 1/16 pulgada - de refrentado acumulativo. La Fig.II.2.7 muestra cada una de las zonas de la tubería , así como - sus juntas , que se inspeccionan bajo normas y - zonas que no caen dentro de estas normas de inspección .

A continuación se hace mención de un procedimiento práctico de inspec ción de tubería de trabajo en base a normas API.

FIGURA II.2.5

POSICION DEL PUNTO DE REFERENCIA EN LA REPARACION DE HOMBROS DANADOS.7

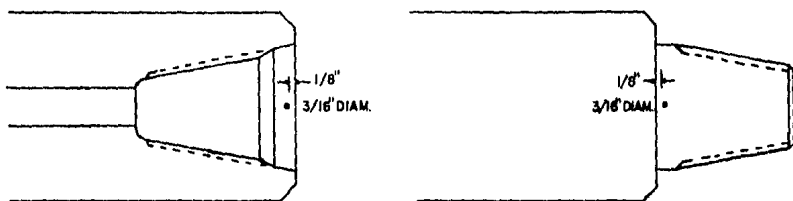


FIGURA II.2.6

MARCADO DE LAS TUBERTAS DE TRABAJO AL INSPECCIONARSE

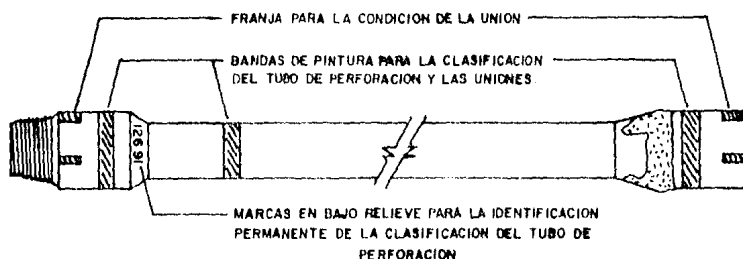


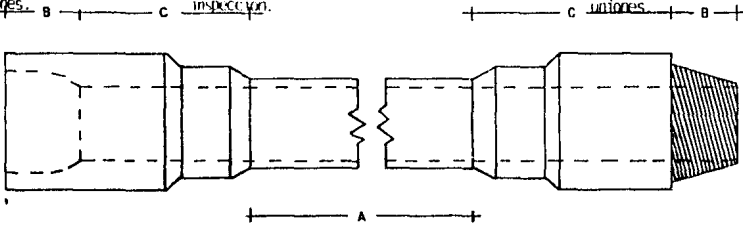
FIGURA II.2.7

ZONAS DE LA TUBERIAS BAJO NORMAS DE INSPECCION .

Longitud que cae bajo las normas de inspección de uniones.

Precaución: longitud que no cae bajo las normas de inspección.

Longitud que cae bajo normas de inspección de uniones.

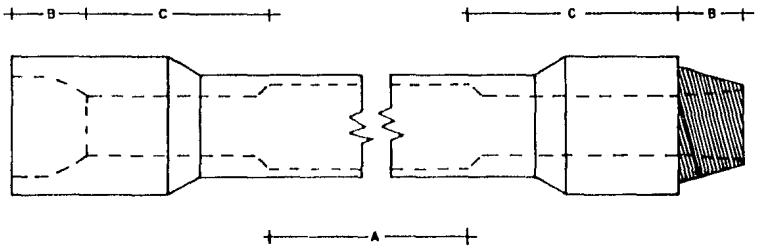


Longitud que cae bajo el sistema de clasificación de tubería de trabajo.

Longitud que cae bajo las normas de inspección de uniones.

Precaución :longitud que no cae bajo las normas de inspección.

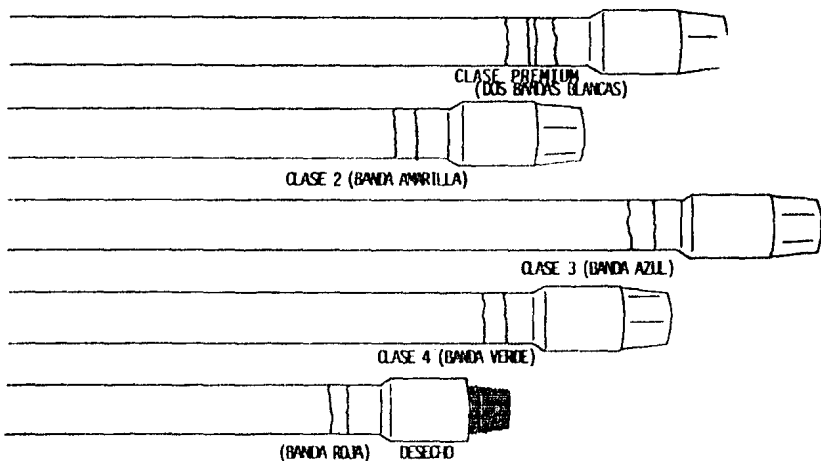
Longitud que cae bajo las normas de inspección de uniones.



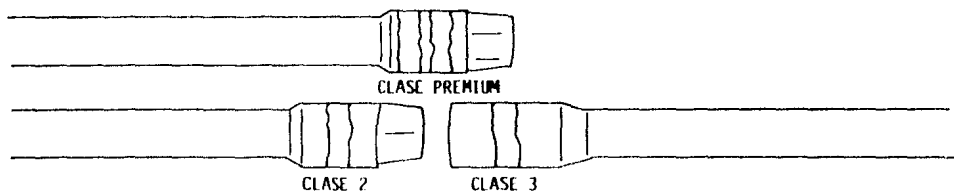
Longitud que cae bajo el sistema de clasificación de tubería de trabajo .

**FIGURA 11.2.8 CODIGO DE COLORES PARA CLASIFICAR
TUBERIAS DE TRABAJO USADAS .**

El codigo de colores para cada tubo aparece en el cuerpo del mismo , en la parte cerca al piñón o cople. El codigo para las juntas aparece sobre de la caja o piñón .



CLASIFICACION DE CONEXIONES (CAJA Y PIÑON)



CONDICION DE CAJA Y PIÑON .



II.2.4.12 PROCEDIMIENTO PRACTICO DE INSPECCION DE TUBERIAS DE TRABAJO .7,8

- A.- Inspección Longitudinal .- Se realiza mediante una bobina que genera un campo magnético circunferencial en la tubería , además , se ajusta un unidad detectora al --- mismo tubo , que al girar a su alrededor se desplaza en toda su longitud . La unidad detectora recoge las variaciones magnéticas causadas por fracturas transversales- internas o externas , picaduras de corrosión y defectos tridimensionales en la pared del tubo .
- B.- Inspección de Pared .- Esta inspección se realiza con - una fuente de rayos gamma y un detector que gira alrededor del propio tubo.El detector toma registros , que proporcionan el espesor de la tubería .El API recomienda reportar el mínimo espesor de pared registrado , ya que de este valor dependerá su clasificación .
- C.- Inspección Transversal .- Mediante una bobina que induce un campo magnético longitudinal en el tubo y por un juego de detectores de alta sensibilidad que recorren la longitud total del tubo .Estos detectores permiten registrar la mínima variación de flujo magnético inducido , motivado por los defectos transversales de dicho tubo. A su vez estos detectores envían una señal a la consola del operador , grabando estas en su registro , para la interpretación de los defectos de la tubería.

