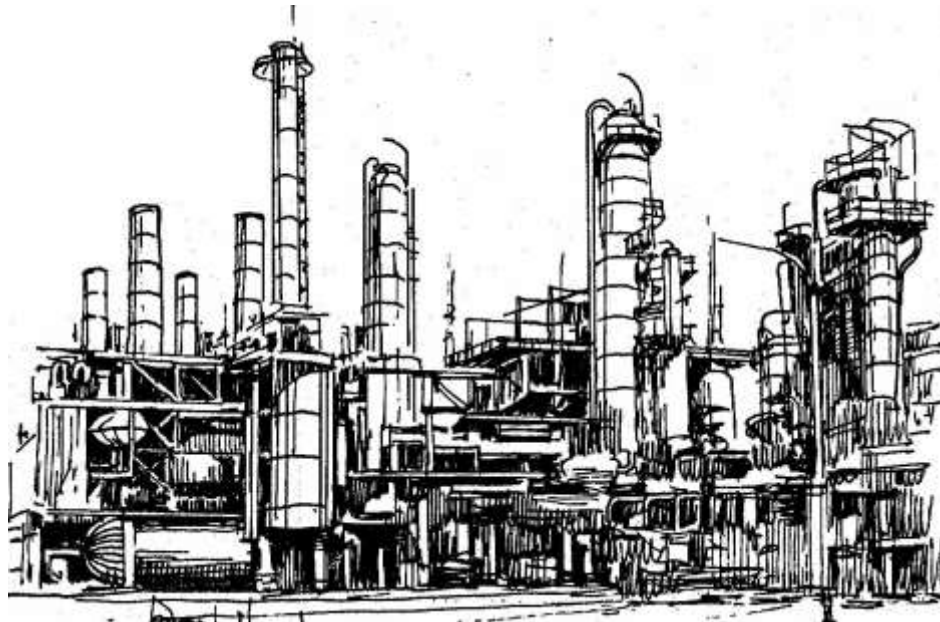




EL ARQUITECTO TÉCNICO EN LAS REFINERÍAS.

Ampliación de la Refinería de Cartagena.

PROYECTO C-10, Repsol Y.P.F.



PROYECTO FINAL DE CARRERA, CIENTÍFICO TÉCNICO.

Profesor – Tutor:
Laveda Mateo, Alejandro.

Autor:
Torres Capellán, Antonio.



ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR
**INGENIERÍA DE
EDIFICACIÓN**



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



EL ARQUITECTO TÉCNICO EN LAS REFINERÍAS.

Ampliación de la Refinería de Cartagena.

PROYECTO C-10, Repsol Y.P.F.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
**INGENIERÍA DE
EDIFICACIÓN**



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

PROYECTO FINAL DE CARRERA, CIENTÍFICO TÉCNICO.

Autor:

Torres Capellán, Antonio.

Profesor-Tutor:

Laveda Mateo, Alejandro.

Marzo 2013



PARTE 1: ANTECEDENTES.

- 1.1. MOTIVACIÓN.
- 1.2. OBJETIVOS.
- 1.3. METODOLOGÍA.

PARTE 2: CICLO DE VIDA DEL PETRÓLEO.

2. ORIGEN Y FORMACIÓN DEL PETRÓLEO.

- 2.1. FACTORES PARA SU FORMACIÓN.
- 2.2. LOCALIZACIÓN.
 - 2.2.1. ANTICLINAL.
 - 2.2.2. FALLA.
 - 2.2.3. COMBINACIÓN DE ANTICLINAL Y FALLA.
 - 2.2.4. ESTRATIGRÁFICOS.

3. MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO.

- 3.1. MÉTODOS GEOLÓGICOS.
- 3.2. MÉTODOS GEOFÍSICOS.

4. EXTRACCIÓN DEL PETRÓLEO.

- 4.1. MÉTODO DE ROTACIÓN.
- 4.2. ENCAMISADO.
 - 4.2.1. ZARANDAS.
 - 4.2.2. DESGASIFICADORES.
 - 4.2.3. DESARENADOR – DESARCILLADOR.
 - 4.2.4. CENTRÍFUGA.
 - 4.2.5. REMOVEDORES DE FLUIDO HIDRÁULICOS – MECÁNICOS.
 - 4.2.6. EMBUDO DE MEZCLA.
 - 4.2.7. BOMBAS CENTRÍFUGAS Y BOMBAS A PISTÓN.

5. TERMINACIÓN.

- 5.1. DESARROLLO DE LAS TAREAS DE TERMINACIÓN.

6. APROVECHAMIENTO DEL YACIMIENTO.

- 6.1. EXTRACCIÓN O ELEVACIÓN.
- 6.2. BOMBEO MECÁNICO.
 - 6.2.1. GAS LIFT.
 - 6.2.2. BOMBEO CENTRÍFUGO SUMERGIDO.
 - 6.2.3. BOMBA MECÁNICA.
 - 6.2.4. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.
- 6.3. FLUIDOS DE PROCESAMIENTO PRIMARIO.



6.4. SEPARACIÓN EN TRES FASES.

6.4.1. INYECCIÓN DE AGUA.

6.4.2. INYECCIÓN DE VAPOR.

6.5. EXTRACCIÓN EN EL MAR.

7. TRANSPORTE DEL PETRÓLEO.

7.1. MEDIOS DE TRANSPORTE.

7.1.1. PETROLEROS.

7.1.2. OLEODUCTOS.

7.2. FUNCIONAMIENTO DE UN OLEODUCTO.

8. REFINO Y OBTENCIÓN DE PRODUCTOS.

9. PRODUCTOS DEL PETRÓLEO.

9.1. DIÓXIDO DE AZUFRE.

9.2. CÁUSTICOS.

9.3. ÓXIDOS DE NITRÓGENO Y MONÓXIDO DE CARBONO.

9.4. ÁCIDO SULFÚRICO.

9.5. AGUA AMARGA.

9.6. ÁCIDO SULFÚRICO Y ÁCIDO FLUORHÍDRICO.

9.7. CATALIZADORES SÓLIDOS.

9.8. COMBUSTIBLES.

9.8.1. EL GAS DE PETRÓLEO LICUADO (GLP).

9.8.2. GASOLINA.

9.8.3. EL PLOMO TETRAETÍLICO (PTE) Y EL PLOMO TETRAMETÍLICO (PTM).

9.8.4. COMBUSTIBLE PARA MOTORES DE REACCIÓN Y QUEROSENO.

9.8.5. COMBUSTIBLES DE DESTILACIÓN.

9.8.6. COMBUSTIBLES RESIDUALES.

9.9. CARGAS PETROQUÍMICAS.

9.10. DISOLVENTES DERIVADOS DEL PETRÓLEO.

9.11. ACEITES DE PROCESO.

9.12. LUBRICANTES Y GRASAS.

9.13. PRODUCTOS ESPECIALES.

10. DESTILACIÓN PETRÓLEO.

10.1. DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA.

10.2. DESTILACIÓN AL VACÍO.

10.3. COLUMNAS DE DESTILACIÓN.

10.4. CONVERSIÓN DEL PETRÓLEO.

10.4.1. EL CRAQUEO TÉRMICO.

10.4.2. EL CRAQUEO CATALÍTICO.



11. TRATAMIENTO DEL PETRÓLEO.

- 11.1. TRATAMIENTO TERMOQUÍMICO.
- 11.2. TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA.
- 11.3. ALMACENAMIENTO DEL PETRÓLEO.
- 11.4. ALMACENAMIENTO DEL CRUDO.
 - 11.4.1. ALMACENAMIENTO EN LA REFINERÍA.
 - 11.4.2. ALMACENAMIENTO DE DISTRIBUCIÓN.

12. LOS GASES DEL PETRÓLEO.

PARTE 2: LA REFINERÍA. CONOCIMIENTOS Y GENERALIDADES.

13. INTRODUCCIÓN.

- 13.1. CÓDIGOS Y NORMAS.
- 13.2. SISTEMAS DE UNIDADES.

14. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS Y ACCESORIOS.

- 14.1. TUBERÍAS DE ACERO ASÍ COMO PRODUCTOS TUBULARES.
- 14.2. DIMENSIONES DE LAS TUBERÍAS.
- 14.3. MATERIALES PARA TUBERÍAS.

15. MÉTODOS DE UNIÓN PARA TUBERÍAS.

- 15.1. MEDIANTE ACCESORIOS ROSCADOS.
- 15.2. ACCESORIOS FORJADOS DE ENCHUFE Y SOLDADURA, "SOCKET-WELD".
- 15.3. CON SOLDADURA A TOPE, "BUTT-WELD".
- 15.4. MEDIANTE UN PAR DE BRIDAS, "FLANGES".
- 15.5. MEDIANTE BOQUILLAS, "CLAMPS" Y JUNTA ELÁSTICA, "TRI-CLAMP".
- 15.6. BRIDAS, GENERALIDADES.
 - 15.6.1. BRIDA CON CUELLO, "WELDING NECK".
 - 15.6.2. BRIDA DESLIZANTE AUTOCENTRADORA O "SLIP-ON".
 - 15.6.3. BRIDA PARA ENCHUFE Y SOLDADURA, "SOCKET WELD".
 - 15.6.4. BRIDA LOCA O "LAP-JOINT".
 - 15.6.5. BRIDA ROSCADA "ROSCA HEMBRA".
 - 15.6.6. BRIDA REDUCTORA.
 - 15.6.7. BRIDA CIEGA.
- 15.7. LAS CARAS DE LAS BRIDAS Y SU ACABADO.
 - 15.7.1. CON RESALTE, O "RAISED FACE".
 - 15.7.2. DE CARA PLANA, O "FLAT FACE".
 - 15.7.3. CON JUNTA ANULAR, "RING TYPE JOINT".
- 15.8. ACCESORIOS PARA LAS TUBERÍAS.
- 15.9. ACCESORIOS ROSCADOS Y DE ENCHUFE Y SOLDADURA.
- 15.10. "NIPPLES" Y "SWAGES".
- 15.11. ACCESORIOS PARA SOLDADURA A TOPE.



15.12. “THREDOLET, SOCKOLET, ELBOLET, WELDOLET”, Etc.

16. SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS.

- 16.1. SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS.
- 16.2. SIMBOLOGÍA DE CODOS.
- 16.3. SIMBOLOGÍA DE TÉS.
- 16.4. SIMBOLOGÍA DE REDUCTORES.
- 16.5. SIMBOLOGÍA DE TAPONES, TAPAS Y “CAPS”.
- 16.6. SIMBOLOGÍA DE UNIONES Y MANGUITOS.
- 16.7. SIMBOLOGÍA DE PICAJES CON Y SIN REFUERZO.
- 16.8. SIMBOLOGÍA DE BRIDAS.

17. VÁLVULAS Y SUS CARACTERÍSTICAS.

- 17.1. VÁLVULA DE AISLAMIENTO.
- 17.2. VÁLVULA DE MACHO.
- 17.3. VÁLVULA DE BOLA O ESFERA.
- 17.4. VÁLVULA DE MARIPOSA O “BUTERFLY VALVE”.
- 17.5. VÁLVULA DE REGULACIÓN.
- 17.6. VÁLVULA DE CONTROL.
- 17.7. VÁLVULA DE CONTRA FLUJO O RETENCIÓN.
- 17.8. VÁLVULA DE RETENCIÓN A BOLA O PISTÓN.
- 17.9. VÁLVULA DE SEGURIDAD.

18. SIMBOLOGÍA DE LAS VÁLVULAS.

- 18.1. REPRESENTACIÓN POR EL ACABADO DE SUS EXTREMOS.
- 18.2. SIMBOLOGÍA DE LOS CIERRES DE LAS VÁLVULAS.
- 18.3. SIMBOLOGÍA DE LOS ACCIONAMIENTOS PARA VÁLVULAS.
- 18.4. SIMBOLOGÍA DE LAS VÁLVULAS SIN ACCIONAMIENTO.
- 18.5. SIMBOLOGÍA DE LAS JUNTAS DE LAS VÁLVULAS.

19. TRACEADO Y ENCAMISADO DE TUBERÍAS.

- 19.1. TRACEADO O ACOMPAÑAMIENTO DE LÍNEAS DE VAPOR.

20. CARACTERÍSTICAS Y SIMBOLOGÍA DE OTROS ELEMENTOS.

- 20.1. POZOS DE GOTEO O “DRIP LEG”.
- 20.2. CONEXIONES PARA DRENAJE Y VENTILACIÓN.
- 20.3. ANILLOS DE DRENAJE “DRIP RING”.
- 20.4. FIGURAS EN 8, DISCOS CIEGOS Y ESPACIADORES.
- 20.5. JUNTAS DE DILATACIÓN.
- 20.6. CABEZALES DE EXPULSIÓN DE VAPOR O SILENCIADORES.
- 20.7. ESTACIONES DE SERVICIO.
- 20.8. MIRILLAS DE FLUJO.



21. PLANOS, ISOMÉTRICOS, REPRESENTACIÓN, ACOTACIÓN Y ESTÁNDARES.

- 21.1. PLANOS DE PLANTA.
- 21.2. "PLOT-PAN".
- 21.3. "LAYOUTS".
- 21.4. REPRESENTACIÓN.
- 21.5. ISOMÉTRICOS.
- 21.6. ESTÁNDARES.
- 21.7. ACOTACIÓN.

22. DESCRIPCIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE FLUJO.

- 22.1. DIAGRAMAS DE PROCESO.
- 22.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS DIAGRAMAS DE PROCESO.
- 22.3. DIAGRAMAS DE TUBERÍAS E INSTRUMENTOS "P & I".
- 22.4. CONTENIDO DE LOS "P & I".
- 22.5. DIAGRAMAS DE SERVICIOS.

PARTE 3: LA FIGURA DEL ARQUITECTO TÉCNICO EN LAS PLANTAS PETROQUÍMICAS.

- 23.1. TRABAJOS DE PREFABRICACIÓN.
- 23.2. INICIO DE LAS TAREAS EN CAMPO.
- 23.3. MONTAJE DE LA TUBERÍA PRINCIPAL.
- 23.4. MONTAJE DE EQUIPOS.
- 23.5. MONTAJE DE LA TUBERÍA MENOR.
- 23.6. PRUEBAS HIDRÁULICAS, LAVADO DE CIRCUITOS, REARMES.
- 23.7. REPORTAJE FOTOGRÁFICO.



PARTE 1: ANTECEDENTES.



1.1. MOTIVACIÓN.

El objetivo del presente trabajo de investigación es detectar y especificar algunas de las muchas funciones y competencias que atañen a un arquitecto técnico en plantas de procesos industriales y, en concreto, en plantas petroquímicas donde su figura actúa desde el inicio previo a la obra en labores de prefabricación, hasta el proceso de comisionado y puesta en marcha de la planta.

Este es el motivo principal por el cual he querido emprender este trabajo final de carrera, en tiempos en los que entiendo es necesario buscar alternativas de trabajo y agudizar el ingenio para poder obtener resultados satisfactorios sin salirnos de nuestra formación, que mejor modo que hacerlo en un sector que apenas conocemos y en el que nuestros conocimientos y competencias pueden resultar funcionalmente relevantes.

Al igual que en cualquier tipo de construcción, los conocimientos adquiridos durante nuestra formación se ven aplicados a la obra y no es diferente en las plantas petroquímicas donde nuestra participación se hace más importante debido a la polivalencia y facilidad de aprendizaje que nos supone.

La realización de este tipo de construcciones guarda gran similitud con el proceso edificativo del cual tenemos gran conocimiento y es cuando la figura del arquitecto técnico se hace importantísima y necesaria no sólo en lo que se refiere a obra civil sino también en lo que hace al control de procesos de montaje, aplicación de normativa de procesos y calidades, gestión de planes de seguridad, organización y programación de las diferentes partes de ejecución en función del estado de la misma y otras funciones que se expondrán en el presente trabajo.

Topografía y replanteos, Instalaciones, Construcción II, Organización, Presupuestos o Materiales II son materias que en este tipo de plantas se emplean a diario. En este trabajo se mostrará como la figura del arquitecto técnico aplica conocimientos de dichas asignaturas en el día a día del proceso constructivo de una planta petroquímica siendo este otro de los principales motivos por el que he querido tratar este tema como proyecto final de carrera, el cómo podemos aplicar toda nuestra formación a otros campos relacionados con ella.

1.2. OBJETIVOS.

La idea principal sobre la que se desarrolla el siguiente proyecto, es dar a conocer un camino nuevo para la figura del arquitecto técnico en un sector que en principio no nos es familiar. Como en otras ocasiones, se nos plantea la posibilidad de aplicar nuestros conocimientos a un sector en principio ajeno y en el que quiero dar a conocer una nueva vertiente en la que proyectar nuestros esfuerzos.

En este proyecto además de hacer un repaso introductorio al mundo del petróleo, desde su formación a nivel documental hasta llegar a sus productos finales, se hace



hincapié en los conocimientos que un arquitecto técnico debe tener para poder desarrollar sus conocimientos académicos con mayor exactitud en este sector.

Familiarizarse con los diferentes accesorios, elementos, instrumentos, tipos y clases de materiales, normativas aplicables al sector, así como la terminología y particularidades del sector. Al igual que proyectamos y ejecutamos una obra residencial, la ejecución de una planta de proceso químico no dista de esta, cambian muchos de los materiales y procesos de ejecución pero, la similitud en cuanto a programaciones y procesos de ejecución, particularidades etc., son idénticos pero específicos para dicho sector.

Además de poner en conocimiento del lector todas las particularidades, normativas y materiales así como trabajos finales de pruebas, comisionados y puestas en marcha, se incluye un apartado en el que quedan detalladas algunas de las labores que desarrolla la figura del arquitecto técnico.

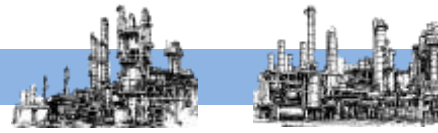
1.3. METODOLOGÍA.

La metodología para la ejecución de este proyecto ha sido bastante sencilla una vez fijados los puntos y objetivos a desarrollar. Lo realmente complejo fue la labor de selección de contenidos e información dado que es un mundo complejo y amplio, y la idea es dar conocimientos genéricos pero necesarios para el desarrollo de una parte de las posibles competencias ante las que podemos responder.

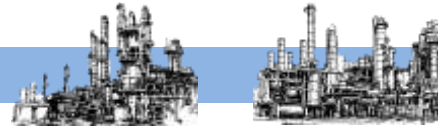
En lo concerniente al tema construcción como tal, el trabajo fue más sencillo por tratarse de un sector claramente normalizado, por este motivo, la información recabada era mucho más sencilla de filtrar y unificar. Quedan en el tintero otras funciones que en este proyecto no se han querido mostrar por formas parte más concreta de otras figuras aun siendo competencias que también podríamos desarrollar.

Por otro lado, he puesto en práctica los conocimientos propios adquiridos durante algo más de dos años de trabajo en dicho sector así como la documentación ofrecida por compañeros tanto de la propia empresa contratista como de la ingeniería y propiedad.

Con todo ello, se elabora un guión que en una primera parte, trata puntos históricos y genéricos sobre el crudo, procesos de extracción y transportes hasta planta de proceso, trabajos de refino, obtención de producto final, almacenaje y distribución. Para la segunda parte, queda definida parte de la documentación necesaria así como lo referente a mecánica de ejecución de las plantas de proceso, desde materiales, métodos, normas, parámetros relevantes, planes, conocimientos de documentación, pruebas y controles etc. En la tercera y última parte, el proyecto explica y define gran parte de las competencias que he desarrollado durante un período de más de dos años de trabajo en dicho sector, mostrando con detalle las labores desempeñadas durante esta etapa, además de explicar otras que pueden ser desarrolladas por la figura del arquitecto técnico en este sector.



PARTE 2: CICLO DE VIDA DEL PETRÓLEO.



2. ORIGEN Y FORMACIÓN DEL PETRÓLEO.

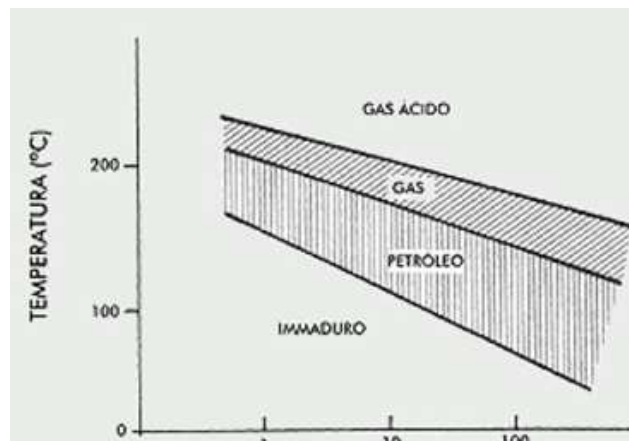


2.1. FACTORES PARA SU FORMACIÓN.

Conocemos¹ el petróleo como un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Por una parte, lo forman compuestos denominados hidrocarburos, formados por restos de organismos microscópicos que contienen carbono e hidrógeno en gran cantidad, los cuales constituyen los elementos fundamentales del petróleo y, por otra, pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. Estos se presentan de forma natural en depósitos de roca sedimentaria y sólo en lugares en los que hubo mar.

Se relaciona su origen con las grandes cantidades de compuestos orgánicos que se van depositando en la actualidad y de manera continua en las cuencas sedimentarias en el mundo. Grandes y espesas acumulaciones de arcillas, limos y materiales orgánicos pueden producir grandes volúmenes de petróleo, pero para que esto ocurra, es necesario que transcurra una cantidad de tiempo considerable que provoque dicho proceso de alteración. A la conversión del material orgánico en petróleo se le conoce como catagénesis, y está asistida por la presión causada por el enterramiento, la alteración termal, la temperatura, y la degradación. Estos factores resultan de la profundidad, la acción bacteriana en un ambiente químico no oxidante (reductor) y cerrado, la radioactividad y la catálisis (procesos de transformación de los componentes de la matriz mineral de la roca origen).

La temperatura es un factor importantísimo en el proceso de transformación pero además es necesaria la asistencia de otros factores anteriormente mencionados.



Relación tiempo-temperatura para la maduración de los hidrocarburos.

Se formará el petróleo si los sedimentos orgánicos se encuentran en profundidades de alrededor de 5 Km y se mantienen entre 150°C a 200°C durante 1 millón de años. Si la

¹ <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
<http://www.muchapasta.com/b/var/Origen%20y%20formacion%20del%20petroleo.php>



temperatura excede los 200°C, se formará gas. Sin embargo si la temperatura sube aún más, se formará gas ácido. Si por el contrario las capas fuentes de material orgánico se encuentran a solamente 100°C, entonces harán falta 100 millones de años para que maduren hasta convertirse en hidrocarburos. Por encima de los 4-5 Km., la materia queda en un estado inmaduro lo que le impide ser útil para el uso del hombre.

Se puede decir entonces que los hidrocarburos son productos del material orgánico alterado derivado de organismos microscópicos.

Su color es variable, entre el ámbar y el negro y el significado etimológico de la palabra petróleo es aceite de piedra, por tener la textura de un aceite y encontrarse en yacimientos de roca sedimentaria.

Factores para su formación.

Entre los factores necesarios para la formación de petróleo destacamos los siguientes:

- Ausencia de aire.
- Restos de plantas y animales (sobre todo, plancton marino).
- Gran presión de las capas de tierra.
- Altas temperaturas.
- Acción de bacterias.

Para que se pueda dar la formación de petróleo como materia prima será necesario el depósito de animales y plantas, que estos además sean cubiertos por arcillas durante millones de años, sometidos a grandes presiones y temperaturas extremas junto con la acción de bacterias anaeróbicas, es decir, que viven en ausencia de aire.

El hecho de que su origen sea muy diverso, dependiendo de la combinación de los factores anteriormente citados, provoca que su presencia sea también muy variada:

- **Líquido:** dentro de rocas porosas y entre los huecos de las piedras.
- **Volátil:** es decir, un líquido que se vuelve gas al contacto con el aire.
- **Semisólido:** con textura de ceras.

En cualquier caso, el petróleo, de por sí, es un líquido y se encuentra mezclado con gases y con agua.

2.2. LOCALIZACIÓN.

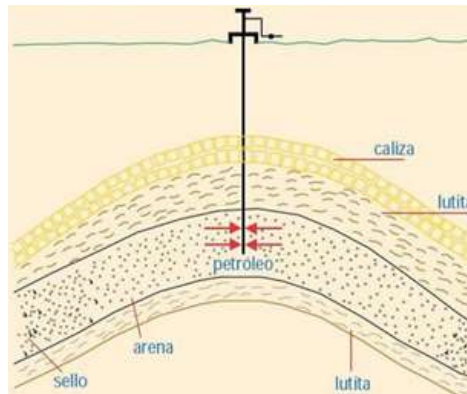
Al ser un compuesto líquido, su presencia no se localiza habitualmente en el lugar en el que se generó, sino que ha sufrido previamente un movimiento vertical o lateral, filtrándose a través de rocas porosas, a veces a una distancia considerable, hasta encontrar una salida al exterior, lo que provocará que una parte se evapore y otra se oxide al entrar en contacto con el aire exterior, esto hace que el petróleo en sí desaparezca, o hasta encontrar una roca que carezca de porosidad impidiendo su salida. Será en este segundo caso cuando podremos hablar de un yacimiento.



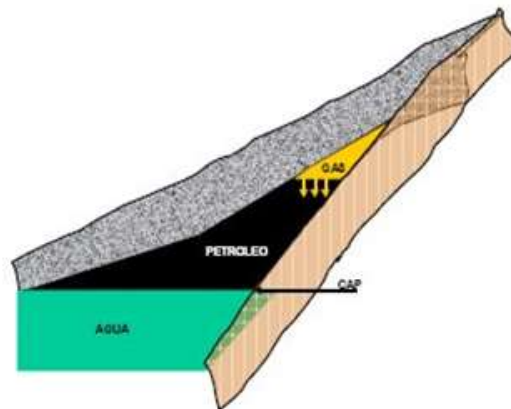
El petróleo siempre aparece impregnado en rocas porosas y nunca en lagos subterráneos.

Los tipos más habituales de yacimiento son los siguientes:

2.2.1. Anticlinal: formado por un repliegue del subsuelo, el petróleo queda almacenado en el arqueamiento del terreno.



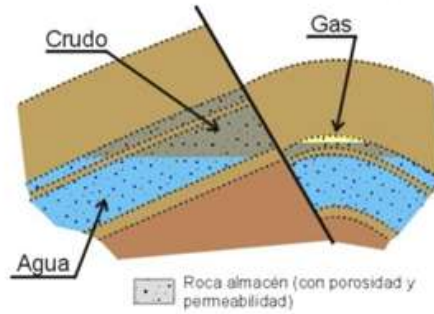
2.2.2. Falla: se da al fracturarse el terreno provocando que los estratos que antes coincidían se separen. Si el estrato que contenía petróleo encuentra una roca no porosa, se forma la bolsa o yacimiento.



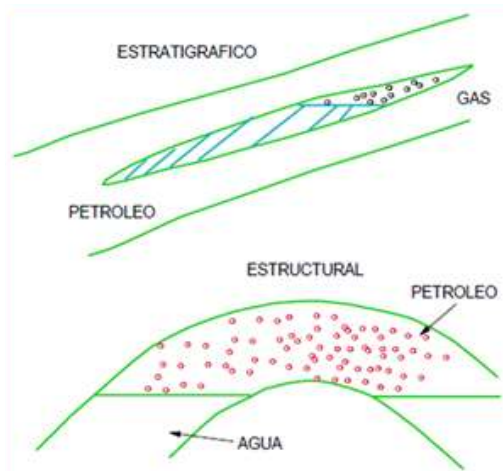


2.2.3. Combinación de Anticlinal y Falla: en este caso coinciden las opciones arriba mencionadas lo que da lugar a una formación especial en la que una vez más, si se trata de rocas porosas conseguimos que el petróleo se puede almacenar generando un yacimiento.

TRAMPA ESTRUCTURAL MIXTA, CON UN ANTICLINAL (derecha) Y UNA FALLA (izda)



2.2.4. Estratigráficos: tiene forma de cuña alargada y queda inserta entre dos estratos.





3. MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO.



Puede decirse que no existe un método científico exacto en la búsqueda y explotación de los yacimientos de petróleo, sino que es preciso realizar multitud de tareas previas de estudio del terreno. Los métodos empleados, dependiendo del tipo de terreno, serán geológicos o geofísicos.

3.1. MÉTODOS GEOLÓGICOS.

Es² necesario encontrar una roca que se haya formado en un medio propicio para la existencia de petróleo y poder llegar a esas acumulaciones, siendo lo suficientemente porosa y con una estructura geológica de estratos adecuada para que puedan existir tales bolsas de petróleo.

Se tiene que localizar una cuenca sedimentaria que pueda poseer materia orgánica enterrada hace más de diez millones de años.

Para todo ello, se realizan estudios geológicos de la superficie, se recogen muestras de terreno, se inspecciona con Rayos X, se perfora para estudiar los estratos y, finalmente, con todos esos datos se realiza la carta geológica de la región que se estudia.

Después de realizar nuevos estudios “in situ” los cuales determinan si hay rocas petrolíferas alcanzables mediante prospección, la profundidad a la que habría que perforar, etc., se puede llegar ya a la conclusión de si merece la pena o no realizar un pozo-testigo o pozo de exploración. De hecho, únicamente en uno de cada diez pozos exploratorios se llega a descubrir petróleo y sólo dos de cada cien dan resultados que permiten su explotación de forma rentable.

En resumen, se puede decir que para el éxito de la exploración depende de tres factores independientes:

- La existencia de una trampa (estructura, almacén, sello)
- La acumulación de una determinada cantidad de petróleo (roca, fuente, maduración, migración, timing)
- La preservación del petróleo almacenado (historia térmica, invasión por aguas, etc...)

Son necesarios numerosos factores de carácter químicos y quedan relacionados con la sedimentación de materia orgánica hasta la creación de acumulaciones de petróleo.

² <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
<http://www.muchapasta.com/b/var/Origen%20y%20formacion%20del%20petroleo.php>



Pozo testigo.

