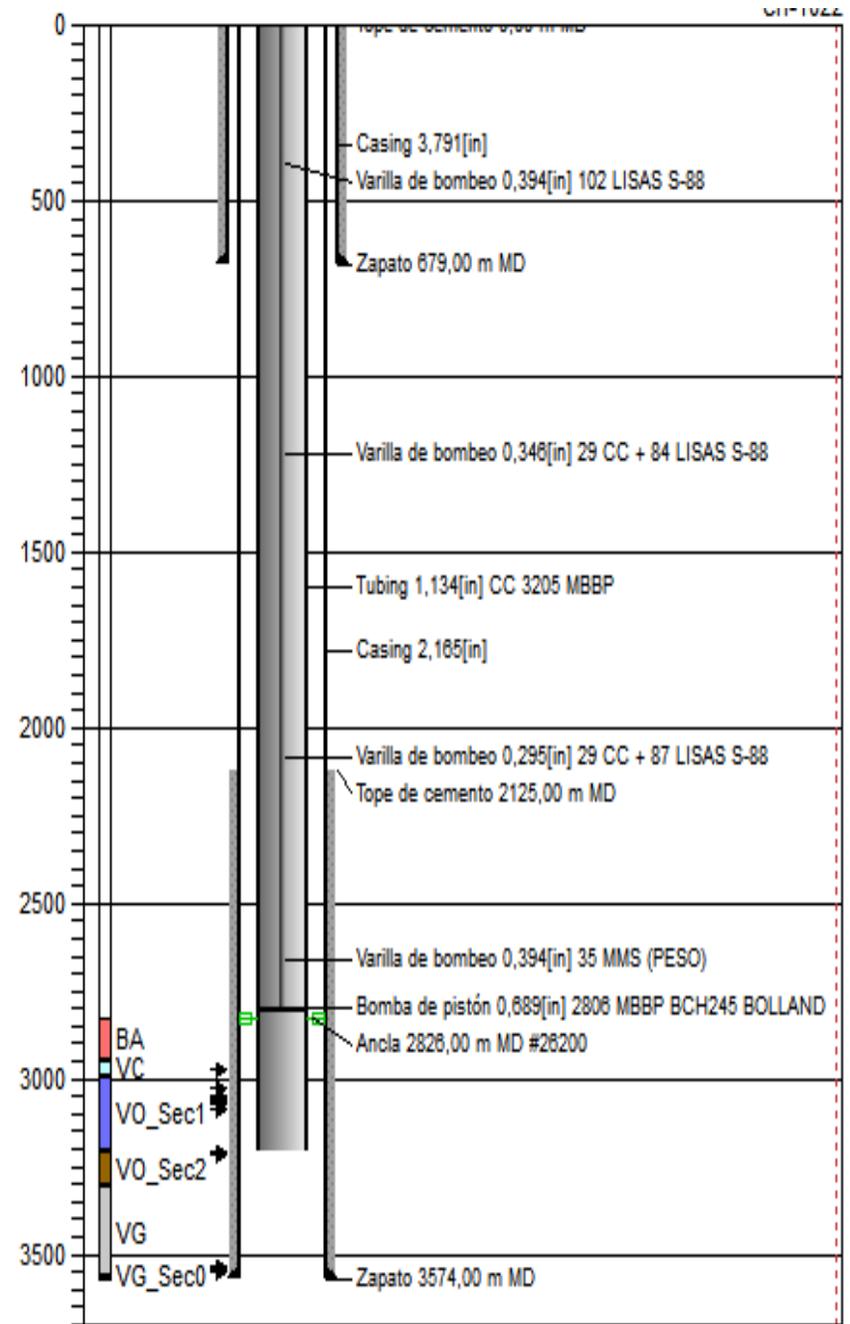
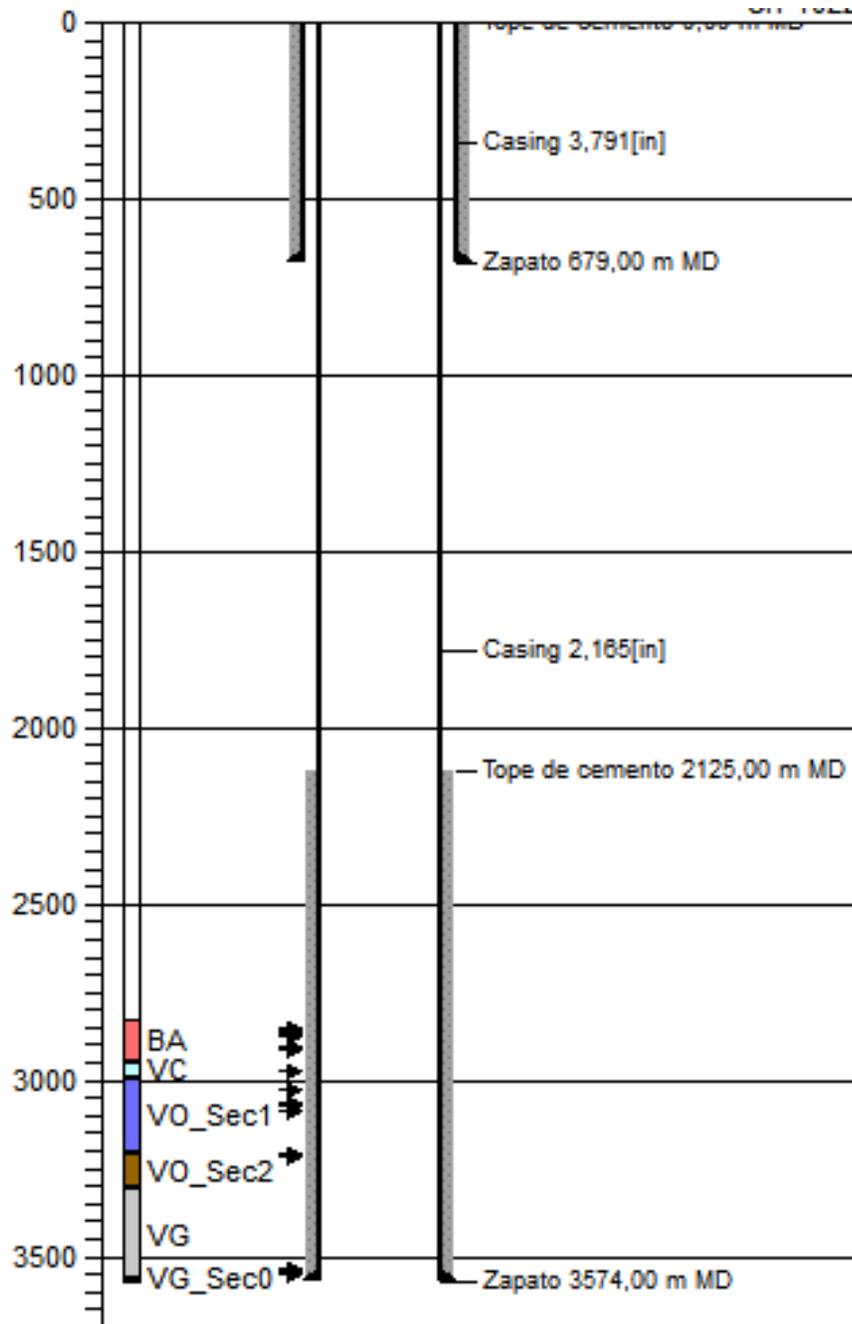


Columna de Producción



Columna de Producción

1. Permite que por su interior ascienda el fluido desde el fondo del pozo, ya sea en condición de surgencia o bien desplazado por el sistema de extracción instalado en el pozo. en el caso de tener fluidos corrosivos, la producción por el tubing evita que estos fluidos circulen en contacto con el casing, preservando a éste ya que es la última barrera mecánica del pozo.
2. Protege al casing del roce con las varillas de bombeo, en los casos de los sistemas de BM y PCP. Lo correcto es que el tubing se mantenga lo más fijo posible, es decir que no tenga ningún movimiento que acompañe al trabajo de bombeo, pero en algunos casos el tubing a veces se puede mover por una condición de falla del ancla o bien por un diseño particular donde no se ha colocado una ancla de fijación. Para evitar el movimiento del tubing se coloca una ancla de tubing, que es el elemento que lo fija al casing. En el caso del BM es de tensión y para PCP es de torsión.
3. Permite evacuar por el espacio anular que queda entre casing y tubing, el gas liberado y que no es procesado por la bomba.
4. Permite efectuar mediciones de nivel con ecómetro o sonolog, por el espacio anular casing-tubing.
5. Facilita las operaciones de pesca de las varillas de bombeo y/o bomba. El espacio anular entre tubing y varillas, permite guiar y centralizar el punto de pesca y pescador.
6. Ante la posibilidad de extraerse el tubing con el equipo de pulling, puede renovarse parcial o total por deterioro. Permite profundizar o levantar la bomba según los requerimientos de extracción.
7. Permite incorporar elementos auxiliares como ser: zapato niple, filtros para arena, separadores de gas, ancla de tubing, packer de producción, caños ranurados etc.

Las Normas **API 5.A** contemplan las características dimensionales, tipo de material y propiedades físicas o resistentes de los tubos y las uniones.

Los diámetros comprenden:

$\frac{3}{4}$ ö ó 1ö ó 1.1/2ö ó 2.3/8ö ó 2.7/8ö ó 3.1/2ö ó 4ö ó 4.1/2ö (D. Exterior ópulg.)

Los más usuales: **2.3/8ö ó 2.7/8ö ó 3.1/2ö**

En el mercado se encuentran varias calidades de acero con que se fabrican, existiendo los grados:

H-40 , J-55 , C-75 , N-80 , P-105

- Grados: H-40, J-55, K-55, N-80, la API-5A indica aceros fundidos en hornos eléctricos a crisol abierto, con una tolerancia de contenido máximo de fósforo de 0.040% y azufre al 0.060%.
- Grados: C-75, L-80, y C-95, la API-5AC indica valores de Carbono entre 0.15% a 0.75%, Mn 0.30% a 1.90%, Mo de 0.15% a 1.10%, Cr de 0.8% a 14.0%, Ni entre 0.25% a 0.99%, Cu 0.25% a 0.35%, Fósforo (P_{max}) 0.020% y Azufre (S_{max}) 0.010% .
- Grados: P-105 y P-110, la API-5AX indica P_{max} 0.040% y S_{max} 0.060%.
- Por ejemplo para un Tubing J-55, significa que es de un acero de grado **J-55** (aceros fundidos en hornos eléctricos a crisol abierto, con una tolerancia de contenido máximo de fósforo de 0.040% y azufre al 0.060%), cuyo el límite elástico es 55.000 psi (3.850 Kgr/cm²).

ANALISIS Y COMPORTAMIENTO DE TUBING

En la práctica y como consecuencia de las funciones que desempeñan en pozos de petróleo las cañerías de bombeo (tubing), es necesario someter a cálculo los diversos esfuerzos a los que se las solicita, siendo estos de variada magnitud.

Entre los más significativos podemos destacar los esfuerzos de comprensión radial que provocan aplastamiento (colapso), presiones internas, esfuerzos de tracción, flexión y torsión los que adquieren grandes magnitudes a medida que aumenta la profundidad del pozo. En este caso nos referiremos a los esfuerzos de tracción en los tubos y las juntas, que para garantizar el correcto comportamiento del conjunto, se han creado diversos grados de acero, así como recalques y roscas cuyos valores mínimo de resistencia se indican de acuerdo a lo establecido en normas API BUL 5C3; API 5A; API 5AX.

CONDICIONES DEL ANALISIS PARA INSTALACIONES EN BBEO MECANICO

- El nivel del fluido se lo considera a la profundidad de bombeo a efectos de realizar el cálculo en las condiciones más desfavorables.
- Se considera la resistencia de la junta en función de la tensión mínima de fluencia.
- Se considerara para el análisis, los grados de acero de uso corriente y especial como también la degradación de tubing por recuperación.

TUBING	SOLICITACION		
Grado I (material nuevo)	100	%	espesor de pared
Grado II (material recup)	80	%	espesor de pared
Grado III (material recup)	65	%	espesor de pared

RESISTENCIA : Existen dos ecuaciones que vinculan la resistencia de los tubos:

a-) Basada en la pared del tubo: $P_j = Y_m * 0,7854 * (D_2 - d_2)$

b-) Basada en el área de la raíz de la rosca. Esta por ser la zona mas débil del conjunto, se equipará con la ecuación 1a. por ser la rosca de mayor diámetro que el cuerpo del caño:

$$P_j = Y_m * 0,7854 * [(D - 2 H_s)^2 - d_2^2]$$

P_j: Resistencia mínima del conjunto (Lbs) , (Kg).