- D.- Verificación de grado .- La forma en que se realiza --- esta verificación es mediante la comparación electróni- ca de una tubería patrón con características perfecta- mente verificadas, con la tubería de trabajo a inspec- cionar , en la cual se detectará cualquier tramo que no tenga el mismo grado de la tubería patrón .
- E.- Medida de la pared de la tubería.- Las únicas medidas - aceptables del espesor de pared son las realizadas con- micrómetros de tubería, instrumentos supersónicos (de- resonancia) y por procedimientos de rayos gamma.Las me - didas realizadas por los métodos antes mencionados tie- nen una exactitud del 2% .
- F.- Se calibrará el diámetro exterior de cada tubo en toda- su longitud , el desgaste que se presente será registra- do para cada tubería .
- G.- El paso siguiente sería el marcado en base a golpes efec- tuados en el recalado del lado del piñón , incluyendo - los datos del mes y año de la inspección. Además se iden - tificará mediante franjas de pintura de acuerdo a los - códigos de identificación .
- H.- Los defectos como grietas , golpes mecánicos , picaduras por corrosión y otros similares , serán investigados me- diante polvo magnético y luz negra(procedimiento visual- de inspección) para determinar la severidad del defecto.

CAPITULO III.

HERRAMIENTAS DE OPERACION.

III. HERRAMIENTAS DE OPERACION.

Dentro de las operaciones de reparación y terminación de un pozo se utiliza una gran variedad de herramientas, las cuales como cualquier otro producto o artículo tubular, deben tener un cuidado y mantenimiento, así como su respectiva inspección.

Las herramientas mencionadas en el presente capítulo son -- las principales que se utilizan en la reparación y terminación de pozos.

III.1 LASTRABARRENAS. 11

Los lastrarbarrenas (drill collars) tienen como finalidad -- principal la de suministrar peso y rigidez a la sarta de tubería de perforación en agujero descubierto o tubería de trabajo cuando se trabaja en el agujero ademado.

Al operarse una barrena, molino o escareador, la columna de la tubería deberá encontrarse en tensión, esto debido que al manejarse recta la tubería sufre menor fatiga.

" Todo el peso que se aplica a la barrena deberá ser el peso de los lastrarbarrenas, de otro modo, se trabajará en torsión y compresión a la tubería, teniendo como resultado que se presente una fatiga excesiva en el exterior de las juntas ". (ver fig.III.1).

Por lo antes mencionado el número de lastrarbarrenas queda -- determinado por el peso que se vaya aplicar sobre la barrena, procurando --

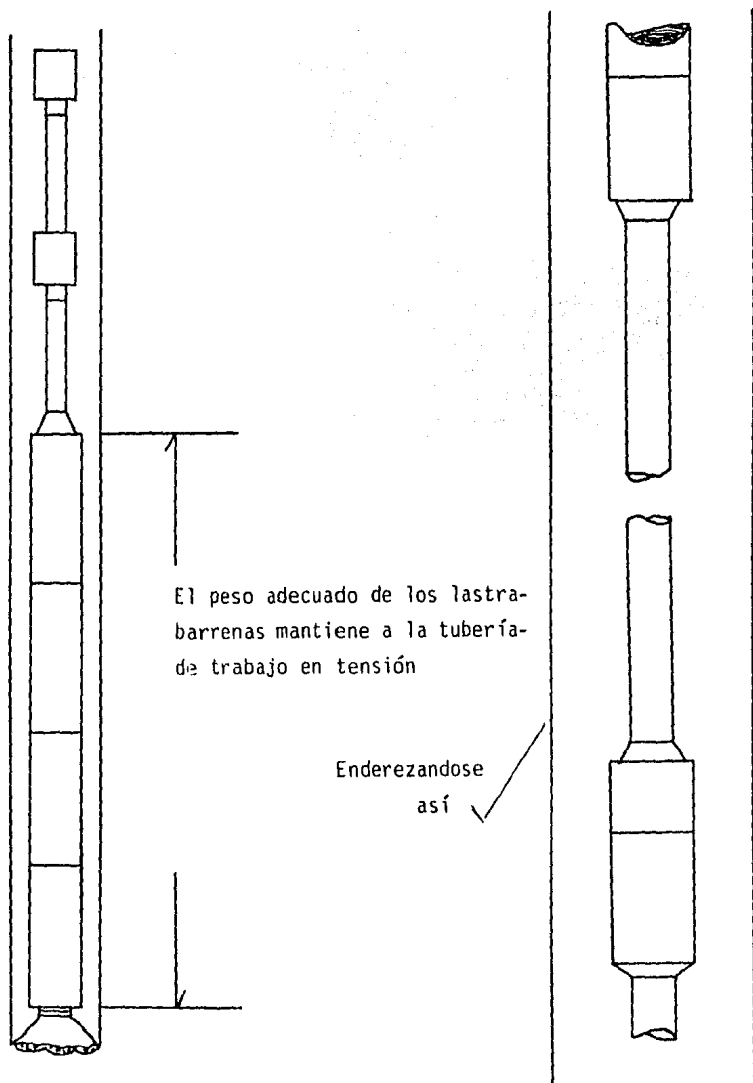


Fig. III.1 (a)

Funcionamiento de los lastrabarras

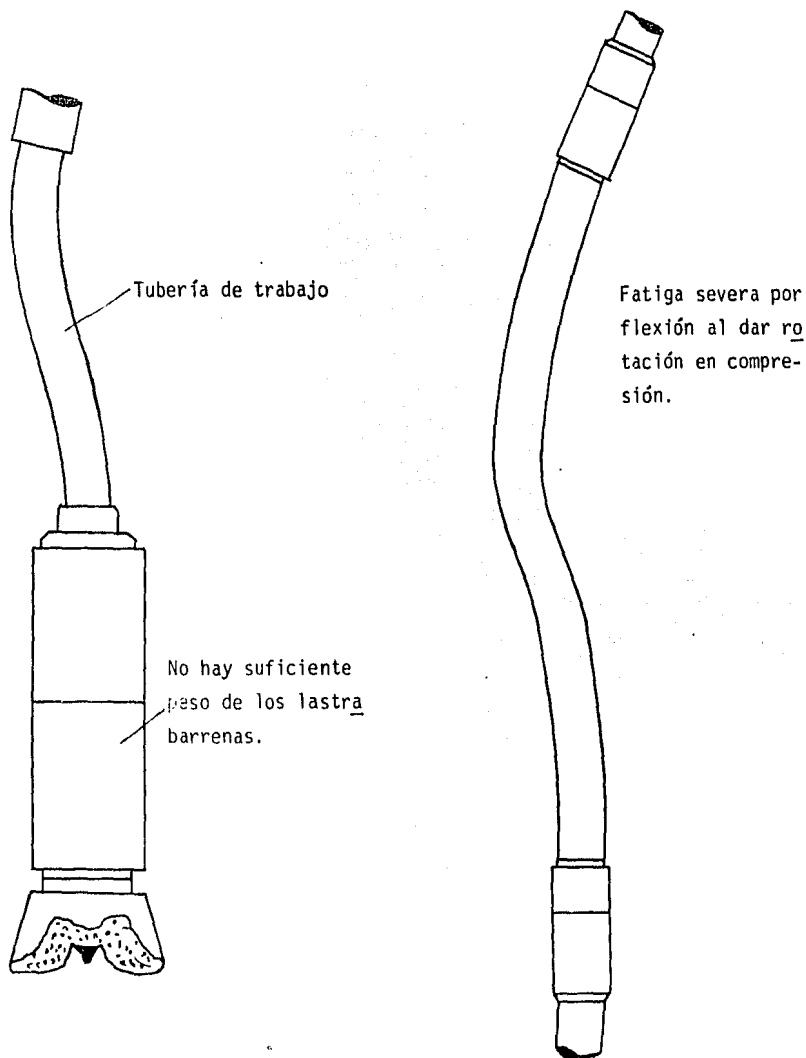


Fig. III.1. (b)

Funcionamiento de lastrabarrenas

que el punto crítico quede dentro de estos.