3.2. MÉTODOS GEOFÍSICOS:

En los³ casos en los que el terreno no presenta una estructura igual en su superficie que en el subsuelo como pueda suceder en desiertos, en selvas o en zonas pantanosas, los métodos geológicos de estudio de la superficie no resultan útiles, lo que hace de los métodos geofísicos el sistema idóneo para su localización ya que se trata de un método que estudia las características del subsuelo sin tener en cuenta las de la superficie.

El gravímetro permite estudiar las rocas que hay en el subsuelo. Este aparato mide las diferencias de la fuerza de la gravedad en las diferentes zonas de suelo, lo que permite determinar qué tipo de roca existe en el subsuelo.

Una vez obtenidos los datos, se elabora un “mapa” del subsuelo que permitirá determinar en qué zonas es más probable que pueda existir petróleo.

Otra de las herramientas empleada es el magnetómetro, aparato que detecta la disposición interna de los estratos y de los tipos de roca gracias al estudio de los campos magnéticos que se crean.

Igualmente se utilizan técnicas de prospección sísmica, que estudian las ondas de sonido, su reflexión y su refracción, datos éstos que permiten determinar la composición de las rocas del subsuelo. Así, mediante una explosión, se crea artificialmente una onda sísmica que atraviesa diversos terrenos, que es desviada por algunos tipos de roca y que es devuelta por otros y todo ello a diversas velocidades.

Estas ondas son medidas en la superficie por sismógrafos.

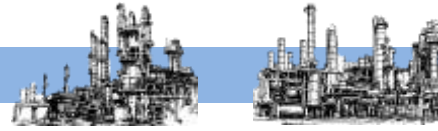
Más recientemente, las técnicas sísmicas tridimensionales de alta resolución permiten obtener imágenes del subsuelo en su posición real, incluso en situaciones estructurales complejas.

Pero, con todo, la presencia de petróleo no está demostrada hasta que no se procede a la perforación de un pozo.

³ <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
<http://www.muchapasta.com/b/var/Origen%20y%20formacion%20del%20petroleo.php>



Gráfica obtenida con sismógrafo.



4. EXTRACCIÓN DEL PETRÓLEO.



Debido a la gran demanda de petróleo natural es necesario buscar yacimientos en zonas casi inaccesibles. Las plataformas petrolíferas extraen petróleo del mar. Las instalaciones terrestres son menos complejas, pero en ocasiones han de instalarse en lugares tan inhóspitos como desiertos, lo que puede dificultar estas labores además de encarecer en exceso el proceso.

Aunque en un principio se empleó el método de percusión, cuando los pozos petrolíferos estaban situados a poca profundidad y bajo rocas de gran dureza, dicha técnica desde mediados del siglo XX dejó paso al método de rotación, ya que la mayor parte del petróleo se ha determinado que se encuentra a una profundidad de entre 900 y 5.000 metros, aunque hay pozos que llegan a los 7.000 u 8.000 metros.

Hay diversas formas de efectuar la extracción, pero el modo más eficiente y moderno es la perforación rotatoria o trepanación con circulación de barro.

4.1. MÉTODO DE ROTACIÓN.

A este⁴ método se lo conoce como equipo de perforación, y consiste en un sistema mecánico o electromecánico, compuesto por una torre de entre veinte y treinta metros de altura, la cual soporta un aparejo diferencial. El conjunto forma un instrumento que permite el movimiento de tuberías con sus respectivas herramientas, que es accionado por una transmisión accionada por motores generalmente a explosión siendo menos empleados los eléctricos. Este mismo conjunto impulsa simultánea o alternativamente una mesa de rotación que contiene al vástago (kelly), tope de la columna perforadora y transmisor del giro a la tubería.

En paralelo, el equipo de perforación cuenta con elementos auxiliares, tales como tuberías, bombas, tanques y un sistema de seguridad que consiste en válvulas de cierre del pozo para su control y operaciones rutinarias así como generadores eléctricos de distinta capacidad según el tipo de equipo, etc.

Los trépanos son herramientas de corte que además permiten perforar. Esta herramienta está en continua modificación con el fin de obtener la geometría y el material idóneo para atravesar las distintas y complejas formaciones que presenta el terreno y que se interponen entre la superficie y los hidrocarburos como puedan ser arcillas, arenas, calizas, yesos y basaltos entre otras, las que van aumentando en consistencia en relación directa con la profundidad en que se las encuentra.

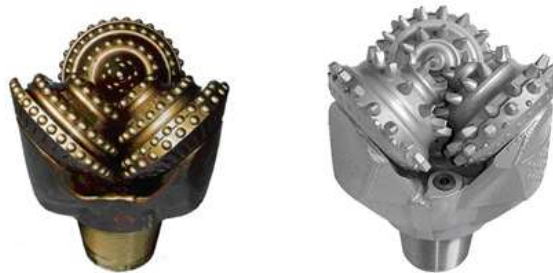
Existen trépanos de 1, 2 y hasta 3 conos montados sobre rodillos o bujes de compuestos especiales, los conos, ubicados originariamente de manera concéntrica, son fabricados en aceros de alta dureza, con dientes tallados en su superficie pudiendo

⁴ <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
<http://www.muchapasta.com/b/var/Origen%20y%20formacion%20del%20petroleo.php>



además llevar insertos de carburo de tungsteno u otras aleaciones duras. La geometría de los mismos responde a la naturaleza del terreno a atravesar.

Los trépanos disponen de uno o varios conductos con una orientación definida según necesidades por los que a través de orificios llamados “jets”, permiten la circulación del fluido. El rango de diámetros de los trépano es muy amplio, pero pueden indicarse como más comunes los de 12”-1/4 y de 8”-1/2 pulgadas.



Diferentes trépanos.

4.2. ENCAMISADO.

El conjunto de tuberías que se emplea para la perforación se denomina columna o sarta de perforación, y consiste en una serie de trozos tubulares interconectados entre sí mediante uniones roscadas. Este conjunto, además de transmitir sentido de rotación al trépano, ubicado en el extremo inferior de la columna, permite la circulación de los fluidos de perforación.

Para evitar que las paredes del pozo se derrumben durante la perforación y, al mismo tiempo, la estructura de los estratos del subsuelo permanezca inalterada, según se va perforando el pozo, éste va siendo recubierto mediante unas paredes o camisas de acero de un grosor de entre 6 y 12 milímetros.

El primer componente de la columna que se encuentra sobre el trépano son los portamechas o “drill collars”, tubos de acero de diámetro exterior casi similar al del trépano usado, con una longitud de 9,45 m., con paso de fluido que respeta un buen espesor de pared. Sobre los portamechas, también llamados “lastrabarrenas”, se bajan los tubos de perforación o “drill pipes”, tubos de acero o aluminio, huecos, que sirven de enlace entre el trépano, el portamechas y el vástago “Kelly”, que da el giro de rotación a la columna. El diámetro exterior de estos tubos se encuentra en general entre 3”-1/2 y 5” pulgadas y su longitud promedio es de 9,45 m.

A la hora de perforar la roca, la velocidad de penetración dependerá de la dureza de la misma. A veces, el trépano puede perforar 60 metros por hora, sin embargo, en un estrato muy duro, es posible que sólo avance de 30 a 35 centímetros en una hora.



Los fluidos que se emplean en la perforación de un pozo se administran mediante el llamado sistema de circulación y tratamiento de inyección. El sistema está compuesto por tanques intercomunicados entre sí que contienen mecanismos tales como:

4.2.1. Zarandas: dispositivo mecánico, primero en la línea de limpieza del fluido de perforación, que se emplea para separar los recortes del trépano u otros sólidos que se encuentren en el mismo en su retorno del pozo. El fluido pasa a través de uno o varios coladores vibratorios de distinta malla o tamaño de orificios que separan los sólidos mayores.

4.2.2. Desgasificadores: separador del gas que pueda contener el fluido de perforación.

4.2.3. Desarenador - desarcillador: dispositivos empleados para la separación de granos de arena y partículas de arcilla del fluido de perforación durante el proceso de limpieza del mismo. El fluido es bombeado tangencialmente por el interior de uno o varios ciclones, conos, dentro de los cuales la rotación del fluido provee una fuerza centrífuga suficiente para separar las partículas densas por efecto de su peso.

4.2.4. Centrífuga: instrumento usado para la separación mecánica de sólidos de elevado peso específico suspendidos en el fluido de perforación. La centrífuga logra esa separación por medio de la rotación mecánica a alta velocidad.

4.2.5. Removedores de fluido hidráulicos – mecánicos.

4.2.6. Embudo de mezcla: tolva que se emplea para agregar aditivos polvorientos al fluido de perforación.

4.2.7. Bombas centrífugas y bombas a pistón (2 ó 3): son las encargadas de recibir la inyección preparada o reacondicionada desde los tanques e impulsarla por dentro de la columna de perforación a través del pasaje o pasajes del trépano y devolverla a la superficie por el espacio anular resultante entre la columna de perforación y la pared del pozo, cargada con los recortes del trépano, y contaminada por los componentes de las formaciones atravesadas.

El sistema tiene la función de preparar el fluido de perforación, recuperarlo al retornar a la superficie, mantenerlo limpio deshaciéndose de los recortes producidos por el trépano, tratarlo químicamente, según las condiciones de perforación lo exijan, y bombearlo de vuelta al pozo.

Se conoce con el término de inyección a los fluidos empleados durante la perforación. Su diseño y composición se establecen de acuerdo a las características físico-químicas de las distintas capas a atravesar. Las cualidades del fluido seleccionado, densidad, viscosidad, ph, filtrado, composición química, deben contribuir a cumplir con las distintas funciones del mismo, principalmente atendiendo a enfriar y limpiar el trépano, separar los recortes que genere la acción del trépano manteniendo en



suspensión los recortes y sólidos evitando su asentamiento en el interior del pozo cuando por algún motivo se interrumpa la circulación de la inyección. Además deben mantener la estabilidad de la pared del pozo evitando la entrada de fluidos de la formación del pozo, situación que podría degenerar en un pozo descontrolado o “blow out”, controlar la filtración de agua mediante un buen revoque evitando y controlando contaminaciones no deseadas por contacto con las distintas formaciones y fluidos.

Como fluidos base de perforación se utilizan distintos elementos líquidos y gaseosos, desde agua, dulce o salada, hasta hidrocarburos en distintas proporciones con agua o ciento por ciento hidrocarburos. La selección del fluido a utilizar y sus aditivos dependen de las características del terreno a perforar, profundidad final, disponibilidad, costes, cuidado del ambiente, etc.

Durante la perforación de un pozo, se realiza el entubado del mismo con cañerías de protección intermedias o de producción y la posterior cementación de las mismas con el fin de asegurar el primer tramo de la perforación, entre los 0 y 500 metros aproximadamente. Donde las formaciones no son del todo consolidadas, arenas, ripios, etc., hay que proteger las capas acuíferas para evitar su contaminación con los fluidos de perforación y proveer de un buen anclaje al sistema de válvulas de control. Se baja entonces una tubería “casing” de diámetro interior mayor al del trépano a emplear en la siguiente etapa, y se asegura mediante la circulación de lechadas de cemento que se bombean por dentro de la tubería y se desplazan hasta el fondo, hasta que las mismas desbordan y cubren el espacio entre el caño y las paredes del pozo. Estas tuberías así cementadas aíslan al pozo de las formaciones atravesadas.

Durante la perforación también se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural.

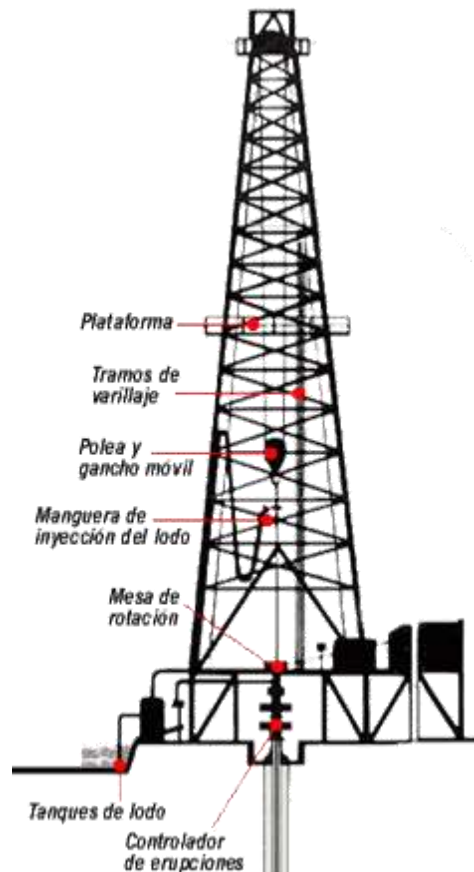
Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan “corazones” y a los que se hacen análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están atravesando.

Con toda la información adquirida durante la perforación del pozo es posible determinar con bastante certeza aspectos que contribuirán al éxito de una operación de terminación, tales como:

- Profundidad, espesor y propiedades petrofísicas de la zona de interés.
- Detección de posibles agentes perturbadores de la producción del pozo como, por ejemplo, aporte de arena.
- Identificación de capas con potencial para generar problemas (presencia de acuíferos, capas con gases corrosivos, etc.).

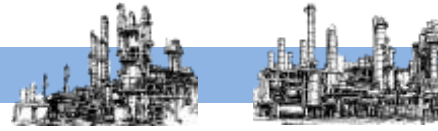


Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.



Sección-esquema de un pozo.

En resumen, podemos definirlo como un sistema de tubos acoplados unos a continuación de otros que, impulsados por un motor, van girando y perforando hacia abajo. En el extremo se halla una broca o trépano con dientes que rompen la roca, cuchillas que la separan y diamantes que la perforan, dependiendo del tipo de terreno. Además, existe un sistema de polea móvil del que se suspende el conjunto de los tubos que impide que todo el peso de los tubos recaiga sobre la broca, lo que sería un problema ya que los pozos pueden tener miles de metros de profundidad.



5. TERMINACIÓN.



Se conoce como terminación al conjunto de operaciones encaminadas a dotar al pozo para producir petróleo o gas o para inyectar fluido en los depósitos.

Tras finalizar las tareas de perforación se procede a la terminación y reequipamiento del pozo siendo estas realizadas por una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo.

Esta unidad es similar a la de perforación pero generalmente con menor potencia y capacidad ya que trabaja dentro del pozo ya entubado y por consiguiente, con menores volúmenes y diámetros que los empleados con anterioridad lo que limita la posibilidad de riesgos durante el proceso.

Mediante un mecanismo complejo se realizan las maniobras consistentes en la extracción artificial del fluido que contiene o produce el pozo por medio de un pistón que sube y baja por el interior de la tubería de producción “tubing”, conectado al extremo de un cable enrollable en longitudes previstas, según la profundidad, sobre un carrete movido mecánicamente. Mediante esta operación se pueden determinar el caudal y el tipo de fluido que la capa pueda llegar a producir.

De la calidad de los procedimientos para satisfacer estos requerimientos dependerá el comportamiento futuro del pozo para producir el máximo potencial establecido por la ingeniería.

5.1. DESARROLLO DE LAS TAREAS DE TERMINACIÓN.

El siguiente⁵ paso una vez montado el equipo de terminación, consiste en la limpieza del pozo y acondicionamiento del fluido de terminación, para acto seguido, mediante los “perfiles a pozo entubado”, precisar la posición de los estratos productivos identificados con anterioridad por los “perfiles a pozo abierto”, así como la posición de las cañerías de entubación y por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la cañería como a la formación.

Existen nuevas técnicas que permiten una mayor productividad a la hora de buscar petróleo como puedan ser la perforación de pozos direccionales. Además, se han desarrollado equipos y materiales que permiten realizar la terminación y puesta en producción de pozos multilaterales con acceso a varias capas de un mismo pozo incluso, acceso a una capa más remota mediante pozos extendidos horizontalmente.

Si nos encontramos en un supuesto de baja productividad de la formación, o bien por la propia naturaleza de la misma o porque pudiera verse dañada por los fluidos de perforación, cimentación o proceso de terminación, deberá estimularse la formación

⁵ <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
<http://www.muchapasta.com/b/var/Origen%20y%20formacion%20del%20petroleo.php>



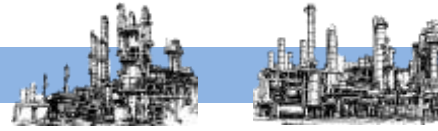
productiva mediante procedimientos tales como la acidificación y la fracturación hidráulica.

La acidificación consiste en inyectar a presión soluciones ácidas que penetran en la formación a través de los orificios disolviendo los elementos o partes solidas que puedan perturbar el flujo del fluido.

Por otra parte, la fracturación hidráulica consiste en inducir la fracturación de la formación mediante el bombeo a gran caudal y presión de un fluido que penetra profundamente en la formación, provocando su ruptura y rellenando simultáneamente la fractura producida con un sólido que actúa como agente de sostén. El agente generalmente utilizado es arena de alta calidad y granulometría cuidadosamente seleccionada que, por efecto de un mejoramiento artificial de la permeabilidad, facilitará el flujo desde la formación hacia el pozo a través de la fractura producida.



Labores de terminacion.



6. APROVECHAMIENTO DEL YACIMIENTO.



A lo largo de los años se han realizado cálculos que confirman que una bolsa de petróleo sólo se puede aprovechar entre un 25% y un 50% de máximo de su capacidad total. El petróleo suele estar acompañado en las bolsas por gas y debido a la profundidad a la que se hallan, están sometidos a altas presiones, por esa circunstancia, se mantiene en estado líquido. Al llegar la broca de perforación, la rotura de la roca impermeable provoca que la presión baje, por lo que, por un lado, el gas deja de estar disuelto y se expande y el petróleo deja de tener el obstáculo de la roca impermeable y suele ser empujado por el agua salada que impregna generalmente la roca porosa que se encuentra por debajo de la bolsa de petróleo. Estas dos circunstancias hacen que el petróleo suba a la superficie.

6.1. EXTRACCIÓN O ELEVACIÓN.

La extracción⁶ o elevación consiste en el flujo de los fluidos producidos, que de forma espontánea producen la subida del depósito hasta la superficie. Sin embargo, llega un momento en que la presión interna de la bolsa disminuye hasta un punto en que el petróleo deja de ascender solo y, por otro lado, el gas, cada vez menor, deja de presionar sobre el crudo, por lo que hay que forzarlo mediante bombas para que suba.

Este bombeo se realiza hasta el momento en que el coste del sistema de extracción es mayor que la rentabilidad que se obtiene del petróleo, por lo que el pozo es abandonado.

6.2. BOMBEO MECÁNICO.

La elevación puede ser natural, cuando el flujo de fluidos como aceite, gas o agua llega espontáneamente a la superficie debido a la alta presión de líquido en los depósitos.

Existen los siguientes métodos de levantamiento artificial:

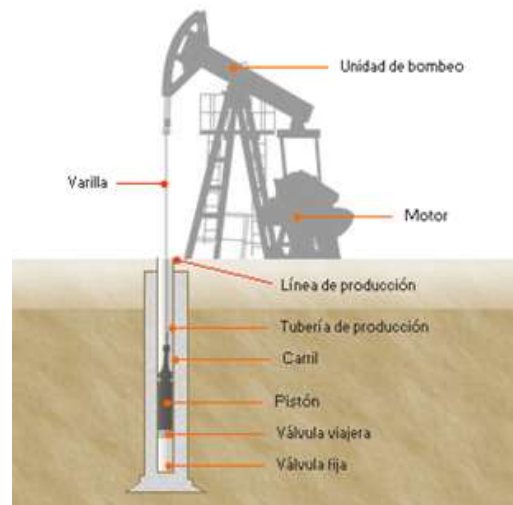
6.2.1. Gas lift: cuando se introduce gas comprimido en la columna de producción.

6.2.2. Bombeo centrífugo sumergido: aplicado en pozos con fluidos de alta viscosidad y pozos con altas temperaturas.

6.2.3. Bomba mecánica: el movimiento de rotación de un motor se transmite para el fondo del pozo a través de las varillas de la columna, activando la bomba que eleva los fluidos producidos hasta la superficie.

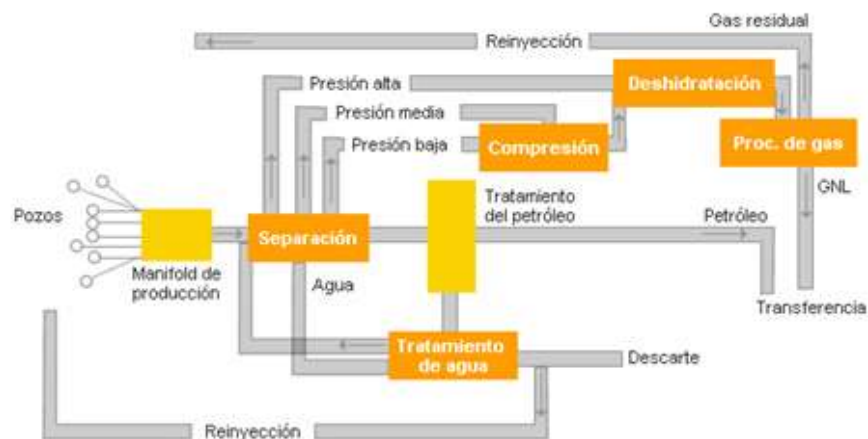
6.2.4. Bombeo por cavidades progresivas: se usa principalmente para la producción de líquidos con viscosidad alta o baja y pozos poco profundos.

⁶ <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
<http://www.muchapasta.com/b/var/Origen%20y%20formacion%20del%20petroleo.php>



Sección unidad de bombeo.

6.3. FLUIDOS DE PROCESAMIENTO PRIMARIO.



6.4. SEPARACIÓN EN TRES FASES.

Consiste en la separación en tres fases, gas, petróleo y agua.

En una separación inicial, el fluido golpea en los deflectores a la entrada del separador que alteran la dirección del fluido.

En la sección de la acumulación de líquido, el agua queda atrapada durante varios minutos en el fondo del separador. Se separa el agua del aceite a través de un conductor de líquido y se separan las burbujas de gas que estaban dentro del aceite a través de una chimenea.



A veces hay algunos problemas operativos en los separadores, como por ejemplo las espumas que se forman debido a las impurezas presentes en el líquido producido y tiene la desventaja de dificultar el control de nivel del líquido en el separador, además ocupan un volumen que podría estar disponible para dar entrada de más líquido. La obstrucción de las parafinas es otro de los problemas operativos que pueden ocurrir, provocando el bloqueo de extracción de gas y vapor en la sección de bloqueo de los filtros coalescedores en la sección líquida.

La arena transportada por el líquido hasta el separador es también un problema, ya que erosiona las válvulas, obstruyendo los elementos internos del separador. Las emulsiones que se forman en la interface de aceite/agua, dificultan el control del nivel del líquido y disminuyen el tiempo de retención de la fase de gas y líquido, reduciendo la eficiencia del proceso.

Todos estos problemas causan el arrastre del aceite por la corriente de gas cuando el nivel de líquido en el separador es demasiado alto.

6.4.1. Inyección de agua.

Para aumentar la rentabilidad de un yacimiento se suele utilizar un sistema de inyección de agua mediante pozos paralelos. Mientras que de un pozo se extrae petróleo, en el otro se inyecta agua en la bolsa, lo que provoca que la presión no baje y el petróleo siga siendo empujado a la superficie, y de una manera más rentable que las bombas.

Este sistema permite aumentar la posibilidad de explotación de un pozo hasta aproximadamente un 33% de su capacidad. Dependiendo de las características del terreno, esta eficiencia llega al 60%.

6.4.2. Inyección de vapor.

En yacimientos con petróleo muy viscoso, con textura de cera, se utiliza la inyección de vapor en lugar de agua, lo que permite conseguir dos efectos:

- Por un lado, al igual que con el agua, se aumenta la presión de la bolsa de crudo para que siga ascendiendo libremente.
- Por otro, el vapor reduce la viscosidad del crudo, con lo se hace más sencilla su extracción ya que fluye más deprisa.

6.5. EXTRACCIÓN EN EL MAR.

El avance en las técnicas de perforación ha permitido que se puedan desarrollar pozos desde plataformas situadas en el mar “off-shore”, en aguas de una profundidad de varios cientos de metros.

En ellos, para facilitar la extracción de la roca perforada se hace circular constantemente lodo a través del tubo de perforación y un sistema de toberas en la propia broca.



Con ello, se han conseguido perforar pozos de 6.400 metros de profundidad desde el nivel del mar, lo que ha permitido acceder a una parte importante de las reservas mundiales de petróleo.



7. TRANSPORTE DEL PETRÓLEO.



Normalmente, los pozos petrolíferos se encuentran en zonas muy alejadas de los lugares de consumo, por lo que el transporte del crudo se convierte en un aspecto fundamental de la industria petrolera, que exige una gran inversión, tanto si el transporte se realiza mediante oleoductos, como si se realiza mediante buques especiales denominados “petroleros”.

Al principio de la industria petrolífera, el petróleo generalmente se refinaba cerca del lugar de producción. A medida que la demanda fue en aumento, se consideró más conveniente transportar el crudo a las refinerías situadas en los países consumidores.

Por este motivo, el papel del transporte en la industria petrolífera es muy importante. Hay que tener en cuenta que, según los últimos datos publicados en el BP Statistical Review of World Energy June 2007, Europa importa el 68,5% de sus necesidades y Japón, el 99%.

Los países que se autoabastecen también necesitan disponer de redes de transporte eficaces, puesto que sus yacimientos más importantes se encuentran a millares de kilómetros de los centros de tratamiento y consumo, como ocurre en Estados Unidos, Rusia, Canadá o América del Sur.

En Europa, el aprovisionamiento de zonas industriales alejadas del mar exige el equipamiento de puertos capaces de recibir los superpetroleros de 300.000 y 500.000 toneladas de carga, almacenamientos para la descarga y tuberías de conducción de gran capacidad.

7.1. MEDIOS DE TRANSPORTE.

Aunque todos⁷ los medios de transporte son buenos para conducir este producto, mar, carretera, ferrocarril o tuberías, el petróleo crudo utiliza sobretodo dos medios de transporte masivo, oleoductos de caudal continuo y petroleros de gran capacidad.

Los otros medios de transporte, barcos de cabotaje, gabarras, vagones cisterna o camiones cisterna, entre otros, se utilizan, salvo casos excepcionales, como vehículos de distribución de productos terminados derivados del petróleo.

En la actualidad no hay en el comercio internacional mercancía individual cuyo transporte supere en volumen o valor al del petróleo.

La ventaja del petróleo es que su fluidez permite el transporte a granel, lo que reduce los gastos al mínimo y permite una automatización casi completa del proceso. Gracias a los adelantos técnicos de hoy en día, basta en muchos casos con hacer la

⁷ <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
<http://www.muchapasta.com/b/var/Origen%20y%20formacion%20del%20petroleo.php>



conexión de tuberías y proceder a la apertura o cierre de válvulas, muchas veces de forma automática y a distancia con telecontrol.

7.1.1. Petroleros.

Los petroleros son los mayores navíos de transporte que existen hoy en día en el mundo. Son inmensos depósitos flotantes que pueden llegar a medir 350 metros de largo “eslora” y alcanzar las 250.000 toneladas de peso muerto (TPM).

Actualmente casi todos los petroleros en construcción son del tipo de doble casco en detrimento de los más antiguos diseños de un solo casco “monocasco” debido a que son menos sensibles a sufrir daños y provocar vertidos en accidentes de colisión con otros buques o embarrancamiento.

A partir de este tipo de barcos, surgió el superpetrolero, de mayor capacidad de carga y destinado al transporte de crudo desde Medio Oriente alrededor del Cuerno de África. El superpetrolero Knock Nevis es la embarcación más grande del mundo.

Actualmente se transportan por mar más de mil millones de toneladas de crudo al año en todo el mundo.

El petrolero es el medio más económico para transportar petróleo a grandes distancias y tiene la ventaja de una gran flexibilidad de utilización. Su principal característica es la división de su espacio interior en cisternas individuales, lo que permite separar los diferentes tipos de petróleo o sus productos derivados.



Petrolero Knock Nevis.

7.1.2. Oleoductos.

Los oleoductos son el conjunto de instalaciones que sirve de transporte por tubería de los productos petrolíferos líquidos, en bruto o refinados.

El término oleoducto comprende no sólo la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación, depósitos de almacenamiento, estaciones



de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc.

Los oleoductos tienen distintas capacidades de transporte, dependiendo del tamaño de la tubería. En líneas generales, el diámetro de los oleoductos varía entre 150 mm y 915 mm. Además pueden ser tanto de superficie como subterráneos, donde alcanzan los 2 m de profundidad. La velocidad estimada del crudo dentro de los oleoductos es de 5 km/h.

Los oleoductos de petróleo crudo comunican los depósitos de almacenamiento de los campos de extracción con los depósitos costeros o, directamente, con los depósitos de las refinerías.

En los países que se suministran de crudos por vía marítima, el oleoducto asegura el enlace entre los depósitos portuarios de recepción y las refinerías del interior.

Existen en el mundo más de 1.500.000 kilómetros de tubería destinados al transporte de crudos y de productos terminados, de los cuales el 70% se utilizan para gas natural, el 20 por ciento para crudos y el 10 por ciento restante para productos terminados "carburantes".

Los Estados Unidos tienen la red de oleoductos más densa del mundo. En Europa existen cinco grandes líneas de transporte de crudo que, partiendo de los terminales marítimos de Trieste, Génova, Lavera, Rotterdam y Wilhelmshaven, llevan el petróleo a las refinerías del interior. Esta red es de 3.700 kilómetros, una extensión que se queda pequeña si se compara con los 5.500 kilómetros del oleoducto del Comecón o de la Amistad, que parte de la cuenca del Volga-Urales (600 kilómetros al este de Moscú) y que suministra crudo a Polonia, Alemania, Hungría y otros países centro europeos.

7.2. FUNCIONAMIENTO DE UN OLEODUCTO.

El petróleo circula por el interior de la conducción gracias al impulso que proporcionan las estaciones de bombeo, cuyo número y potencia están en función del volumen a transportar, de la viscosidad del producto, del diámetro de la tubería, de la resistencia mecánica y de los obstáculos geográficos a sortear. En condiciones normales, las estaciones de bombeo se encuentran situadas a 50 kilómetros unas de otras.