Y_m: Tensión mínima de fluencia especificada (Lba/plg²), (Kg/mm²).

D: Para la ecuación 1a. es el diámetro exterior del tubo

$$2.3/8" = 60,3 \text{ mm}; 2.7/8" = 73,0 \text{ mm}; 3.1/2" = 88,9 \text{ mm}$$

Para la ecuación 1b. es el diámetro de la rosca correspondiente al último filete de la rosca completamente formado.: 2.3/8"-- 2,5175" = 63,95 mm; 2.7/8" -- 3,0173" = 76,65 mm; 3.1/2" -- 3,6425" = 92,52 mm

H_s: Altura del filete (plg), (mm).

.- para rosca con 10 filetes/plg -- h_s = 0,0556" = 1,412 mm

.- para rosca con 8 filetes/plg -- h_s = 0,07125" = 1,81 mm

d: Diámetro interior tabulado (plg), (mm).

La fuerza a que se somete la columna es calculada por ambas ecuaciones como el producto de la tensión mínima de fluencia especificada para el grado de acero, y la zona de sección debajo de la ruta del ultimo filete (enhebramiento) perfecto de la rosca, o de la zona o sección anular del caño, la cual siempre es mas pequeña en los caños recuperados.

TABLA 1

FUERZA MAXIMA A RESISTIR POR EL 1er. CAÑO DE LA COLUMNA (Kg.)

GRADO ACERO	S-40			J-55			N-80			P-105		
GRADO SELECCION	I	II	III	I	II	III	I	II	II	I	II	III
Tubing Ø 2.3/8"	23.712	19.187	15.893	32.604	26.424	21.889	47.424	38.373	31.787	62.244	50.391	41.741
Tubing Ø 2.7/8"	32.925	26.647	22.056	45.272	36.699	30.376	65.850	53.294	44.111	86.428	69.985	57.926
Tubing Ø 3.1/2"	47.094	38.075	31.405	64.754	52.439	43.251	94.188	76.151	62.809	123.621	100.000	82.479

TABLA 2

MAXIMA PROFUNDIDAD DE INSTALACION DE CAÑERIA (mts)

GRADO ACERO	S-40			J-55			N-80			P-105		
GRADO SELECCION	I	II	III	I	II	III	I	II	II	I	II	III
Tubing Ø 2.3/8"	2.629	2.127	1.762	3.615	2.929	2.427	5.258	4.254	3.524	6.900	5.587	4.628
Tubing Ø 2.7/8"	2.592	2.098	1.737	3.565	2.889	2.392	5.185	4.196	3.473	6.805	5.510	4.561
Tubing Ø 3.1/2"	2.559	2.069	1.707	3.519	2.850	2.351	5.119	4.139	3.413	6.718	5.435	4.4836

- Dimensiones de tubing de uso más frecuente:

(Dimensiones en pulgadas; peso en libras por pie; área en pulgadas cuadradas)

Diámetro externo Plg.	Grado	Peso con cupla	Diámetro interior Plg.	Espesor Pared Plg.	Area transversal Plg ² .	Diámetro externo cupla
2-3/8"	J-55	4.7	1.995	0.190	1.304	3.063
2-7/8"	J-55 N-80	6.5	2.44	0.217	1.81	3.668
3-1/2"	J-55	9.3	2.992	0.254	2.59	4.5

- Resistencias y Torques:

Diámetro (pulg)	Grado	Peso (Lbs/pie)	Límite fluencia (psi)	Presión interna (psi)	Presión externa (psi)	Resist. junta (Lbs) *	Torque (LbsXpie)
2-7/8	J-55	6.5	55000	7260	5800	99660	1650
2-7/8	N-80	6.5	80000	10520	10570	144960	2300
3-1/2	J-55	9.3	55000	6980	6560	142460	2280
2-3/8	J-55	4.7	55000	7700	7180	71730	1200

•Capacidades interiores y anulares de tubing y casing en litros x metros

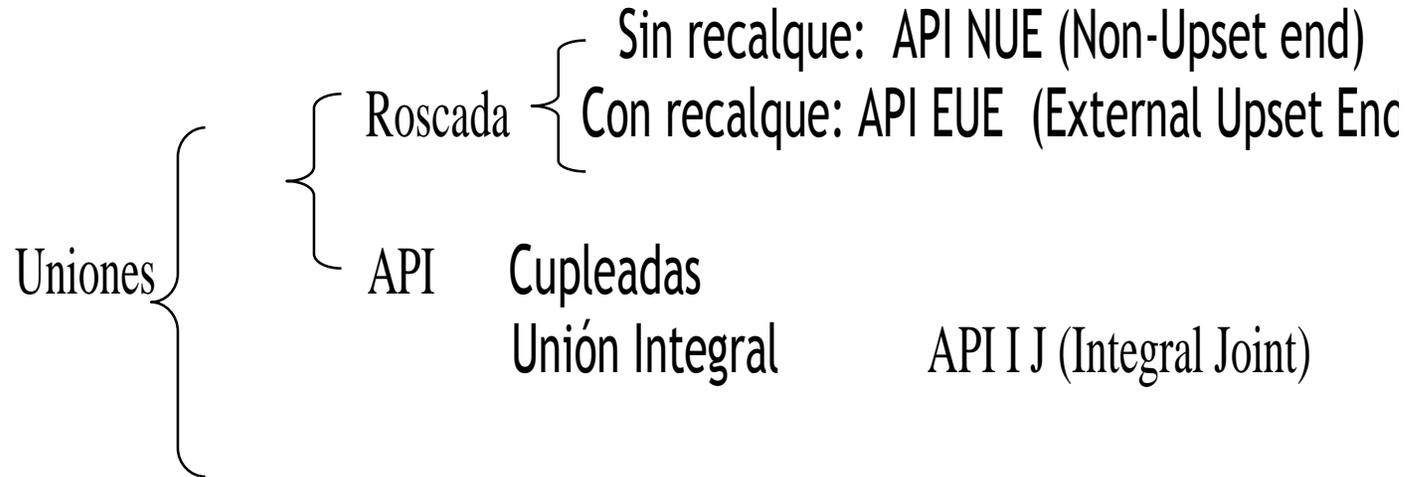
Diámetro		2-7/8	3-1/2	5-1/2	5-1/2	5-1/2	7	7	7
	Peso	6.5	9.3	14	15.5	17	20	23	26
2-7/8	6.5	3.02		8.54	8.23	7.94	16.93	16.34	15.77
3-1/2	9.3		4.54				14.91	14.32	13.75
5-1/2	14			12.73					
5-1/2	15.5				12.42				
5-1/2	17					12.12			
7	20						20.53		
7	23							20.53	
7	26								19.96

*Los diámetros están expresados en pulgadas y los pesos en Lbs/pie

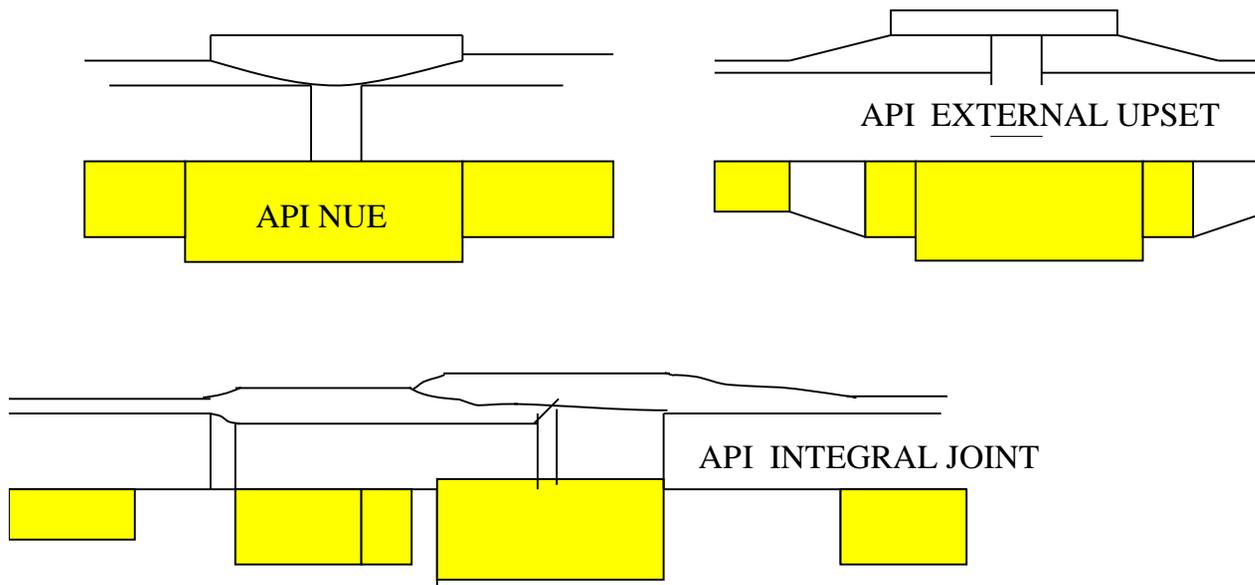
Uniones

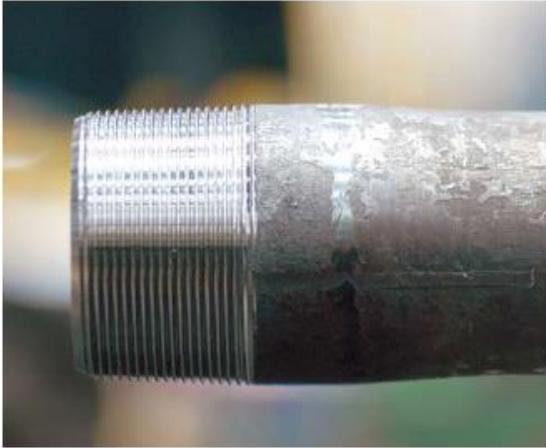
Existen distintos tipos de uniones para vincular los tubing entre si y dar forma a la columna que se bajará en el pozo. Los principales condicionantes para seleccionar el tipo de unión, son la resistencia mecánica y el espacio disponible en el casing.

Los distintos tipos de uniones se clasifican en:



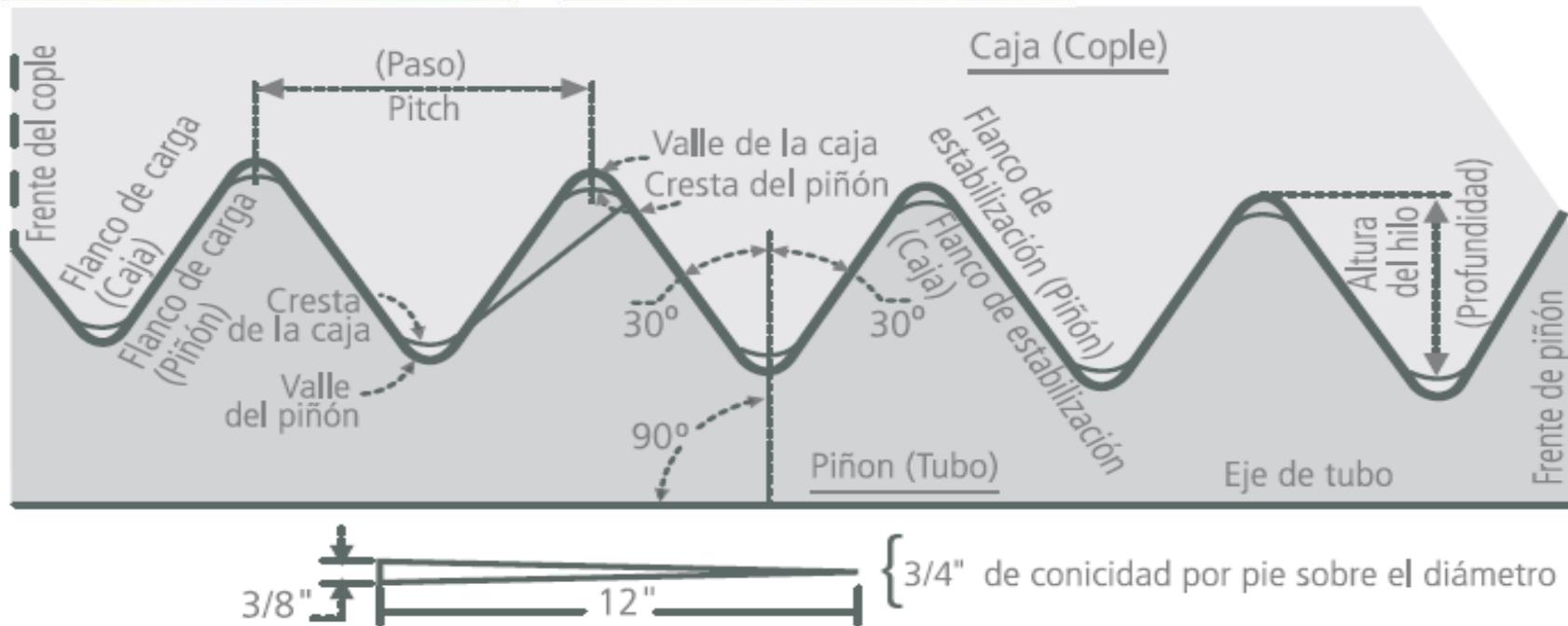
Especiales: Diseños especiales de unión de diversos fabricantes.