El lugar en el cual es mas susceptible de sufrir falla un lastrabarrena es en la parte de las juntas, esto se debe esencialmente a -- que son mas débiles, al contrario de las tuberías de trabajo en las que las juntas son la parte mas rígida de la misma. .

III.1.1 DIMENSIONES DE LOS LASTRABARRENAS.

Las dimensiones de los lastrabarrenas se encuentran especificadas en la tabla III.1.

Los lastrabarrenas se diseñan esencialmente con diámetros interiores uniformes, piñón en la parte inferior y caja en la superior, -- unidos presentan su parte exterior lisa.

Hay que hacer notar que un diámetro interior pequeño provoca caídas de presión altas y diámetros superiores grandes disminuyen el peso disponible.

Al hacer la selección del diámetro exterior de un lastrabarrena, se deberá tomar en cuenta, que este tendrá que permitir el uso de tuberías lavadoras en caso de presentarse problemas de pesca.

III.1.2 PROPIEDADES FISICAS.

Las propiedades físicas de los lastrabarrenas no deberán -- ser menores a los valores mínimos especificados en la tabla III.2.

III.1.3 CONEXIONES DE LOS LASTRABARRENAS.

Los lastrabarrenas son proporcionados con conexiones de caja y piñón en diámetros y estilos estipulados en la tabla III.1, los cuales cumplen con los requerimientos del " API Spec 7, Sec 9 ".

III.1.4 PESO DE LOS LASTRABARRENAS.

La tabla III.3 contiene los pesos de los lastrabarrenas para un rango de espesor de combinaciones de diámetros exterior e interior, en dimensiones API y aún las no-API.

Los valores estipulados en la tabla pueden utilizarse para proporcionar la información básica requerida en el cálculo del peso de la sarta de lastrabarrenas.

III.1.5 CUIDADO Y USO DE LOS LASTRABARRENAS.

A continuación se listarán una serie de recomendaciones para el mejor uso de los lastrabarrenas.

- .- Los lastrabarrenas deberán contar con la protección adecuada al realizar maniobras de traslado, deslizamiento y levantamiento en la rampa del equipo.
- .- Se deberá tener el cuidado de que todas las conexiones se encuentren perfectamente limpias, debidamente engrasadas y que al ser manejados no sufrán golpes.

TABLA III. 1 DIMENSIONES DE LASTRABARRENAS.

1	2	3	4	5	6
CONEXION	Diam. Ext mm	Diam. Int. mm	Long. m		
NC23 31 (terrativa)	79.4	31.8	9.1	76.2	2 57:1
NC26 35 (2 3/8 IF)	88.9	38.1	9.1	82.9	2 42:1
NC31 41 (2 7/8 IF)	104.8	50.8	9.1	100.4	2 43:1
NC35 47	120.7	50.8	9.1	114.7	2 56:1
NC38 50 (3 1/2 IF)	127.0	57.2	9.1	121.0	2 38:1
NC44 60	152.4	57.2	9.1 or 9.4	144.5	2 49:1
NC44 60	152.4	71.4	9.1 or 9.4	144.5	2 84:1
NC44 62	158.8	57.2	9.1 or 9.4	149.2	2 91:1
NC45 62 (4 IF)	158.8	71.4	9.1 or 9.4	150.0	2 63:1
NC45 65 (4 IF)	165.1	57.2	9.1 or 9.4	154.8	2 76:1
NC46 65 (4 IF)	165.1	71.4	9.1 or 9.4	154.8	3 05:1
NC46 67 (4 IF)	171.5	57.2	9.1 or 9.4	159.5	3 18:1
NC50 70 (4 1/2 IF)	177.8	57.2	9.1 or 9.4	164.7	2 54:1
NC55 70 (4 1/2 IF)	177.8	71.4	9.1 or 9.4	164.7	2 73:1
NC58 72 (4 1/2 IF)	184.2	71.4	9.1 or 9.4	169.5	3 12:1
NC56 77	186.9	71.4	9.1 or 9.4	183.3	2 70:1
NC56 80	203.2	71.4	9.1 or 9.4	190.1	3 02:1
6 5/8 REG	209.6	71.4	9.1 or 9.4	195.7	2 93:1
NC61 90	228.6	71.4	9.1 or 9.4	212.7	3 17:1
7 5/8 REG	241.3	76.2	9.1 or 9.4	223.8	2 81:1
NC70 97	247.7	76.2	9.1 or 9.4	232.6	2 57:1
NC70 100	254.0	76.2	9.1 or 9.4	257.3	2 81:1
NC77 110 (terrativa)	279.4	76.2	9.1 or 4.0	260.7	2 78:1

TABLA III.2
PROPIEDADES FISICAS Y DE PRUEBA DELASTRABARRENAS.

1	2	3	4
Diam. Ext. mm	Esfuerzo Min. de Cdencia KPa	Esfuerzo Min. de Tension KPa	Elongacion Minima... %
79.4 thru 174.6 (3 1/2" - 6 7/8")	758 000	965 000	13
177.8 thru 254.0 (7" - 10")	659 000	931 000	13

TABLA III.3 PESO DE LOS LASTRABARRENAS .
 (kg/m)

Diam.Ext.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
(mm)	Diámetro Interior (mm)												
(mm)	25.4	38.1	50.8	63.5	76.2	88.9	101.6	114.3	127.0	139.7	152.4	165.1	177.8
73.0 (2 7/8)	28.3	26.8	23.8										
76.2 (3)	31.3	29.8	26.8										
79.4 (3 1/8)	32.7	32.7	29.8										
82.6 (3 1/4)	38.7	35.7	32.7										
85.8 (3 1/2)	44.6	43.2	40.2										
89.3 (3 3/8)	52.1	49.1	47.6										
101.6 (4)	59.5	58.0	55.1	52.1	47.6	43.2							
104.8 (4 1/8)	64.0	61.0	58.0	55.1	52.1	47.6							
108.0 (4 1/4)	68.4	65.5	62.5	59.5	56.6	52.1							
112.4 (4 1/2)	73.9	74.4	71.4	68.5	64.0	61.0							
120.7 (4 3/4)			80.4	77.4	74.4	69.9	65.5						
127.0 (5)			90.8	87.8	83.3	78.9	74.4						
133.4 (5 1/8)			101.2	96.7	93.8	89.3	84.8						
139.7 (5 1/4)			111.6	106.6	104.7	99.7	95.2	89.3					
146.1 (5 1/2)			122.0	119.1	116.1	111.6	107.1	99.7	95.2	89.3			
152.4 (5 3/8)			132.9	131.0	126.5	123.5	117.6	111.6	107.4	101.2			
158.8 (5 3/4)			143.8	142.9	139.9	135.4	131.0	123.5	119.1	113.1	107.1		
165.1 (5 7/8)			154.2	156.3	151.8	147.3	143.9	135.4	132.4	126.5	119.1		
171.5 (6)			172.6	169.6	165.2	160.7	156.3	148.8	145.8	138.4	132.4		
177.8 (6 1/8)			186.0	183.0	178.6	174.1	169.7	163.7	159.2	153.3	148.8	138.4	135.0
184.2 (6 1/4)			199.4	196.4	191.5	189.0	184.5	177.1	172.6	167.7	162.7	153.3	148.8
190.6 (6 1/2)			214.3	211.3	206.9	203.9	197.9	191.9	187.5	181.6	174.1	168.2	161.0
196.9 (6 3/4)			229.2	226.2	221.2	218.8	214.3	206.9	202.4	196.4	190.5	183.0	175.7
203.2 (7)			245.5	242.6	238.1	234.6	229.2	223.2	218.8	212.8	205.4	197.9	189.6
209.6 (7 1/8)			261.9	258.9	254.5	250.0	245.5	238.1	235.1	229.2	221.7	214.3	197.9
215.9 (7 1/4)			278.3	275.3	270.8	266.4	261.9	256.0	251.5	245.5	238.1	230.7	215.2
228.6 (7 1/2)			312.5	309.5	306.6	302.1	297.6	290.2	285.7	279.8	273.8	266.4	258.9
241.3 (7 3/4)			348.2	345.3	342.3	337.8	333.3	327.4	321.4	315.5	311.0	306.6	294.7
247.7 (8)			361.1	364.6	361.6	357.2	352.7	345.3	340.8	334.8	328.9	321.4	314.0
254.0 (8 1/8)			388.4	385.4	382.5	378.0	373.5	366.1	361.6	355.7	349.7	342.3	334.8
279.4 (11)			471.7	468.8	465.8	461.3	458.9	449.4	445.0	439.0	433.1	425.6	418.2
304.8 (12)			564.0	561.0	556.6	552.1	547.6	541.7	537.2	531.3	521.8	516.4	508.9