También existen pozos submarinos. Por lo tanto, se necesitan oleoductos submarinos para transportar el crudo. A medida que aumenta la producción de petróleo en el mar se van construyendo más oleoductos submarinos. Estos se tienden con barcasas "tiende tubos" especiales, en las cuales se sueldan los tramos de tubo de acero antes de colocarlos en el lecho marino. Si el oleoducto es de pequeño diámetro el tubo puede desenrollarse desde un gigantesco carrete para tenderlo directamente en el lecho marino, evitándose así la necesidad de soldar en el mar. Cuando se transporta crudo pesado, puede ser necesario poner aislamiento térmico en el oleoducto, para que el



petróleo fluya con facilidad. Las tuberías de menor diámetro generalmente se tienden en una trinchera para protegerlas del equipo usado por los buques pesqueros.

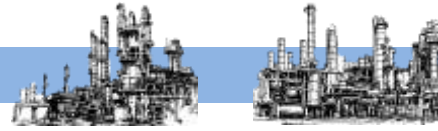
El crudo parte de los depósitos de almacenamiento, donde por medio de una red de canalizaciones y un sistema de válvulas se pone en marcha la corriente o flujo del producto. Desde un puesto central de control se dirigen las operaciones y los controles situados a lo largo de toda la línea de conducción. El cierre y apertura de válvulas y el funcionamiento de las bombas se regulan por mando a distancia.

La construcción de un oleoducto supone una gran obra de ingeniería y por ello, en muchos casos, es realizada conjuntamente por varias empresas. También requiere de complicados estudios económicos, técnicos y financieros con el fin garantizar su operatividad y el menor impacto posible en el medio ambiente.

El trazado debe ser recto en la medida de lo posible y, normalmente, la tubería es enterrada en el subsuelo para evitar los efectos de la dilatación. Los conjuntos de tubos se protegen contra la corrosión exterior antes de ser enterrados. Las tuberías se cubren con tierra y el terreno, tras el acondicionamiento pertinente, recupera su aspecto anterior.



Oleoducto entre Canadá y el Golfo de México.



8. REFINO Y OBTENCIÓN DE PRODUCTOS.



El petróleo, tal⁸ como se extrae del yacimiento, no tiene aplicación práctica alguna. Por ello, se hace necesario separarlo en diferentes fracciones que sí son de utilidad. Este proceso se realiza en las refinerías.

Una refinería es una instalación industrial en la que se transforma el petróleo crudo en productos útiles para distintas aplicaciones energéticas o de otro tipo. El conjunto de operaciones que se realizan en las refinerías para conseguir estos productos se denominan “procesos de refino”.

La industria del refino tiene como finalidad obtener del petróleo la mayor cantidad posible de productos de calidad bien determinada, que van desde los gases ligeros, como el propano y el butano, hasta las fracciones más pesadas, fuelóleo y asfaltos, pasando por otros productos intermedios como las gasolinas, el gasoil, aceites lubricantes y las naftas.

El petróleo bruto contiene todos estos productos en potencia porque está compuesto casi exclusivamente de hidrocarburos, cuyos dos elementos son el carbón y el hidrógeno. Ambos elementos al combinarse entre sí pueden formar infinita variedad de moléculas.

Los procesos de refino dentro de una refinería se pueden clasificar, por orden de realización y de forma general, en destilación, conversión y tratamiento. Antes de comenzar este proceso se realiza un análisis de laboratorio del petróleo, puesto que no todos los petróleos son iguales, ni de todos se pueden extraer las mismas sustancias. A continuación se realizan una serie de refinados “piloto” donde se experimentan a pequeña escala todas las operaciones de refino. Una vez comprobados los pasos a realizar, se inicia el proceso.

La primera refinería, inaugurada en 1861, producía queroseno mediante destilación atmosférica simple. Entre los subproductos había alquitrán y nafta. Pronto se descubrió que podían producirse aceites lubricantes de alta calidad destilando petróleo al vacío. Con todo, durante los 30 años siguientes el queroseno fue el producto de mayor demanda. Los dos acontecimientos más significativos en el cambio de esta situación fueron:

- La invención de la luz eléctrica, que redujo la demanda de queroseno,
- La invención del motor de combustión interna, al que siguió una demanda de gasóleo diésel y gasolina (nafta).

Con la llegada de la producción a gran escala y la primera Guerra Mundial, el número de vehículos propulsados por gasolina aumentó de manera espectacular, como lo hizo la demanda de gasolina. Con todo, los procesos de destilación atmosférica y al vacío

⁸ <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
<http://www.muchapasta.com/b/var/Origen%20y%20formacion%20del%20petroleo.php>



sólo permitían obtener del petróleo crudo cierta cantidad de gasolina. El primer proceso de craqueo térmico se aplicó en 1913. El craqueo térmico sometía los combustibles pesados a presión y calor intenso, descomponiendo así físicamente sus grandes moléculas en otras más pequeñas, con lo que producía más gasolina y combustibles de destilación. A fines del decenio de 1930 se aplicó una forma más elaborada de craqueo térmico, la ruptura de la viscosidad, que permitía obtener productos más valiosos y apreciables.

Al elaborarse motores de gasolina de compresión más elevada, se produjo una demanda de gasolina de mayor octanaje, con mejores cualidades antidetonantes.

La introducción del craqueo catalítico y de los procesos de polimerización en la segunda mitad del decenio de 1930, satisfizo esta demanda al proporcionar gasolina de mayor rendimiento y octanajes más elevados. Al comienzo del decenio de 1940 se desarrolló la alquilación, otro proceso catalítico, para producir más gasolina destinada al campo de la aviación de alto octanaje y cargas petroquímicas para la fabricación de explosivos y caucho sintético.

Le siguió la isomerización catalítica, cuyo objeto era convertir los hidrocarburos para producir mayores cantidades de materias primas para la alquilación.

Después de la segunda Guerra Mundial se introdujeron diversos procesos de reforma que mejoraron la calidad y el rendimiento de la gasolina, y proporcionaron productos de mayor calidad. Algunos de ellos requerían el empleo de catalizadores y/o de hidrógeno para cambiar las moléculas y eliminar el azufre.

Durante el decenio de 1960 se introdujeron mejoras en los catalizadores y se elaboraron métodos de proceso, como el hidrocraqueo y la reforma, para aumentar los rendimientos de la gasolina y mejorar las cualidades antidetonantes. Tales procesos catalíticos produjeron también moléculas de doble enlace “alquenos”, base de la moderna industria petroquímica.

El número y tipo de los diferentes procesos utilizados en las modernas refinerías dependen principalmente de la naturaleza de los crudos empleados como materia prima y de los requisitos de los productos finales. También influyen en los procesos factores económicos, costes de los crudos, valores de los productos, disponibilidad de servicios básicos y transporte.



9. PRODUCTOS DEL PETRÓLEO.



El refino⁹ de petróleo ha evolucionado continuamente en respuesta a la demanda de productos mejores y diferentes por parte de los consumidores. El requisito original del proceso era producir queroseno como fuente de combustible para el alumbrado más barata y mejor que el aceite de ballena. La elaboración del motor de combustión interna condujo a la producción de benceno, gasolina y gasóleos diésel.

La evolución del aeroplano hizo necesarios la gasolina de aviación de alto octanaje y el combustible para aviones de reacción, que es una forma más elaborada del producto original de las refinerías, el queroseno.

Las refinerías actuales producen varios productos, muchos de los cuales se utilizan como materia prima para procesos de craqueo y fabricación de lubricantes, y para la industria petroquímica.

Se clasifican en términos generales como combustibles, cargas petroquímicas, disolventes, aceites de proceso, lubricantes y productos especiales, como cera, asfalto y coque.

En el procesado de hidrocarburos se utilizan, o se forman como resultado del mismo, varios productos químicos. A continuación figura una breve descripción de aquéllos que son específicos y característicos del refino.

9.1. DIÓXIDO DE AZUFRE.

El gas procedente de la combustión de combustibles de alto contenido en azufre suele tener niveles altos de dióxido de azufre, que se elimina por lo común mediante lavado con agua.

9.2. CÁUSTICOS.

Se añaden cáusticos al agua de desalinización para neutralizar ácidos y reducir la corrosión. Se añaden también al crudo desalinizado con el fin de reducir la cantidad de cloruros corrosivos de los productos de las zonas superiores de la torre. Se utilizan en procesos de tratamiento de las refinerías para eliminar contaminantes de las corrientes de hidrocarburos.

9.3. ÓXIDOS DE NITRÓGENO Y MONÓXIDO DE CARBONO.

El gas de chimenea contiene hasta 200 ppm. “partículas por millón”, de óxido nítrico, que reacciona lentamente con el oxígeno y forma dióxido de nitrógeno. El óxido nítrico no se elimina mediante el lavado con agua, por lo que el dióxido de nitrógeno puede disolverse en el agua y formar ácido nitroso y nítrico. Por lo común, el gas de

⁹ <http://desarrolloenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
<http://www.muchapasta.com/b/var/Origen%20y%20formacion%20del%20petroleo.php>



chimenea sólo contiene una pequeña cantidad de monóxido de carbono, a menos que la combustión sea anómala.

9.4. ÁCIDO SULFHÍDRICO.

El ácido sulfhídrico se encuentra de modo natural en la mayoría de los crudos de petróleo y se forma también durante el procesado debido a la descomposición de compuestos de azufre inestables. El ácido sulfhídrico es un gas extremadamente tóxico, incoloro e inflamable, más pesado que el aire y soluble en agua. Tiene un olor a huevos podridos que se percibe a concentraciones muy por debajo de su límite de exposición, que es muy bajo. Aun así, no ha de confiarse en ese olor como señal de alerta, pues los sentidos se desensibilizan casi de forma inmediata al producirse la exposición. Se necesitan detectores especiales para alertar a los trabajadores de la presencia de ácido sulfhídrico, y en presencia del gas debe utilizarse protección respiratoria adecuada. La exposición a niveles bajos de ácido sulfhídrico causa irritación, mareos y cefaleas, mientras que la exposición a niveles por encima de los límites prescritos causa depresión del sistema nervioso e incluso la muerte.

9.5. AGUA AMARGA.

El agua amarga es agua de proceso que contiene ácido sulfhídrico, amoníaco, fenoles, hidrocarburos y compuestos de azufre de bajo peso molecular. Se produce al absorber el vapor fracciones de hidrocarburos durante la destilación, en la regeneración de catalizador o al absorber el vapor ácido sulfhídrico durante el hidrotratamiento y el hidroacabado. También se genera por la adición de agua a procesos para absorber ácido sulfhídrico y amoníaco.

9.6. ÁCIDO SULFÚRICO Y ÁCIDO FLUORHÍDRICO.

Ambos se utilizan como catalizadores en los procesos de alquilación. El ácido sulfúrico se emplea también en algunos de los procesos de tratamiento.

9.7. CATALIZADORES SÓLIDOS.

En los procesos de refino se utilizan varios catalizadores sólidos diferentes, de numerosas formas distintas, desde pastillas hasta cuentas granulares o polvos, constituidos por diversos materiales y con diversas composiciones. En unidades de lecho móvil y fijo se emplean catalizadores de pastillas extruidas, mientras que en procesos de lecho fluido se usan catalizadores de partículas esféricas finas. Los catalizadores utilizados en procesos que eliminan el azufre están impregnados de cobalto, níquel o molibdeno. En las unidades de craqueo se emplean catalizadores de función ácida, arcilla natural, alúmina-sílice y zeolitas. En la isomerización y la reforma se emplean catalizadores de función ácida impregnados de platino u otros metales nobles. Los catalizadores agotados requieren medidas especiales de manipulación y protección frente a las exposiciones,



dado que a veces contienen metales, aceites aromáticos, compuestos aromáticos policíclicos cancerígenos u otros materiales peligrosos, y también pueden ser pirofóricos.

9.8. COMBUSTIBLES.

Los principales productos combustibles son el gas de petróleo licuado, la gasolina, el queroseno, el combustible para motores de reacción, el gasóleo diésel, el gasóleo para calefacción y el fuel residual.

9.8.1. El gas de petróleo licuado (GLP), constituido por mezclas de hidrocarburos parafínicos y olefínicos, como el propano y el butano, se produce para utilizarlo como combustible, y se almacena y manipula en fase líquida a presión. El GPL tiene puntos de ebullición que van desde aproximadamente 74 °C hasta 38 °C, es incoloro y sus vapores son más pesados que el aire y extremadamente inflamables. Las cualidades importantes del GPL desde la perspectiva de la salud y seguridad en el trabajo, son la presión de vapor y el control de los contaminantes.

9.8.2. Gasolina, el producto más importante de las refinerías es la gasolina para motores, una mezcla de fracciones de hidrocarburos con puntos de ebullición relativamente bajos, incluida la gasolina reformada, de aquilato, nafta alifática (nafta ligera de destilación directa), nafta aromática (nafta de craqueo térmico y catalítico) y aditivos. Las mezclas de gasolina tienen puntos de ebullición que van desde temperaturas ambiente hasta unos 204 °C, y un punto de inflamación inferior a -40 °C. Las cualidades críticas de la gasolina son el índice de octano (cualidad antidetonante), la volatilidad (arranque y tapón de vapor) y la presión de vapor (control ambiental). Los aditivos se utilizan para mejorar el rendimiento de la gasolina y proporcionar protección frente a la oxidación y la corrosión. La gasolina empleada en aviación es un producto de alto índice de octano, una mezcla especialmente estudiada para ofrecer buen rendimiento a grandes altitudes.

9.8.3. El plomo tetraetílico (PTE) y el plomo tetrametílico (PTM), son aditivos de la gasolina que mejoran los índices de octano y las cualidades antidetonantes. En un esfuerzo por reducir la presencia de plomo en las emisiones de escape de los automóviles, estos aditivos ya no se utilizan de modo habitual, excepto en la gasolina empleada en aviación. Para mejorar las cualidades antidetonantes de la gasolina sin plomo y reducir las emisiones de monóxido de carbono, en lugar de PTE y PTM se utilizan etilbutiléter terciario (EBET), metilbutiléter terciario (MBET), amilmetiléter terciario (AMET) y otros compuestos oxigenados.

9.8.4. Combustible para motores de reacción y queroseno, es una mezcla de parafinas y naftenos, generalmente con menos de un 20 % de componentes aromáticos. Tiene un punto de inflamación superior a 38 °C y un intervalo de temperaturas de ebullición de 160 °C a 288 °C, y se utiliza para alumbrado, calefacción, disolventes y para mezclarlo con gasóleo diésel. El combustible para



motores de reacción es un destilado intermedio de queroseno cuyas cualidades críticas son el punto de congelación, el punto de inflamación y el punto de humo. El combustible comercial para motores de reacción tiene un rango de ebullición de aproximadamente 191°C a 274 °C, y el combustible para motores de reacción de uso militar, un rango de 55 °C a 288 °C.

9.8.5. Combustibles de destilación, los gasóleos diésel y los de calefacción doméstica son mezclas de color claro de parafinas, naftenos y componentes aromáticos, que a veces contienen cantidades moderadas de olefinas. Los combustibles de destilación tienen puntos de inflamación superiores a 60 °C y rangos de ebullición de 163 °C a 371 °C aproximadamente, y con frecuencia se someten a hidrodesulfuración para mejorar la estabilidad. Al ser combustibles, cuando se tratan emiten vapores que forman mezclas inflamables con el aire. Entre las cualidades idóneas de los combustibles de destilación están los puntos de inflamación y de goteo controlado, la combustión limpia, la ausencia de formación de depósitos en los tanques de almacenamiento y un índice de cetano de los gasóleos diésel adecuado para un buen arranque y una combustión satisfactoria.

9.8.6. Combustibles residuales, muchos barcos e instalaciones comerciales e industriales utilizan combustibles residuales o combinaciones de combustibles residuales y de destilación, para generación de energía y calor y para procesado. Los combustibles residuales son mezclas líquidas de color oscuro y alta viscosidad de moléculas grandes de hidrocarburos, con puntos de inflamación superiores a 121 °C y altos puntos de ebullición. Las especificaciones críticas de los combustibles residuales son la viscosidad y el bajo contenido de azufre para el control ambiental.

9.9. CARGAS PETROQUÍMICAS.

Muchos productos derivados del refino de crudos de petróleo, como el etileno, propileno y butadieno, son hidrocarburos olefínicos derivados de procesos de craqueo de refinerías, y están destinados a su utilización en la industria petroquímica como materias primas para la producción de plásticos, amoníaco, caucho sintético, glicol, etc.

9.10. DISOLVENTES DERIVADOS DEL PETRÓLEO.

Varios compuestos puros, entre ellos el benceno, el tolueno, el xileno, el hexano y el heptano, cuyos puntos de ebullición y composición en cuanto a hidrocarburos están estrictamente controlados, se obtienen para utilizarlos como disolventes. Los disolventes se clasifican en aromáticos y no aromáticos, según su composición. Su empleo como diluyentes de pintura, líquidos de limpieza en seco, desengrasantes, disolventes industriales y de plaguicidas, etc., suele estar determinado por su punto de inflamación, que varía desde bastante menos de -18 °C hasta más de 60 °C.



Los riesgos asociados con los disolventes son semejantes a los de los combustibles, ya que los disolventes con un punto de inflamación más bajo son inflamables, y sus vapores, cuando se mezclan con aire que está dentro del rango de inflamabilidad, pueden entrar en ignición. Por lo común, los disolventes aromáticos tienen mayor toxicidad que los no aromáticos.

9.11. ACEITES DE PROCESO.

Los aceites de proceso comprenden el rango de alto punto de ebullición, los productos de destilación directa atmosférica o al vacío, y los que se obtienen por craqueo térmico o catalítico. Se trata de mezclas complejas que contienen grandes moléculas de hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos con más de 15 átomos de carbono, se utilizan como cargas para craqueo o fabricación de lubricantes. Los aceites de proceso tienen viscosidades bastante altas, puntos de ebullición comprendidos entre 260 °C y 538 °C y puntos de inflamación superiores a 121 °C. Los aceites de proceso son irritantes para la piel y contienen compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno. Debe evitarse la inhalación de vapores y nieblas, y la exposición cutánea debe controlarse con medios de protección personal y buenas prácticas higiénicas.

9.12. LUBRICANTES Y GRASAS.

Los aceites lubricantes básicos se obtienen mediante procesos de refinado especiales de acuerdo con requisitos específicos de los clientes. Son mezclas de color claro a intermedio, baja volatilidad, y viscosidad entre intermedia y alta, de aceites parafínicos, nafténicos y aromáticos, con rangos de ebullición entre 371 °C y 538 °C.

Con los aceites lubricantes base se mezclan aditivos como desemulsificantes, antioxidantes y elementos que mejoran de la viscosidad a fin de proporcionarles las características exigidas a los aceites de motor, aceites hidráulicos y para turbinas, grasas industriales, lubricantes, aceites para engranajes y aceites de corte. La cualidad más crítica de un aceite lubricante base es un alto índice de viscosidad, lo que, a temperaturas variables, proporciona menores cambios en viscosidad. Tal característica la tiene el petróleo crudo utilizado como carga o se consigue por medio de aditivos que mejoren el índice de viscosidad. Se añaden detergentes para mantener en suspensión cualquier lodo formado durante el uso del aceite.

Las grasas son mezclas de aceites lubricantes y jabones metálicos, a los que se añaden materiales de función específica, como amianto, grafito, molibdeno, siliconas y talco para proporcionar aislamiento o lubricidad. Los aceites de corte y los aceites de transformación de metales son aceites lubricantes con aditivos especiales, como cloro, azufre y ácidos grasos, que reaccionan bajo la acción del calor, proporcionando así lubricación y protección a las herramientas de corte. A los aceites de corte solubles en agua se les añaden emulsificantes y agentes antibacterianos.



Aunque los aceites lubricantes no son irritantes por sí mismos y tienen baja toxicidad, los aditivos presenta ciertos riesgos. Los usuarios deben consultar los datos de seguridad de los materiales que figuran en la información facilitada por el proveedor, para determinar los riesgos de ciertos aditivos, lubricantes, aceites de corte y grasas específicos. El principal riesgo de los lubricantes es la dermatitis, que normalmente se controla con equipos de protección personal y unas prácticas higiénicas adecuadas. De forma aislada, en algunos trabajadores aparece sensibilidad a los aceites de corte o lubricantes, lo que hará necesario asignarles a un puesto de trabajo en que no pueda producirse el contacto. Existe cierta preocupación por la exposición cancerígena a vapores de aceites de corte y aceites ligeros para husillos, de base nafténica, que se controla mediante sustitución, medidas de control técnico o protección personal. Los riesgos de exposición a la grasa son similares a los del aceite lubricante, con los riesgos añadidos que presentan los materiales o aditivos de las grasas.

9.13. PRODUCTOS ESPECIALES.

La cera se utiliza para proteger productos alimenticios, en revestimientos, como ingrediente de otros productos, cosméticos y cremas limpiadoras de calzado, y para velas.

El azufre se produce como resultado del refinado del petróleo. Se almacena unas veces en fase líquida, calentado y fundido, en depósitos cerrados, y otras en fase sólida, en recipientes o a la intemperie.

El coque es carbono casi puro y tiene diversos usos, desde electrodos hasta pastillas combustibles para barbacoas, dependiendo de sus características físicas, que son resultado del proceso de coquización.

El asfalto, que se utiliza principalmente para pavimentar carreteras y fabricar materiales para cubiertas y tejados, debe ser inerte a la mayoría de las sustancias químicas y condiciones meteorológicas.

Las ceras y asfaltos son sólidos a temperatura ambiente, si bien para su almacenamiento, manipulación y transporte se requieren temperaturas más elevadas, con el consiguiente riesgo de que se produzcan quemaduras. La cera de petróleo está tan refinada que, por lo común, no presenta ningún riesgo. El contacto de la piel con la cera puede causar taponamiento de los poros, que se controla con las prácticas higiénicas adecuadas. Para evitar la exposición al ácido sulfhídrico al abrir depósitos de asfalto y de azufre fundido basta con utilizar medidas adecuadas de control técnico o protección respiratoria. El azufre es también fácilmente inflamable a temperaturas elevadas.



10. DESTILACIÓN PETRÓLEO.



La destilación es la operación fundamental para el refinado del petróleo. Su objetivo es conseguir, mediante calor, separar los diversos componentes del crudo. Cuando el crudo llega a la refinería es sometido a un proceso denominado “destilación fraccionada”.

El petróleo crudo calentado se separa físicamente en distintas fracciones de destilación directa, diferenciadas por puntos de ebullición específicos y clasificados, por orden decreciente de volatilidad, en gases, destilados ligeros, destilados intermedios, gasóleos y residuo.

Existen varios sistemas de destilación.

10.1. DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA.

En¹⁰ las torres de destilación atmosférica, el crudo desalinizado se precalienta utilizando calor recuperado del proceso. Después pasa a un calentador de carga de crudo de caldeo directo, y desde allí a la columna de destilación vertical, justo por encima del fondo, a presiones ligeramente superiores a la atmosférica y a temperaturas comprendidas entre 343 °C y 371 °C, para evitar el craqueo térmico que se produciría a temperaturas superiores. Las fracciones ligeras “de bajo punto de ebullición” se difunden en la parte superior de la torre, de donde son extraídas continuamente y enviadas a otras unidades para su ulterior proceso, tratamiento, mezcla y distribución.

Las fracciones con los puntos de ebullición más bajos, el gas combustible y la nafta ligera, se extraen de la parte superior de la torre por una tubería en forma de vapores. La nafta, o gasolina de destilación directa, se toma de la sección superior de la torre como corriente de productos de evaporación. Tales productos se utilizan como cargas petroquímicas y de reforma, material para mezclas de gasolina, disolventes y GPL.

Las fracciones del rango de ebullición intermedio, gasóleo, nafta pesada y destilados, se extraen de la sección intermedia de la torre como corrientes laterales y se envían a las operaciones de acabado para su empleo como queroseno, gasóleo diésel, fuel, combustible para aviones de reacción, material de craqueo catalítico y productos para mezclas. Algunas de estas fracciones líquidas se separan de sus residuos ligeros, que se devuelven a la torre como corrientes de reflujo descendentes.

Las fracciones pesadas, de alto punto de ebullición denominadas residuos o crudo reducido, que se condensan o permanecen en el fondo de la torre, se utilizan como fuel, para fabricar betún o como carga de craqueo, o bien se conducen a un calentador y a la torre de destilación al vacío para su fraccionamiento.

¹⁰ <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
http://www.petronor.com/web/es/refineria/asi_funciona.aspx
http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/presentacion/hitos-2008/mayor-inversion-de-la-historia.aspx



10.2. DESTILACIÓN AL VACÍO.

Las torres de destilación al vacío proporcionan la presión reducida necesaria para evitar el craqueo térmico al destilar el residuo, o crudo reducido, que llega de la torre atmosférica a mayores temperaturas. Los diseños internos de algunas torres de vacío se diferencian de los de las torres atmosféricas en que en lugar de platos se utiliza relleno al azar y pastillas separadoras de partículas aéreas. A veces se emplean también torres de mayor diámetro para reducir las velocidades. Una torre de vacío ordinaria de primera fase produce gasóleos, material base para aceites lubricantes y residuos pesados para desasfaltación de propano. Una torre de segunda fase, que trabaja con un nivel menor de vacío, destila el excedente de residuo de la torre atmosférica que no se utiliza para procesamiento de lubricantes, y el residuo sobrante de la primera torre de vacío no utilizado para la desasfaltación.

Por lo común, las torres de vacío se usan para separar productos de craqueo catalítico del residuo sobrante. Asimismo, los residuos de las torres de vacío pueden enviarse a un coquificador, utilizarse como material para lubricantes o asfalto, o desulfurarse y mezclarse para obtener fuel bajo en azufre.

10.3. COLUMNAS DE DESTILACIÓN.

En las refinerías hay muchas otras torres de destilación más pequeñas, denominadas columnas, diseñadas para separar productos específicos y exclusivos, las cuales trabajan según los mismos principios que las torres atmosféricas. Por ejemplo, un despropanizador es una columna pequeña diseñada para separar el propano del isobutano y otros componentes más pesados. Para separar el etilbenceno y el xileno se utiliza otra columna más grande. Unas torres pequeñas de “burbujeo”, llamadas torres rectificadoras, utilizan vapor para eliminar vestigios de productos ligeros “gasolina” de corrientes de productos más pesados.

Las temperaturas, presiones y reflujo de control deben mantenerse dentro de los parámetros operacionales para evitar que se produzca craqueo térmico dentro de las torres de destilación. Se utilizan sistemas de descarga dado que pueden producirse desviaciones de presión, temperatura o niveles de líquidos si fallan los dispositivos de control automático. Se vigilan las operaciones para evitar la entrada de crudo en la carga de la unidad de reforma. Los crudos utilizados como materia prima contienen a veces cantidades apreciables de agua en suspensión que se separa al principio del proceso y que, junto con el agua procedente de la purga de vapor que queda en la torre, se deposita en el fondo de ésta. Es posible que esta agua se caliente hasta alcanzar el punto de ebullición, originando una explosión por vaporización instantánea al entrar en contacto con el aceite de la unidad.

El intercambiador de precalentamiento, el horno de precalentamiento, el intercambiador de calor de residuos, la torre atmosférica, el horno de vacío, la torre de vacío y la sección superior de evaporación sufren corrosión por efecto del ácido



clorhídrico (HCl), el ácido sulfhídrico (H₂S), el agua, los compuestos de azufre y los ácidos orgánicos. Cuando se procesan crudos sulfurosos es posible que la corrosión sea intensa tanto en las torres atmosféricas como en las de vacío si la temperatura de las partes metálicas excede de 232 °C, y en los tubos de los hornos. El (H₂S) húmedo también produce grietas en el acero. Al procesar crudos con alto contenido de nitrógeno se forman, en los gases de combustión de los hornos, óxidos de nitrógeno, que son corrosivos para el acero cuando se enfrían a bajas temperaturas en presencia de agua.

Se utilizan productos químicos para controlar la corrosión por ácido clorhídrico producida en las unidades de destilación.

Puede inyectarse amoníaco en la corriente de la sección superior antes de la condensación inicial, y/o inyectarse con mucho cuidado una solución alcalina en la alimentación de petróleo crudo caliente. Si no se inyecta suficiente agua de lavado, se forman depósitos de cloruro de amonio y se produce una intensa corrosión.

La destilación atmosférica y al vacío son procesos cerrados, por lo que las exposiciones son mínimas. Cuando se procesan crudos agrios “con alto contenido de azufre”, se produce exposición al ácido sulfhídrico en el intercambiador y el horno de precalentamiento, la zona de destilación instantánea y el sistema de evaporación superior de la torre, el horno y la torre de vacío, y el intercambiador de calor de residuos. Todos los crudos de petróleo y los productos de destilación contienen compuestos aromáticos de alto punto de ebullición, como los HAP cancerígenos.

La exposición de corta duración a altas concentraciones de vapor de nafta causa cefaleas, náuseas y mareos, y la de larga duración, pérdida del conocimiento. Las naftas aromáticas contienen benceno, por lo que debe limitarse la exposición a las mismas. Es posible que los productos de evaporación del deshexanizador contengan grandes cantidades de hexano normal que afecten al sistema nervioso. En el intercambiador de precalentamiento, en zonas superiores de la torre y en productos de evaporación a veces hay cloruro de hidrógeno. El agua residual contiene a veces sulfuros hidrosolubles en altas concentraciones y otros compuestos hidrosolubles, como amoníaco, cloruros, fenol y mercaptano, dependiendo del crudo de partida y de los productos químicos de tratamiento.

10.4. CONVERSIÓN DEL PETRÓLEO.

Para hacer más rentable el proceso de refinado y adecuar la producción a la demanda, es necesario transformar los productos utilizando técnicas de conversión. Los principales procedimientos de conversión son el “cracking” y el “reformado”.

Los procedimientos de “cracking” o craqueo consisten en una ruptura molecular y los convierte en productos más valiosos, hidrocarburos gaseosos, materiales para mezclas de gasolina, gasóleo y fuel. Durante el proceso, algunas de las moléculas se combinan



para formar moléculas mayores “polimerizan”, se pueden realizar, en general, con dos técnicas:

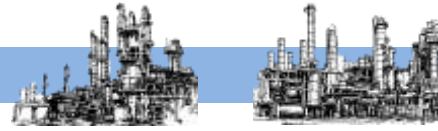
10.4.1. El craqueo térmico: rompe las moléculas mediante calor, Los procesos de craqueo térmico, desarrollados en 1913, se basan en la destilación por calor de combustibles y aceites pesados, bajo presión, en grandes tambores, hasta que se rompen, “dividen”, en moléculas más pequeñas con mejores cualidades antidetonantes. El primer método, que producía grandes cantidades de coque sólido, sin valor, ha evolucionado hasta los modernos procesos de craqueo térmico, entre los que se cuentan la ruptura de la viscosidad, el craqueo en fase de vapor y la coquización.