La unión más utilizada en nuestro país es la API EUE 8HRR

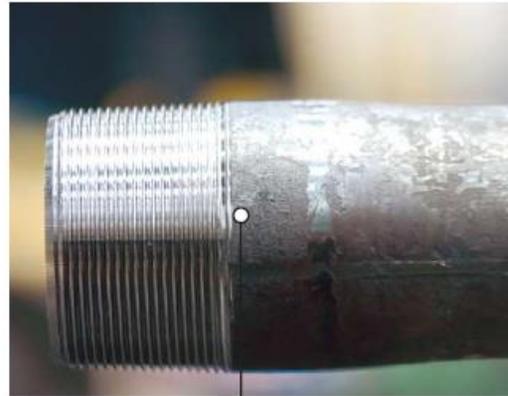
Pin y cupla recaldada EUE, 8HRR



Como se observa en el corte, existe una conicidad de 3/4 " por pie sobre el diámetro que permite que el método de unión sea rápido y seguro. Asimismo la angularidad de los filetes y las dimensiones de los valles y las crestas aseguran el perfecto sello hidráulico de la unión.

Manipuleo de los Tubing

- “ Los tubulares se deben estibar en locación sobre tres caballetes por tubo (simple), o cinco en caso de sacar en tiro doble.
- “ Los protectores de rosca deben permanecer hasta el momento en que se van a utilizar los tubing, y una vez retirados se deben limpiar las roscas con kerosene y lubricar con grasa grafitada (o algún otro tipo de grasa que se indique según la aplicación de los tubing, por ej. alta presión).
 - “ Nota: siempre cada vez que se sacan los tubing del pozo, hay que tener la precaución de colocar los protectores de rosca.
- “ Es de uso habitual que a medida que se bajan los tubing en el pozo, se calibren interiormente en la planchada para asegurar el libre pasaje interior, descartando aquellos que no cumplan con esta condición.
- “ Al momento de realizar la unión se debe controlar el buen estado de las roscas y de ser necesario en caso de detectar anomalías, reemplazar la pieza (tubing o cupla). El enrosque se hace inicialmente de forma manual al enfrentar el pin con la cupla, para evitar que se pudiera cruzar y dañar los filetes, controlando en esta maniobra que penetren todos los filetes.
- “ Para lograr un apriete óptimo durante el enrosque, se debe aplicar el torque establecido para cada diámetro, grado y peso del tubular en cuestión. Una vez que se llega al valor establecido, la cara del acople debe coincidir con el punto donde termina la rosca (vanish point).



Punto de desvanecimiento



Sin hilos fuera del cople

Apriete Máximo

En caso de que al aplicar el valor de torque preestablecido quedaran 2 o más hilos remanentes fuera del cople, se debe aplicar hasta el 25% adicional a este valor para llegar a la posición óptima con el apriete máximo.

En el caso de que al aplicar el 25% adicional al valor de torque preestablecido aún se observen más de 2 hilos fuera del cople, el tramo deberá ser eliminado y separado para su posterior revisión.

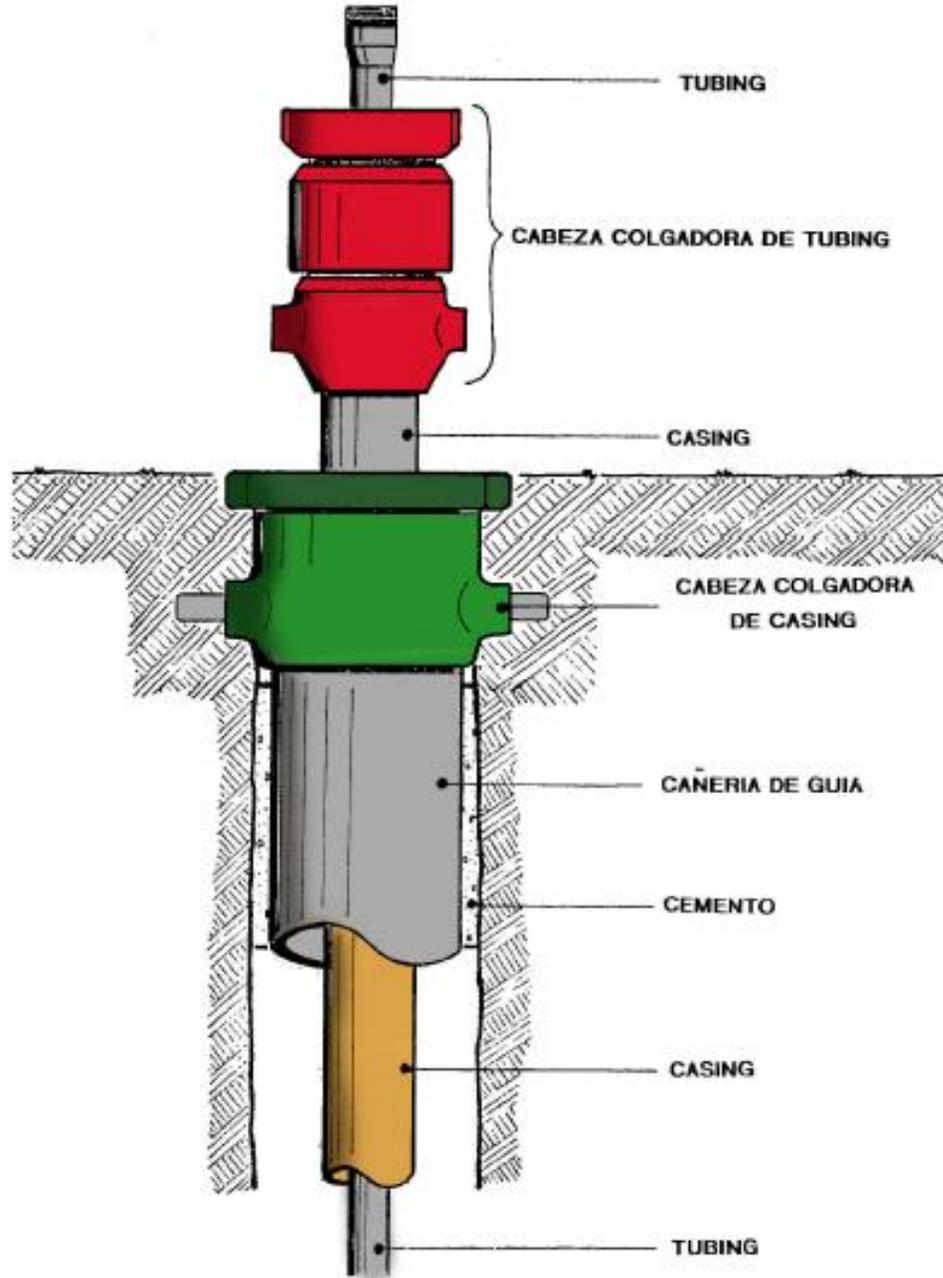
Apriete Mínimo

Si el punto de desvanecimiento de la rosca llega a la cara del cople con un valor de torque menor al preestablecido, este valor no deberá ser menor al 75% del mismo. Si éste fuera el caso, es recomendable introducir hasta un máximo de 2 hilos dentro del cople para alcanzar al menos este porcentaje y obtener un apriete mínimo.

En caso de que al introducir hasta 2 hilos dentro del cople no se alcance al menos el 75% del valor de torque preestablecido, el tramo deberá ser eliminado y separado para su posterior revisión.

Diámetro (pulg)	Grado	Peso (Lbs/pie)	Torque (LbsXpie)
2-7/8	J-55	6.5	1650
2-7/8	N-80	6.5	2300
3-1/2	J-55	9.3	2280
2-3/8	J-55	4.7	1200

INSTALACION DE CABEZAS COLGADORAS



- “ Sostiene la columna de tubing
- “ Maniobras de movimientos de fluidos por anular
- “ Aseguramiento del pozo

1. BRIDADA TIPO CAMERON WF - ADAPTADOR DANCO / WENLEN QD.

La cabeza colgadora Bridada está constituida originalmente por los siguientes elementos (Fig. 29-I): el cuerpo con sus dos conexiones laterales y bridas (la superior de 6" y la inferior de 10"), un anillo de sello metálico tipo R 45, el colgador de tubing tipo FB-A con dos anillos empaquetadores de goma, la brida tapa (1) de 6" con conexión roscada de 2-7/8" o la brida tapa (2) para el caso de pozos surgentes, la que se enrosca directamente en el tubing, eliminándose el colgador.

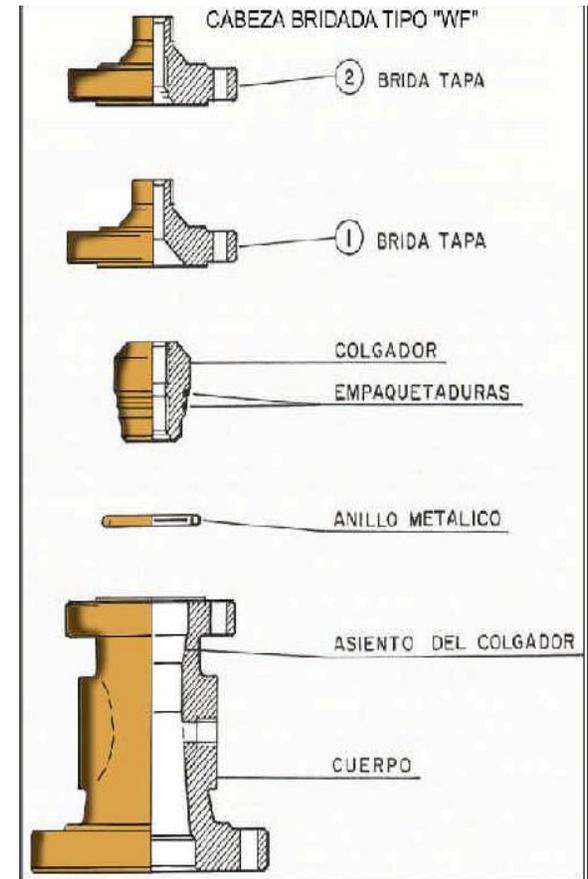
Como se indicó más arriba, la cabeza Bridada original se utiliza actualmente con el adaptador Danco / Wenlen QD (Fig. 30-I) que reemplaza al colgador original tipo FB-A y la brida tapa superior, por lo que en caso de repararse un pozo con este tipo de cabeza colgadora deberá efectuarse el cambio de los elementos descriptos por el adaptador QD. Las ventajas principales de este colgador son:

- Facilidad de maniobra en la operación de traccionar y asentar la tubería con anclas de tensión o packer de producción.
- Posibilidad de instalar una goma escurridora, cuya función adicional es la de permitir el movimiento de la tubería con presión en el casing.
- Conectar una válvula maestra directamente en el tubing.