- .- En la operación de apriete de las roscas deberá tomarse en cuenta las siguientes recomendaciones prácticas.
 - a).- Utilizar la herramienta adecuada, que no permita el daño de la conexión.
 - b).- Deberá mantenerse el peso adecuado en el momento de roscar, para evitar desgaste en el hilo de las roscas.
 - c).- Utilizar un indicador de torsión, el cual marque el torque adecuado, evitando el daño de las juntas. (Para cada tipo de rosca a utilizar, se cuenta con tablas que indican el apriete correcto).
- .- Si al realizar las maniobras de desenrosque, se nota que la rosca de la conexión carece de grasa y se encuentra lustrosa se debe tener el cuidado adecuado, ya que estas condiciones son indicativas de fugas de fluido.
- .- No deberán utilizarse conexiones golpeadas y sucias.
- .- Bajo ningún concepto se deberá permitir aplicar soldaduras o cortes en los lastrabarrenas.

III .1.6 INSPECCION DE LOS LASTRABARRENAS.

Como antes se mencionó, el realizar la inspección de las herramientas o tuberías utilizadas en las labores de reparación y terminación de un pozo, puede reducir al mínimo las pescas ocasionadas por roturas o fallas de estas herramientas.

El método recomendado de inspección para los lastrabarrenas

es el de inspección magnética, ya que este puede ser eficaz para localizar grietas por fatiga.

Se hace mención que aproximadamente a las 3500 hrs. de rotación suelen aparecer grietas someras en los lastrabarrenas y a las 4500 ó 5000 hrs. aproximadamente se pueden esperar fallas debido al crecimiento de grietas por fatiga. Se ha considerado con estos datos que un lastrabarrena tiene una vida útil promedio de 4000 hrs. de rotación.

III.1.6.1 INSPECCION MAGNETICA.

Utiliza el principio de la atracción de partículas magnéticas a una barra magnética. Al esparcir partículas magnéticas o limadura de fierro sobre una barra magnética, estas son atraídas hacia los extremos -- del imán. Si la barra magnética es dividida en dos, se contará con dos barras magnéticas, cada una de las cuales contará con su polo norte y su polo sur.

En la inspección magnética de las conexiones, la junta de los lastrabarrenas, se magnetiza, para convertirla en un imán. En el caso de existir una grieta, las partículas magnéticas que se rocían tienden a acumularse en la grieta debido a la atracción, esto permite percibir una fractura cuando esta no ha sido visualizada facilmente.

III.1.6.2 INSPECCION EN EL CAMPO.

El equipo utilizado para la inspección de lastrabarrenas en

en el campo cuenta con: Una planta de luz, una unidad imantadora, un dispositivo para rociar los fluidos a presión y las herramientas manuales adecuadas.

El primer paso a seguir dentro de la inspección de campo es la identificación de los lastrabarrenas (registrando el diámetro exterior de la caja, y el interior del piñón).

Posterior a la identificación se realiza la limpieza adecuada de las conexiones.

Como antes se mencionó este método se basa en el principio de una barra magnética, por lo que después de limpiar la conexión se imantó el lastrabarrena, esto se efectúa envolviendo un cable de la unidad imantadora alrededor del lastrabarrena, haciendo pasar una corriente rectificada de media onda, convirtiendo así el lastrabarrena en un electroimán.

A continuación se rocían las conexiones con fluido que contiene partículas magnéticas pequeñas, estas partículas están recubiertas con un colorante fluorescente. Debido a que el lastrabarrena se encuentra como un electroimán y por el proceso explicado anteriormente, las partículas magnéticas son atraídas a cualquier área donde se localize una grieta. Si se observa en la obscuridad la junta utilizando una luz ultravioleta ó luz negra, se podrán observar las partículas magnéticas fluorescentes que han delimitado una grieta o fisura. Se utiliza una lente de aumento para la mejor localización de las grietas en las raíces de los hilos de las roscas hasta el fondo de la caja.

En el caso de que al realizar la inspección se encuentren zonas dañadas en las roscas, las cuales se consideran puedan repararse --

con herramientas de mano (esmeril), se efectúa su reparación, de lo contrario deberán enviarse al taller para que se maquinen nuevamente.

Una zona frecuente de daño se sitúa en los hombros de las juntas, esta traerá como consecuencia que la conexión no selle, aunque se apriete con el torque adecuado. Después de eliminar el daño en los hombros es recomendable utilizar un anillo calibrador, el cual indicará si en realidad el hombro se encuentra en buenas condiciones.

Para conocer si las juntas se encuentran " estiradas " es necesario revisarlas con un calibrador de perfiles. Este calibrador se coloca en los primeros dos o tres hilos cercanos a la base del piñón. El último paso en la inspección es revisar el corte de alivio en la boca de la caja, para investigar si la junta se estiró por exceso de apriete.

Después de concluir con la inspección, deberá marcarse cada una de las juntas, especificando su condición, es decir, si requieren reparación en taller (banda blanca), se encuentran agrietadas (banda roja). El reporte de inspección de lastrabarrenas deberá contar con los siguientes datos:

- .- Condición de caja y piñón.
- .- Diámetro interior en el extremo del piñón.
- .- Diámetro exterior en el extremo de la caja.
- .- Longitud de los lastrabarrenas.

III.2 HERRAMIENTAS DE PESCA. 11

Entre las herramientas más comunmente utilizadas en las labores de pesca en la reparación y terminación son: El pescante de enchufe exterior derecho " Over-shot ", y la herramienta inversora de rotación --- " Reversing-tool ".

III.2.1 PESCANTE EXTERIOR DERECHO.

Se utiliza para conectar exteriormente tubería de producción y perforación de todos tipos y medidas, así como herramientas tubulares.

Dentro de este tipo de pescante se encuentran los que se utilizan:

- a).- Para grandes esfuerzos, los cuales son capaces de soportar esfuerzos máximos de tensión, torsión y percusión, que puedan ejercerse sobre la herramienta, al efectuar las operaciones de pesca.
- b).- Para esfuerzos menores. Son capaces de soportar en menor escala los esfuerzos de torsión, tensión y percusión.