10.4.2. El craqueo catalítico: realiza la misma operación mediante un catalizador, que es una sustancia que causa cambios químicos sin que ella misma sufra modificaciones en el proceso. El craqueo catalítico descompone los hidrocarburos complejos en moléculas más simples para aumentar la calidad y cantidad de otros productos más ligeros y valiosos para este fin y reducir la cantidad de residuos. Los hidrocarburos pesados se exponen, a alta temperatura y baja presión, a catalizadores que favorecen las reacciones químicas. Este proceso reorganiza la estructura molecular, convirtiendo las cargas de hidrocarburos pesados en fracciones más ligeras, como queroseno, gasolina, GPL, gasóleo para calefacción y cargas petroquímicas

Las técnicas de conversión también se pueden aplicar a componentes más ligeros. Este es el caso del “reformado”. Gracias a este proceso, la nafta puede convertirse en presencia de platino, que actúa como catalizador, en componentes de alta calidad para las gasolinas.

La reforma catalítica y la isomerización son procesos que reorganizan las moléculas de hidrocarburos para obtener productos con diferentes características. Después del craqueo algunas corrientes de gasolina, aunque tienen el tamaño molecular correcto, requieren un proceso para mejorar su rendimiento, por ser deficitarias en algunas cualidades, como el índice de octano o el contenido de azufre. La reforma de hidrógeno, “al vapor” produce hidrógeno adicional para utilizarlo en el proceso de hidrogenación.

Como resultado de la conversión se crean varias moléculas de hidrocarburos que no suelen encontrarse en el petróleo crudo, aunque son importantes para el proceso de refino.



11. TRATAMIENTO DEL PETRÓLEO.



En general,¹¹ los productos obtenidos en los procesos anteriores no se pueden considerar productos finales. Antes de su comercialización deben ser sometidos a diferentes tratamientos para eliminar o transformar los compuestos no deseados que llevan consigo. Estos compuestos son, principalmente, derivados del azufre.

Con este último proceso, las refinerías obtienen productos que cumplen con las normas y especificaciones del mercado. El proceso de craqueo catalítico, antes mencionado, permite la producción de muchos hidrocarburos diferentes que luego pueden recombinarse mediante la alquilación, la isomerización o reformación catalítica para fabricar productos químicos y combustibles de elevado octanaje para motores especializados.

La fabricación de estos productos ha dado origen a una gigantesca industria petroquímica que produce alcoholes, detergentes, caucho sintético, glicerina, fertilizantes, azufre, disolventes, materias primas para fabricar medicinas, nailon, plásticos, pinturas, poliésteres, aditivos y complementos alimenticios, explosivos, tintes y materiales aislantes, así como otros componentes para la producción de abonos. La planta de tratamiento más usual es:

- **MTBE “metilbutileter terciario”**: para mejorar la calidad de la gasolina, alquilación, para reducir los derivados de plomo, e isomerización, para obtener productos de alto índice de octano que son utilizados para las gasolinas.

En el proceso de producción de petróleo, ocurre la producción de determinadas cantidades de agua, que dependen de las características del depósito en donde los líquidos son producidos, la edad de los pozos productores y los métodos de recuperación aplicados.

Las desventajas de la presencia de agua en la producción de petróleo son:

- ✓ El tamaño excesivo de las instalaciones de recogida, almacenamiento y transferencia de la mezcla de aceite y agua durante la etapa de producción y transporte.
- ✓ En la fase de refinación la presencia de cloruro de calcio y de magnesio disueltos en el agua que causan, bajo la acción del calor, la generación de ácido clorhídrico que afecta a las torres de destilación y la presencia de sales de sodio que reducen la vida útil de los catalizadores, lo que lleva a combustibles de baja calidad.

¹¹ <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
http://www.petronor.com/web/es/refineria/asi_funciona.aspx
http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/presentacion/hitos-2008/mayor-inversion-de-la-historia.aspx



11.1. TRATAMIENTO TERMOQUÍMICO.

Que rompe la emulsión a través de calor entre 45-60 ° C, la aplicación de alta tensión del campo eléctrico que provoca la deformación de las órbitas electrónicas alrededor del núcleo de las gotas de agua, la aplicación de desemulsificante como copolímeros de óxido de etileno y óxido de propileno.

Estos métodos permiten romper la película que rodea las gotitas de agua, promover la fusión y la posterior sedimentación gravitacional.

11.2. TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA.

El agua proveniente de los separadores de aceite/gas/agua, y de los separadores de aceite/agua, se envía a la columna de desgasificación que elimina una pequeña cantidad de gas todavía presente en el líquido.

Después de esta etapa de la separación de petróleo y agua mediante la introducción del fluido a presión en el hidrociclón, debido a la diferencia de diámetro del hidrociclón entre sus extremidades, el flujo del fluido se acelera y la fuerza centrífuga creada por el equipo lleva fuera el agua de un extremo y da salida al petróleo por el extremo opuesto.

En el tubo de drenaje, “caso de plataformas marítimas”, la resolución de la columna promueve un mayor tiempo de permanencia del líquido en el equipo para separar el aceite restante proveniente de los hidrociclones.

El agua de los efluentes, en los campos marítimos, es lanzada al mar después de reducir su contenido de hidrocarburos a los niveles exigidos por la legislación y campos terrestres para la inyección de agua, siempre y cuando no causen problemas al depósito.

11.3. ALMACENAMIENTO DEL PETRÓLEO.

La industria del petróleo como la del gas, está sometida a riesgos de toda especie, cuyo origen puede ser debido a deficiencias técnicas, como las averías de las máquinas en las refinerías, a bordo de los buques o en los oleoductos, a causas naturales imprevisibles, como la incertidumbre en la prospección de los yacimientos, las tormentas en el mar y en la tierra o los incendios, y también a problemas políticos, económicos y comerciales, como las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores.

Tras la crisis de 1973 “segunda guerra árabe-israelí”, que provocó el racionamiento de la gasolina en algunos países de Europa Occidental, un gran número de estos países aprobaron normas legales para regular la existencia de reservas estratégicas de petróleo.

De esta forma, en algunos países las compañías petroleras están obligadas a poseer en todo momento una cantidad de producto que garantice el consumo del mercado interno durante un tiempo mínimo determinado. El stock debe encontrarse en todos los



tramos para evitar cortes y la reserva mínima exigida en condiciones normales normalmente debe superar los 90 días.

Podemos considerar el crudo y su almacenamiento en varias etapas.

11.4. ALMACENAMIENTO DEL CRUDO.

Una refinería no se abastece normalmente directamente a partir del yacimiento de petróleo, dado que en entre uno y otro punto suele producirse un transporte intermedio por buque cisterna, “petroleros”, o por oleoducto. Por ello, el crudo, “petróleo bruto”, se almacena tanto en el punto de embarque como en el del desembarque.

11.4.1. Almacenamiento en la refinería: las refinerías disponen de numerosos depósitos al comienzo y al final de cada unidad de proceso para absorber las paradas de mantenimiento y los tratamientos alternativos y sucesivos de materias primas diferentes. Asimismo, para almacenar las bases componentes de otros productos terminados que se obtienen a continuación por mezcla, y para disponer de una reserva de trabajo suficiente con el fin de hacer frente a los pedidos y cargamentos de materia prima que les llegan.

11.4.2. Almacenamiento de distribución: solamente una pequeña parte de los consumidores puede ser abastecida directamente, es decir por un medio de transporte que una de forma directa al usuario con la refinería. Por este motivo, es más eficaz y económico construir un depósito-pulmón terminal de distribución, surtido masivamente por el medio de transporte que viene de la refinería, ya sean oleoductos de productos terminados, buques para depósitos costeros, barcazas fluviales, vagones cisterna o camiones cisterna. Estos depósitos suelen estar ubicados cerca de los grandes centros de consumo, ciudades, polígonos industriales, etc. Desde estos depósitos, salen camiones de distribución que llevan el producto al consumidor final.



12. LOS GASES DEL PETRÓLEO.



El gas¹² que salía de los depósitos de petróleo antiguamente se quemaba y ocasionalmente se aprovechaba en las cercanías de las zonas petrolíferas.

La dificultad de envasarlo o conducirlo hacía que fuera más fácil y rentable su quemado que no su conducción y almacenaje.

Pero el gran poder calorífico de este, así como el adelanto en la tecnología, ha propiciado un gran aumento en su aprovechamiento, el gas que sale al extraer el petróleo es gratuito pero es un derroche no aprovecharlo.

Así de este modo conocemos con el termino gas natural a las mezclas de gases combustibles, hidrocarburos o no que se encuentra en el subsuelo, y frecuentemente se hallan asociados con el petróleo líquido ya que se suelen encontrar juntos al perforar un pozo petrolífero y este sale al ser menos denso que el petróleo al exterior fácilmente haciendo surgir cantidades de petróleo y ayudando a su extracción.

El principal constituyente del gas natural es siempre el metano, que representa habitualmente entre el 75% y el 95% del volumen total de la mezcla, razón por la cual se suele llamar metano al gas natural. Los otros hidrocarburos gaseosos que suelen estar presentes, etano, butano y propano, aparecen siempre en proporciones menores.

Los gases han empezado a usarse como combustibles desde la mitad del siglo XIX. Sin embargo, apenas se utilizaba en la industria debido a la abundancia de combustibles sólidos y líquidos disponibles y a la dificultad que presentaba el transporte y almacenamiento de los combustibles gaseosos.

La solución al problema de transporte y almacenamiento llegó a poner a punto unas técnicas destinadas a la licuefacción de los gases y procedimientos para producir y soldar tuberías capaces de resistir altas presiones.

En la licuefacción, el gas natural se somete a unas temperaturas muy bajas, próximas a 160°C bajo cero, a las cuales el gas se comprime hasta transformarse en líquido. En este estado se introduce en grandes depósitos de forma esférica capaces de soportar la alta presión que se origina cuando el gas vuelve a su temperatura ambiente.

El problema del transporte queda resuelto mediante la creación de la cadena del gas natural licuado (GNL). De forma esquemática, la cadena del (GNL) consta de las siguientes fases:

¹² <http://desarrolloyenergia.blogspot.com.es/2011/02/petroleo-energia-y-materia-prima-para.html>
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo2.shtml>
http://www.petronor.com/web/es/refineria/asi_funciona.aspx
http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/presentacion/hitos-2008/mayor-inversion-de-la-historia.aspx



- ✓ Transporte del gas desde los yacimientos hasta la costa, por medio del gasoducto.
- ✓ Licuación del gas natural.
- ✓ Transporte marítimo del GNL en buques metaneros.
- ✓ Recepción del GNL en las instalaciones portuarias del país importador y regasificación inmediata, seguida de distribución comercial por tubería.

El gas es un combustible de alto poder combustible, con un gran poder calorífico y de escasa contaminación, además de ser posiblemente el combustible más limpio.

Como materia prima el gas es la más adecuada para la fabricación de amoníaco, producto base de toda la industria de abonos nitrogenados y también del metanol, producto que se utiliza en la fabricación de plásticos y proteínas sintéticas. A partir del gas natural se obtienen materias primas de base en la industria petroquímica, etileno, butadieno y propileno.



PARTE 2: LA REFINERÍA. CONOCIMIENTOS Y GENERALIDADES.



13. INTRODUCCIÓN.



En el¹³ mundo, los EE.UU. de América, es el país que marca la pauta en cuanto a todo lo concerniente al proceso o refino del petróleo ya que es considerado el país origen de la tecnología del petróleo, por ello, es el inglés el idioma común a todos los técnicos relacionados en un modo u otro con las plantas de proceso o refino, incluso plantas químicas, farmacéuticas o nucleares. Además de ser válido para el idioma lo es también para la normativa.

Todo técnico cualificado o personal indirecto que quiera introducirse en este mundo, deberá familiarizarse con el término “Piping design”, traducido como diseño de tuberías, si bien para llegar a ese nivel, será necesario iniciarse en el conocimiento, a nivel descriptivo, de los distintos elementos y equipos que forman las instalaciones de tuberías, paralelamente al aprendizaje de las técnicas propias de la representación Isométrica y del dibujo de los “Layouts”, o planos de tuberías en planta a través de trazados muy simples.

Aproximadamente el 40% de las horas consumidas en la relación del proyecto se dedican a las tuberías y todo lo concerniente a las mismas o lo que conocemos como “Piping design”, y es necesario obtener conocimientos sobre códigos, normas y unidades empleados en este sector para poder realizar el diseño de dichas plantas.

Como plato principal, tenemos dos tipos de sistemas de tuberías en las plantas industriales:

- **Líneas de proceso:** las cuales conducen los materiales que forman parte del producto final.
- **Líneas de servicio:** estas transportan los fluidos adecuados en las condiciones precisas para la fabricación de cada uno de los productos del proceso. Se realizan en las condiciones de presión y/o temperatura adecuadas, o para dotar al producto final de la energía y/o movimiento preciso.

13.1. CODIGOS Y NORMAS.

Mencionado ya que es EE.UU. quien marca la pauta en lo concerniente al refino de petróleo, en la industria española ha habido gran influencia de las Normas DIN, aunque actualmente la industria norteamericana ha impuesto sus Códigos y Normas en la industria química, petroquímica, nuclear, farmacéutica, etc., haciendo obligada la aplicación de esas Normas.

En España disponemos de las siguientes normas:

- ✓ Reglamento de instalaciones petrolíferas (RD 2085/94).
- ✓ ITC.MI-IP-01 Refinerías.
- ✓ ITC.MI-IP-02 Parques de Almacenamiento (RD 1562/98).
- ✓ ITC.MI-IP-03 Instalaciones petrolíferas para uso propio (RD 1427/97).
- ✓ ITC.MI-IP-04 Instalaciones fijas para distribución al por menos de carburantes, etc.

Todas ellas hacen referencia a las normas UNE, que son publicadas por AENOR.

¹³Curso Básico 2006, Curso de tuberías para plantas de proceso, Técnicas Reunidas, autor: Jesús Escobar García.



- ✓ Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos (RD 379/2001).
- ✓ Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales (RD 789/2001).
- ✓ Reglamento de Recipientes a Presión (1979 y 1990).

Debemos familiarizarnos con términos de uso genérico y cotidiano como "schedule" el cual, en función del diámetro, determina el espesor de las tuberías.

ANSI, (*American National Standard Institute*), define los siguientes números de "Schedule" o programas de fabricación: 10, 20, 30, 40, 60, 80, 100, 120, 140 y 160mm. de espesor definidos, empleados en la fabricación de tuberías de acero al carbono aleado. Para las tuberías de acero inoxidable, los "schedules" o espesores correspondientes son 5S, 10S, 40S y 80S.

ASME, (*American Society of Mechanical Engineers*), facilita la descripción de un componente mecánico en concreto, con indicación de las características a que debe responder el material con el que está construido a través de sus definiciones de peso.

- **Standard "STD"** (Standard Weight), equivalente al Schedule 40 para una gran parte de los diámetros.
- **Extra fuerte "XS"** (Extra-Strong), equivalente al Schedule 80 para numerosos diámetros.
- **Doble Extra Fuerte "XXS"** (Double-Extra-Strong), equivalente al Schedule 160 para algunos diámetros.

ASTM, (*American Society for Testing and Materials*), bajo esta norma suelen ir descritos cada uno de los materiales, con indicación del proceso de fabricación, composición química, propiedades físicas y procedimientos de pruebas a las que deben ser sometidos a través de sus definiciones de peso de los siguientes espesores:

- **Standard "STD"** (Standard Weight), semejante a la misma denominación ASME, y equivalente al Schedule 40 para una gran parte de los diámetros.
- **Extra pesado "XE"** (Extra-Heavy).
- **Doble Extra Pesado "XXE"** (Double-Extra-Heavy).

USAS, (*United States of America Standard*), define dimensiones y características de los accesorios de las tuberías.

API, (*American Petroleum Institute*), cuando en ocasiones las dimensiones y características de las tuberías, pueden ser definidas mediante sus normas **5L** y **5LX**, estas dimensiones de fabricación no incluyen referencias explícitas entre tamaño y espesores.

Básicamente tenemos dos métodos de proceso de fabricación definidos:

- **Con soldadura longitudinal** (straight-seam-welded).
- **Sin costuras** (seamless).

La Unión Europea está armonizando actualmente las Normas de los diferentes Estados mediante la emisión de los Euro códigos, que serán la base de la Normativa Europea.



13.2. SISTEMAS DE UNIDADES.

Como¹⁴ sistema principal tenemos el sistema Anglo-Americano además del sistema métrico y su derivado internacional como habitual.

La Ley de Pesas y Medidas del 8 de julio de 1892 adopta oficialmente para España este sistema de medidas, desde entonces se han venido utilizando las distintas unidades según el uso habitual de cada rama de la técnica y de la ciencia, mezclando unidades para las magnitudes habituales, que no responden a un mismo sistema. Para intentar usar en todos los países un mismo sistema de unidades, en 1960 la Conferencia General de Pesas y Medidas (París), reunió a 42 países, entre ellos España, los cuales decidieron adoptar un nuevo sistema de unidades, llamado Sistema Internacional (S.I.), que no fue asumido por EE.UU. y otros países, dicho sistema se ha hecho obligatorio en España por la Ley 88/67, del 8-11-67, y Decretos 1.257/74 y 18.464/74, que ha provocado la coexistencia de 2 sistemas de unidades, el Internacional y el Angloamericano. Esta Ley señala seis unidades fundamentales y dos suplementarias.

Unidades básicas.

Magnitud	Nombre	Símbolo
Longitud	metro	m
Masa	kilogramo	kg
Tiempo	segundo	s
Intensidad de corriente eléctrica	ampere	A
Temperatura termodinámica	kelvin	K
Cantidad de sustancia	mol	mol
Intensidad luminosa	candela	cd

¹⁴ Curso Básico 2006, Curso de tuberías para plantas de proceso, Técnicas Reunidas, autor: Jesús Escobar García. SISTEMAS DE UNIDADES.



14. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS Y ACCESORIOS.



Para¹⁵ planos e isométricas en sistemas de tuberías emplearemos con frecuencia los siguientes elementos y accesorios:

- ✓ Tuberías de acero así como productos tubulares.
- ✓ Métodos de unión para tuberías como juntas, tornillos y/o pernos, bridas, etc.
- ✓ Accesorios para los cambios de dirección como codos, té, manguitos, etc.
- ✓ Accesorios para picajes y conexiones como “thredolests”, “socklets” etc.
- ✓ Válvulas de diversos tipos y distintas funciones.
- ✓ Filtros y purgadores o trampas de vapor.
- ✓ Figuras en “8” y juntas de expansión.



Diferentes accesorios e instrumentos.

14.1. TUBERÍAS DE ACERO ASÍ COMO PRODUCTOS TUBULARES.

Clasificados básicamente en dos grupos:

- **Tubos:** cuando se trata de diámetros menores de 1/8” (10mm) y generalmente empleados en la construcción de intercambiadores de calor, líneas de instrumentación y pequeñas interconexiones en compresores, calderas y refrigeradores entre otros. Vienen especificados por su diámetro exterior y el espesor de su pared expresado en “BWG” (Birmingham wire gage) o bien el decimales de pulgada. Generalmente no se emplean en isométricas de proceso aunque pueden ser empleados en casos excepcionales.
- **Tuberías:** también llamadas “pipes”, siendo estas las que conocemos empleadas en muchos sectores, desde plantas de proceso, pasando por edificación y obra civil entre sus muchas aplicaciones. Su procedimiento de fabricación varía según el sector en el que se vaya a utilizar pero entre los más empleados destacaremos los siguientes:
 - ✓ Soldado por resistencia en negro para vapor de baja o para agua potable.
 - ✓ Sin soldadura (estirada en frío) empleada habitualmente en petroquímica.

¹⁵ Curso Básico 2006, Curso de tuberías para plantas de proceso, Técnicas Reunidas, autor: Jesús Escobar García. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES.

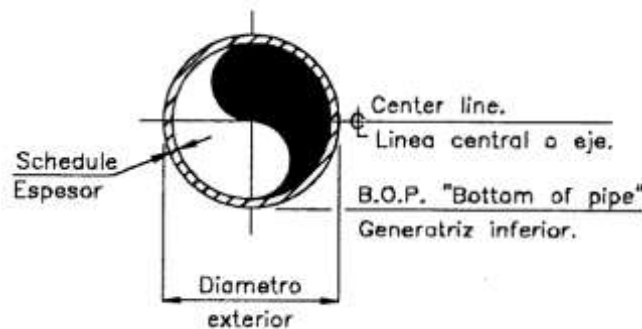


- ✓ Extruido utilizado para estructuras.
- ✓ Soldado helicoidalmente, para tubería de gran diámetro, utilizada en oleoductos y gasoductos.
- ✓ Fundición dúctil usada como tubería enterrada para agua potable, o aguas residuales.

Aclarar que en función del sector donde vaya a ser empleado cualquier tipo de tubería, cada uno de estos sectores tiene una nomenclatura específica siendo tal que, para trabajar con fundición o plásticos, los técnicos del sector se refieren a ellas con el término de (tubos), en cambio, los que trabajan con acero se refieren a ellas con el término (pipes). Dentro del sector petroquímico se emplea el término "piping" para los sistemas de tuberías y "tubing" para los sistemas de tubos de instrumentación.

14.2. DIMENSIONES DE LAS TUBERIAS.

El tamaño de las tuberías viene representado por su diámetro nominal que generalmente viene expresado en pulgadas. Como norma general, los distintos tipos de accesorios y bridas vendrán designados por su tamaño nominal coincidiendo este con el mismo que el de los tubos que vayan a usarse. Este número es aproximado respecto a las dimensiones reales de los elementos en sistemas de tuberías.



Datos representativos de la tubería.

Tenemos dos tipos genéricos de nomenclatura para definir los tamaños de tuberías:

- **"NPS "** (*nominal pipe size*), que se expresa en pulgadas, las normas ANSI B36.10 y ANSI B36.19 tiene tabulados diámetros, desde 1/8" hasta 44", pero se llega hasta las 70".
- **"DN"** (*tamaño o diámetro nominal*) que se expresa en mm. desde los 15 mm. 1/2", hasta los 1.100 mm. 44". Se ha aceptado internacionalmente el símbolo **DN** para la designación de un tamaño que es común a todos los componentes de un sistema de tuberías.

A efectos prácticos, el diámetro nominal solo sirve para denominar a la tubería ya que como puede apreciarse en las tablas de características de las tuberías, hasta el diámetro 12", los diámetros exteriores son mayores que el nominal además, en estas



tablas podemos ver que tampoco coincide el diámetro interior con el tamaño nominal, ya que este último varía su dimensión en función de espesor que posea el tubo.

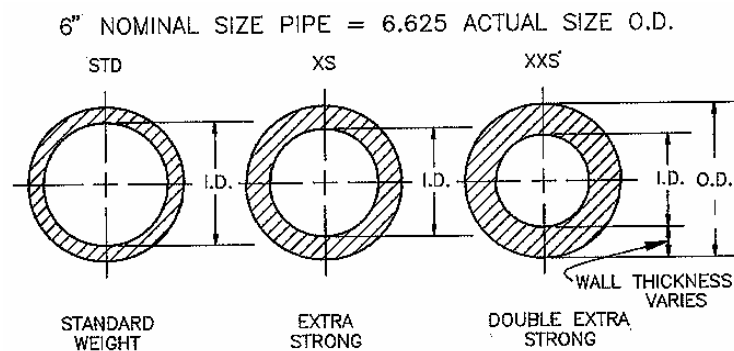
Podemos agrupar los materiales empleados en las tuberías del siguiente modo:

- ✓ Acero al carbono.
- ✓ Acero aleado.
- ✓ Acero inoxidable.
- ✓ Aleaciones de níquel como el Monel, Hastelloy e Inconel.

Los diámetros 1/8", 1/4", 3/8" y 1/2" pulgada, son empleados en las líneas de instrumentación o conexiones a equipos, además, el diámetro 1/2" pulgada, también es empleado en el "trazado" o acompañamiento de vapor (steam tracing).

Por otro lado, debemos evitar los diámetros 1-1/4", 2-1/2" y 3-1/2" pulgadas aun siendo necesarios en raras ocasiones para conexiones a algún equipo, una vez realizada la conexión a equipo con cualquiera de estas medidas, se recomienda incrementar la tubería a una medida nominal de uso normal. A partir del diámetro 5" pulgadas, los diámetros siguientes, correspondientes a números impares no se fabrican y, por encima de las 24", tampoco son fabricadas todas las numeraciones pares. En todas las medidas por debajo de las 12", los diámetros exteriores son mayores que el diámetro nominal, a partir de 14" ésta incluida, el diámetro exterior coincide con el nominal.

Además de indicar el diámetro de las tuberías, es necesario indicar su espesor ya que el diámetro exterior permanece constante variando el interior como se indica en el siguiente dibujo:



Espesores para un mismo diámetro de tubería.

Existen varias formas para indicar los espesores de las tuberías. El número de "schedule" (ANSI/ASA B.36.10), los espesores de pared definidos por este número de "schedule" pueden variar en las tuberías de acero al carbono, o aleado, desde el nº 10 al nº 160, dentro de cada diámetro. En cuanto a las tuberías de acero inoxidable, el número de "Schedule" puede variar desde 5S a 80S.



El "peso standard" (valido para las normas *ASME/ASTM/ASA B.36.19*) presenta los siguientes valores:

- ✓ Standard "**STD**" (standard weight); ASME y ASTM.
- ✓ Extra fuerte "**XS**" (extra-strong); ASME.
- ✓ Extra fuerte "**XS**" (extra-strong); ASME.
- ✓ Doble extra fuerte "**XXS**" (double-extra-strong); ASME.
- ✓ Extra pesado "**XH**" (extra-heavy); ASTM.
- ✓ Doble extra pesado "**XXH**" (double-extra-heavy); ASTM.

En cuanto a sus longitudes, las tuberías de acero al carbono se suministran con un largo de hasta 12 metros, 6 metros de longitud para las de acero, y 3 metros de longitud para las de acero inoxidable.

A continuación se adjuntan las tablas de las dimensiones y pesos de tuberías de acero al carbono y aleados, desde 1/8" hasta 24" pulgadas, junto con la de dimensiones y pesos de la tubería de acero inoxidable sin soldadura, desde 1/4" hasta 12" pulgadas, esta última para calidades ANSI-304L y ANSI-316L.



DIMENSIONES Y PESOS DE TUBERIAS DE ACERO AL CARBONO Y ALEADO; ANSI B 36.10.													
NPS	O.D. mm:	Schedule:			Schedule:		Schedule:			Schedule:			XXS
		10	20	30	STD	40	60	XS	80	100	120	140	
1/8"	10,3				1,73 <i>0,37</i>			2,41 <i>0,47</i>					
1/4"	13,7				2,24 <i>0,63</i>			3,02 <i>0,80</i>					
3/8"	17,1				2,31 <i>0,84</i>			3,20 <i>1,10</i>					
1/2"	21,3				2,77 <i>1,27</i>			3,73 <i>1,62</i>				4,78 <i>1,95</i>	7,47 <i>2,55</i>
3/4"	26,7				2,87 <i>1,69</i>			3,91 <i>2,20</i>				5,56 <i>2,90</i>	7,82 <i>3,64</i>
1"	33,4				3,38 <i>2,50</i>			4,55 <i>3,24</i>				6,35 <i>4,24</i>	9,09 <i>5,46</i>
1 1/4"	42,2				3,56 <i>3,39</i>			4,85 <i>4,47</i>				6,35 <i>5,61</i>	9,70 <i>7,77</i>
1 1/2"	48,3				3,68 <i>4,05</i>			5,08 <i>5,41</i>				7,14 <i>7,25</i>	10,15 <i>9,56</i>
2"	60,3				3,91 <i>5,44</i>			5,54 <i>7,48</i>				8,74 <i>11,11</i>	11,07 <i>13,44</i>
2 1/2"	73,0				5,16 <i>8,63</i>			7,01 <i>11,41</i>				9,53 <i>14,92</i>	14,02 <i>20,39</i>
3"	88,9				5,49 <i>11,29</i>			7,62 <i>15,27</i>				11,13 <i>21,35</i>	15,24 <i>27,68</i>
3 1/2"	101,6				7,74 <i>13,57</i>			8,08 <i>18,63</i>					
4"	114,3				6,02 <i>16,07</i>			8,56 <i>22,32</i>			11,13 <i>28,32</i>	13,49 <i>33,54</i>	17,12 <i>41,03</i>
5"	141,3				6,55 <i>21,77</i>			9,53 <i>30,97</i>			12,70 <i>40,28</i>	15,88 <i>49,11</i>	19,05 <i>57,43</i>
6"	168,3				7,11 <i>28,26</i>			10,97 <i>42,56</i>			14,27 <i>54,20</i>	18,26 <i>67,56</i>	21,95 <i>76,22</i>
8"	219,1		6,35 <i>33,31</i>	7,04 <i>38,81</i>	8,18 <i>42,56</i>	10,31 <i>56,08</i>		12,70 <i>64,64</i>	15,09 <i>75,92</i>	18,26 <i>90,44</i>	20,62 <i>100,9</i>	23,01 <i>111,3</i>	22,23 <i>107,9</i>
10"	273,0		6,35 <i>41,77</i>	7,80 <i>51,03</i>	9,27 <i>60,31</i>	12,70 <i>81,55</i>	12,70 <i>81,55</i>	15,09 <i>96,01</i>	18,26 <i>114,8</i>	21,44 <i>133,1</i>	25,40 <i>155,2</i>	28,58 <i>172,3</i>	25,40 <i>155,2</i>
12"	323,8		6,35 <i>49,73</i>	8,38 <i>65,20</i>	9,53 <i>73,88</i>	10,31 <i>79,73</i>	14,27 <i>109,0</i>	12,70 <i>97,46</i>	17,48 <i>132,1</i>	21,44 <i>159,2</i>	25,40 <i>187,0</i>	28,58 <i>208,1</i>	33,32 <i>238,8</i>
14"	355,6	6,35 <i>54,69</i>	7,92 <i>67,90</i>	9,53 <i>81,33</i>	9,53 <i>81,33</i>	11,13 <i>94,55</i>	15,09 <i>126,7</i>	12,70 <i>107,4</i>	19,05 <i>158,1</i>	23,83 <i>195,0</i>	27,79 <i>224,7</i>	31,75 <i>253,6</i>	35,71 <i>281,7</i>
16"	406,4	6,35 <i>62,64</i>	7,92 <i>77,83</i>	9,53 <i>93,27</i>	9,53 <i>93,27</i>	12,70 <i>123,3</i>	16,66 <i>160,1</i>	12,70 <i>123,3</i>	21,44 <i>203,5</i>	26,19 <i>245,6</i>	30,96 <i>286,6</i>	36,53 <i>333,2</i>	40,49 <i>365,4</i>
18"	457,0	6,35 <i>70,57</i>	7,92 <i>87,71</i>	11,13 <i>122,4</i>	9,53 <i>105,2</i>	14,27 <i>155,8</i>	19,05 <i>205,7</i>	12,70 <i>139,2</i>	23,83 <i>254,6</i>	29,36 <i>309,6</i>	34,93 <i>363,6</i>	39,67 <i>408,3</i>	45,24 <i>459,4</i>
20"	508,0	6,35 <i>78,55</i>	9,53 <i>117,2</i>	12,70 <i>155,1</i>	9,53 <i>117,2</i>	15,09 <i>183,4</i>	20,62 <i>247,8</i>	12,70 <i>155,1</i>	26,19 <i>311,2</i>	32,54 <i>381,5</i>	38,10 <i>441,5</i>	44,45 <i>508,1</i>	50,01 <i>564,8</i>
22"	559,0	6,35 <i>88,54</i>	9,53 <i>129,1</i>	12,70 <i>171,1</i>	9,53 <i>129,1</i>	- <i>-</i>	22,23 <i>294,3</i>	12,70 <i>171,1</i>	28,58 <i>373,8</i>	34,93 <i>451,4</i>	41,28 <i>527,0</i>	47,63 <i>600,6</i>	53,98 <i>672,3</i>
24"	610,0	6,35 <i>94,53</i>	9,53 <i>141,1</i>	14,27 <i>209,6</i>	9,53 <i>141,1</i>	17,48 <i>255,4</i>	24,61 <i>355,3</i>	12,70 <i>187,1</i>	30,96 <i>442,1</i>	38,89 <i>547,7</i>	46,02 <i>640,0</i>	52,37 <i>720,2</i>	59,54 <i>808,22</i>

* La cifra superior corresponde al espesor en milímetros.