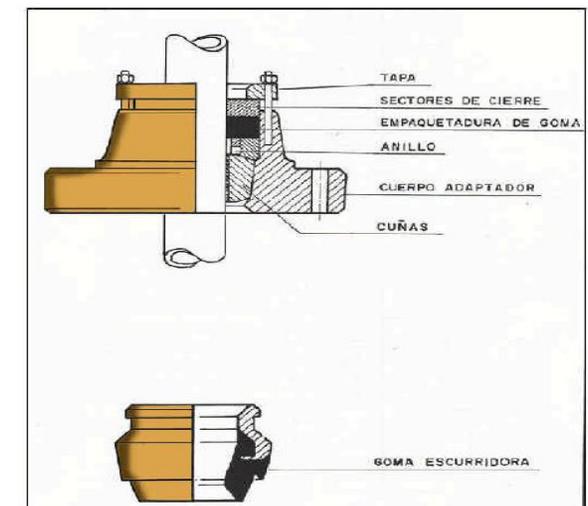
Instalación del adaptador Danco / Wenlen Tipo QD. Finalizada la operación de bajar la tubería de producción se instala en lugar del colgador original la goma escurridora, la que en el caso de presión en el casing se comprimirá contra el tubing y el cuerpo de la cabeza empaquetando. Luego se abulona el adaptador y se efectúa la maniobra de fijación del ancla o packer de producción.

Ya con el tubing en la posición que quedará (estiramiento), se colocan las cuñas constituidas por tres segmentos articulados y se asienta el tubing. Referente a las cuñas, algunos modelos anteriores no son abisagrados, esto hace dificultosa la operación ya que de deslizarse un segmento caería en el espacio anular (si la cabeza no tiene goma escurridora) pudiendo atascar la cañería. Si se presenta este caso será necesario vincular los segmentos con un trozo de alambre y ubicar con cuidado las cuñas en su asiento.

Finalizada esta etapa se instala el anillo y sobre éste la empaquetadura de goma que será ajustada por los dos sectores de cierre y la tapa abulonada. Para asegurar un buen ajuste las roscas deben estar limpias y el apriete de los bulones debe hacerse en forma gradual y altemada.



Adaptador Danco/Wenlen Tipo Q-D

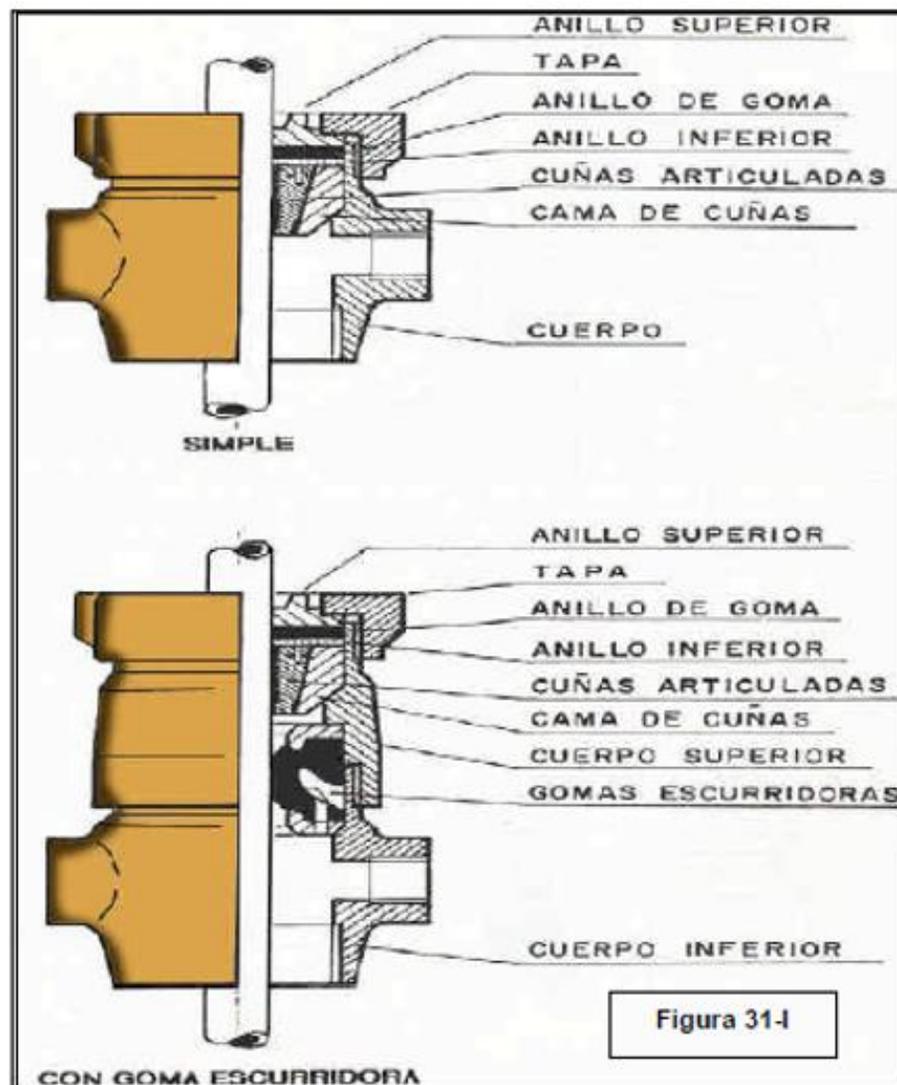


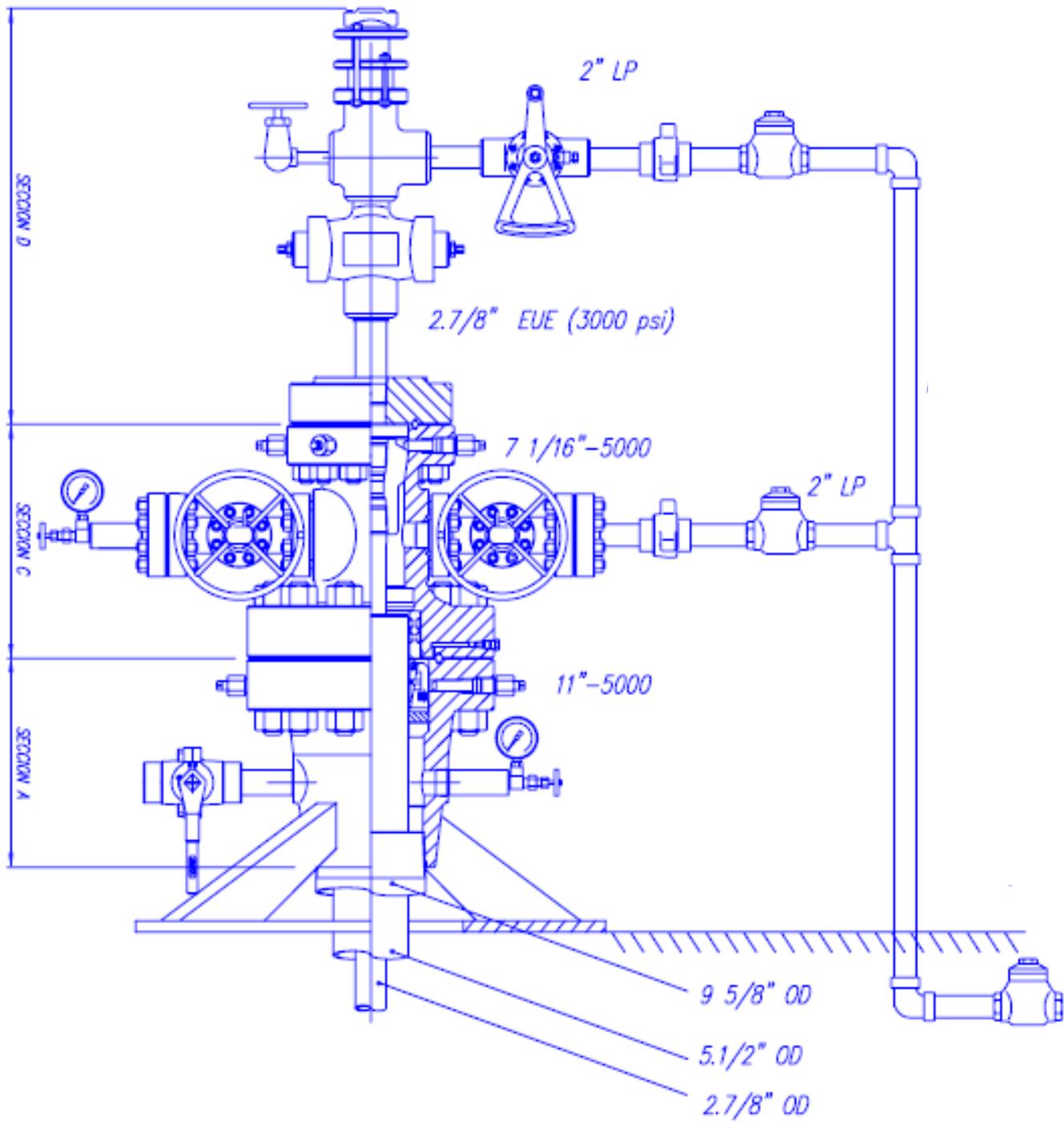
2. DANCO / WENLEN.

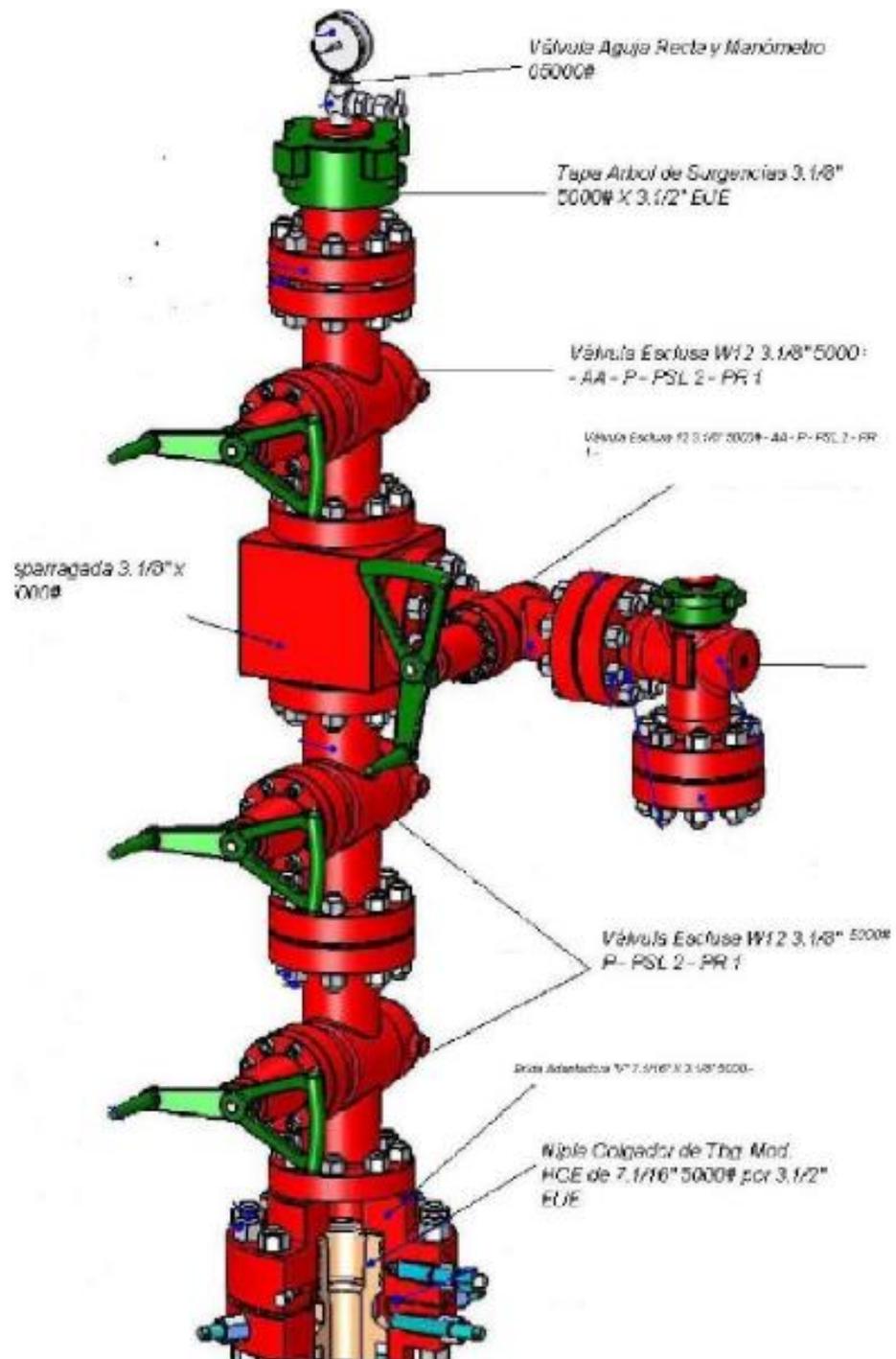
En la Fig. 31-I se muestran los dos modelos, tipo simple y con goma escurridora, con la descripción de sus partes componentes.