III.2.1.1 PARTES DEL PESCANTE.

El pescante cuenta con las siguientes partes:

- a).- Conexión superior.
 - Conexión corta.
 - Conexión elevadora.
- b).- Cuerpo o campana:
 - .- Para grandes esfuerzos .
 - .- Para esfuerzos menores.
- c).- Guía.
 - .- Normal o Estandar.
 - .- De pared.
 - .- Sobre medida.
- d).- Cuñas.
 - .- De canastas.
 - .- De espiral.
- e).- Molino de control o fijadores de cuña.
 - .- De anillo de fijación.
 - .- Molino de control fresador.
- f).- Hule de sello.
 - .- Interior del candado del control.
 - .- Exterior del candado de control.

III2.1.2 FUNCIONAMIENTO DEL PESCANTE.

Se tendrá cuidado antes de operar el pescante de verificar el peso de la sarta de pesca, esto como medida de referencia y comparación en el momento de recuperar el pescado.

Se introducirá el pescante girando la sarta hacia a la derecha y aplicando un peso sobre el pez (3 ó 4 tons.), esto para forzar el pescante en la boca de pez.

Se elimina la torsión que existe sobre la sarta de pesca y se hace tensionar esta (5 a 6 tons.de tensión), comprobando que las cuñas de la herramienta sujeten al pez, de no ser así, se repetirá la operación anterior hasta lograr que las cuñas sujeten al pez.

III.2.1.3 RECOMENDACIONES PRACTICAS.

- a).- Es una condición básica y esencial en toda labor de pesca la determinación de la profundidad de la boca de pez. Asegurando de esta forma que el pescante llegue hasta el pez. Es de gran ayuda para determinar el tipo de cuñas a utilizar, el conocimiento preciso de las condiciones de la boca de pez, esto es: Si esta se encuentra en buen estado, colapsada o desgastada. Existen herramientas (sellos de plomo, molinos) que auxilián en la determinación de las condiciones de la boca del pez.
- b).- Cuando las condiciones de la boca del pez sean malas, es necesario conformar está, introduciendo herramientas (molinos o zapatas).
- c).- Antes de que se introduzca el pescante al pozo, se debe preveer la ejecución de operaciones de desconexión.

(string - shot, corte químico, etc.) que pudieran realizarse a través del aparejo de pesca, debiéndose revisar y medir los diámetros interiores de todas las conexiones y combinaciones que se tengan arriba del pescante, cambiando aquellas que tengan un menor diámetro al de las cargas cortadoras o cabezas de disparos.

d).-Se deberá seleccionar el tipo de cuñas adecuadas a la medida y condición de la boca del pez.

III.2.1.4 CUIDADO E INSPECCION DE LA HERRAMIENTA.

Ya que esta es una herramienta relativamente simple, de fácil desarmado, tanto que su inspección visual se realiza en el campo.

La parte de mayor desgaste son las cuñas, ya que estas sufren el desgaste directo al estar sujetando el pescado.

Como cualquier otra herramienta que se introduce al pozo, el pescante cuenta con una conexión (caja), la cual sufre también desgaste en su cuerda. Los procesos de inspección ya antes mencionados (visual, magnéticos) pueden ser utilizados para inspeccionar esta parte del pescante.

La mayoría de las partes de la herramienta son de repuesto, o sea, que casi nunca se reparan, solo se cambian.

En caso de que al inspeccionar las partes se observe que se encuentran en buen estado, solo se deben limpiar y lubricar antes de volver a operar.

Debido a las condiciones adversas que sufre el metal en el-

ambiente, es recomendable el pintado y engrasado del exterior del pescante para evitar su oxidación.

III.2.2 HERRAMIENTA INVERSORA DE ROTACION. (REVERSING-TOOL).

Es una de las herramientas mas utilizadas en la reparación de un pozo, cuando se tiene problema de pesca. Se podría decir que la herramienta inversora de rotación hace las veces de una sarta de tubería en las que sus conexiones sean del tipo izquierdo. La función de esta herramienta es impartir una fuerte torsión o rotación a la izquierda a las herramientas de pesca.

III.2.2.1 TIPOS Y CARACTERISTICAS.

Dentro de las herramientas inversoras de rotación se utilizan dos modelos principalmente.

- 1º.- Modelo AG.- Este modelo cuenta con un vástago de diámetro grande con una varilla sólida (candado). Este modelo no permite la circulación de ningún fluido, pero por lo contrario, puede resistir altas torsiones requeridas en labores de pesca de tubería.
- 2º.- Modelo AH.- A diferencia del modelo AG, este modelo si permite la circulación del fluido a través de si misma. El diseño de esta herramienta permite el paso de cargas explosivas (prima - cord o string-shot) y detector

de coples . Esta herramienta se utiliza cuándo la tubería que se encuentra como pez sea difícil de destrabar. La operación que se realiza , es la de aplicar torsión a la izquierda , con la herramienta inversora y aplicar una carga (explosiva) que obligue a la tubería a desconectarse por tramos.

Las especificaciones de la herramienta inversora de rotación son mostradas en la tabla III.4.

III.2.2.2 FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA .

Como antes se menciona , la operación de una herramienta inversora de rotación es equivalente a operar una sarta cuyas conexiones son del tipo izquierdo. El mecanismo por el que opera es relativamente simple . Lo que se realiza es girar la sarta de pesca a la derecha (en la superficie) , lo que hace que se liberen unas aletas con botones metálicos , que se afianzan a la tubería de revestimiento , invirtiendo de este punto hacia abajo la rotación del pescante .

Antes de decidir operar con la herramienta inversora de rotación es necesario conocer las condiciones existentes dentro del pozo, esto es : medidas de la tubería de revestimiento , diámetros de la tubería de trabajo , profundidad a la que se encuentra la boca del pez, y toda la información que pueda servir para mejorar la planeación de la operación de pesca.

TABLA III.4
ESPECIFICACIONES DE LA HERRAMIENTA INVERSORA
DE ROTACION .

MEDIDA NOMINAL.	4"	6"	8"
DIAMETRO EXTERIOR.	4-1/16"	5-3/4"	7-3/4"
LONGITUD DE HERRAMIENTA.	8' - 5"	10'	10'
PARA OPERAR EN MEDIDAS DE T.R.	5" a 6-5/8"	7" a 8-5/8"	9-5/8" a 13-3/8"
DESCONECTARA TUBERIA.	Nod.A0-2" y 2-1/2"	Tub.de Perforación.	Tub.de Perforación.
ENTRADA.	Tub.de Prod.(Tubing)	2-7/8", 3-1/2"	4-1/2", 5-9/16"
DESCONECTARA TUBERIA.	Nod.A0-2", y 2-1/2"	Tub.de Perforación.	Tub.de Perforación.
MEDIDA.	Tub.de Prod.(Tubing) Nod.AH-Tubing 2" y 2-1/2"	2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2"	4-1/2", 5", 5-1/2", 5-9/16" y 6-5/8"

III.2.2.3 RECOMENDACIONES PRACTICAS PARA EL MEJOR FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA .

- .- Antes de introducir la herramienta al pozo es recomendable verificar que el mecanismo de anclaje (aletas) abran y cierre, así como la inversión de rotación de la herramienta .
- .- Deberá tenerse el cuidado de que las aletas se encuentren cerradas al introducir la herramienta.