* La cifra inferior, en cursiva, corresponde al peso en kilogramos por metro lineal.



DIMENSIONES Y PESOS DE TUBERIAS DE ACERO INOXIDABLE; ANSI B 36.19.									
NPS	O.D. mm.	Schedule 5S *		Schedule 10S		Schedule 40S		Schedule 80S	
		Esp. mm.	Peso Kg/m	Esp. mm.	Peso Kg/m	Esp. mm.	Peso Kg/m	Esp. mm.	Peso Kg/m
1/4"	13,71	-	-	1,65	0,50	2,24	0,64	3,02	0,81
3/8"	17,15	-	-	1,65	0,64	2,31	0,86	3,20	1,12
1/2"	21,34	1,65	0,80	2,11	1,02	2,77	1,29	3,73	1,64
3/4"	26,67	1,65	1,03	2,11	1,30	2,87	1,71	3,91	2,23
1"	33,40	1,65	1,29	2,77	2,12	3,38	2,54	4,55	3,29
1 1/4"	42,16	1,65	1,65	2,77	2,73	3,56	3,44	4,85	4,53
1 1/2"	48,36	1,65	1,90	2,77	3,15	3,68	4,11	5,08	5,49
2"	60,33	1,65	2,40	2,77	3,99	3,91	5,52	5,54	7,60
2 1/2"	73,03	2,11	3,69	3,05	5,34	5,16	8,77	7,01	11,59
3"	88,90	2,11	4,51	3,05	6,56	5,49	11,45	7,62	15,51
3 1/2" **	101,60	2,11	5,18	3,05	7,40	5,74	13,56	8,08	18,62
4"	114,30	2,11	5,83	3,05	8,50	6,02	16,32	8,56	22,62
5" **	141,30	2,77	9,46	3,40	11,56	6,55	21,76	9,53	30,92
6" *	168,28	2,77	11,31	3,40	14,04	7,11	28,69	10,97	43,16
8" *	219,08	2,77	14,78	3,76	20,24	8,18	43,13	12,70	64,54
10" *	273,05	3,40	22,61	4,20	28,17	9,27	60,24	12,7	81,46
12" *	323,85	3,96	31,22	4,57	36,51	9,53	73,76	12,7	97,36

(*) Diámetros y schedules bajo demanda.

(**) Diámetros no habituales a nivel comercial y que deben evitarse.

Quando se efectúan los pedidos de tuberías, siempre debe realizarse por su tamaño nominal junto con el espesor requerido, que en el caso de tuberías de acero al carbono o aleado, debe usarse el número de Schedule, recordando que para el caso de aceros inoxidables el número de Schedule termina en "S".



14.3. MATERIALES PARA TUBERIAS.

Existe una gran variedad de materiales para la fabricación de tubos y tuberías, podríamos realizar solo con este apartado un proyecto aparte en el que se detallara todas las posibilidades de las que se dispone en el mercado.

Mencionar los 6 grupos más habituales que se usan en las tuberías para plantas de proceso y en los laboratorios siendo estos:

- ✓ Tuberías de acero al carbono.
- ✓ Tuberías de acero aleado.
- ✓ Tuberías de acero inoxidable.
- ✓ Tuberías de aleación de níquel, cromo y otros aleantes.
- ✓ Tuberías de materiales termoplásticos.
- ✓ Tuberías de acero revestidas.

Junto a estos materiales como lo más habituales, también empleamos en este sector el hierro fundido y el cobre.

Las tuberías de cobre tienen en las líneas de instrumentación y acompañamiento de vapor su principal empleo.

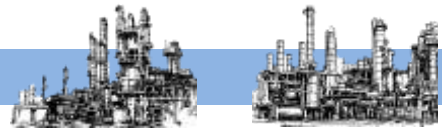
En cuanto a las tuberías de hierro fundido, su uso se centra en obra civil para líneas enterradas destinadas a diferentes conducciones como puedan ser, aguas de derrames superficiales además de lluvia y aguas negras o residuales.

Las tuberías de aluminio se están empezando a utilizar en el campo criogénico, para el transporte de metano, nitrógeno o hidrógeno a temperaturas $< -150^{\circ}$ C. En el riego por aspersión, su utilización es habitual.

Las tuberías realizadas con plásticos o polímeros, se utilizan para baja temperatura (no criogénica) y presiones relativamente bajas.

Las tuberías de vidrio se emplean para el transporte de líquidos corrosivos o de productos cuya coloración es necesario controlar, su utilización se suele dar en la industria química y farmacéutica.

Para el transporte de agua potable, o de servicio de planta, así como la conducción de aguas negras se utilizan tuberías realizadas con materiales muy diversos, como gres, hormigón centrifugado, armado o con alma de chapa de acero, etc.



15. METODOS DE UNION PARA TUBERIAS.



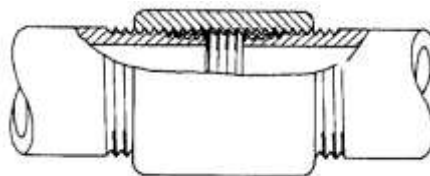
Dentro de los métodos de unión para tuberías, destacaremos los principales sistemas empleados en las plantas de proceso:

- Mediante accesorios roscados.
- Accesorios forjados de enchufe y soldadura, “socket-weld”.
- Con soldadura a tope, “butt-weld”.
- Mediante un par de bridas, “flanges”.
- Mediante boquillas, “clamps” y junta elástica, “tri-clamp”.
- Mediante bridas.
- Las caras de las bridas y su acabado.

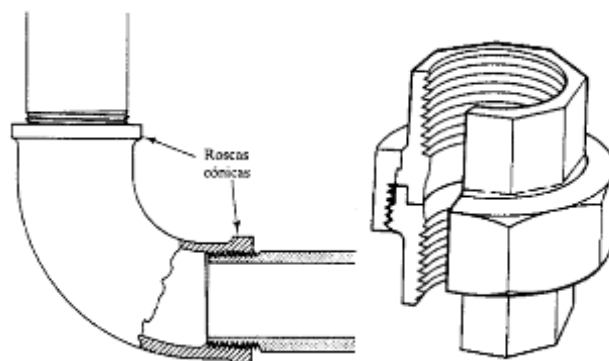
15.1. MEDIANTE ACCESORIOS ROSCADOS.

Tanto¹⁶ interior como exterior para tubería de hasta 4” pulgadas, si bien los tamaños de los accesorios por encima de 2” pulgadas de diámetro, son muy poco usuales, su ventaja es que la unión es desmontable, su punto débil son las posibles fugas.

Es el método de unión más antiguo y el más práctico donde sea preciso un desmontaje posterior para líneas con presiones bajas y/o productos no corrosivos, ni explosivos, en uniones sin especial responsabilidad o seguridad, también se emplea en las líneas cuyo posible revestimiento pudiera ser dañado por la acción térmica de la soldadura, hay 3 tipos o series de accesorios, para su utilización según la presión de trabajo, estas son: 2.000, 3.000 y 6.000 PSI, (PSI = libras por pulgada²).



Empalme con manguito roscado.



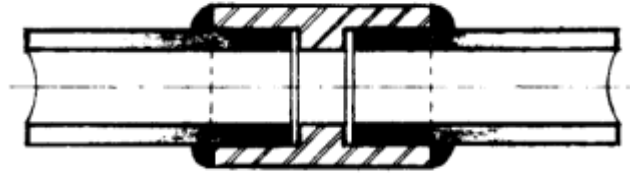
Unión loca y empalme con codo roscado.

¹⁶ Curso Básico 2006, Curso de tuberías para plantas de proceso, Técnicas Reunidas, autor: Jesús Escobar García. MÉTODOS DE UNIÓN PARA TUBERÍAS.



15.2. ACCESORIOS FORJADOS DE ENCHUFE Y SOLDADURA, "SOCKET-WELD".

Para tubería de hasta 4" pulgadas, si bien habitualmente se limitan a diámetros de hasta 2" pulgadas, se usan para asegurar la ausencia de fugas.



Empalme con manguito de enchufe y soldadura.

Tienen como ventaja sobre las roscadas que asegura la ausencia de fugas, esto es un factor importante a considerar cuando se trata de transportar fluidos inflamables, tóxicos, etc. Las líneas de 2" y diámetros mayores son usualmente soldadas a tope en lugar de utilizar este método de unión, ya que ofrece las mismas garantías de hermeticidad.

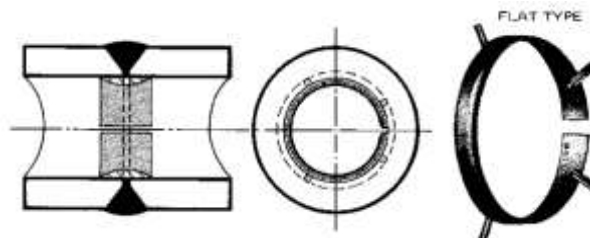
15.3. CON SOLDADURA A TOPE, "BUTT- WELDED".

Tubería-tubería, y tubería con accesorio siempre con los bordes biselados, estos accesorios sólo se utilizan para cambios de dirección, derivación, o picajes, garantiza la ausencia de fugas.



Unión de tuberías con soldadura a tope.

En ocasiones, cuando la línea es necesario empalmarla en un punto que puede llegar a tener que soportar un alto nivel de esfuerzo, se utiliza, como refuerzo de la unión a tope o el anillo de respaldo.

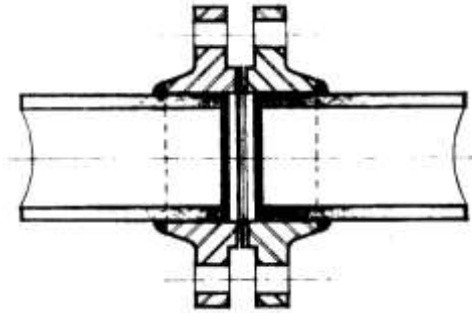


Anillo de respaldo para unión de tuberías.



15.4. MEDIANTE UN PAR DE BRIDAS, “FLANGES”.

Y una junta elástica o rígida entre ellas junto con soldadura en ángulo o bisel para la unión de tubería y brida. Se obtiene la unión desmontable de tramos de tubería con extremos provistos de bridas o de la tubería provista de brida con tubuladuras o boquillas de recipientes, bombas, equipos, etc.

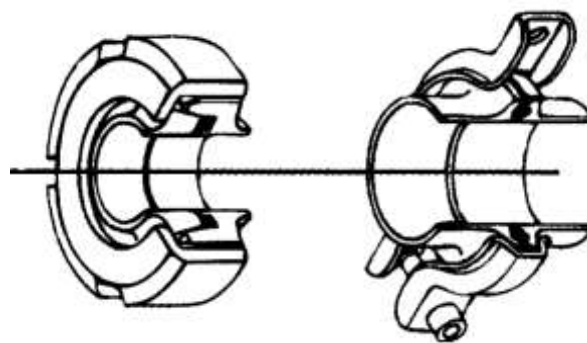


Unión desmontable de tuberías con bridas y junta.

Este sistema es empleado para unir tuberías a válvulas embridadas, toberas de recipientes y equipos, o en aquellos puntos de ciertas líneas donde mediante un par de bridas se puede disponer de un punto para facilitar el desmontaje de cualquier elemento que lo precise.

15.5. MEDIANTE BOQUILLAS, “CLAMPS” Y JUNTA ELÁSTICA, “TRI-CLAMP”.

Este tipo de uniones es parecido al de las bridas y sustituye a estas tanto en tuberías de pequeño diámetro como en las bridas de las uniones desmontables. Estas uniones con extremos provistos de rebordes para el uso de “clamps”, se usan generalmente en líneas de proceso farmacéutico, alimenticio, etc., que requieren una limpieza periódica.



Unión desmontable de tuberías con “clamp” y junta.



15.6. BRIDAS, GENERALIDADES.

En el mercado tenemos un gran surtido de bridas en función de las necesidades del sector en el que vamos a colocar estos accesorios. Existen diferencias entre las dimensiones de las bridas para un mismo tamaño de tubería y dichas diferencias vienen consideradas por su serie o "PN", (*presión normal en kg/cm²*). Como en los casos anteriores, tenemos una serie de normas que rigen las características de cada una de ellas, estas normas son:

- **ANSI B16.5:** sus dimensiones tipos y gama de aplicación están clasificadas por series o "ratings" cuya presión es representada por "#" o libras, y que equivale a su valor en "PSI", cuyos valores son: 150, 300, 400, 600, 900, 1500 y 2500 # libras (PSI).

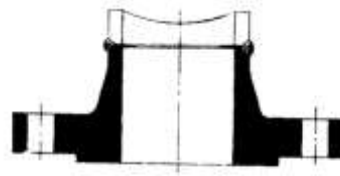


Diferencia entre bridas según su "rating".

- **DIN:** al igual que en el caso anterior, sus dimensiones tipos y gama de aplicación están clasificadas por series caracterizadas por las siglas "PN" (*presión normal en kg/cm²*), cuyos valores son: PN-6, PN-10, PN-16, PN-25, PN-40, PN-64, PN-100, PN-160 y PN-250.

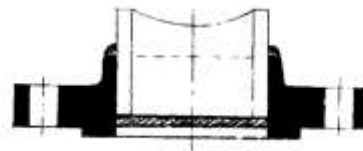
Una vez más y debido a la gran cantidad de bridas de las que disponemos, nos centraremos en las más empleadas en el sector, siendo para tuberías de acero en plantas de proceso, las cuales se indican a continuación:

15.6.1. Brida con cuello, "Welding neck": para soldar a tope con el tubo, es de gran resistencia por su diseño y muy empleada donde se requiere seguridad, es el tipo más caro porque requiere más material debido a su cuello reforzado, debe indicarse el "Schedule" del tubo al que va a soldarse.



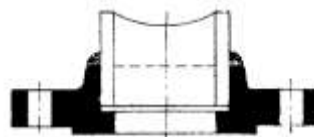
Brida de cuello o "Welding neck", con cara realzada.

15.6.2. Brida deslizante autocentradora o "Slip-on": llamada así debido a que el tubo pasa a través de ella uniéndola a la tubería con una soldadura externa y otra interna, pese a lo cual, es más económica que la anterior. Este tipo no se utiliza para grandes presiones, y si para servicios no críticos.



Brida deslizante o "Slip-on".

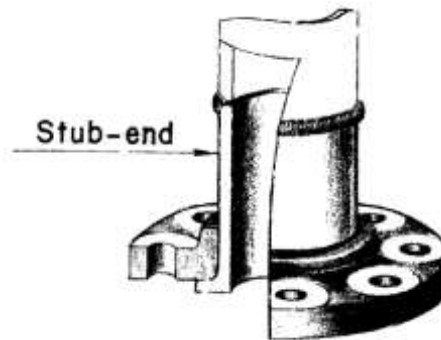
15.6.3. Brida para enchufe y soldadura, "Socket weld": suele usarse solo en tamaños pequeños, 1-1/2" pulgada NPS y menores, la descripción, además del "rating", debe incluir el "schedule" de la tubería.



Brida para enchufe y soldadura o "Socket weld".

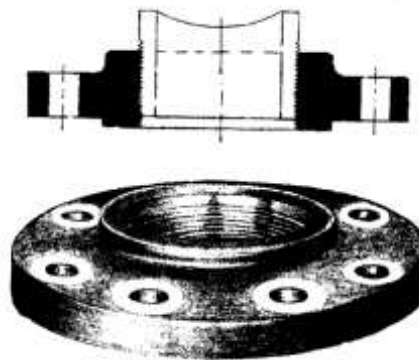


15.6.4. Brida loca o “Lap-joint”, usada con “*stub-end*” o extremo con resalte, siendo el extremo con resalte o valona quien efectúa el cierre. Su ventaja es que al no estar en contacto con el fluido, puede ser de un material más económico, se usa con tuberías de aleación de acero. Además, los taladros para tornillos tampoco necesitan ser alineados con cuidado, lo que favorece y facilita el montaje.



Sección de brida loca con “stub-end”.

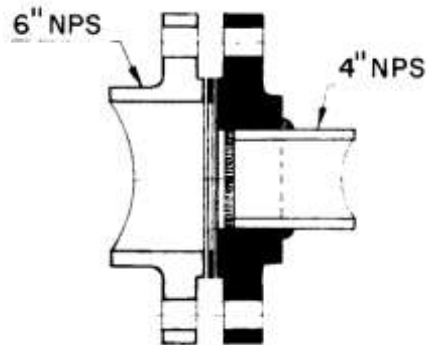
15.6.5. Brida roscada “rosca hembra”: este tipo de uniones se emplean cuando deba evitarse la soldadura, como en áreas de trabajo donde puedan existir gases inflamables o en tuberías de aleación que no puedan tratarse térmicamente después de la soldadura. Su aplicación se reduce casi exclusivamente a las tuberías menores de 1-1/2” pulgadas.



Brida roscada.

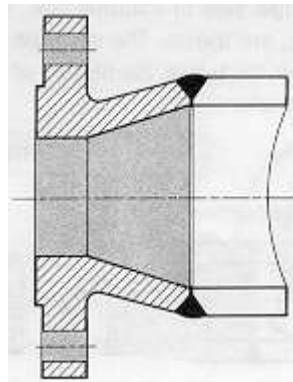


15.6.6. Brida reductora: estas bridas se emplean cuando necesitamos pasar de un diámetro a otro, no deben usarse donde las turbulencias que se crean aguas abajo puedan dar problemas, como en conexión a bombas. Cualquier tipo de brida puede ser reductora, pero se suelen usar las deslizantes y en ocasiones, las de cuello.



Conexión con brida reductora.

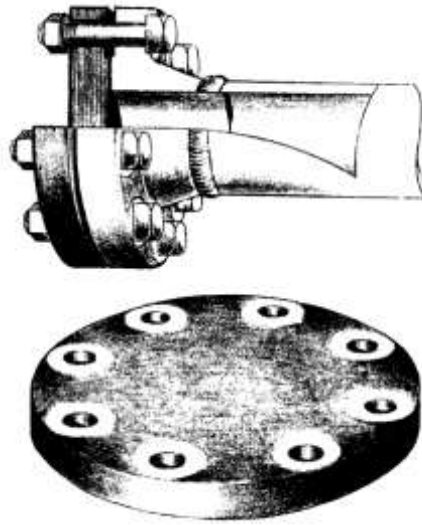
La **brida “de expansión”**, es una variante de la brida reductora utilizada en conexiones a bombas, compresores, válvulas de control, etc., y se suelen utilizar con bridas de cuello.



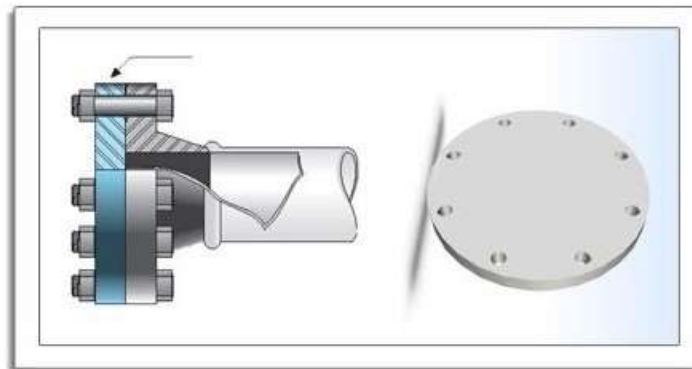
Conexión con brida de expansión.



15.6.7. Brida ciega: empleada para tapar extremos de tuberías, bocas de recipientes, pasos de hombre, etc.



Extremo con brida ciega.¹⁷

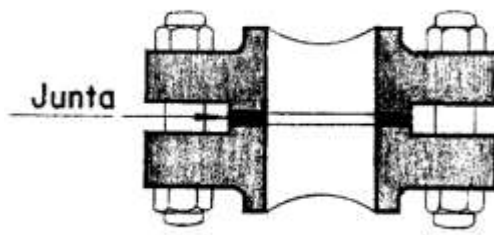


15.7. LAS CARAS DE LAS BRIDAS Y SU ACABADO.

Para conseguir la estanqueidad en las uniones mecánicas entre bridas, será necesario cierto grado de plasticidad en el material a unir excepto, cuando se trata de las "RTJ". Si las dos caras fueran igualmente deformables, sólo con un mecanizado perfecto conseguiríamos una unión perfectamente estanca. Dado que ese nivel de acabado es tan costoso como caro, se emplean elementos intermedios que ayudan a conseguir la estanqueidad necesaria para las líneas de proceso. Ese elemento es la junta y a continuación mostraremos las principales para nuestro sector:

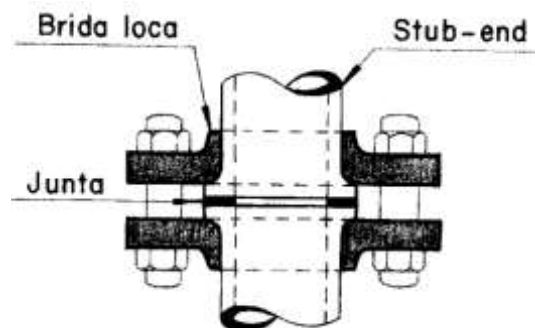
15.7.1. Con resalte, o "raised face ": se denomina **RF**, el resalte sobresale 1/16" pulgadas en las de 150 y 300 # (libras), en el resto de los "ratting", el resalto es de 1/4" pulgadas, es el tipo de brida más común, aproximadamente el 80% del total de bridas de la planta.

¹⁷ http://www.provindus.compy/productos_francovich.html



Junta de bridas RF.¹⁸

Este caso es el resultado de la unión entre la brida loca y el “stub-end” que hace las veces de brida RF. La longitud de los pernos variará en función del “schedule” de la tubería, el cual condiciona la dimensión del “stub-end”.



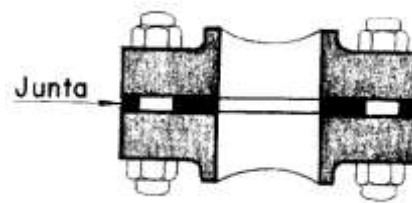
Junta (tipo RF) con “stub-end”.



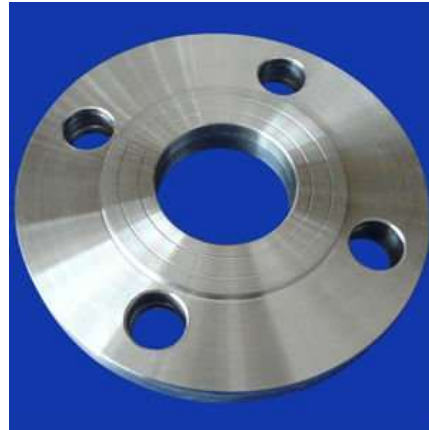
15.7.2. De cara plana, o “flat face”: se define como **FF**, suelen ser bridas de fundición, es muy poco usada como brida salvo en válvulas. La junta tiene el mismo diámetro que la brida para reducir el peligro de rotura por flexión en el apriete.

¹⁸ <http://spanish.alibaba.com/product-gs/raised-face-astm-a-182-f316l-butt-welded-flange-473487134.html>

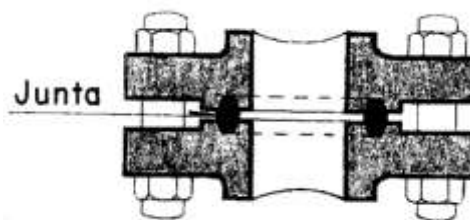
<http://spanish.alibaba.com/product-gs/raised-face-carbon-steel-flange-fitting-346684848.html>



Junta de bridas FF.¹⁹



15.7.3 Con junta anular, "ring type joint ": llamada **RTJ**, es la brida utilizada para las altas presiones y elevadas temperaturas. Es la más cara de todas, utiliza un aro metálico de sección oval u octagonal.



Junta de bridas RTJ.²⁰



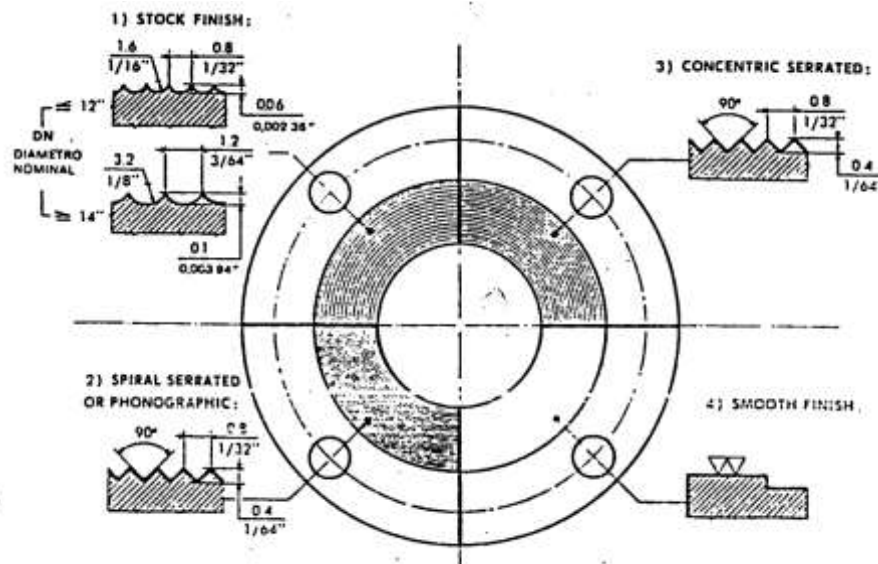
En cuanto a las caras que están en contacto con las juntas RF y FF, tenemos varios tipos de acabado que en función de la geometría y rugosidad denominamos del siguiente modo:

¹⁹ <http://spanish.alibaba.com/product-gs/as4087-flat-face-flange-gasket-497919316.html>

²⁰ <http://es.aliexpress.com/item/rtj-gaskets/538262119.html>



- **Stock Finish:** este tipo es el tipo más utilizado para condiciones normales de servicio y consiste en un acanalado en espiral continua, realizado mediante cuchilla de punta redondeada, configurando un surco continuo de modo semejante al de los antiguos discos de vinilo. Las características de este tipo se emplean principalmente en dos casos:
 - ✓ **Hasta 12":** radio de $1/16'' = 1,6$ mm, profundidad de 0,04 mm, paso de $1/32'' = 0,8$ mm.
 - ✓ **Desde 14":** radio de $1/8'' = 3,2$ mm, profundidad de 0,06 mm y paso de $3/64'' = 1,2$ mm.
- **Concentric serrated:** su rayado se obtiene con una cuchilla de punta en ángulo de 90° que realiza un acanalado concéntrico. La profundidad de ranura para todos los diámetros es:
 - ✓ $1/64'' = 0,4$ mm y el paso es de $1/32'' = 0,8$ mm.
- **Spiral serrated o Phonografic;** como en el caso anterior, obtenemos su rayado con una cuchilla de punta en ángulo de 90° , que realiza un acanalado en espiral continua, similar a los antiguos discos fonográficos. La profundidad de la ranura para todos los diámetros es:
 - ✓ $1/64'' = 0,4$ mm y el paso es de $1/32'' = 0,8$ mm.
- **Smooth finish:** su rayado no es visible, se realiza mediante rectificadora.
- **Cold water finish:** su rayado no es visible, se realiza mediante rectificadora y pulido posterior obteniéndose una superficie especular, se utiliza sin juntas, contacto metal-metal.



Detalle de la superficie de la cara de la brida.

En cuanto a las juntas, deben de ser de un material capaz de resistir las condiciones de servicio internas y además, lo suficientemente plásticas como para deformarse bajo



una compresión, así como ajustarse a las irregularidades de las superficies, efectuando el cierre estanco, por ello suelen realizarse a partir de una gran variedad de materiales y de formas, de acuerdo con cada uno de los servicios o fluidos que soportan.