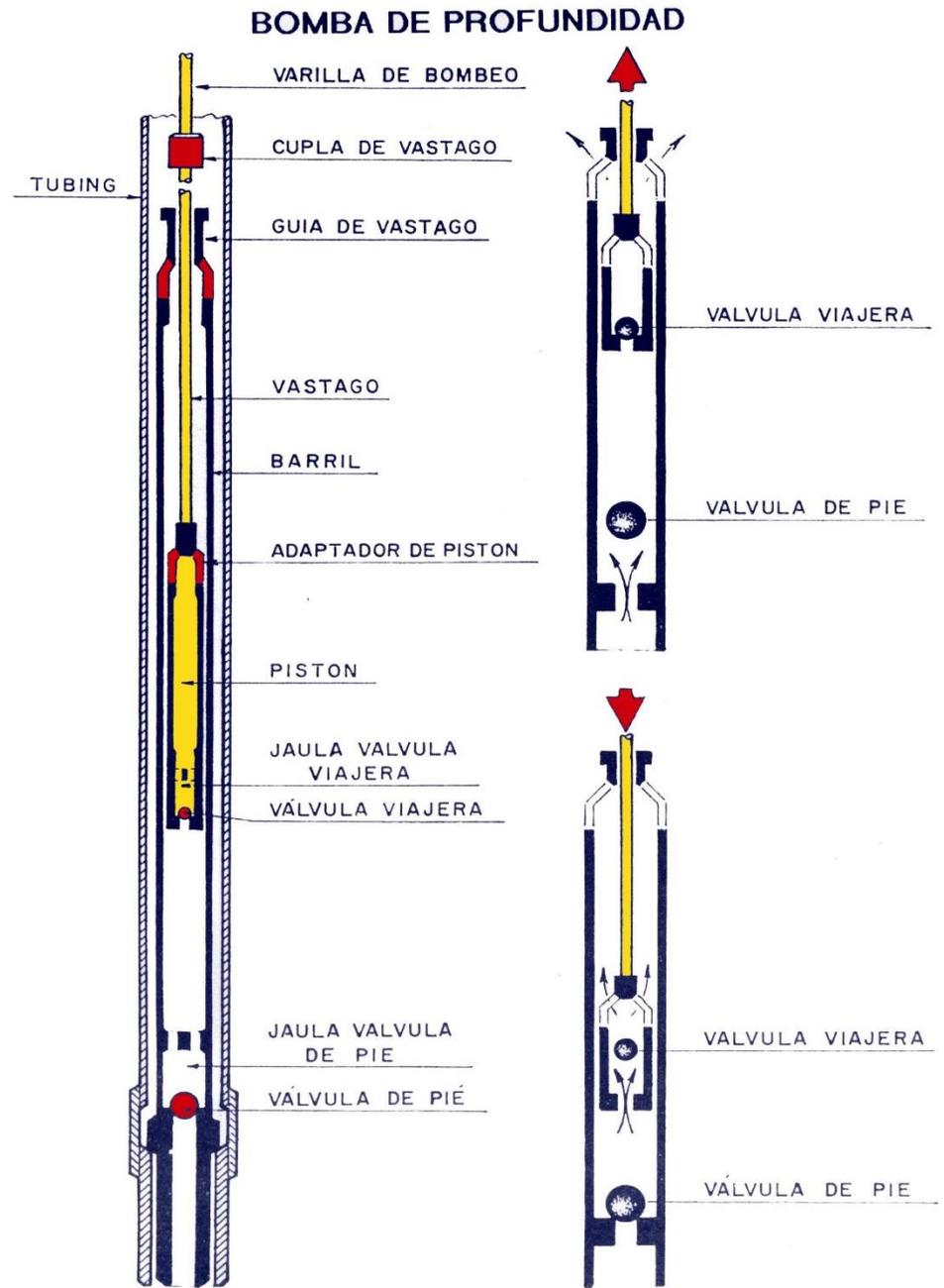
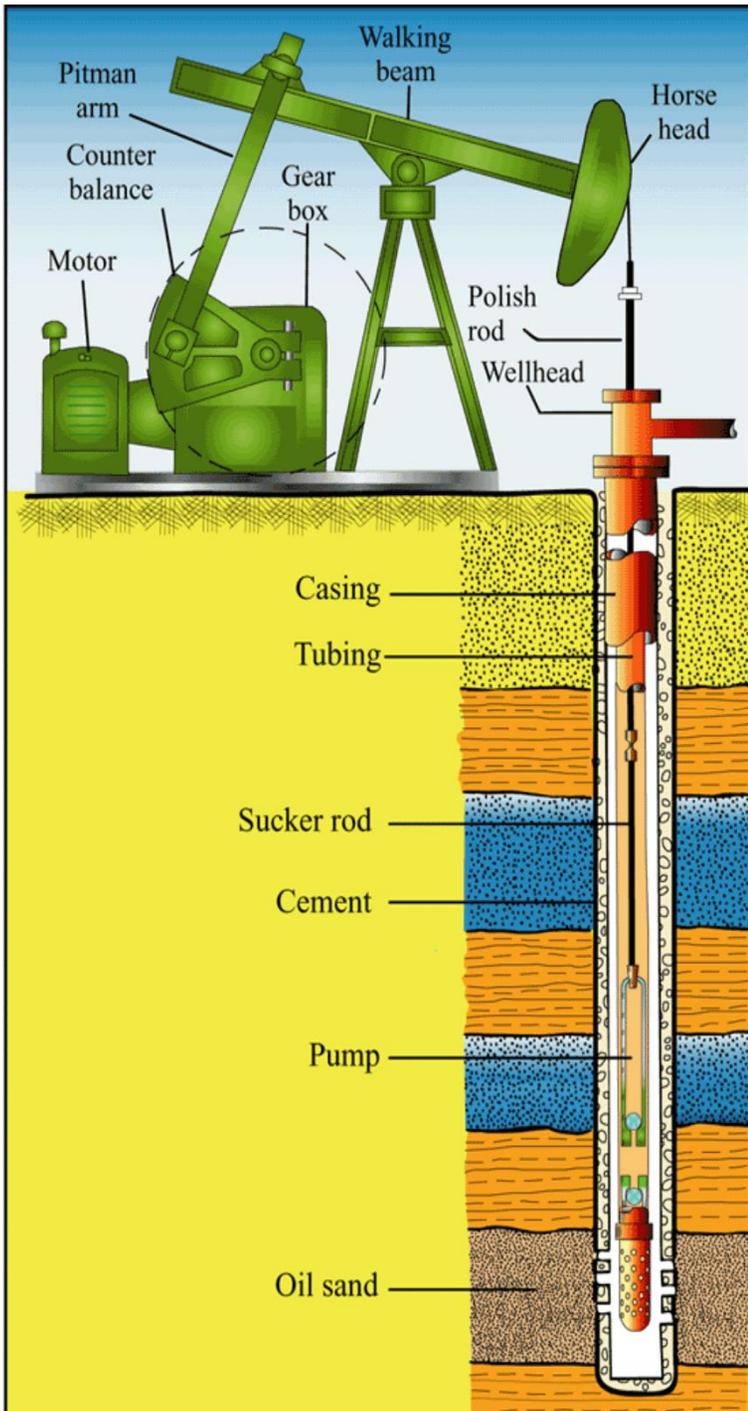
Instalación. Nos referiremos a la cabeza con goma escurridora. El cuerpo inferior que puede ser con rosca o para soldar se vincula al casing. Luego se instala la goma escurridora y se enrosca el cuerpo superior. Se coloca la cama de cuñas y se efectúa la maniobra de fijación del ancla o packer de producción. Con el tubing en la posición final se colocan las cuñas articuladas y se asienta el tubing, luego se instalan las medias lunas inferiores, el anillo de goma, las medias lunas superiores y se enrosca la tapa.

Como en todo dispositivo de este tipo es importante que las partes estén limpias y engrasadas.



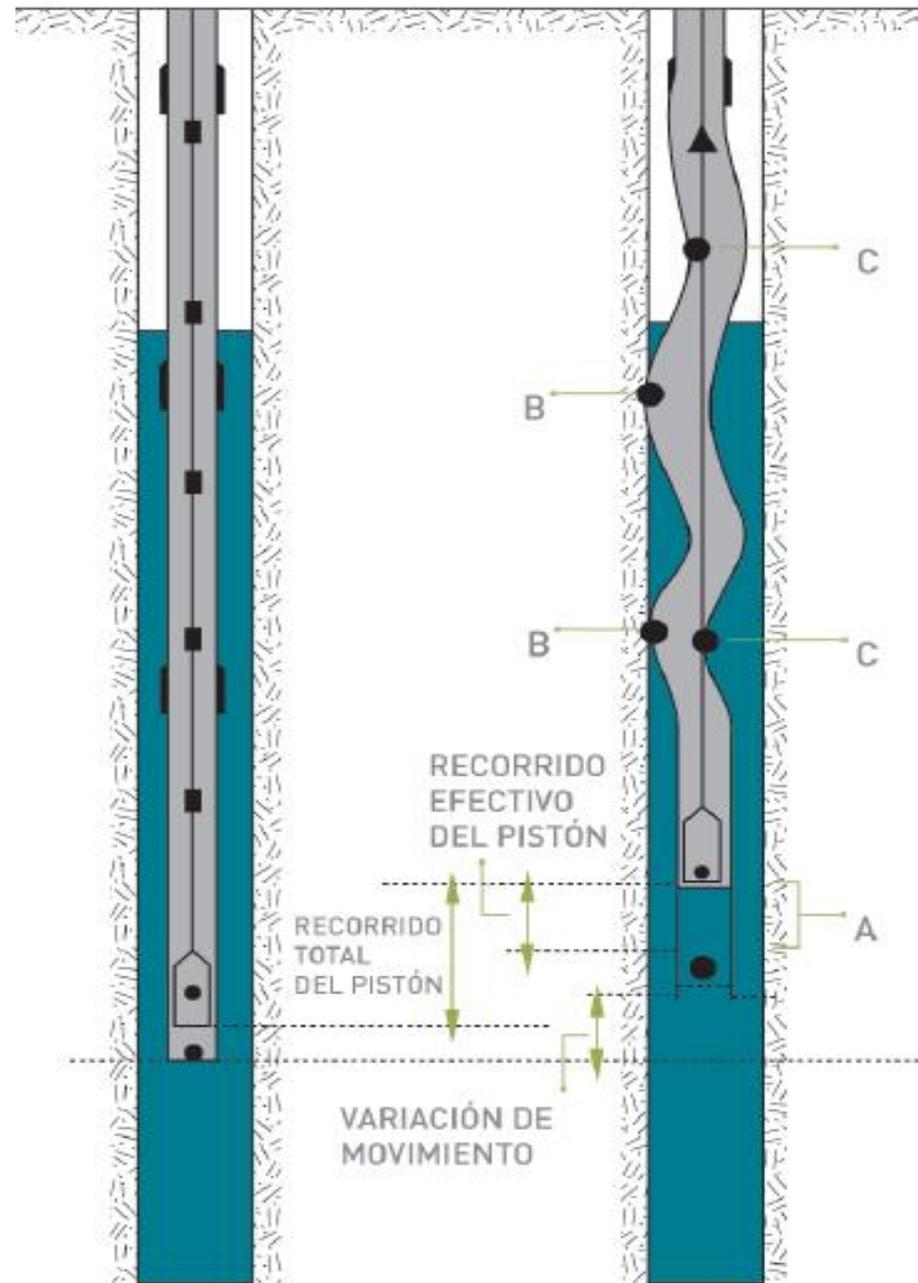






TUBING ANCLADO: En cisternas de extracción por bombeo mecánico, cuanto mayor es el coeficiente de rozamiento del crudo, más en cuenta hay que tener las variaciones de carga impuestas por la acción de la bomba.