Despues de haber bajado el pescante y al cerciorarse de que la operación haya sido efectiva , tendrá que aplicarse torsión con la mesa - rotatoria . Es recomendable utilizar valores de torsión de :

- .- 1 a 2 vueltas por cada 300 m. cuando se cuenta con tubería de trabajo .
- .- 2 a 3 vueltas por cada 300m.operando con tubería de producción .

El mecanismo con el cual esta diseñada la herramienta permite , que por cada 2 ó 3 vueltas en la superficie , la torsión ejercida sobre el pez será de 1 vuelta .

III.2.2.4 CUIDADO , MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LA HERRAMIENTA .

Los elementos que sufren mas desgaste son los botones de afianzamiento , estos deberán ser revisados visualmente cada vez que baje - la herramienta y de ser necesario reemplazarlos .

Las cuñas deben ser revisadas despues de cada corrida y cambiarse si pierden el filo . Los pasadores de las aletas tienen que renovarse para cada operación .

En le caso de utilizar una herramienta "AH" , se revisarán los tapones de drenaje , para que no tengan fugas .

El material con el que esta fabricado el cuerpo de la herramienta inversora de rotación es de acero resistente a los esfuerzos aplicados en el pozo .

Las conexiones de la herramienta son unas de las partes que pueden sufrir mas desgaste , la forma de inspección es similar a la que se efectúa con las conexiones de los lastrabarreras y las flechas .

Las características de este tipo de herramientas permiten - su desarmado relativamente fácil , por lo que en caso del desgaste de sus piezas , se substituirán por las adecuadas .

III.3 FLECHA .⁴

Es importante hacer mención de esta parte del equipo , ya que cumple una función importante en las labores de reparación y terminación . La flecha es la herramienta sobre la que se va aplicar rotación , mediante la mesa rotatoria . Esta parte del equipo es una de las que mas desgaste sufre, por lo que su inspección periódica es requerida.

III.3.1 TAMAÑOS Y TIPOS .

Las flechas (kellys) son proporcionados en diámetros mostrados en la tabla III.5 y III.6 y pueden ser del tipo cuadrado o hexagonal.

III.3.2 DIMENSIONES DE LA FLECHA .

Las flechas son conformadas con dimensiones especificadas por sus respectivos diámetros , mostrados en la tabla III.5 y III.6 . La sección de empuje de una flecha deberá ser calibrada con las dimensiones precisas.

III.3.3 CONEXIONES DE LA FLECHA .

Las cajas y los piñones de las flechas son conexiones rotatorias estandar , exceptuando la de los diámetros y estilos especiales , las cuales se fabrican de acuerdo a su requerimiento , siempre y cuando cumplan con las normas del API Spec 7.