Para²¹ mantener la unión entre bridas, generalmente emplearemos tornillos de cabeza hexagonal o espárragos roscados en toda su longitud con dos tuercas. Estos últimos suelen utilizarse para bajas presiones. Con los tornillos y espárragos no suelen usarse arandelas. El material típico es el acero al carbono, pero a mayores temperaturas y altas tensiones de apriete se recurre a los aceros aleados con pares de apriete en la tornillería.



Tornillo con tuerca.



Perno con tuercas.

15.8. ACCESORIOS PARA LAS TUBERÍAS.

Pese a que las bridas pueden ser consideradas accesorios, lo que realmente consideraremos como tal serán codos, té, tapones, manguitos, etc., que utilizaremos para:

- ✓ Realizar los cambios de dirección de las tuberías.
- ✓ Cambios de diámetro mayor, o menor en tuberías.
- ✓ Facilitar las derivaciones de una tubería principal, etc.

²¹ <http://www.cofan.es/es/detalle-producto/1365/tornillo-hexagonal-tuerca-rosca-parcial-zincado/#>
http://www.acambiode.com/producto/fotos_ Pernos-tuercas-esparragos-ubolt_6940



En función de la forma de su construcción podemos clasificarlos de la siguiente forma:

- **Accesorios roscados:** para tubería de hasta 4" pulgadas (NPS), lo habitual es llegar a 2" pulgadas, con extremos roscados "T&C" (threaded and coupled), la denominación en la especificación suele ser **"TH"**.
- **Accesorios de enchufe y soldadura:** (socket-weld), para tubería mayor de 4" pulgadas (NPS), con extremos planos "PE" (plain ends), la denominación en la especificación suele ser **"SW"**.
- **Accesorios para soldadura a tope:** con extremos biselados "BE" (beveled ends), la denominación en la especificación suele ser **"BW"**.
- **Accesorios para unión mediante "clamps":** para uso farmacéutico y alimentario.
- **Accesorios para unión mediante rosca y junta:** también para uso farmacéutico y alimentario.

15.9. ACCESORIOS ROSCADOS Y DE ENCHUFE Y SOLDADURA.

Tanto²² los accesorios roscados o de enchufe y soldadura se fabrican preparados para presiones de trabajo de 2000, 3000 y 6000 # libras "PSI". Con la presión a la que es sometido aumenta su robustez. Existe correspondencia entre la presión de serie o del accesorio y el espesor de la pared o "Schedule" de la tubería que se usará. La tabla adjunta muestra esta relación:

EQUIVALENCIA ENTRE SERIE Y "SCHEDULE"			
Accesorios roscados		Accesorios de enchufe y soldadura	
Serie:	"Schedule":	Serie:	"Schedule":
2000	40/STD (*)		
3000	80/XS	3000	80/XS
6000	XXS	6000	160

La práctica aconseja, usar un "schedule" de 80mm., como mínimo, puesto que la pared de la tubería, suele debilitarse al realizar el roscado, por ello la serie 2000 # libras no se usa. Los tipos de accesorios roscados o de enchufe y soldadura son:

²² http://www.euromangueras.com/racores/accesorios_inox.htm
<http://www.pasaisa.com/tienda/codos-90%C3%82%C2%BA-socket-weld-3000-y-6000-libras-p-40.html>



- **Codo de 90º:** se emplea para efectuar un cambio de dirección a 90º en la tubería.

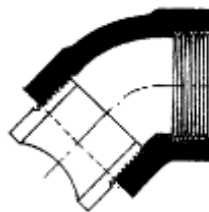


Codo roscado 90º (hembra).

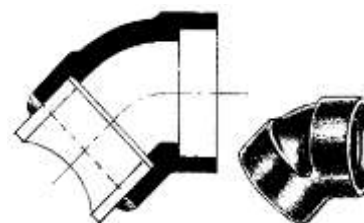


Codo 90º "socket -weld".

- **Codo de 45º:** se usa para el cambio de dirección a 45º, en la tubería.



Codo roscado 45º (hembra).



Codo 45º "socket -weld".



Codo 45º "socket -weld".

- **Te normal recta o reductora:** para²³ derivaciones o injertos a 90º en la tubería.



Te roscada (hembra).

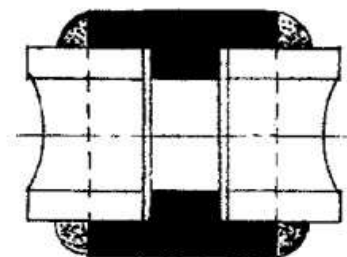


Te "socket -weld".

- **Manguito o "coupling":**²⁴ se emplea para unir dos tramos de tubería o tubería y "swage".



Manguito roscado (hembra).



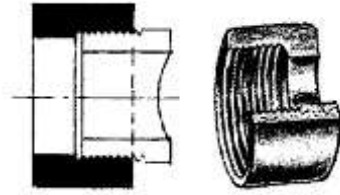
Manguito "socket -weld".

²³ <http://www.pasaisa.com/tienda/codos-90%C3%82%C2%BA-socket-weld-3000-y-6000-libras-p-40.html>

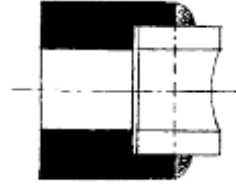
²⁴ <http://www.pasaisa.com/tienda/>



- **Medio manguito:** para refuerzo de conexiones de líneas pequeñas en otras de mayor diámetro. El medio manguito SW mide lo mismo que el manguito normal, el medio roscado mide exactamente la mitad.

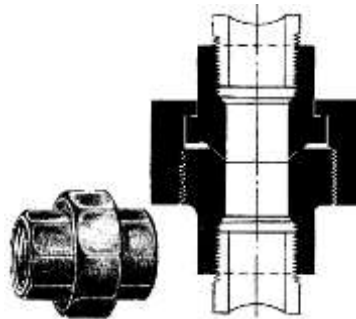


Medio manguito roscado (hembra).

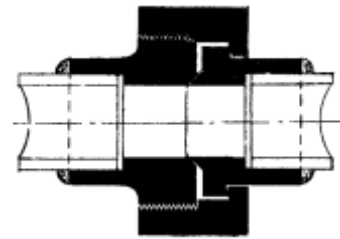


Medio manguito "SW".

- **Unión desmontable:** para la instalación o desmontaje de líneas, válvulas, etc.



Unión 3 piezas roscada (hembra).



Unión 3 piezas "socket -weld".

- **Tapa o "cap":**²⁵ su misión es cegar extremos de tuberías los roscadas tienen un gran uso en venteos y drenajes.



Tapa roscada.



Tapa "socket -weld".

²⁵ <http://www.amazon.com/dp/B003LSSO2Y/?tag=35-migwelder-03-20>

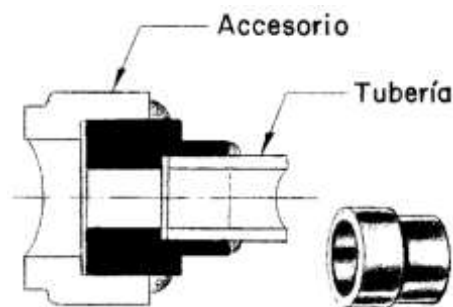


- **Tapón:** empleado para cegar extremos de accesorios, válvulas, etc. Tiene mucho uso en venteos y drenajes.



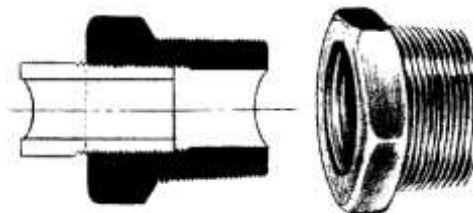
Tapón con cabeza hexagonal, con cabeza cuadrada y con cabeza redonda.

- **Reductor inserto, manguito reductor o “reducing coupling”:** usado junto con otro accesorio de enchufe y soldadura. Se emplea para reducir de un diámetro a otro en la misma embocadura del accesorio donde se aloja, la ventaja sobre el "swage" es que con él que se gana espacio.



Unión con reductor inserto.

- **"Bushing":** su misión es idéntica a la del reductor inserto, únicamente se utiliza con accesorios roscados, se aplica en instrumentación, no se debe usar en servicios de alta presión.



Unión con "bushing".



15.10. "NIPPLES" Y "SWAGES".

Pueden clasificarse como accesorios aunque tienen la particularidad que se nombran o denominan con la misma norma que el material de las tuberías. No llevan, por lo tanto, número de serie o "ratting" como los accesorios forjados. Un dato que siempre los debe acompañar es el del espesor de pared o "schedule".

- **"Nipple":**²⁶ es un trozo de tubería que se corta a una longitud normalizada según proyecto, dicha longitud suele variar de 80 a 120 mm. Sus extremos pueden ser ambos roscados "TBE" (threaded both ends) o uno roscado y el otro plano "TOE" (threaded one end). Se emplea para unir accesorios, válvulas, filtros, etc., y en la construcción de venteos y drenajes.



"Nipple" roscado en un extremos.

- **"Swage" o reductor largo:** utilizado para reducciones entre accesorios y tubería, válvulas, etc. Además se emplea cuando reducimos de una línea soldada a tope, a otra roscada, o de enchufe y soldadura. Como en el caso anterior, puede ser de construcción roscada o de enchufe y soldadura en sus extremos. Su utilización tiene como límite el diámetro de 6" pulgadas "NPS" para el extremo mayor. Los "swages" pueden ser concéntrico o excéntrico, los excéntricos se utilizan cuando existe una diferencia considerable como sucede al pasar de 3" a 1" pulgadas y se desea mantener el mismo nivel de fondo de tubería. Su utilización está generalmente reducida a diámetros pequeños variando entre 1/4" y 4" pulgadas.



"Swage" concéntrico.



"Swage" excéntrico.

²⁶ <http://www.p-wholesale.com/subcat/19/749/combo-joint-fittings-p32.html>

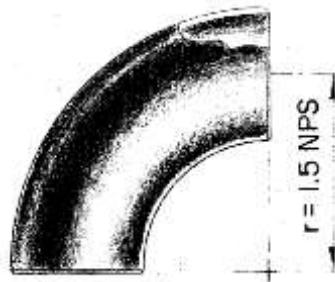


15.11. ACCESORIOS PARA SOLDADURA A TOPE.

Los accesorios para soldadura a tope o "Welding fittings", son los sistemas más utilizados en las instalaciones industriales y plantas de proceso. Estos accesorios se fabrican bajo la norma ANSI B.16.9. Son suministrados con extremos biselados para asegurar soldaduras de total penetración. Se fabrican con la misma gama de espesores que el tubo y en las mismas calidades de material, garantizando la continuidad ideal del sistema. El único dato que es necesario indicar para completar la descripción de uno cualquiera de estos accesorios, además naturalmente del nombre, diámetro y material de fabricación, es el espesor de pared o "schedule".

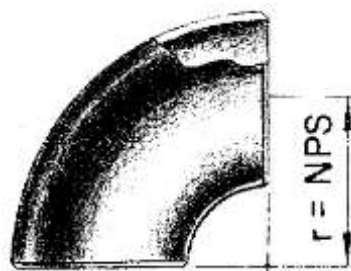
Los accesorios de este tipo son:

- **Codo a 90º de radio largo, long radius ($r=1,5 D$):** empleado para efectuar un cambio de dirección en la tubería a 90º. El radio del eje de curvatura es igual a una vez y media el diámetro nominal (NPS), en tamaños de 3/4" puldgadas y mayores.



Codo a 90º de radio largo.

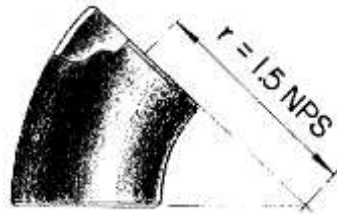
- **Codo a 90º de radio corto, short radius ($R=1 D$):** este tipo se utiliza sólo cuando hay problemas de espacio. El radio del eje de curvatura es igual al diámetro nominal (NPS). Debe evitarse su uso en lo posible, pues produce turbulencias.



Codo a 90º de radio corto.

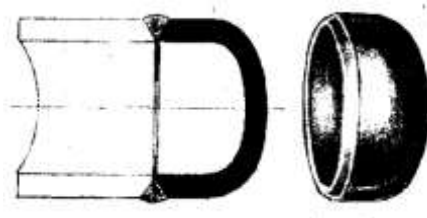


- **Codo a 45º**, ($r = 1,5 D$): utilizado para efectuar cambios de dirección de 45º. El radio del eje de curvatura es igual a una vez y media el diámetro nominal.



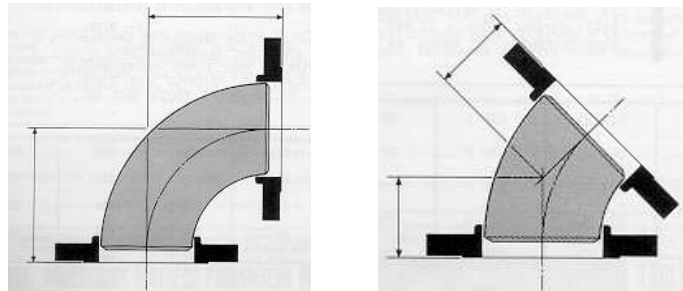
Codo a 45º.

- **“Cap” o Tapa**: se coloca en el extremo de una línea para cerrarla o cegarla. Se representa en los planos con doble línea.



“Cap” o tapa.

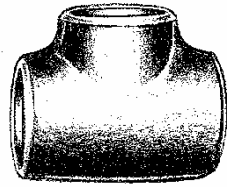
Cuando se necesiten codos embridados, podemos solucionarlo recurriendo al empleo de accesorios “BW” y complementarlos con bridas deslizantes o “slip-on”.



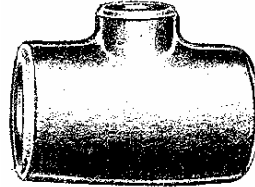
Codos de 90º y 45º con bridas “Slip-on”.



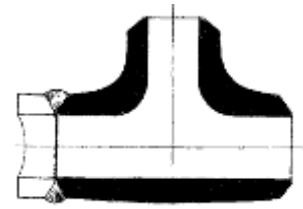
- **Te recta o “straight tee”**: utilizado para conexiones con cambio de dirección pudiendo ser además con cambio de sección en su dirección perpendicular, este último caso se conoce como té reductora y se utiliza en muy pocos casos.



Te recta.

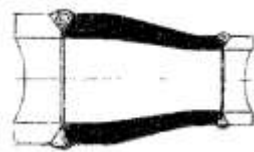


Te reductora.

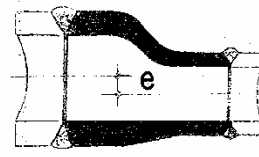


Te seccionada.

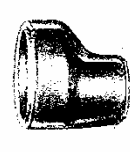
- **Reductores**: estos accesorios reducen el diámetro de las tuberías y se emplean dos tipos básicos, concéntricos y excéntricos. El reductor concéntrico tiene constante el eje de la tubería o “center line”. El reductor excéntrico mantiene la parte inferior de la tubería en el mismo plano “bottom of pipe B.O.P” permitiendo de este modo utilizar una misma altura de soportes. Por otro lado, estos últimos provocan un desfase entre los ejes de las tuberías cuyo valor es aproximadamente, la mitad de la diferencia de los diámetros exteriores de sus extremos.



Reductor concéntrico.



Reductor excéntrico.

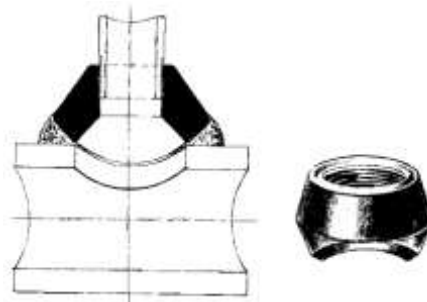


15.12. “THREDOLET, SOCKOLET, ELBOLET, WELDOLET”, Etc.

Esta serie de accesorios está destinada a reforzar los “picajes” de los ramales en las tuberías principales. Su objeto es absorber las fatigas que pudieran producirse en esos puntos. Entre el “thredolet” y el “sockolet” a simple vista, existen muy pocas diferencia y ambos se emplean para tuberías de 2” pulgadas y menores. Sus diferencias son las siguientes:

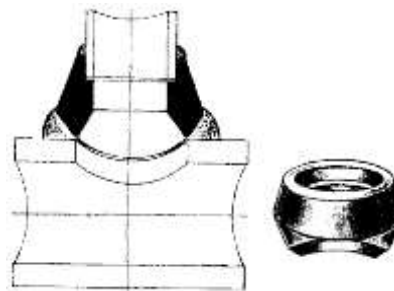


- **“Thredolet”**: su conexión es roscada y básicamente se emplea para picajes de instrumentación. Se denominan por el “rating” (3.000, ó 6.000 # libras).



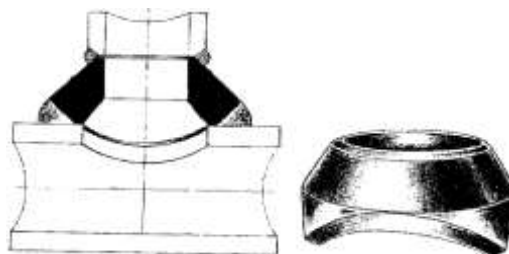
Conexión o “picaje” con “thredolet”.

- **“Sockolet”**: su conexión es de enchufe y soldadura. Se denominan por el dato del espesor de pared o “schedule” de la tubería que conecta en la boca de salida.



Conexión o “picaje” con “sockolet”.

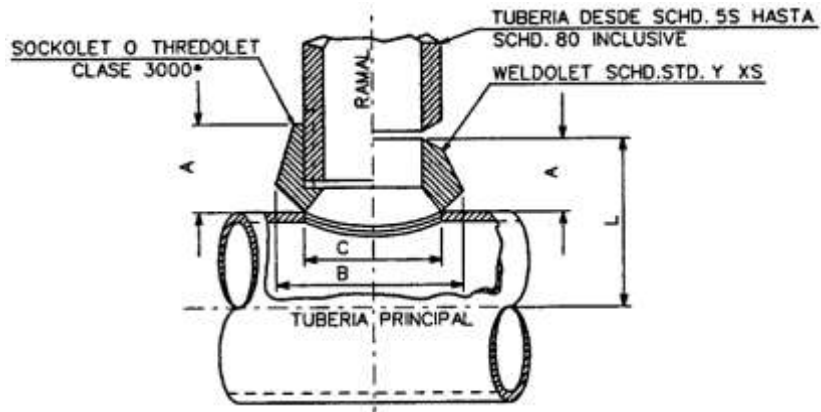
- **“Weldolet”**: accesorio utilizado para tuberías mayores de 2” pulgadas en aquellos “picajes” que tienen condiciones críticas de presión y/o temperatura. La conexión de la tubería se realiza mediante soldadura a tope. Se denominan por el dato del espesor de pared o “schedule” de la tubería que conecta en la boca de salida.



Conexión o “picaje” con “sockolet”.



DIMENSIONES DE "THREDOLET", "SOCKOLET" Y "WELDOLET", CLASE (rating) 3.000 #.

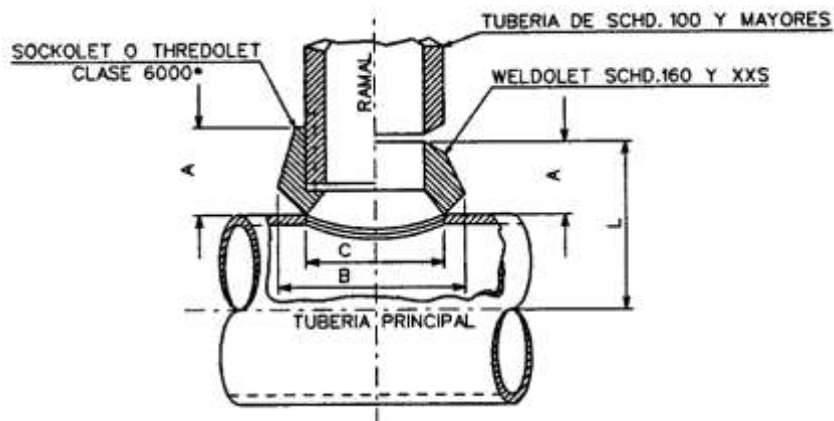


WELDOLETS DE SCHD. STD. Y XS. / SOCKOLETS Y THREDOLETS CLASE 3000																
Ø DEL RAMAL	1/2"	3/4"	1"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"
SOCKOLETS THREDOLETS	A															
WELDOLETS SCHD. STD. SCHD. XS	25	27	33	35	38	46	51	57	68	70	78	—	—	—	—	—
SOCKOLETS THREDOLETS	B															
WELDOLETS SCHD. STD. SCHD. XS	19	22	27	33	38	41	45	51	60	70	78	86	89	94	97	102
SOCKOLETS THREDOLETS	C															
WELDOLETS SCHD. STD. SCHD. XS	24	30	37	51	65	76	94	121	184	221	275	—	—	—	—	—
SOCKOLETS THREDOLETS	24	30	37	51	65	76	94	121	170	221	275	325	357	408	459	508
WELDOLETS SCHD. STD. SCHD. XS	24	30	37	51	65	76	94	121	170	221	260	316	351	403	456	510

WELDOLETS SCHD. STD. Y XS.		DIMENSION "L" PARA RAMAL DE:															
Ø NOM. TUBERIA PRINCIPAL	SCHD. Ramal	1/2"	3/4"	1"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"
3/4"	STD. 5S	32															
1"		35	38														
1 1/2"		43	46	51													
2"		49	52	57	64												
2 1/2"		56	59	64	70	75											
3"		64	67	71	78	83	86										
4"		76	79	84	91	95	98	102									
6"		103	106	111	118	122	125	129	135								
8"		129	132	137	143	148	151	154	160	170							
10"		156	159	164	170	175	178	181	187	197	204						
12"		181	184	187	195	200	203	206	213	220	232	240					
14"		197	200	205	211	216	219	222	229	238	249	258	264				
16"		222	225	230	237	241	245	248	254	264	275	281	289	295			
18"		248	251	256	262	267	270	273	279	289	299	306	314	318	322		
20"		273	276	281	287	292	295	299	305	314	324	332	340	343	348	351	
24"		324	327	332	338	343	346	349	356	365	375	383	391	394	399	402	408
										385	395	403	411	415	418	424	424



DIMENSIONES DE "THREDOLET", "SOCKOLET" Y "WELDOLET", CLASE (rating) 6.000 #.

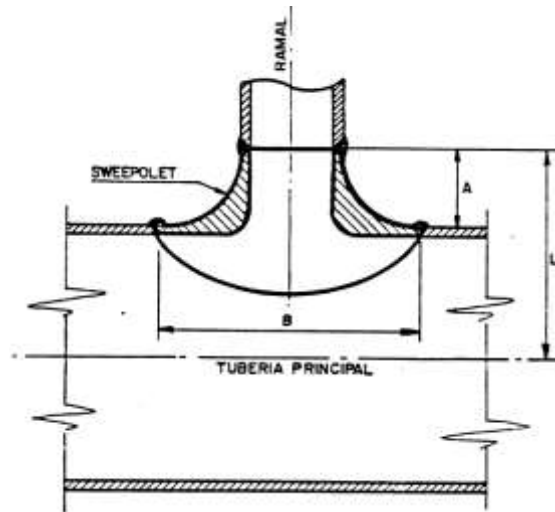


WELDOLETS SCHD. 160 Y XXS/SOCKOLETS Y THREDOLETS CLASE 6000												
Ø DEL RAMAL		1/2"	3/4"	1"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	4"	6"	8"	10"
SOCKOLETS THREDOLETS	A	32	37	40	43	59	—	—	—	—	—	—
		29	32	38	51	56	62	73	84	105	111	125
SOCKOLETS THREDOLETS	B	45	51	62	83	103	—	—	—	—	—	—
		35	45	51	70	81	97	121	152	221	284	313
SOCKOLETS THREDOLETS	C	19	25	33	49	59	—	—	—	—	—	—
		14	19	25	38	43	54	73	98	146	173	216

WELDOLETS SCHD. 160 Y XXS												
Ø NOMINAL DE LA TUBERIA PRINCIPAL	DIMENSION "L" PARA RAMAL DE :											
	1/2"	3/4"	1"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	4"	6"	8"	10"	
3/4"	41	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1"	45	48	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1 1/2"	52	56	62	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2"	59	62	68	79	—	—	—	—	—	—	—	—
2 1/2"	65	68	75	87	92	—	—	—	—	—	—	—
3"	73	76	83	95	100	106	—	—	—	—	—	—
4"	86	89	95	108	113	119	130	—	—	—	—	—
6"	113	116	122	135	140	146	157	168	—	—	—	—
8"	138	141	148	160	165	172	183	194	214	—	—	—
10"	165	168	175	187	192	198	210	221	241	248	—	—
12"	191	194	200	213	218	224	235	246	267	273	287	—

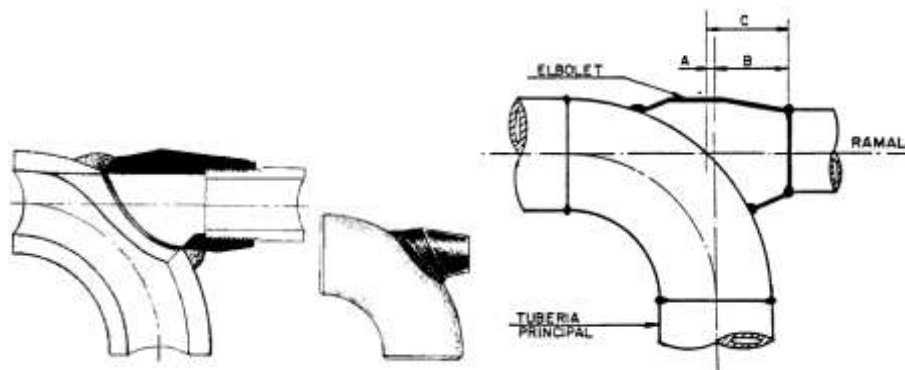


- **“Swepolet”**: este accesorio puede sustituir al “weldolet” con una mejor distribución de tensiones dado que son de similares características.



Sección conexión “Swepolet”.

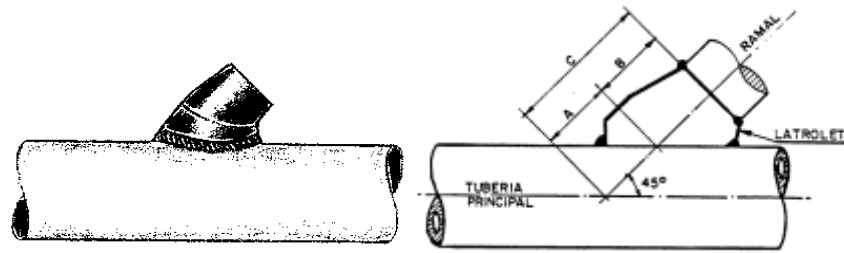
- **“Elbolet”**: este accesorio generalmente se monta como un “picaje” tangencial en un codo. Su principal utilización es para instrumentación ya que esta disposición permite el montaje de las sondas en el interior de la tubería. Se presenta con salida roscada aunque también existe con salida para enchufe y soldadura, si bien este último es menos empleado. El “elbolet” con salida roscada se denomina por el “rattling” (3.000, ó 6.000 #). Cuando tiene salida para enchufe y soldadura se definen por la pared o “schedule” de la tubería que conecta en la boca de salida.



Conexión o picaje con “Elbolet”.



- **“Latrolet”**: este accesorio es similar al “elbolet” por lo que la mayor parte de las veces se utiliza solo uno de los dos, con objeto de unificar elementos.



Conexión o picaje con “Latrolet”.



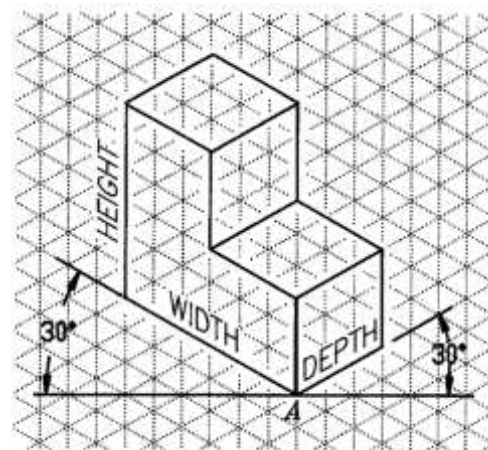
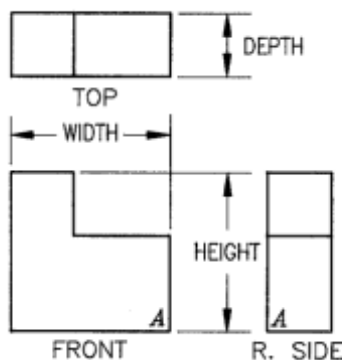
16. SIMBOLOGIA DE LAS TUBERIAS Y SUS ACCESORIOS.



La representación²⁷ de la tubería en los planos de planta y alzado se realiza mediante dibujo ortogonal. La representación se efectúa de acuerdo al sistema de representación que da nombre a este tipo de planos, es decir, mediante dibujo isométrica “ángulo de 30°”. Este sistema tiene la necesidad de un lenguaje común, tanto en el aspecto gráfico, como en el escrito, esto ha llevado a las diferentes ingenierías a la confección de una simbología, que es semejante en más del 80%, así como a la creación de unos detalles típicos, llamados "standards", en los que se reflejan las soluciones para los problemas más habituales.

La representación de los siguientes tipos de planos comparte este sistema de representación:

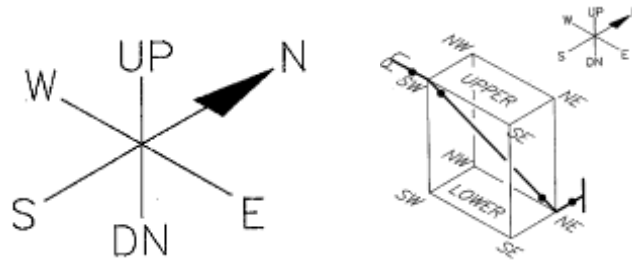
- De implantación (planta), o “plot-plan”.
- De distribución de tuberías (planta), o "layouts".
- De alzado y/o secciones.
- Isométricas.



Representación ortogonal (layout) e isométrica de un elemento.