En la carrera ascendente, el peso del fluido está soportado por las barras, y en la descendente se abre la válvula móvil transfiriéndose el peso del fluido desde las barras hacia el tubing. El tubing se estira en relación al peso del fluido. En la carrera ascendente se cierra la válvula móvil y el peso es transferido a las barras por lo que el tubing sufrirá un acortamiento que se correlaciona con la carrera del pistón lo que da como resultado una reducción de la carrera efectiva del pistón. Lo importante para que este sistema de anclaje sea eficiente es que así se realice con un ancla o con un retenedor, este sea de sistema de fijación por tensión del tubing.



VENTAJAS DEL SISTEMA DE TUBING ANCLADO

- a) **Cargas:** Las cargas máximas en el vástago pulido se minimizan considerablemente con el uso del ancla de tubing. Esto se produce principalmente por el efecto de pandeo o buckling que ocurre durante la carrera ascendente cuando la válvula viajera o móvil está cerrada y se abre la fija. En esta carrera el émbolo actúa como pistón en relación a la tubería, el peso del fluido está soportado por las barras y este produce mayor presión dentro que fuera del tubing, provocando el pandeo cuando hay insuficiente tensión en la tubería. Este efecto incrementa el esfuerzo y carga en barras de bombeo y tubing.
- b) **Recorrido del pistón:** Las diferencias de carga se producen por la acción de bombeo. Durante la carrera ascendente el peso del fluido está soportado por las barras durante la carrera descendente, la válvula móvil abre transfiriendo el peso del fluido de las barras al tubing. El tubing se alarga en relación al peso del fluido, y como la transferencia se realiza en la carrera descendente, el movimiento de la tubería se correlaciona a la carrera de la bomba. Esto arroja por resultado una notable reducción en la carrera efectiva de la bomba. Usando un sistema anclado se evita este problema, siendo una de las ventajas principales del ancla porque al no disminuir la carrera efectiva de la bomba, se logra mayor producción.
- c) **Minimiza los efectos de roce:** Evitando el desgaste de tubing y barras de bombeo producidas por el rozamiento entre ambos. Evitando también pérdida de fluido, fallas en las uniones y pescas.

ANCLA PARA TUBING

Hidráulicas: Son instaladas por presión hidráulica desde la superficie.

- a) **A compresión:** Este sistema ofrece la ventaja de que es más fácil sacarla del pozo, pero las desventajas son mayores, como ser que la compresión aumenta el pandeo o espiral de la columna de tubing, aunque pare el movimiento del tubing.
- b) **A tensión:** Este sistema es el mejor para prevenir el movimiento del tubing, y el que menos fallas tiene; evita el pandeo de la tubería, incrementando la eficiencia de bombeo y disminuye el desgaste de todo el equipo.
- c1) **Anclas de tensión por compensación:** Esta ancla se asienta automáticamente al casing en la profundidad de diseño al anclar hacia abajo durante la acción de bombeo, por lo que se ajustará y fijará al máximo estiramiento del tubing en relación al diferencial de presión entre tubing y entrecaños.
Debe ser provista de un sistema de seguridad para que suelte en caso de emergencia.
- c2) **Anclas de tensión simple:** Este tipo es el más recomendado por ser el más efectivo y económico que todos los otros tipos de anclas. Queda fija en la profundidad deseada y luego se le da la tensión de cálculo al tubing.

OPERACION DE FIJADO

Determinar el estiramiento necesario, bajar el Ancla de Tubing hasta la profundidad deseada, girar el tubing a la izquierda de 6 a 8 vueltas hasta notar un incremento en el torque. Manteniendo el torque aplicar peso y tension con el tubing hasta lograr el valor de estiramiento calculado.

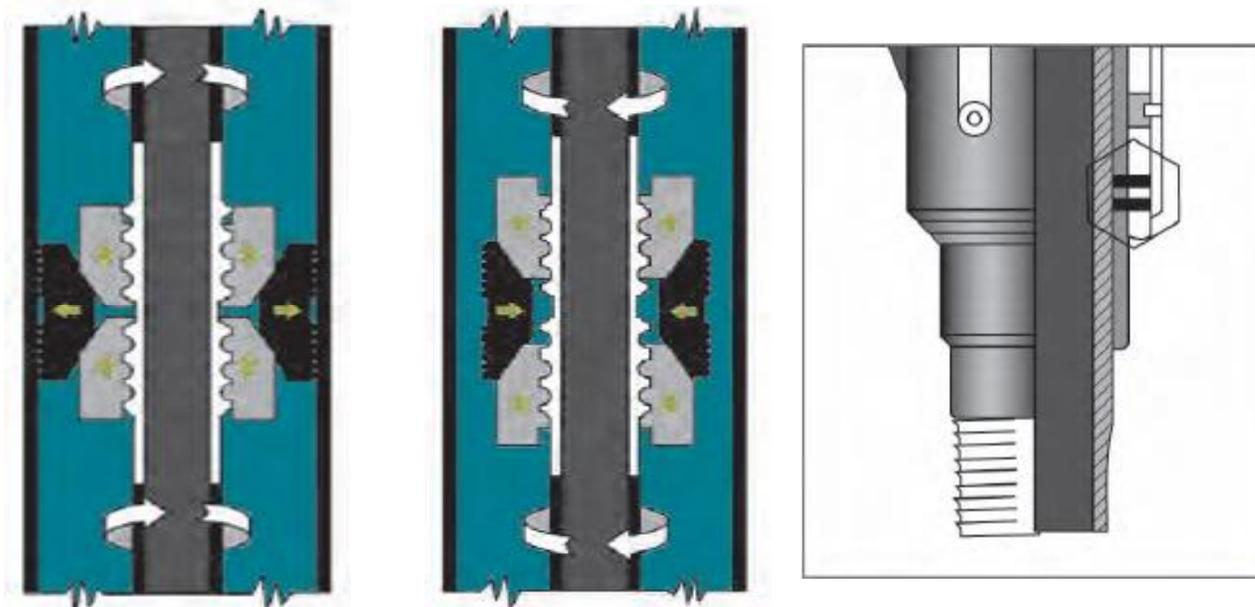
OPERACION DE LIBRADO

Quitar la tension al tubing hasta lograr el punto neutro a la profundidad del Ancla, girar el tubing a la derecha de 6 a 8 vueltas hasta verificar el librado.

LIBRADO DE EMERGENCIA

En el caso de no poder librar el Ancla de manera convencional se aplica tensión a la profundidad de la herramienta, hasta el valor de corte de los pernos fijados previamente.

El sistema de librado de emergencia se arma con un valor de corte de 10.000 Lbs. mayor que la tension de trabajo que se dejará en el pozo.



PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE FUERZAS Y ESTIRAMIENTOS DE TUBERÍAS CON ANCLA

1. Fuerza a aplicar a la tubería al fijar el ancla

Para el cálculo de la fuerza total (F_t) a aplicar a la tubería se debe tener en cuenta además del estiramiento que le produce la carga de fluido, los debidos a la sumergencia de la bomba y a la temperatura del fluido.

La sumergencia de la bomba es la diferencia entre la profundidad a la que se encuentra y el nivel de fluido del pozo. Normalmente mientras el pozo no está en bombeo sube el nivel del fluido (nivel estático), o en el caso de pozos nuevos el nivel de fluido se ubicara en una zona más próxima a la bomba (nivel dinámico)

Recordemos que todo cuerpo sumergido recibe un empuje de abajo hacia arriba cuyo valor es igual al peso del volumen de fluido desalojado. Quiere decir que el peso del tubing sumergido variará de acuerdo al nivel de fluido del pozo. Por lo tanto, para que la tubería quede correctamente traccionada debemos tener en cuenta este afecto en la determinación de la fuerza a aplicar a la misma.

Referente a la temperatura del fluido sabemos que la misma aumenta con la profundidad del pozo. La temperatura del fluido en la superficie dependerá del caudal bombeado, cuanto mayor sea este, en mayor proporción se transmitirá la temperatura de fondo a superficie. Cuando el pozo no está en bombeo la instalación de producción baja su temperatura tendiendo al gradiente termico natural de las formaciones. Luego en bombeo se eleva gradualmente su temperatura, o haciendo que la misma se dilate y como consecuencia la tubería

Quedará con menor tensión si no tenemos en cuenta este efecto.

El valor de la fuerza total será entonces:

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 \text{ (expresado en libras sobre el peso de la tubería)}$$

b. Determinación de F2: Depende de la temperatura del fluido del pozo en superficie, y del promedio anual de la temperatura ambiente en el yacimiento (°F). Estas temperaturas ya han sido estimadas para nuestra operación, tomando como temperatura promedio del fluido en superficie: 90°F y como temperatura promedio anual del Yacimiento: 50°F

$$^{\circ}\text{F} = 9/5 \text{ }^{\circ}\text{C} + 32$$

La temperatura del fluido del pozo en superficie es conveniente tomarla para cada caso en particular, en especial para aquellos pozos que produzcan grandes caudales de fluidos (por ejemplo los pozos afectados al waterflood) recordando que la misma se expresa en °F.

Para elegir el valor de F2 se utiliza la Tabla XI. La forma de obtener el valor de F2 es restar a la temperatura del fluido del pozo en superficie la temperatura promedio anual ambiente, con lo que obtenemos una diferencia que llamaremos T. Con ese valor de T buscamos en la tabla. Para nuestro ejemplo T = 40 °F corresponde un valor de F2 = 7500 Libras.

Tabla XI Valor de "F2"

<u>Δ T (°F)</u>	<u>Tubing 2.7/8" F2 (lbsr.)</u>	<u>Tubing 3.1/2" F2 (lbsr.)</u>
10	1880	2680
20	3750	5360
30	5630	8040
40	7500	10720
50	9370	13400
60	11250	16080
70	13100	18760
80	15000	21440
90	16900	24120
100	18800	26800
110	20600	29480
120	22500	32160
130	24400	34840
140	26100	37520
150	28100	40200
160	30000	42880
170	31800	45560
180	33700	48240
190	35600	50920
200	37500	53600

OPERACION DE FIJADO

Determinar el estiramiento necesario, bajar el Ancla de Tubing hasta la profundidad deseada, girar el tubing a la izquierda de 6 a 8 vueltas hasta notar un incremento en el torque. Manteniendo el torque aplicar peso y tension con el tubing hasta lograr el valor de estiramiento calculado.

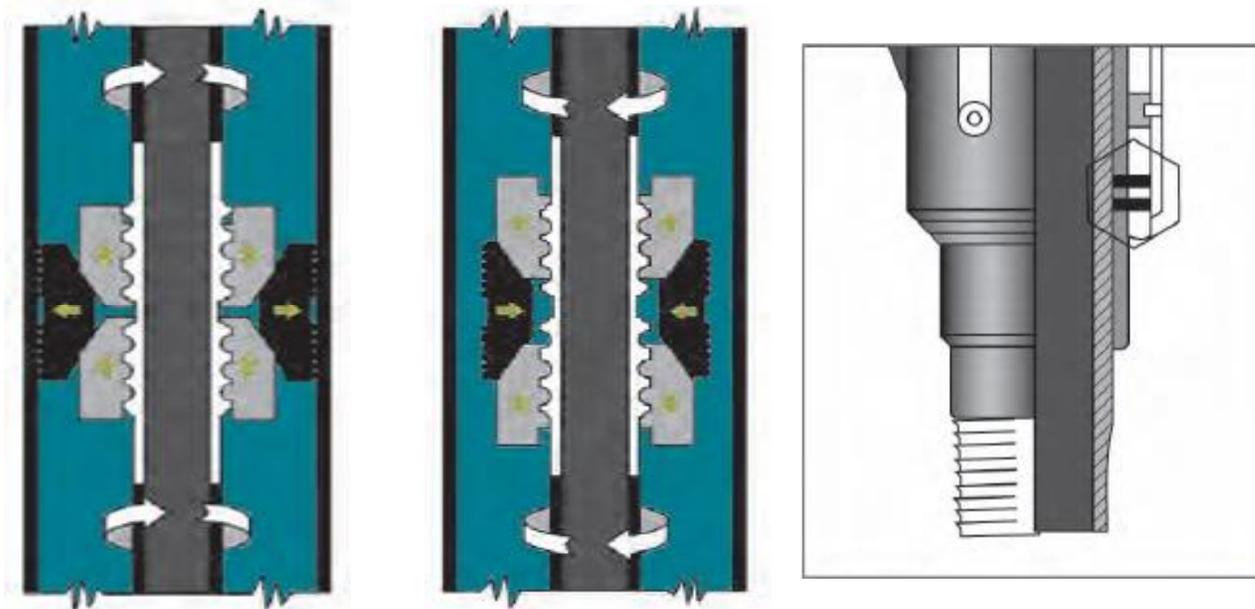
OPERACION DE LIBRADO

Quitar la tension al tubing hasta lograr el punto neutro a la profundidad del Ancla, girar el tubing a la derecha de 6 a 8 vueltas hasta verificar el librado.