TABLA III.6
DIMENSIONES DE LA FLECHA CUADRADA.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Length of Base Section m		Length Overall m		Disc Section					Upper Hole Connection																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
Standard (1)		Optional (2)		Standard (3)		Optional (4)		Across Flats (5)			Across Corners (6)		Across Corners (7)		Radius (8)		Radius (9)		Size and Style, LH (10)		Standard (11)		Optional (12)		Outside Diameter (13)		Length (14)		Standard (15)		Optional (16)		Lower Pin Connection			Inside Diameter (22)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
L_1	L_2	L_1	L_2	D_{11}	D_{12}	D_{13}	D_{14}	D_{15}	D_{16}	R_{17}	R_{18}	R_{19}	R_{20}	R_{21}	R_{22}	R_{23}	R_{24}	R_{25}	R_{26}	R_{27}	R_{28}	R_{29}	R_{30}	R_{31}	R_{32}	R_{33}	R_{34}	R_{35}	R_{36}	R_{37}	R_{38}	R_{39}	R_{40}	R_{41}	R_{42}		R_{43}	R_{44}	R_{45}	R_{46}	R_{47}	R_{48}	R_{49}	R_{50}	R_{51}	R_{52}	R_{53}	R_{54}	R_{55}	R_{56}	R_{57}	R_{58}	R_{59}	R_{60}	R_{61}	R_{62}	R_{63}	R_{64}	R_{65}	R_{66}	R_{67}	R_{68}	R_{69}	R_{70}	R_{71}	R_{72}	R_{73}	R_{74}	R_{75}	R_{76}	R_{77}	R_{78}	R_{79}	R_{80}	R_{81}	R_{82}	R_{83}	R_{84}	R_{85}	R_{86}	R_{87}	R_{88}	R_{89}	R_{90}	R_{91}	R_{92}	R_{93}	R_{94}	R_{95}	R_{96}	R_{97}	R_{98}	R_{99}	R_{100}	R_{101}	R_{102}	R_{103}	R_{104}	R_{105}	R_{106}	R_{107}	R_{108}	R_{109}	R_{110}	R_{111}	R_{112}	R_{113}	R_{114}	R_{115}	R_{116}	R_{117}	R_{118}	R_{119}	R_{120}	R_{121}	R_{122}	R_{123}	R_{124}	R_{125}	R_{126}	R_{127}	R_{128}	R_{129}	R_{130}	R_{131}	R_{132}	R_{133}	R_{134}	R_{135}	R_{136}	R_{137}	R_{138}	R_{139}	R_{140}	R_{141}	R_{142}	R_{143}	R_{144}	R_{145}	R_{146}	R_{147}	R_{148}	R_{149}	R_{150}	R_{151}	R_{152}	R_{153}	R_{154}	R_{155}	R_{156}	R_{157}	R_{158}	R_{159}	R_{160}	R_{161}	R_{162}	R_{163}	R_{164}	R_{165}	R_{166}	R_{167}	R_{168}	R_{169}	R_{170}	R_{171}	R_{172}	R_{173}	R_{174}	R_{175}	R_{176}	R_{177}	R_{178}	R_{179}	R_{180}	R_{181}	R_{182}	R_{183}	R_{184}	R_{185}	R_{186}	R_{187}	R_{188}	R_{189}	R_{190}	R_{191}	R_{192}	R_{193}	R_{194}	R_{195}	R_{196}	R_{197}	R_{198}	R_{199}	R_{200}	R_{201}	R_{202}	R_{203}	R_{204}	R_{205}	R_{206}	R_{207}	R_{208}	R_{209}	R_{210}	R_{211}	R_{212}	R_{213}	R_{214}	R_{215}	R_{216}	R_{217}	R_{218}	R_{219}	R_{220}	R_{221}	R_{222}	R_{223}	R_{224}	R_{225}	R_{226}	R_{227}	R_{228}	R_{229}	R_{230}	R_{231}	R_{232}	R_{233}	R_{234}	R_{235}	R_{236}	R_{237}	R_{238}	R_{239}	R_{240}	R_{241}	R_{242}	R_{243}	R_{244}	R_{245}	R_{246}	R_{247}	R_{248}	R_{249}	R_{250}	R_{251}	R_{252}	R_{253}	R_{254}	R_{255}	R_{256}	R_{257}	R_{258}	R_{259}	R_{260}	R_{261}	R_{262}	R_{263}	R_{264}	R_{265}	R_{266}	R_{267}	R_{268}	R_{269}	R_{270}	R_{271}	R_{272}	R_{273}	R_{274}	R_{275}	R_{276}	R_{277}	R_{278}	R_{279}	R_{280}	R_{281}	R_{282}	R_{283}	R_{284}	R_{285}	R_{286}	R_{287}	R_{288}	R_{289}	R_{290}	R_{291}	R_{292}	R_{293}	R_{294}	R_{295}	R_{296}	R_{297}	R_{298}	R_{299}	R_{300}	R_{301}	R_{302}	R_{303}	R_{304}	R_{305}	R_{306}	R_{307}	R_{308}	R_{309}	R_{310}	R_{311}	R_{312}	R_{313}	R_{314}	R_{315}	R_{316}	R_{317}	R_{318}	R_{319}	R_{320}	R_{321}	R_{322}	R_{323}	R_{324}	R_{325}	R_{326}	R_{327}	R_{328}	R_{329}	R_{330}	R_{331}	R_{332}	R_{333}	R_{334}	R_{335}	R_{336}	R_{337}	R_{338}	R_{339}	R_{340}	R_{341}	R_{342}	R_{343}	R_{344}	R_{345}	R_{346}	R_{347}	R_{348}	R_{349}	R_{350}	R_{351}	R_{352}	R_{353}	R_{354}	R_{355}	R_{356}	R_{357}	R_{358}	R_{359}	R_{360}	R_{361}	R_{362}	R_{363}	R_{364}	R_{365}	R_{366}	R_{367}	R_{368}	R_{369}	R_{370}	R_{371}	R_{372}	R_{373}	R_{374}	R_{375}	R_{376}	R_{377}	R_{378}	R_{379}	R_{380}	R_{381}	R_{382}	R_{383}	R_{384}	R_{385}	R_{386}	R_{387}	R_{388}	R_{389}	R_{390}	R_{391}	R_{392}	R_{393}	R_{394}	R_{395}	R_{396}	R_{397}	R_{398}	R_{399}	R_{400}	R_{401}	R_{402}	R_{403}	R_{404}	R_{405}	R_{406}	R_{407}	R_{408}	R_{409}	R_{410}	R_{411}	R_{412}	R_{413}	R_{414}	R_{415}	R_{416}	R_{417}	R_{418}	R_{419}	R_{420}	R_{421}	R_{422}	R_{423}	R_{424}	R_{425}	R_{426}	R_{427}	R_{428}	R_{429}	R_{430}	R_{431}	R_{432}	R_{433}	R_{434}	R_{435}	R_{436}	R_{437}	R_{438}	R_{439}	R_{440}	R_{441}	R_{442}	R_{443}	R_{444}	R_{445}	R_{446}	R_{447}	R_{448}	R_{449}	R_{450}	R_{451}	R_{452}	R_{453}	R_{454}	R_{455}	R_{456}	R_{457}	R_{458}	R_{459}	R_{460}	R_{461}	R_{462}	R_{463}	R_{464}	R_{465}	R_{466}	R_{467}	R_{468}	R_{469}	R_{470}	R_{471}	R_{472}	R_{473}	R_{474}	R_{475}	R_{476}	R_{477}	R_{478}	R_{479}	R_{480}	R_{481}	R_{482}	R_{483}	R_{484}	R_{485}	R_{486}	R_{487}	R_{488}	R_{489}	R_{490}	R_{491}	R_{492}	R_{493}	R_{494}	R_{495}	R_{496}	R_{497}	R_{498}	R_{499}	R_{500}	R_{501}	R_{502}	R_{503}	R_{504}	R_{505}	R_{506}	R_{507}	R_{508}	R_{509}	R_{510}	R_{511}	R_{512}	R_{513}	R_{514}	R_{515}	R_{516}	R_{517}	R_{518}	R_{519}	R_{520}	R_{521}	R_{522}	R_{523}	R_{524}	R_{525}	R_{526}	R_{527}	R_{528}	R_{529}	R_{530}	R_{531}	R_{532}	R_{533}	R_{534}	R_{535}	R_{536}	R_{537}	R_{538}	R_{539}	R_{540}	R_{541}	R_{542}	R_{543}	R_{544}	R_{545}	R_{546}	R_{547}	R_{548}	R_{549}	R_{550}	R_{551}	R_{552}	R_{553}	R_{554}	R_{555}	R_{556}	R_{557}	R_{558}	R_{559}	R_{560}	R_{561}	R_{562}	R_{563}	R_{564}	R_{565}	R_{566}	R_{567}	R_{568}	R_{569}	R_{570}	R_{571}	R_{572}	R_{573}	R_{574}	R_{575}	R_{576}	R_{577}	R_{578}	R_{579}	R_{580}	R_{581}	R_{582}	R_{583}	R_{584}	R_{585}	R_{586}	R_{587}	R_{588}	R_{589}	R_{590}	R_{591}	R_{592}	R_{593}	R_{594}	R_{595}	R_{596}	R_{597}	R_{598}	R_{599}	R_{600}	R_{601}	R_{602}	R_{603}	R_{604}	R_{605}	R_{606}	R_{607}	R_{608}	R_{609}	R_{610}	R_{611}	R_{612}	R_{613}	R_{614}	R_{615}	R_{616}	R_{617}	R_{618}	R_{619}	R_{620}	R_{621}	R_{622}	R_{623}	R_{624}	R_{625}	R_{626}	R_{627}	R_{628}	R_{629}	R_{630}	R_{631}	R_{632}	R_{633}	R_{634}	R_{635}	R_{636}	R_{637}	R_{638}	R_{639}	R_{640}	R_{641}	R_{642}	R_{643}	R_{644}	R_{645}	R_{646}	R_{647}	R_{648}	R_{649}	R_{650}	R_{651}	R_{652}	R_{653}	R_{654}	R_{655}	R_{656}	R_{657}	R_{658}	R_{659}	R_{660}	R_{661}	R_{662}	R_{663}	R_{664}	R_{665}	R_{666}	R_{667}	R_{668}	R_{669}	R_{670}	R_{671}	R_{672}	R_{673}	R_{674}	R_{675}	R_{676}	R_{677}	R_{678}	R_{679}	R_{680}	R_{681}	R_{682}	R_{683}	R_{684}	R_{685}	R_{686}	R_{687}	R_{688}	R_{689}	R_{690}	R_{691}	R_{692}	R_{693}	R_{694}	R_{695}	R_{696}	R_{697}	R_{698}	R_{699}	R_{700}	R_{701}	R_{702}	R_{703}	R_{704}	R_{705}	R_{706}	R_{707}	R_{708}	R_{709}	R_{710}	R_{711}	R_{712}	R_{713}	R_{714}	R_{715}	R_{716}	R_{717}	R_{718}	R_{719}	R_{720}	R_{721}	R_{722}	R_{723}	R_{724}	R_{725}	R_{726}	R_{727}	R_{728}	R_{729}	R_{730}	R_{731}	R_{732}	R_{733}	R_{734}	R_{735}	R_{736}	R_{737}	R_{738}	R_{739}	R_{740}	R_{741}	R_{742}	R_{743}	R_{744}	R_{745}	R_{746}	R_{747}	R_{748}	R_{749}	R_{750}	R_{751}	R_{752}	R_{753}	R_{754}	R_{755}	R_{756}	R_{757}	R_{758}	R_{759}	R_{760}	R_{761}	R_{762}	R_{763}	R_{764}	R_{765}	R_{766}	R_{767}	R_{768}	R_{769}	R_{770}	R_{771}	R_{772}	R_{773}	R_{774}	R_{775}	R_{776}	R_{777}	R_{778}	R_{779}	R_{780}	R_{781}	R_{782}	R_{783}	R_{784}	R_{785}	R_{786}	R_{787}	R_{788}	R_{789}	R_{790}	R_{791}	R_{792}	R_{793}	R_{794}	R_{795}	R_{796}	R_{797}	R_{798}	R_{799}	R_{800}	R_{801}	R_{802}	R_{803}	R_{804}	R_{805}	R_{806}	R_{807}	R_{808}	R_{809}	R_{810}	R_{811}	R_{812}	R_{813}	R_{814}	R_{815}	R_{816}	R_{817}	R_{818}	R_{819}	R_{820}	R_{821}	R_{822}	R_{823}	R_{824}	R_{825}	R_{826}	R_{827}	R_{828}	R_{829}	R_{830}	R_{831}	R_{832}	R_{833}	R_{834}	R_{835}	R_{836}	R_{837}	R_{838}	R_{839}	R_{840}	R_{841}	R_{842}	R_{843}	R_{844}	R_{845}	R_{846}	R_{847}	R_{848}	R_{849}	R_{850}	R_{851}	R_{852}	R_{853}	R_{854}	R_{855}

III.3.4 INSPECCION DE LA FLECHA .