En la representación de los conjuntos de tuberías, es imprescindible indicar la situación del Norte de la planta en el plano, con objeto de establecer una correspondencia entre el Norte de la planta y del isométrico.

²⁷ Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



Norte para plano en isométrico.

A continuación se describen ejemplos de la simbología más empleada por parte de la mayoría de las ingenierías, para la representación de planos de tuberías y de los diferentes componentes empleados en ellas. En dichos dibujos se describen en planta, alzado y perfil, el modo de reflejar los diferentes tipos de válvulas, codos a 90º y 45º, té, reductores concéntricos y excéntricos, tapones, tapas o "caps", manguitos o "couplings", uniones, "nipples", injertos y/o picajes, con refuerzos, tales como "saddles" y "reinforcing pad" o sin refuerzo, etc.

16.1. SIMBOLOGIA DE LAS TUBERIAS.

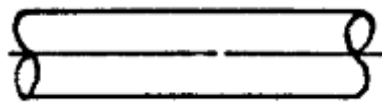
En los²⁸ planos de planta y alzado, la tubería puede representarse por una sola línea o mediante doble línea con eje central. Las tuberías de Ø 12" y menores, tendrán una representación unifilar, es decir, mediante una sola línea gruesa.



LINEA SIMPLE

Representación de la tubería Ø = 12".

Para las tuberías de 14" y mayores, se emplea la doble línea correspondiendo la distancia entre estas dos líneas con el diámetro exterior de dicha tubería.



DOBLE LINEA

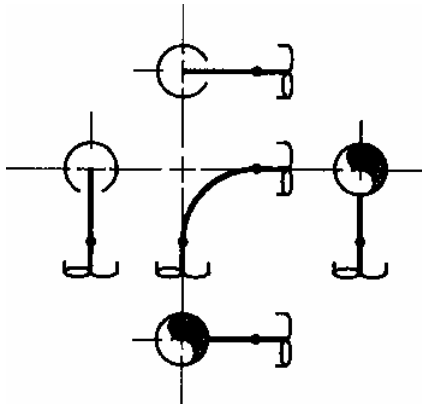
Representación de la tubería Ø > 12".

²⁸ Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.

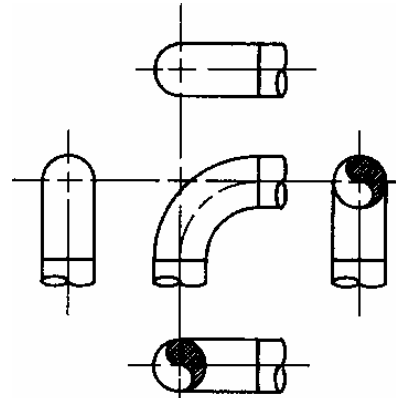


16.2. SIMBOLOGIA DE CODOS.

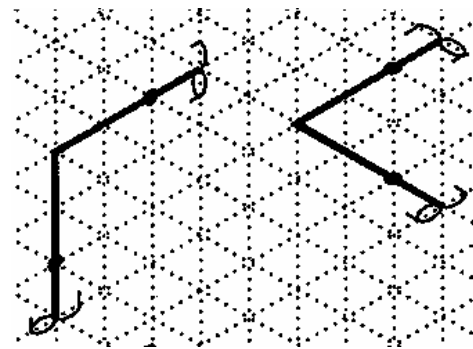
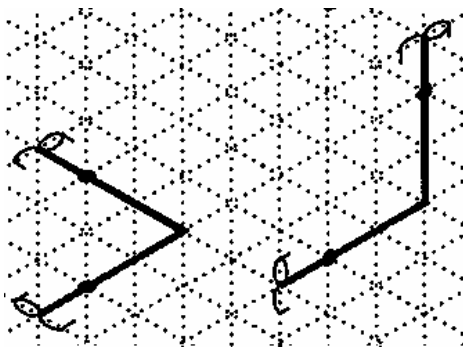
En el²⁹ caso de los codos la representación es parecida, para los codos de 90° a tope “butt-weld”, la conexión se representa por un punto si es de $\varnothing < 12''$ o bien, por una línea si es mayor de esa medida.



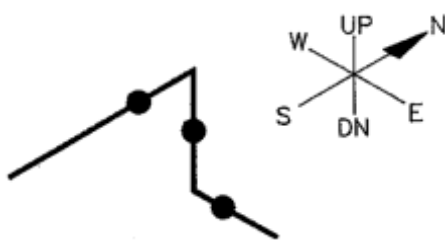
Ortogonal codo “BW” 90° $\varnothing \leq 12''$.



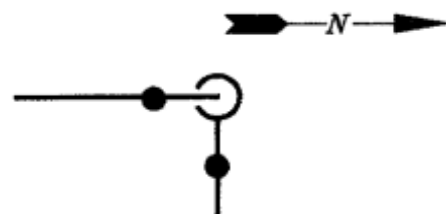
Ortogonal codo 90° $\varnothing < 12''$.



Codo 90° “BW” de $\varnothing \leq 12''$ en vista isométrica.

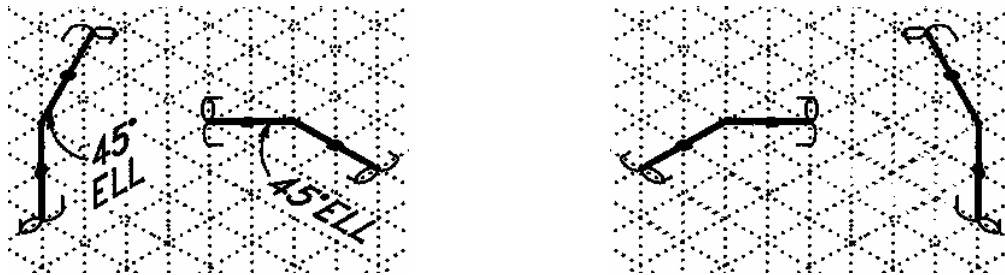


Ortogonal codo “BW” 90° $\varnothing \leq 12''$.



Planta codo 90° $\varnothing \leq 12''$.

²⁹ Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



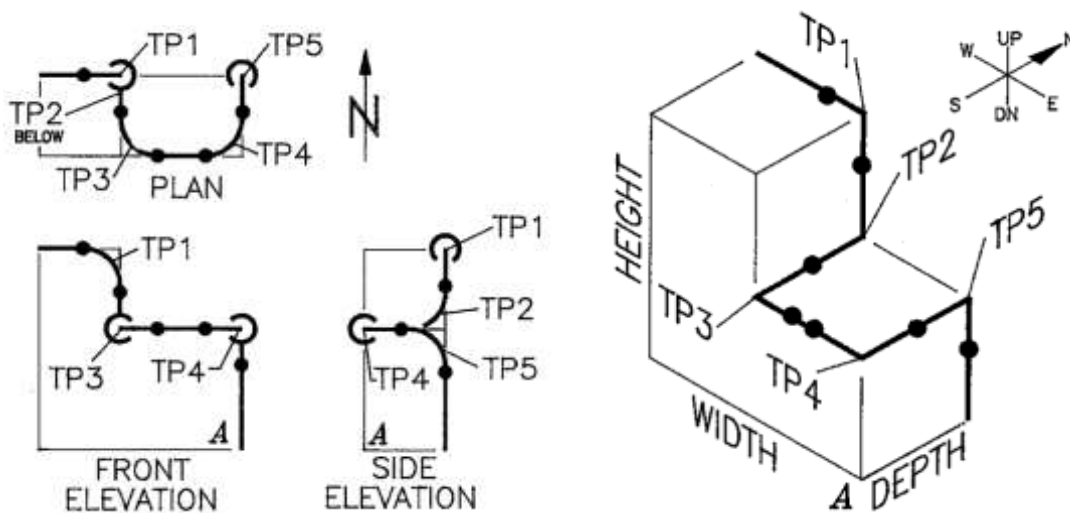
Codo 45° "BW" de $\varnothing \leq 12"$ en vista isométrica.

Cuando tengamos casos de codos roscados y de enchufe con soldadura "socket-weld" a 90°, en algunas ingenierías comparten el mismo tipo de representación simbólica, representándola mediante una raya perpendicular a la línea que representa a la tubería, materializando el punto de unión.



Codo roscado a 90° y representación para planos.

No obstante, la representación correcta y generalizada para las conexiones "socket-weld" consiste, como en el caso anterior, en la figura de una línea perpendicular a la línea que representa la tubería, acompañado de un punto en la intersección entre ambas líneas.

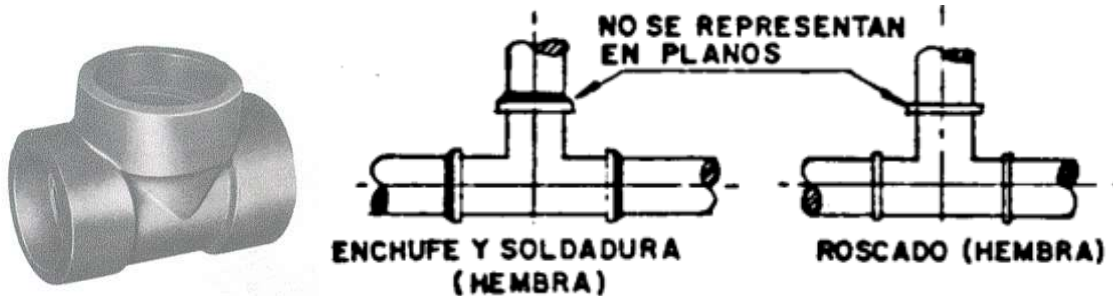


Vista ortogonal e isométrica de una tubería con codos "BW" de $\varnothing \leq 12"$.

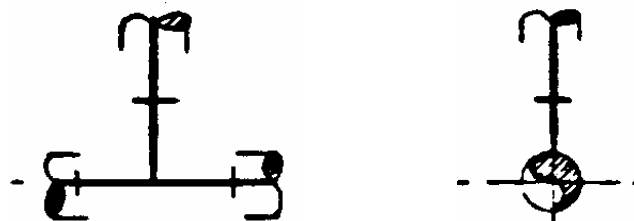


16.3. SIMBOLIGÍA DE TÉS.

Para³⁰ este aparatado, consideraremos solamente las “tes” rectas o de igual diámetro. Su representación, en el caso de las roscadas y de las de enchufe y soldadura “SW”, es la siguiente:

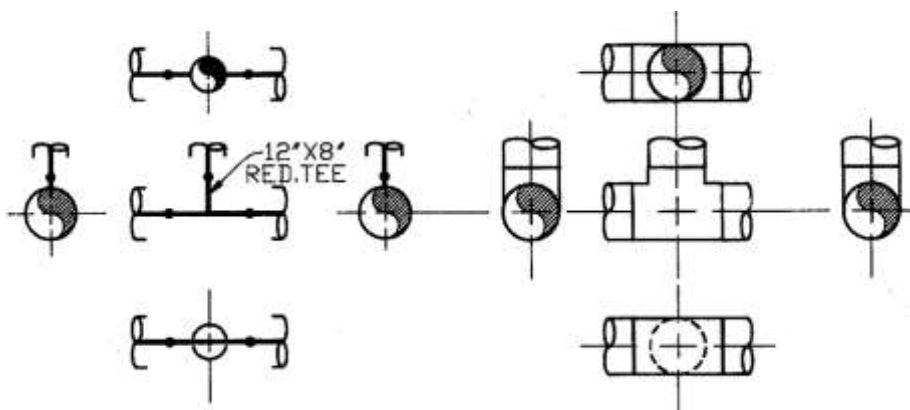


Aspecto externo de una té recta “SW” y “TH” en alzado (doble línea).



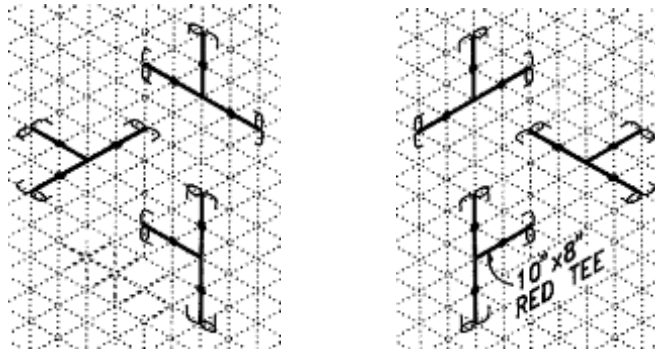
Representación de una té recta “SW” y “TH” en planos o “layouts”.

Cuando se trata de tés reductoras o rectas soldadas a topo, tipo “butt-weld” “BW”, su representación sería la siguiente:



Representación de la té recta “BW” para $\varnothing \leq a 12$ en planos o “layouts”.

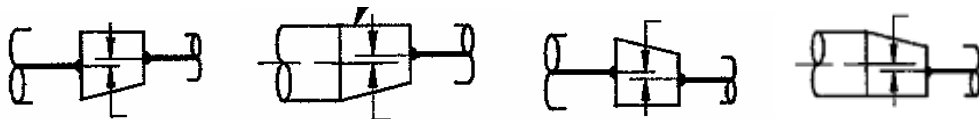
³⁰ Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



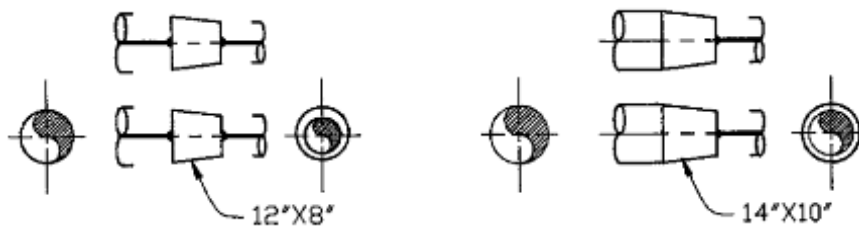
Representación isométrica de una té recta y reducida para soldadura a tope.

16.4. SIMBOLOGÍA DE REDUCTORES.

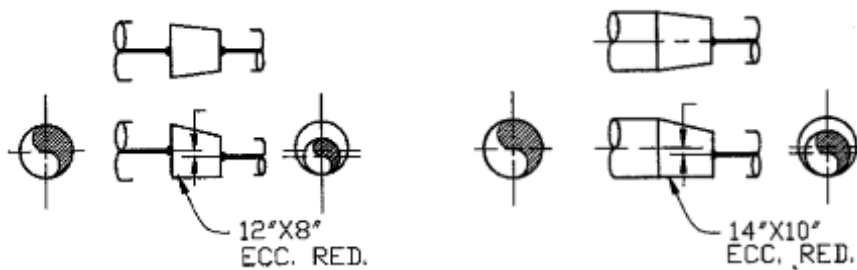
La³¹ representación para los reductores, tanto concéntricos como excéntricos, se representa siempre con doble línea como veremos a continuación:



Reductores excéntricos con cara plana hacia arriba y hacia abajo.

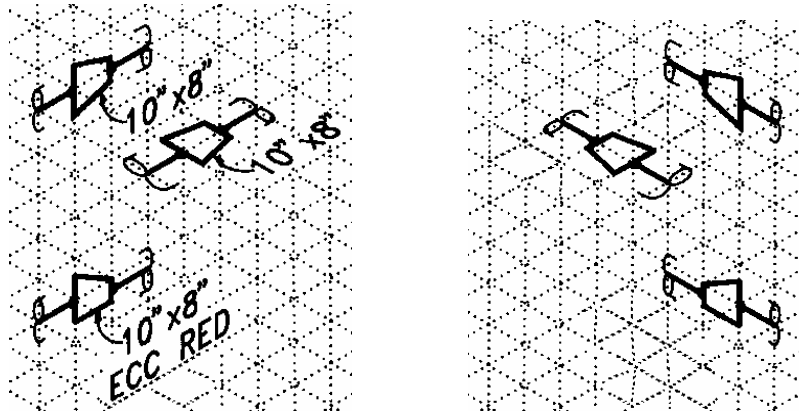


Reductores concéntricos de $\varnothing < 12''$ y de $\varnothing > 12''$.



Reductores excéntricos de $\varnothing < 12''$ y de $\varnothing > 12''$.

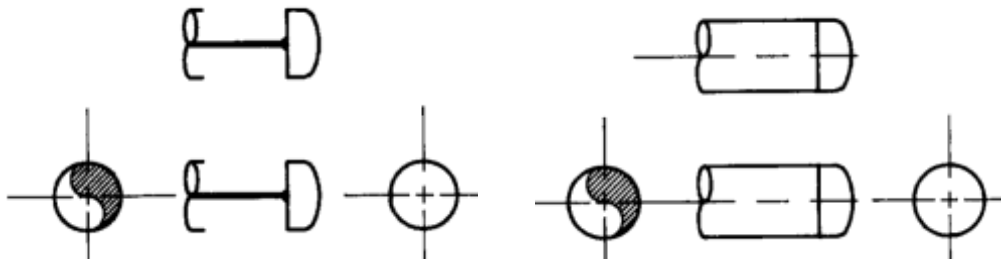
³¹ Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



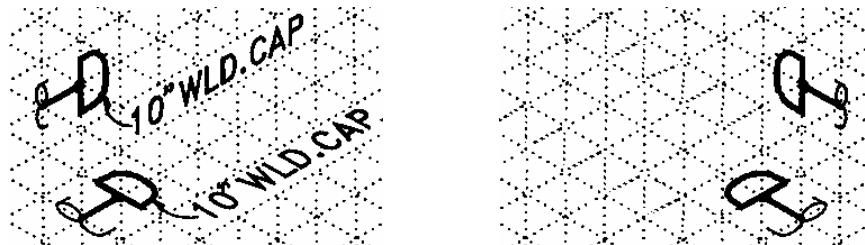
Representación isométrica de reductores excéntricos.

16.5. SIMBOLOGÍA DE TAPONES, TAPAS Y “CAPS”.

Estos³² accesorios se colocan en los extremos de las tuberías para cerrarlas o bien por necesidades del circuito o como sellado de líneas que pudieran quedar anuladas.



Representación en planta o alzado de “caps” de $\varnothing < 12''$ y de $\varnothing > 12''$.



Representación isométrica de “caps”.

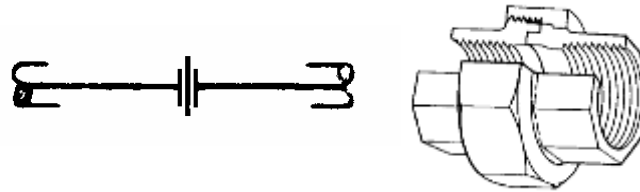
³² Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



16.6. SIMBOLOGÍA DE UNIONES Y MANGUITOS.

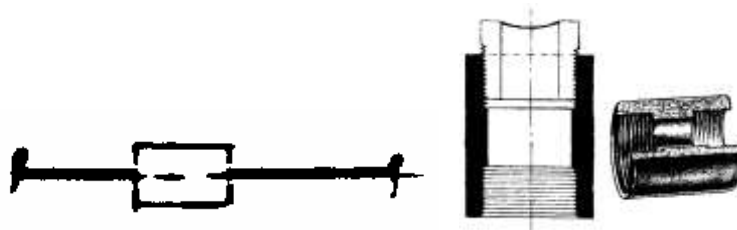
Son³³ los accesorios más empleados para las uniones en tuberías de $\varnothing 2''$ o menor. Estos son los tipos más empleados:

- **Unión roscada:** su representación es la misma ya sea con extremos roscados o para enchufe y soldadura "SW".



Representación y aspecto de unión desmontable.

- **Maguito o "coupling":** este accesorio se utiliza para unir dos tuberías por enchufe y soldadura, el modo de representarlos es el siguiente:



Representación y aspecto de unión manguito roscado.

16.7. SIMBOLOGÍA DE PICAJES CON Y SIN REFUERZO.

Se conoce³⁴ con el término de "picaje" a la conexión de una tubería en otra de igual o mayor diámetro. Los accesorios más frecuentes para estas operaciones son los siguientes:

- **Medio manguito o "Half coupling":** este accesorio se utiliza para reforzar los puntos de picaje de una tubería de 2" o menor, sobre otra de mayor diámetro. Se usan con el extremo roscado o para enchufe y soldadura "SW". Su representación es idéntica a la del "socklet" utilizado en $\varnothing > 2''$.

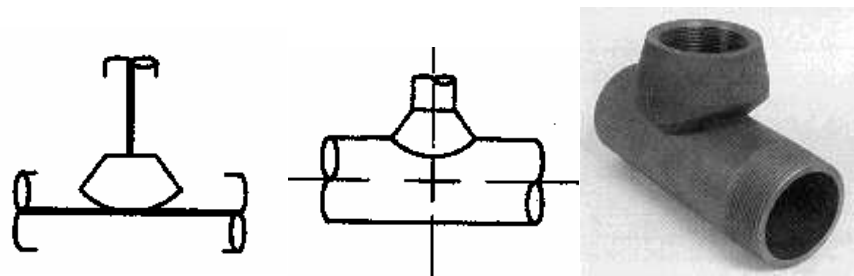
³³ Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.

³⁴ Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



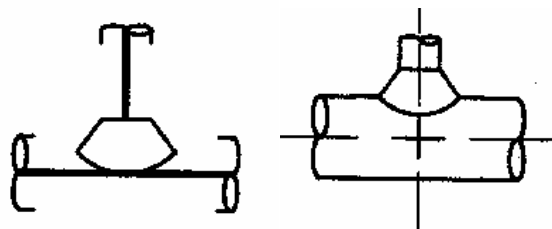
Representación y aspecto de picaje con medio manguito.

- **“Threadolet”**: se utiliza para reforzar los puntos de picaje roscados. Se usan con el extremo para roscar en tuberías de cualquier diámetro.



Representación y aspecto de picaje con “threadolet” en tubería de $\varnothing \leq 12''$ y $\varnothing > 12''$.

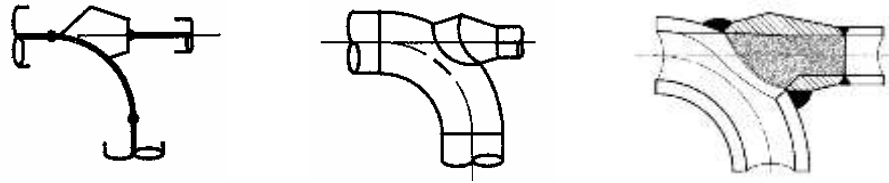
- **“Socketlet”**: este accesorio es parecido al anterior en cuanto a su forma de representación y se utiliza para reforzar los puntos de picaje para tubería de enchufe y soldadura “SW”, sobre tuberías de cualquier diámetro.
- **“Weldolet”**: se utiliza para reforzar los puntos de picaje. Se usan con el extremo para soldar a tope “BW” en tuberías de $\varnothing > 2''$.



Representación de picaje con “weldolet” en tubería de $\varnothing \leq 12''$ y $\varnothing > 12''$.

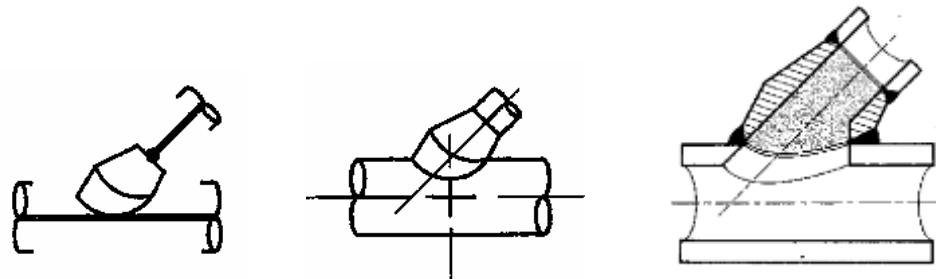


- **“Elbolet”**: “TH elbolet” o “SW elbolet”, se utiliza para facilitar y reforzar los puntos de picaje en codos. Generalmente se emplea con el extremo para soldar a tope “BW” para tuberías de diámetro $> \varnothing 2$ ” con el extremo roscado “TH” o para enchufe y soldadura “SW” en tuberías de $\varnothing < 4$ ”.



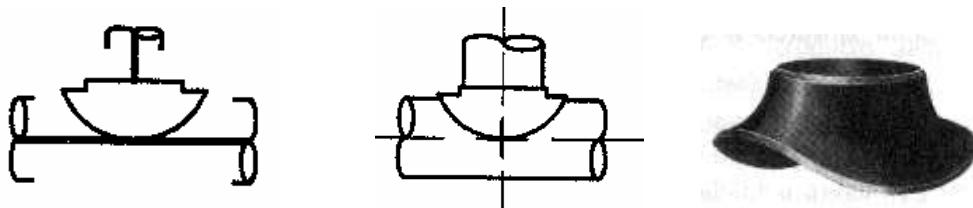
Representación de picaje con “elbolet” en tubería de $\varnothing \leq 12$ ” y $\varnothing > 12$ ”.

- **“Latrolet”**: “TH latrolet” o “SW latrolet”, se utiliza para facilitar y reforzar los puntos de picaje a 45º en las tuberías. Se usan con el extremo para soldar a tope “BW” para tuberías de $\varnothing > 2$ ”, con el extremo roscado “TH” o para enchufe y soldadura “SW”, en tuberías de $\varnothing < 4$ ”.



Sección y representación de picaje con “latrolet” en tubería de $\varnothing \leq 12$ ” y $\varnothing > 12$ ”.

- **“Sweepolet” o “saddles”**: tiene el extremo para soldar a tope “BW” en tuberías de $\varnothing > 2$ ”.



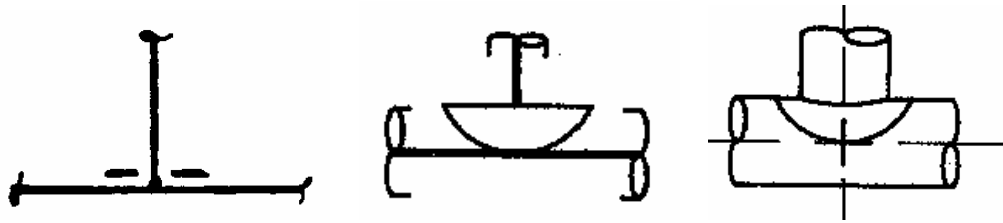
Representación y aspecto de picaje con “saddles” en tubería de $\varnothing \leq 12$ ” y $\varnothing > 12$ ”.



Sección conexión con “saddle” y representación del picaje para tubería con $\varnothing < 12$ ”.

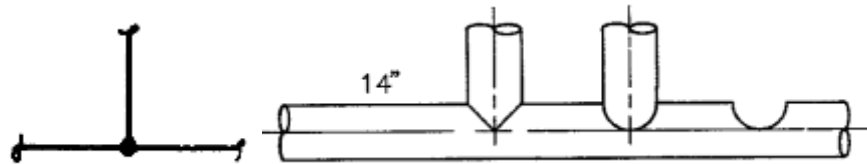


- **“Reinforcing pad”**: utilizado para reforzar conexiones o picajes en tubería menor sobre una mayor, se diferencia del elemento anterior es que este se realiza directamente en obra. En obra recibe el nombre de “corbata”.

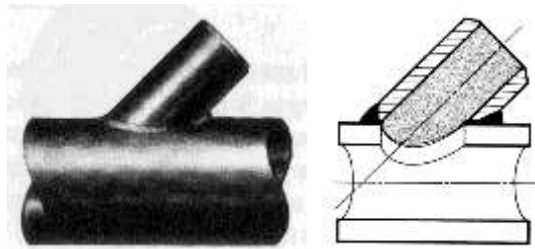


Representación de conexión con “reinforcing pad” en tubería de $\varnothing \leq 12$ ”.

- **“Picaje directo”** o conexión tubería/tubería: realizado cuando se considera que la soldadura perimetral es suficiente para resistir las condiciones de presión y temperatura.



Representación conexión mediante picaje sin accesorio en tubería de $\varnothing \leq 12$ ”.



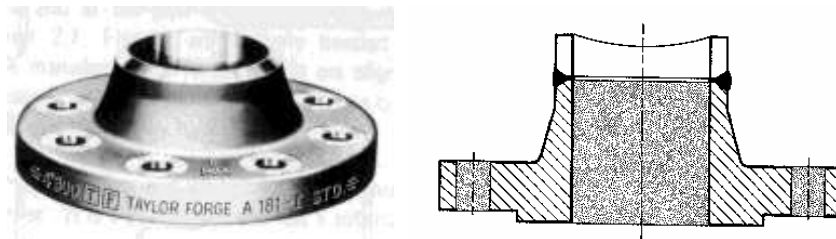
Aspecto y sección de la conexión mediante picaje sin accesorio.



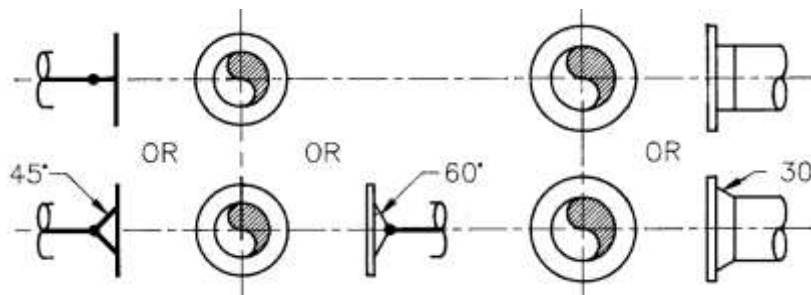
16.8. SIMBOLOGÍA DE BRIDAS.

Con³⁵ anterioridad vimos la gran cantidad de bridas que nos suministra el mercado, seguido representaremos las más utilizadas en el sector petroquímico para su conocimiento y representación en los diferentes planos de planta y proceso:

- **Brida de cuello “welding neck” (wn).**

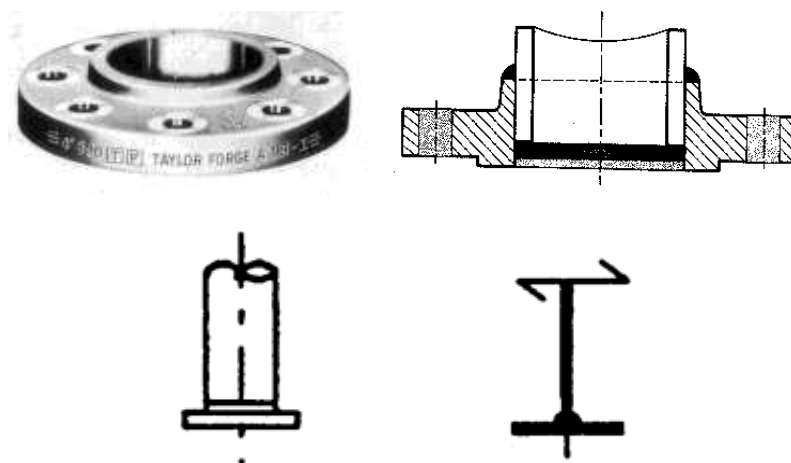


Aspecto y sección de la conexión de la brida “welding-neck”.