LIBRADO DE EMERGENCIA

En el caso de no poder librar el Ancla de manera convencional se aplica tensión a la profundidad de la herramienta, hasta el valor de corte de los pernos fijados previamente.

El sistema de librado de emergencia se arma con un valor de corte de 10.000 Lbs. mayor que la tension de trabajo que se dejará en el pozo.



2. Cálculo del estiramiento del tubing en función de la fuerza a aplicar F_t

$$e = \frac{F * L}{E * A} \quad (1)$$

e : estiramiento (pulgadas)

F : fuerza de tracción aplicada (miles de libras)

L : Longitud de la tubería sometida a tracción (miles de pies)

E : Modulo de elasticidad del material

A : Sección transversal de la tubería (pulg. Cuadrada)

Utilizando unidades usuales .la ecuación (1) queda como :

$$\text{Para tbg. } 2.7/8 + (6.5 \#) \quad e = 0.22 * F * L$$

$$\text{Para tbg. } 3.1/2 + (9.3\#) \quad e = 0.154 * F * L$$

$$E : 30 * 10^6 \text{ (psi)}$$

$$\text{Ej. p/tbg } 2.7/8 + (6.5\#)$$

(1) Volviendo al ejemplo anterior tbg. 2.7/8+6,5 # , tendremos:

$$F_t = 19.890 \text{ lbs. (del ej. anterior)}$$

$$e = 0.22 * 19.89 * 5.5 = 24 \text{ pulg.}$$

(2) $F_t = 17.740$ libras

$$e = 0.22 * 17.74 * 5.5 = 20.3/4 \text{ pulg.}$$

3.Fuerza F_t en caso de bajar tubing probando hermeticidad

Si el tubing que se baja al pozo se lo está probando por perdidas, hay que tener en cuenta que el peso del agua que hay en su interior ya lo está estirando en un cierto valor, por lo que al valor de la fuerza (F_t) calculada para una operación normal (sin bajar probando) hay que restarle el peso de fluido contenido en el tubing desde la superficie hasta el nivel de fluido del pozo en el momento de la operación (nivel estático).

se indican los valores de fuerza (Ft) en libras y los correspondientes estiramientos en pulgadas de los tubing 2.7/8" y 3.1/2" para distintas profundidades de asentamiento del ancla. Los valores indicados en dicha tabla se calcularon para niveles estáticos en boca de pozo, nivel dinámico en bomba (igual valor para la profundidad del ancla) y un valor diferencia entre la temperatura del fluido en superficie y la temperatura promedio anual ambiente de 40°F.

Fuerzas y Estiramientos de Tuberías utilizando Anclas tipo Catcher de Baker

Profundidad Ancla		Tubing 2.7/8"		Tubing 3.1/2"	
(Pies)	(Mts.)	Fuerza (libras)	Estiramiento (pulgadas)	Fuerza (libras)	Estiramiento (pulgadas)
4000	1219	16500	14.5	24020	14.3/4
4500	1372	17620	17.5	25700	17.3/4
5000	1524	18760	20.5	27390	21
5500	1676	19890	24	29050	24.5
6000	1829	21040	27.5	30740	28.5
6500	1982	22180	31.5	--	--
7000	2134	23300	35.3/4	--	--

DISEÑO DEL TUBING

Determinado el diámetro óptimo de producción, y si el sistema es anclado con tensión ya sea ancla o packer, el diseño se torna un poco mas complejo que lo visto en la condiciones de calculo de tubing libre.

Para realizar el análisis de selección se toma un sistema de ejes coordenados con el cual podremos distribuir correctamente los grados de acero y grados de recuperación del tubing para cada caso en particular, teniendo como datos los esfuerzos de anclaje y el propio peso de la cañería pudiéndonosela considerar vacía o con fluido.

Tomaremos un ejemplo de diseño para observar las variables que intervienen en el cálculo.

EJEMPLO: Pozo: P.X.1

Datos: Profundidad del tubing : 2.850 m
 Profundidad de instalación del ancla :2.800 m
 Diámetro del tubing : 2.7/8 "
 Tensión librado de emergencia : 16 Tn
 Peso cañería con fluido = 2.800 m * 12,7 Kg/m = 35.560 Kg

$$\text{PROF.} = \frac{P_j}{\text{PESO / mt TOTAL}}$$

Diseño: Debemos diseñar un tubing que soporte el máximo de esfuerzos requeridos incluyendo el librado de emergencia del ancla. Para tal fin tendremos un esfuerzo total de:

$$\text{ESF. TOTAL} = 16 \text{ Tn} + 35,560 \text{ Tn} = 51,560 \text{ Tn}$$

Diseñaremos el tubing para un esfuerzo aproximado de 52 Tn.

Como este valor de 52 Tn es superior al de resistencia (P_j) del tubing J-55 Grado I (TABLA 1), deberemos utilizar una combinación que aportará mas resistencia al esfuerzo.

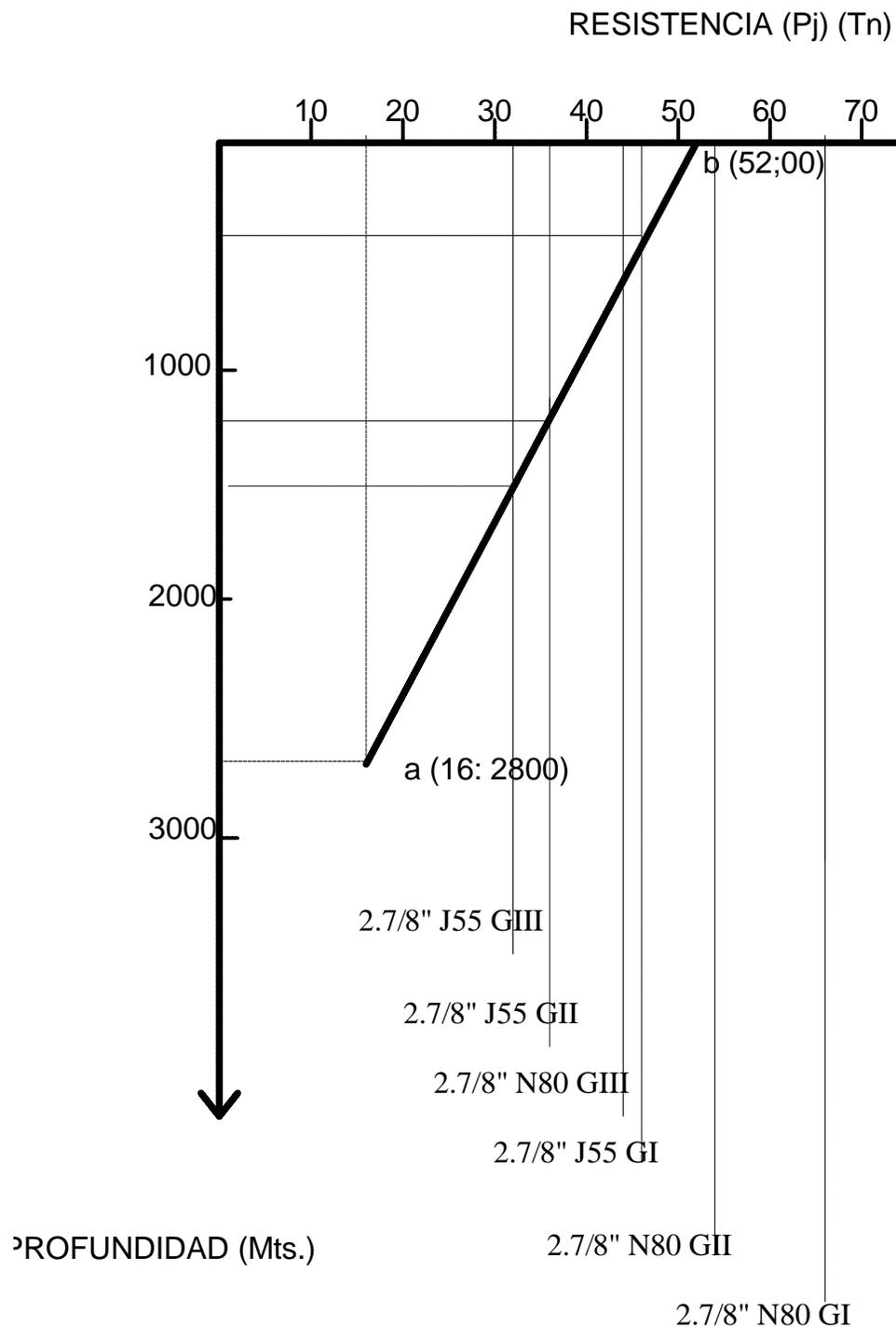
¿Como determinamos cual es la profundidad a la que debemos efectuar el cambio de grados de acero y de recuperación?

Se construye un diagrama de coordenadas distribuyendo en abcisas la resistencia P_j del tubing con los datos de la TABLA 1, y en ordenadas la profundidad de acuerdo al gráfico 1. Se identifican dos puntos (a y b) que se unen en una semirecta que representa las cargas a distintas profundidades.

Punto a: (16:2800) En el ancla se necesita contar con 16 Tn en caso de librado de emergencia.

Punto b: (52:0) En boca de pozo tenemos que contar con 52 Tn de resistencia.

Se unen estos dos puntos con una semirecta, y en los cortes correspondientes a las resistencias de cada tubing realizamos los cambios.



Una selección correcta es:

- De 2.850 a 1.700 mts. usar tubing J-55 Grado III
- De 1.700 a 1.200 mts. usar tubing J-55 Grado II
- De 1.200 a 650 mts. usar tubing J-55 Grado I ó N-80 Grado III
- De 650 a boca pozo usar tubing N-80 Grado II

Este tipo de selección está condicionado al análisis resistencias y evaluación económica del momento.- Podríamos agregar como condiciones aún mas desfavorables de diseño, que el tubing además de estar soportando su propio peso mas el del fluido, soporte también una carga extra debida al aprisionamiento de bomba con barras de bombeo ó a una simple pesca de barras, por lo que debemos asumir un valor aún mayor de exigencia del tubing.

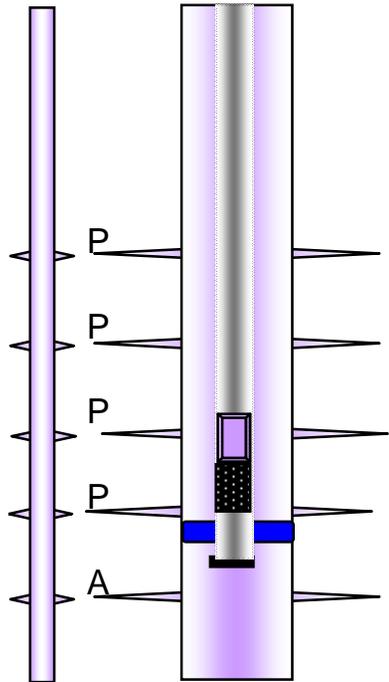
PESO TOTAL = Peso tubing + Peso fluido + librado emergencia + Peso barras bombeo

Con este valor de peso total diseñaremos el tubing.
 NOTA: A veces debe asumirse un margen de seguridad por carga adicional que se requiere cuando conocemos o estimamos un pozo desvainado.
 Esta detallada explicación se ha dado para desarrollar una interpretación completa de las fuerzas involucradas, y como se aplican a la columna de tubing. Una vez entendida completamente la situación, el método descrito puede aplicarse a cualquier columna inmediatamente de los varios tamaños y grados de tubing que existen.