Es recomendable utilizar el siguiente procedimiento de inspección . Este método es muy similar al que se utiliza en la inspección de los lastrabarrenas .

- a).- Realizar una inspección visual a lo largo de la flecha, para determinar si existen zonas de daño obvio y las condiciones en que se encuentran .
 - b).- Medir el diámetro exterior e interior de los extremos.
 - c).- Efectuar un lavado minucioso de las cuerdas de la caja y piñón . Despues del cual se procederá al rosciado de partículas magnéticas fluorecentes de inspección , para la detección de posibles fallas y grietas. Un lente de aumento resulta de gran ayuda para la detección de las fallas .
 - d).- Mediante un perfil de calibración se revisa la forma de los dientes y la estreches del piñón .
 - e).- Se revisa el aumento en el diámetro de la caja.
 - f).- Se examina la unión entre el recalado y la sección de empuje , para detectar posibles fallas .
 - g).- Se checan las esquinas de la sección de empuje , principalmente en las flechas hexagonales .
- Si la superficie dañada no es mayor a la tercera parte de la sección plana , el forro de la sección de empuje de la flecha puede ser examinada y posiblemente ajustada.

III.4 SUSTITUTOS DE ENLACE.

Son herramientas auxiliares de gran utilidad en el armado de los diferentes aparejos de trabajo, que se introducen en los pozos, la selección de esta herramienta requiere de cierto cuidado, para determinar la características necesarias que deberá tener el sustituto de enlace o -- portabarrena que se requiere en determinado caso.

Para la mejor elección de la herramienta, será necesario - conocer ciertos parámetros como son:

- .- Tipo de rosca (caja y piñón.)
- .- Diámetro exterior.
- .- Diámetro interior.
- .- Cuello de pesca.
- .- Longitud total.

Existe una gran variedad de sustitutos de enlace que permiten enlazar cualquier herramienta o tubería que se desee, en el trabajo solo se incluirán las mas comunes en las labores de reparación y terminación de pozos.

III.4.1 TIPOS DE SUSTITUTOS.

Dentro de los sustitutos de enlace existen:

- .- Rosca 2 7/8" EUE 8 hilos piñón a rosca 2 3/8" EUE 8 hilos piñón.

- .- Rosca 2 7/8" EUE 8 hilos RR caja a rosca 2 7/8" IF piñón.
 - .- Rosca 3½" IF caja a rosca 2 7/8" EUE 8 hilos piñón.
 - .- Rosca 2 7/8" EUE 8 hilos rosca redonda piñón a rosca --
2 7/8" API caja.
 - .- Rosca 2 7/8" EUE 8 hilos RR piñón a rosca 3½" EUE 8 hi-
los caja.
 - .- Rosca 2 7/8" IF piñón a rosca 3½" IF EUE 8 hilos RR caja.
- Para los portabarreras se tiene:
- .- Rosca 3½" API REG caja a rosca 3½" EUE 8 hilos RR caja.
 - .- Rosca 3½" API REG caja a rosca 2 7/8" EUE 8 hilos caja.
 - .- Rosca 2 3/8" EUE 8 hilos rosca redonda caja a rosca ---
2 3/8" API REG. caja.

III.4.2 CUIDADO E INSPECCION DE LOS SUSTITUTOS.

Esencialmente la parte que mas interesa de esta herramienta es la conexión, por lo que se deberá tener el cuidado adecuado en su manejo. Todas las recomendaciones antes señaladas en el manejo e inspección de una junta o conexión son aplicables a esta herramienta.

Las conexiones se inspeccionan mediante el método de partículas magnéticas e instrumentos ópticos ya antes mencionados .

El cuerpo del sustituto también sufre desgaste por lo que es necesario inspeccionarlo por cualquiera de los métodos expuestos anteriormente.

CAPITULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Debe tenerse una importante consideración en los programas de Reparación y Terminación de Pozos, un adecuado diseño, selección, instalación e inspección de las tuberías utilizadas, ya que estas constituyen del 15 al 20% del costo del pozo.

- Solo se consideran que las tuberías son API si cumplen con las especificaciones de: Peso por unidad de longitud, rangos de longitud, diámetro exterior, el espesor de pared, la longitud y diámetro de junta, grado de acero, prueba hidrostática y métodos de fabricación de acero marcados -- por dicho instituto.

- Las fatigas de las tuberías en medios corrosivos con una de las causas principales de que fallen los aparejos prematuramente.

- Conociendo los factores que afectan la velocidad de corrosión y la forma en que se desarrolla se puede determinar la causa de este efecto y su posible forma de control.

- Se debe considerar como un factor de diseño de tuberías los ambientes corrosivos a los que esta será sometida.

- En caso de presentarse problemas de corrosión, existen en las especificaciones API tuberías con características especiales, como son las

tuberías de grados C-75, L-80 y C-95, que son adecuadas para estos medios.

- Debido a los altos costos de las tuberías nuevas, es redituable el empleo de tuberías de uso adecuadamente inspeccionadas.

- El factor mas importante a los que se diseñara una tubería de trabajo es a tensión ya que muy dificilmente estará sometida a colapso y torsión considerables.

- La mayoría de las fallas que ocurren en la tubería son resultado de los esfuerzos de fatiga del metal.

- No existen métodos de inspección aceptables que descubran el daño debido a fatiga acumulado o estimen la vida útil restante del tubo.

- Las principales ganancias que redituaría la inspección de tuberías son: Reducir las operaciones de pesca, reducir las compras de tuberías nuevas y la ganancia económica al recuperar del 20 al 30% de la tubería utilizable.

REFERENCIAS

- 1.- Diseño de tuberías de pozos petroleros, PRINVER.
- 2.- Production Operations. Well Completions, Wortrover and Stimulation -- Thomas O. Allen and Roberts.
- 3.- API " Specification for casing, tubing and Drill Pipe ", API Spec 5A
- 4.- Drilling manual CAODC OCTB 1978
- 5.- API " Specification for Restricted yield Strength casing and tubing ", API Spec 5 AC.
- 6.- "Diseñando e instalando tuberías ", Petróleo Internacional Julio 1979.
- 7.- Manual de Inspección de Tuberías, TUBOSCOPE.
- 8.- " Procedimiento para la Inspección y control de la tubería usada de - Perforación y Producción " PEMEX, México.
- 9.- " Diseño de Sartas de trabajo " Ing. José Cruz de León M.
Ing. Rafael Viñas R.
- 10.- API " Recommended Practice for Drill Stem desing and operating limitis", API RPFPG.
- 11.- Manual de Herramientas Especiales, IMP México.
- 12.- API " Specification for High-Strength casing and tubing ", API Std 5AX
- 13.- " Tubing and casing tables ", World Oil.