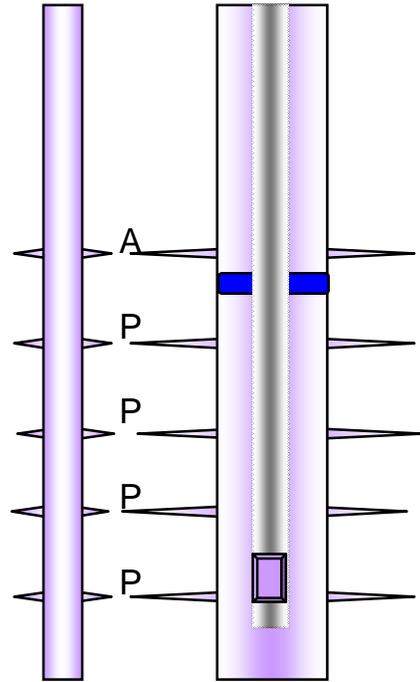
TABLA 1**FUERZA MAXIMA A RESISTIR POR EL 1er. CAÑO DE LA COLUMNA (Kg.)**

GRADO ACERO	S-40			J-55			N-80			P-105		
GRADO SELECCION	I	II	III	I	II	III	I	II	II	I	II	III
Tubing Ø 2.3/8"	23.712	19.187	15.893	32.604	26.424	21.889	47.424	38.373	31.787	62.244	50.391	41.741
Tubing Ø 2.7/8"	32.925	26.647	22.056	45.272	36.699	30.376	65.850	53.294	44.111	86.428	69.985	57.926
Tubing Ø 3.1/2"	47.094	38.075	31.405	64.754	52.439	43.251	94.188	76.151	62.809	123.621	100.000	82.479

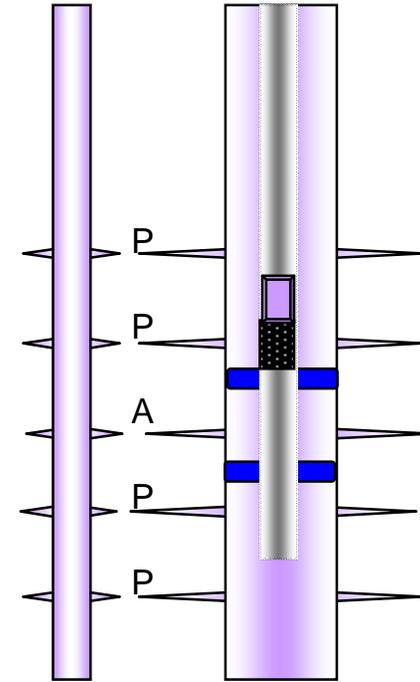
DISEÑOS BÁSICOS DE COLUMNAS DE TUBING.



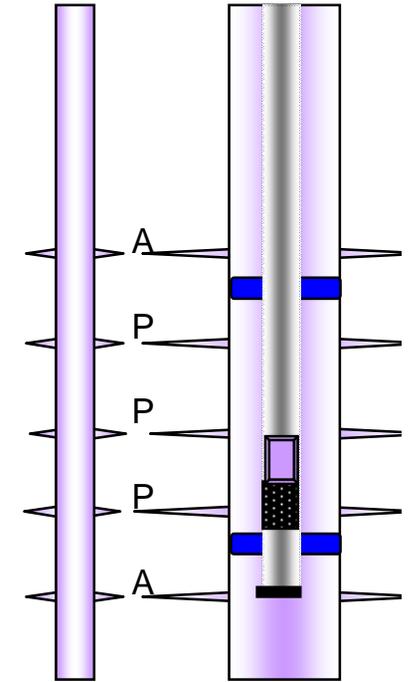
AISLACIÓN AGUA INFERIOR



AISLACIÓN AGUA SUPERIOR

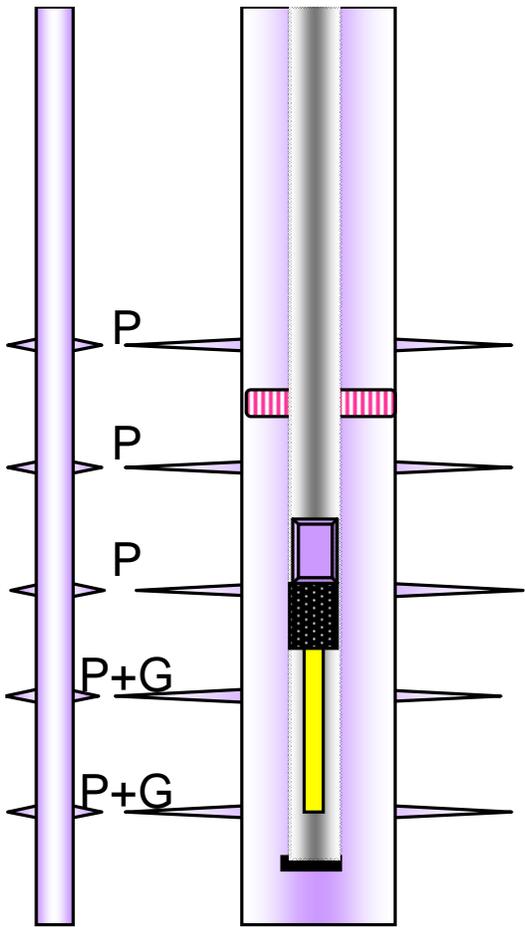


AGUA INTERMEDIA

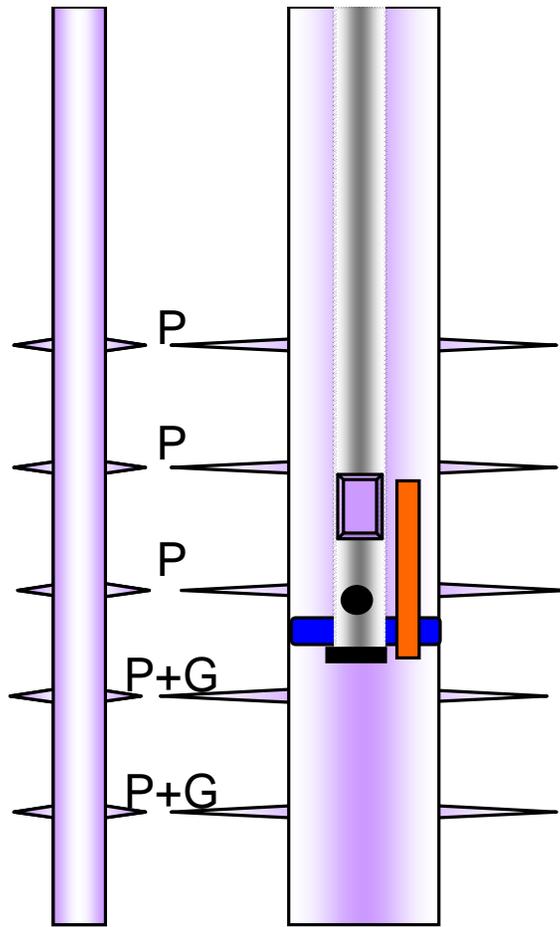


AGUA SUP. E INFERIOR

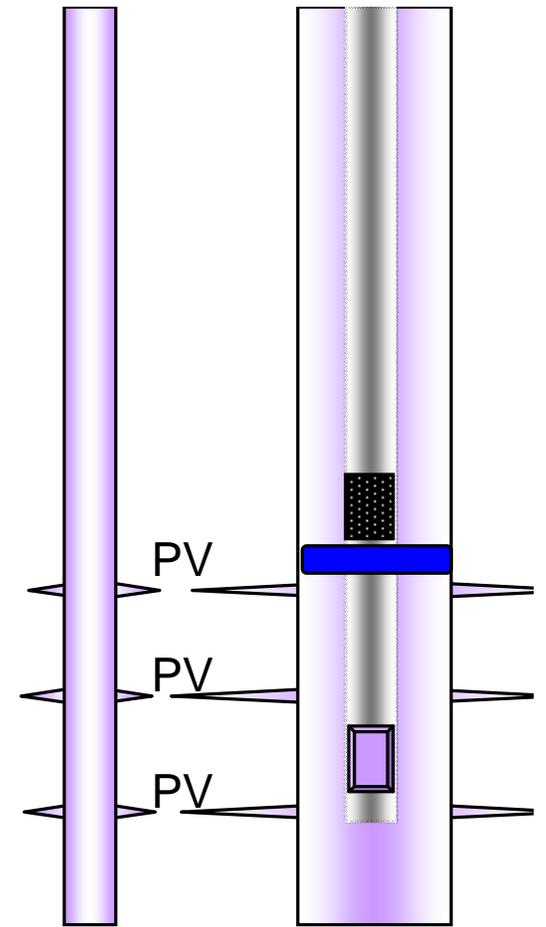
DISEÑOS BÁSICOS DE COLUMNAS DE TUBING.



CAPAS DE P+G EN EL FDO

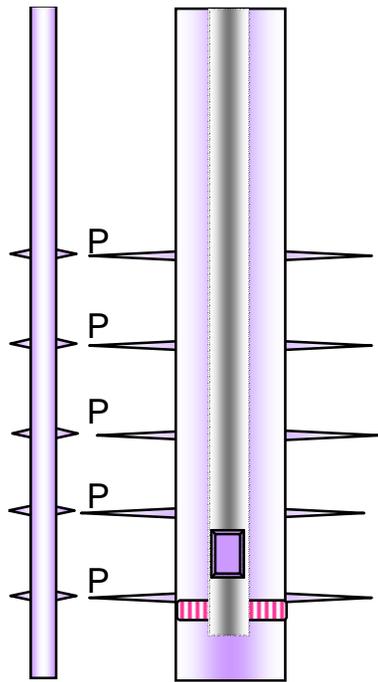


CAPAS DE P+G EN EL FDO

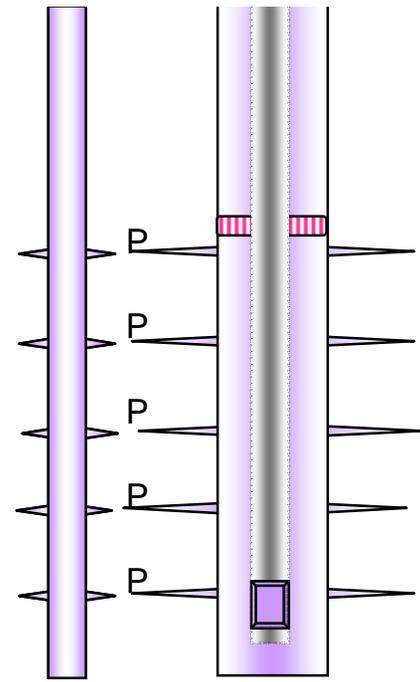


PETRÒLEO VISCOSO

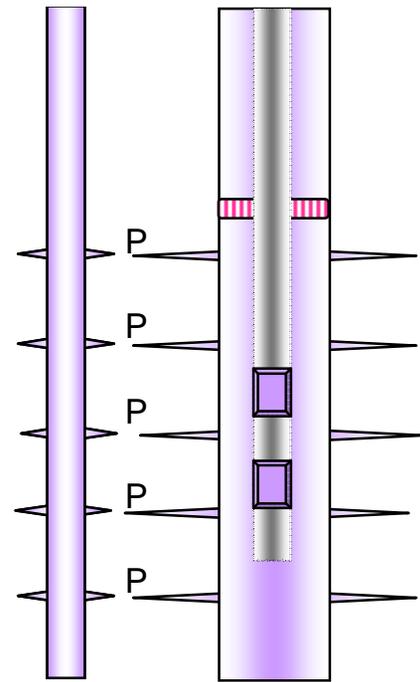
DISEÑOS BÁSICOS DE COLUMNAS DE TUBING.



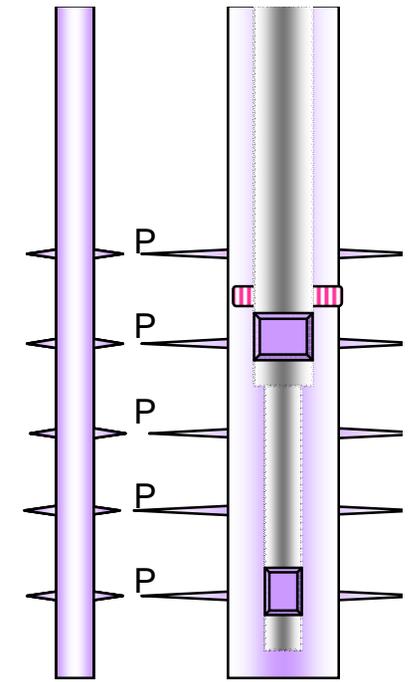
PETRÒLEOS COMUNES
S/ARENA



POZO PROFUNDO



PETRÒLEO C/AGUA Y
ARENA



EXTRACCIÒN EN DOS
ETAPAS