Formas de representación de la brida “welding-neck” para tubería de $\varnothing \leq 12$ ”.

- **Brida deslizante “slip-on”.**

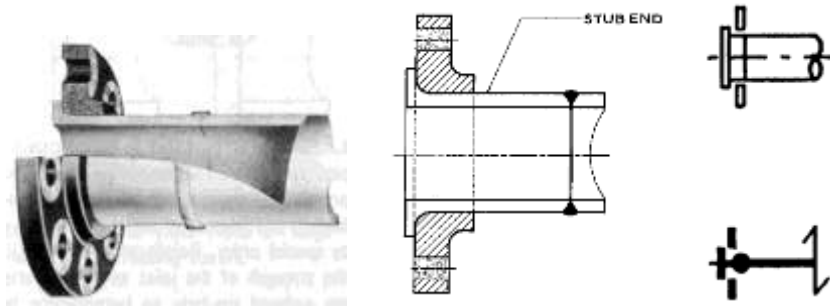


Aspecto, sección y representación de la brida “slip-on” en tubería de $\varnothing \le 12$ ” y $\varnothing > 12$ ”.

³⁵ Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS TUBERÍAS Y SUS ACCESORIOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.

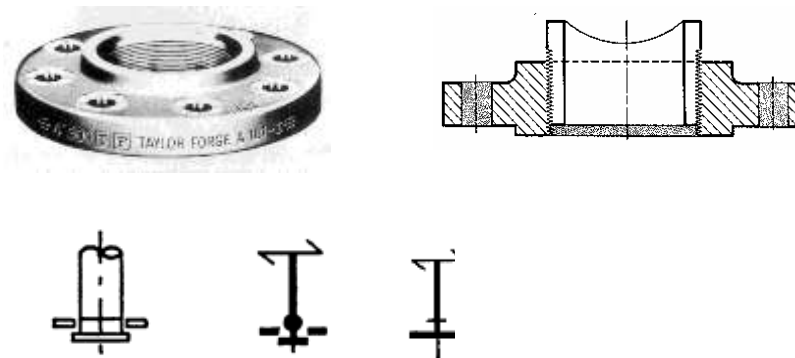


- **Brida loca con “stub-end”.**



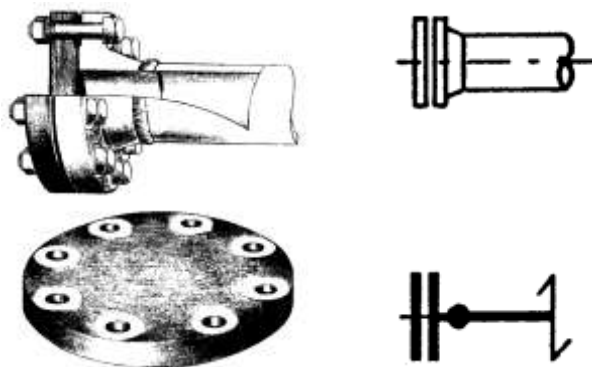
Aspecto, sección y representación de brida “stub-end” en tubería de $\varnothing \leq 12''$ y $\varnothing > 12''$

- **Brida roscada o “SW-flange”.**



Aspecto, sección y representación de la brida roscada o de enchufe y soldadura “SW”.

- **Brida ciega.**



Aspecto y representación brida ciega con “welding-neck” en tubería de $\varnothing \leq 12''$ y $> 12''$.



17. VÁLVULAS Y SUS CARACTERÍSTICAS.



Las válvulas³⁶ son los elementos más importantes y significativos del sistema de tuberías en las plantas de proceso, gracias a ellas, los circuitos tienen continuidad entre los equipos de un proceso permitiendo que este funcione, regulan, controlan, miden, dosifican etc. Existe gran variedad de tipos de válvulas en función de su actividad dentro de un proceso, las principales de ellas en las plantas son:

- ✓ De aislamiento.
- ✓ De macho.
- ✓ De bola o esfera.
- ✓ De mariposa.
- ✓ De regulación.
- ✓ De control.
- ✓ De contraflujo o retención.
- ✓ De bola o pistón.
- ✓ De seguridad.

Se han diseñado válvulas específicas para cada función dentro de un proceso de actividad, sin embargo, en la práctica, se tiende a normalizar el tipo y modelo a utilizar, compatibilizando usos en la medida de lo posible. Esto genera la reducción de problemas de mantenimiento y almacén.

En función de su forma constructiva y modo de cierre se ha establecido una clasificación de acuerdo con las partes básicas que componen las válvulas. Las más usadas en el sector petroquímico son:

- ✓ Compuerta.
- ✓ Retención.
- ✓ Asiento.
- ✓ Bola.
- ✓ Macho.
- ✓ Mariposa.
- ✓ Diafragma.

Para cualquiera de estas válvulas, sus características generales son:

- **Tamaño “size”:** determinado por el diámetro de los extremos que conectan a la tubería.
- **Paso “port”:** este término se aplica al máximo diámetro interno o paso real para el fluido. En ocasiones, el paso puede ser menor que el diámetro nominal de la válvula.
- **Extremos “ends”:** por el tipo de construcción de las líneas en las que se instalaran, los extremos de las válvulas pueden ser de cualquiera de los siguientes tipos:

³⁶ Curso de tuberías para plantas de proceso, VÁLVULAS Y SUS CARACTERÍSTICAS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



- ✓ Roscados.
- ✓ Para soldar a enchufe.
- ✓ Embridados.
- ✓ Para soldar a tope.
- ✓ Para unión con “tri-clamps”.

Las válvulas roscadas, las de enchufe y soldadura, así como las de unión por “tri-claps”, se emplean generalmente en diámetros pequeños de hasta 4" pulgadas y menores, lo habitual es hasta 2" pulgadas. Las válvulas embridadas y las de soldadura a tope, se usan normalmente en 2" pulgadas. Las válvulas para soldar a tope, se usan en servicios en los que se necesita hermeticidad total en la unión entre la válvula y la tubería. Para evitar las fugas de líquidos, gases, vapores, etc.

- **Presión o “rating”:** independientemente del material con el que han sido realizadas, todas ellas están diseñadas para trabajar con distintas presiones nominales o de servicio, las forjadas más usuales son las denominadas de 600, 800 y 1500# libras, las de acero moldeado y las de fundición siguen la misma escala de presiones que las bridas, es decir, 150#, 300#, 400#, 600#, 900#, 1500# y 2500# libras y se aplica tanto para las válvulas embridadas, como para las de soldadura a tope.
- **Materiales:** los empleados en la construcción del cuerpo de la válvula, suelen ser de igual composición química que la tubería o ligeramente superiores en calidad a esta. Generalmente, las partes internas de las válvulas se realizan en materiales de mayor calidad que el exterior.

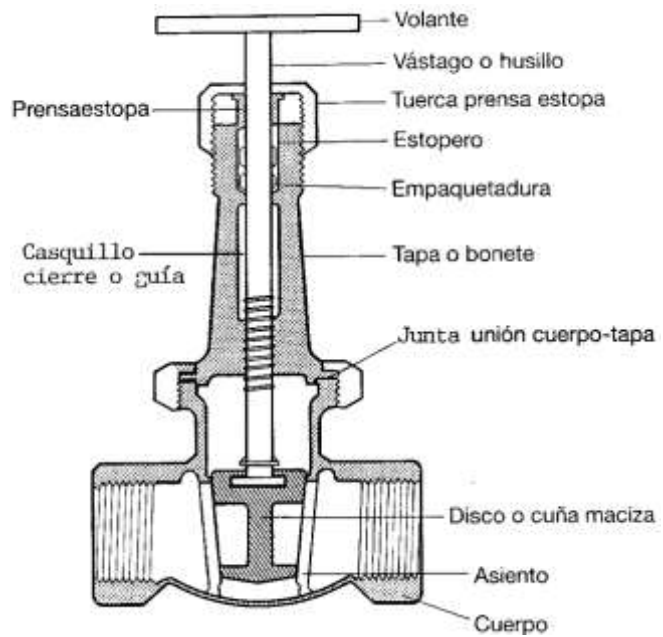
A continuación desarrollaremos las válvulas más empleadas en las plantas de proceso.

17.1. VÁLVULA DE AISLAMIENTO.

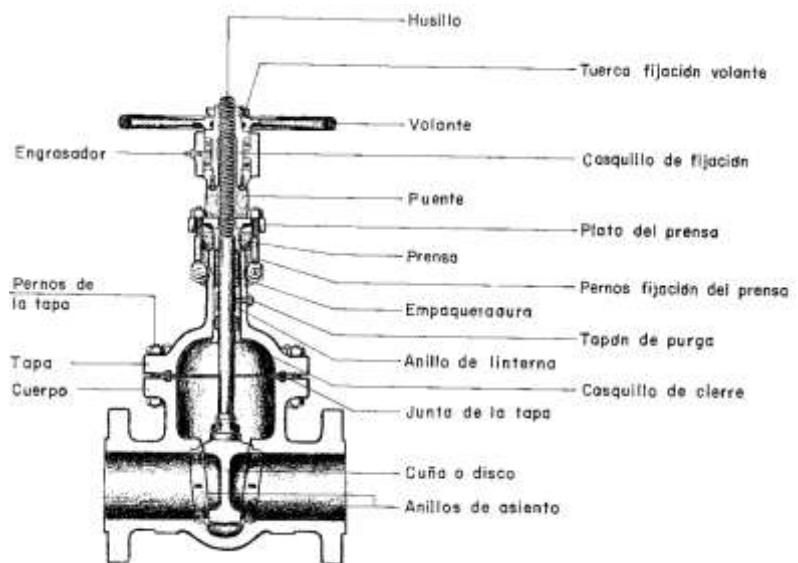
Este tipo de válvula es el que bloquea un sistema o parte de él cuando el proceso así lo requiera. Su diseño las hace especialmente aptas para producir un cierre total. Las válvulas más características de este tipo son las de compuerta, o “gate valves”.

La válvula es un elemento formado por una placa u obturador que se desliza perpendicular al sentido del flujo, guiado por unos canales y actuado por un vástago roscado, al que gira un volante exterior. El obturador o compuerta, puede tener forma de cuña o estar formado por 2 discos independientes con muelles internos.

Las características de estas válvulas hace que deban estar en posición completamente abierta o cerrada, no trabajando bien en posiciones intermedias ya que el fluido puede producir vibraciones, erosiones y desajustes en el orificio para paso del flujo. Es prácticamente igual a la sección de la tubería, por ello, la pérdida de carga es muy reducida.



Aspecto externo y sección de una válvula de compuerta.



Aspecto externo y sección de una válvula de compuerta con bridas.³⁷

Cuando se trata de válvulas de gran tamaño, estas pueden ser accionadas mediante un mecanismo de engranajes. El volante puede ser sustituido por un motor eléctrico, un accionamiento hidráulico, o neumático. Existen modelos en los que el volante puede ser accionado mediante una cadena desde el suelo.

³⁷ <http://valvula.es/aleados.htm>

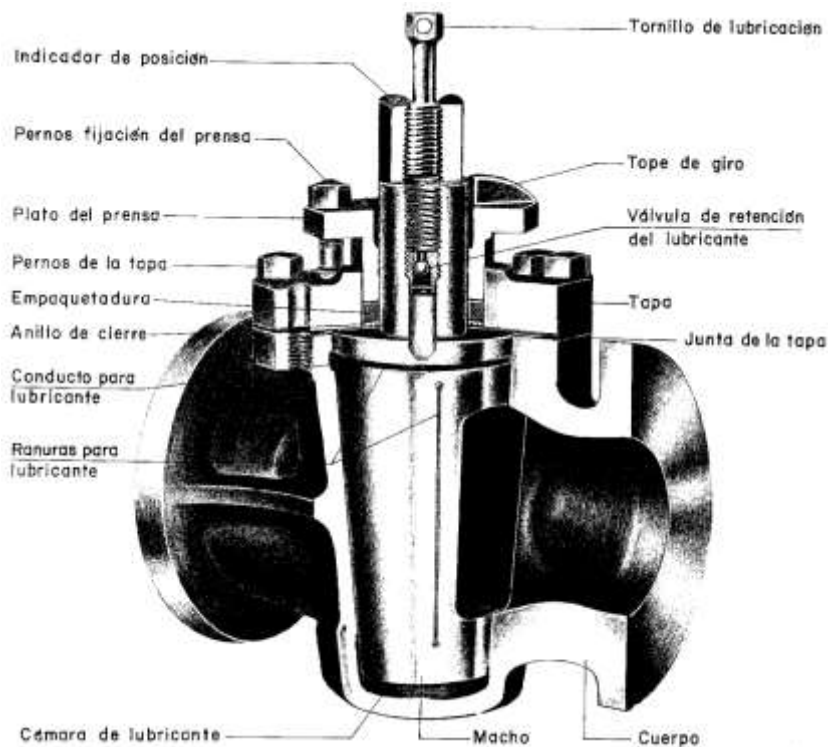


17.2. VÁLVULA DE MACHO.

También conocida como “plug valve”, es la versión actual de la que seguramente fue el primer diseño de válvulas. Generalmente su mecanismo estaba compuesto por un macho tronco-cónico provisto de un taladro transversal que giraba dentro del cuerpo de la válvula, haciendo coincidir este taladro con el sentido del flujo, permitiendo así el paso a través de él, o bien mediante un giro de 90°, presentando al flujo la parte sólida impidiendo la circulación de fluido. Esta cuña giratoria puede griparse al rozar acero con acero, para evitarlo se fabrican dos tipos:

- Lubricado por medio de "patas de araña" y engrasadores exteriores.
- No lubricado con camisas de teflón.

La válvula permite un cierto uso de regulación y tiene muy baja pérdida de carga.



Componentes de la válvula de macho.

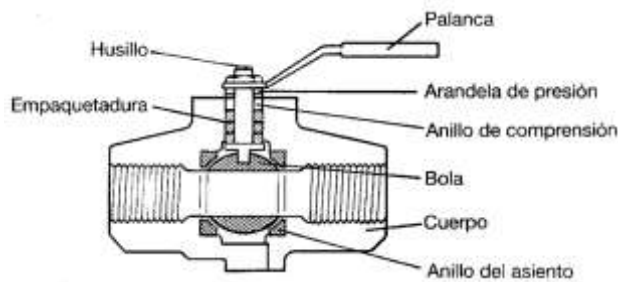
17.3. VÁLVULA DE BOLA O ESFERA.

Este tipo de válvula es semejante a la válvula de macho, su ventaja es que son muy compactas y tienen menores problemas para el engrase. Su cuerpo es una esfera provista de un taladro transversal.

La esfera taladrada gira dentro del cuerpo esférico de la válvula. Cuando se hace coincidir este taladro con el sentido de flujo, se permite el paso del fluido a través de esta. Cuando se gira 90°, se obtura el paso impidiendo la circulación. En tamaños \geq a 10" pulgadas, se sustituye la manivela de accionamiento por un volante que puede tener un



sistema de engranajes. La válvula acepta un cierto uso de regulación y tiene muy baja pérdida de carga “full port”.



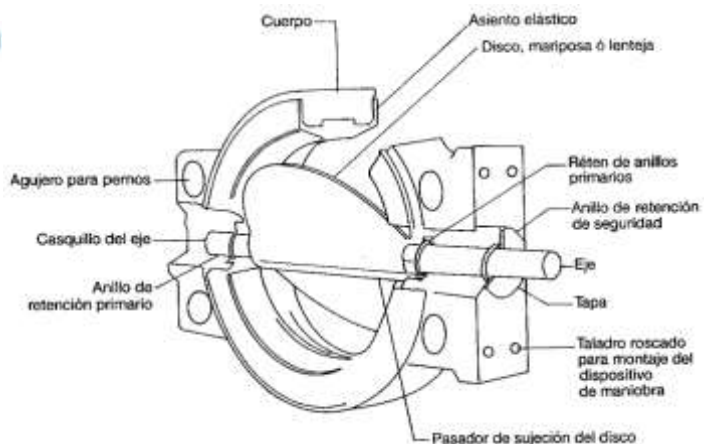
Componentes de la válvula de bola y modelo accionado por engranajes.

17.4. VÁLVULA DE MARIPOSA O “BUTTERFLY VALVE”.

Este tipo de válvula que se encuentra a caballo entre las funciones de aislamiento y regulación, por ello la palanca de mando dispone de enclavamiento.

Básicamente está formada por un disco igual a la sección transversal del tubo al que se une. Su movimiento es giratorio por medio de un eje central en torno al cual pivota. Es de diseño muy compacto, ya que ni siquiera tiene bridas propias en los tamaños más pequeños. Se aloja entre bridas soldadas al tubo, así su peso es relativamente bajo, resultando más barata.

Su uso está muy difundido por su precio y en aquellos casos en los que el ahorro de espacio sea vital. También se utiliza para la sustitución de las válvulas de compuerta. Puede utilizarse como elemento de regulación. Totalmente abierta su pérdida de carga puede considerarse nula.



Aspecto y funcionamiento de válvula de mariposa.³⁸

³⁸ http://www.flowserve.com/es_XL/Products/Valves/Quarter-Turn/Butterfly/Slimseal-Butterfly-Valve,es_XL

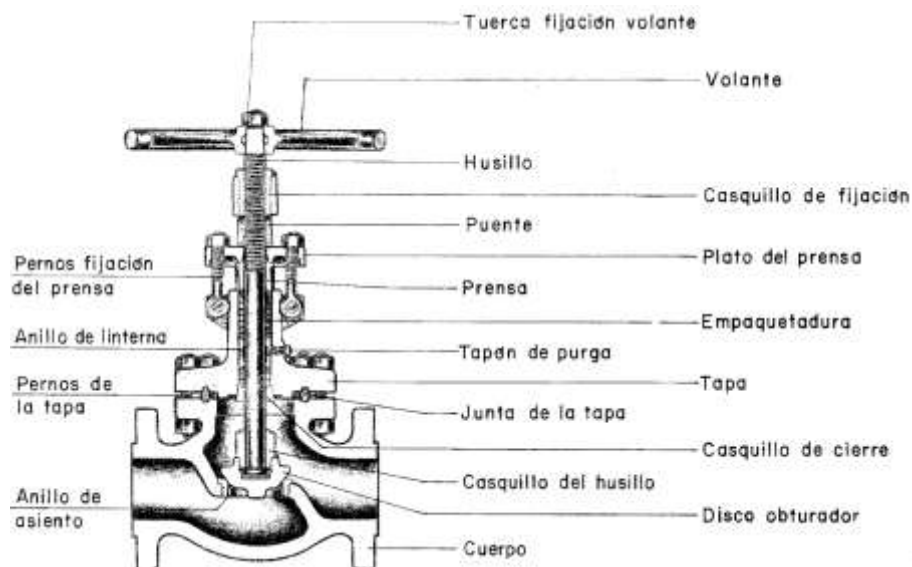


17.5. VÁLVULA DE REGULACIÓN.

Estas válvulas están especialmente diseñadas para no estar totalmente abiertas o cerradas trabajando a mitad de recorrido o según necesidades de caudal. En ellas se produce mayor pérdida de carga que en las anteriores debido a ese grado de abertura.

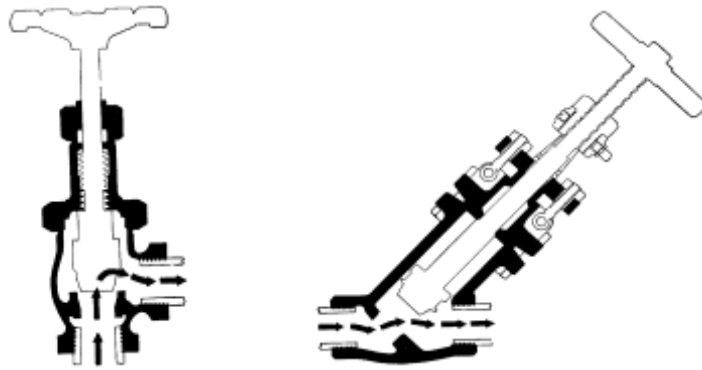
La válvula de globo o asiento, es la típica en este rango de válvulas, en ella, el obturador está dispuesto perpendicularmente al eje del flujo, dispone de un husillo que por el giro de un volante exterior, eleva o baja un disco o macho que es el encargado de efectuar el cierre como consecuencia del cambio de dirección que el fluido sufre al paso por la válvula. Generalmente se emplean para tamaños pequeños, nunca mayores de \varnothing 6" pulgadas. Existen dos variaciones de este tipo:

- Válvula de globo o de asiento en ángulo.
- Válvula de globo o asiento en "Y" o inclinado.



Componentes de la válvula de globo o de asiento con bridas.

La válvula de globo en "Y", se emplea donde la pérdida de carga debe ser mínima, aun siendo precisa la regulación. La válvula de globo o de asiento en ángulo, permitirá evitar el uso de un codo.



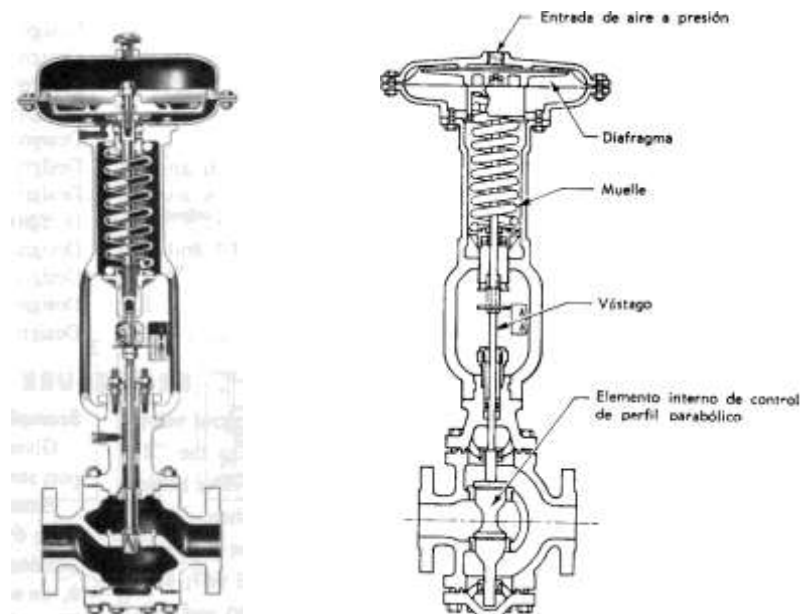
Esquema válvula de globo en ángulo y válvula de globo en “Y”.

17.6. VÁLVULA DE CONTROL.

Las válvulas de control se consideran elementos de regulación y no elementos de obturación, por ello, su diseño se basa en una válvula de globo accionada mediante un diafragma que actúa sobre el eje del obturador.

Estas válvulas se fabrican con materiales similares al resto de válvulas pero las superficies de asiento y cierres se endurecen para hacer frente a la continua erosión a la que están sometidas. La forma del obturador varía en función de su forma de trabajo, siendo esta desde regulación de caudal o reducción de presión.

El actuador típico es el diafragma el cual queda alojado en una cámara donde recibe aire a presión controlada, transmitiendo a través de un vástago movimientos a la pieza de cierre y controlando así el área libre de paso.



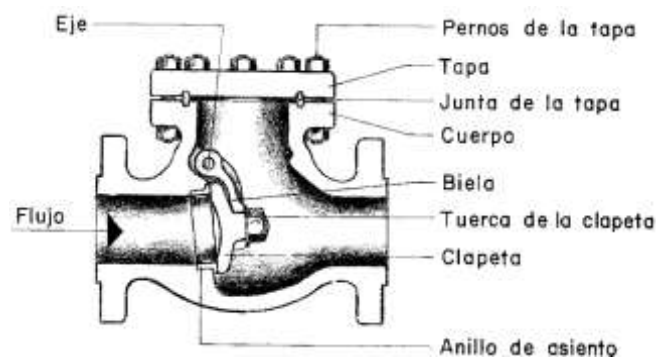
Detalle en sección de una válvula de control y componentes de la misma.



17.7. VÁLVULA DE CONTRA FLUJO O RETENCIÓN.

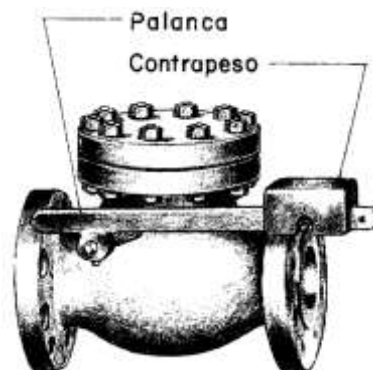
La válvula de retención o “check-valve”, se emplea cuando por necesidades del circuito tenemos que evitar que el fluido circule en dirección contraria. Existen diferentes diseños:

- **Válvula de clapeta:** consta de una clapeta oscilante que se levanta por efecto de la presión del fluido en el extremo de aguas arriba, quedando en posición abierta mientras hay presión. Al desaparecer el empuje, la clapeta cae y se produce el cierre. El efecto de una contrapresión aguas abajo contribuye a un cierre más estanco. Puede aliviarse el posible "clapetazo", o cierre brusco, por medio de un contrapeso o resorte exterior.



Componentes de la válvula de clapeta.

Existe una variante de este tipo de válvulas, es la válvula de clapeta equilibrada, adecuada para aquellos sistemas en los que pueden darse frecuentemente retrocesos del fluido.



Válvula de clapeta con contrapeso.



17.8. VÁLVULA DE RETENCIÓN A BOLA O PISTÓN.

Como alternativa a la válvula de clapeta, en tamaños de 2" pulgadas y menores, existen como sustitutas las válvulas de retención a bola o pistón, que se desplazan verticalmente, por gravedad, o ayudada por un muelle.

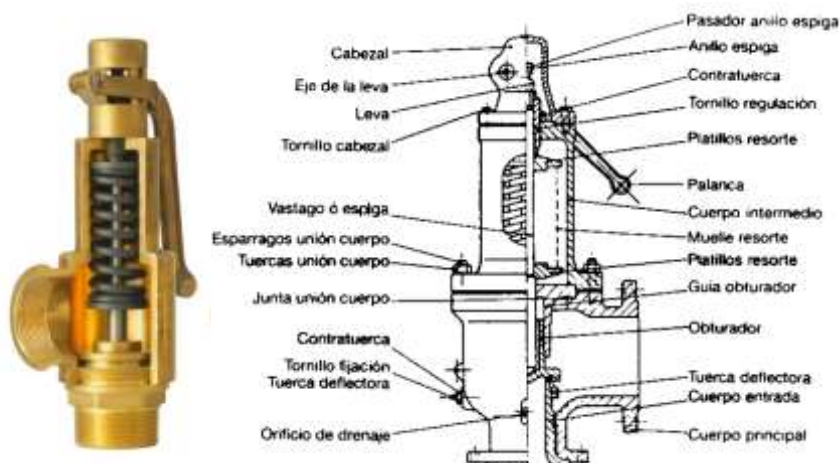


Aspecto exterior de válvula de bola y esquema de funcionamiento.

17.9. VÁLVULA DE SEGURIDAD.

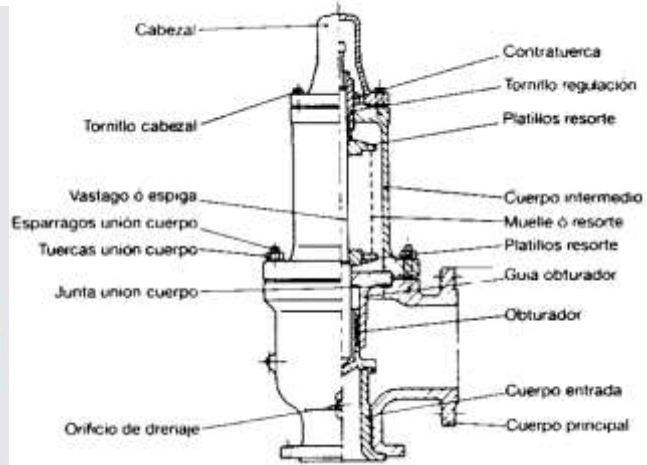
Este tipo de válvula tiene el exclusivo propósito de proteger equipos y/o líneas, eliminando el exceso de presión. Debe estar en posición cerrada permanentemente. Dispone de un muelle convenientemente tarado, que cede al producirse una sobrepresión.

La válvula se abre automáticamente permitiendo un desahogo del sistema, dicha apertura debe ser total (AIT) “Apertura Instantánea Total”, para su uso en generadores de vapor, “reboilers”, o recalentadores, etc. En los restantes casos, la válvula de seguridad puede recibir la denominación de válvula de alivio, ya que su apertura se realiza en proporción al aumento de presión que se produce en el sistema, en este caso su empleo se realiza con líquidos.



Aspecto exterior y componentes de la válvula de seguridad (AIT).³⁹

³⁹ http://www.calderasdelnorte.com.mx/detalle_producto.asp?id_Product=93



Aspecto exterior y componentes de la válvula de alivio.⁴⁰

⁴⁰ <http://www.catalogometalurgico.com/empresas/view/581>



18. SIMBOLOGÍA DE LAS VÁLVULAS.



El empleo⁴¹ de modelos virtuales por gran parte de las ingenierías ha agudizado la necesidad de convenios de símbolos fácilmente intercambiables entre los diversos programas utilizados como PDS y PDMS. El empleo de estos programas junto con la necesidad de normalizar criterios en cuanto a diseño y representación, hacen que se genere un lenguaje común para todos ellos tanto para los “plot-plan” como para “layouts” de tuberías.

En este apartado se muestra la forma de representación más habitual de los tipos de válvulas empleados en la confección de planos por parte de la mayoría de las ingenierías. Esos dibujos se muestran en alzado, planta, perfil y en algunos casos en su modelizado alámbrico o sólido en base a una de estos tres condicionantes:

- En función del acabado de sus extremos.
- Según el tipo de cierre o las características del obturador.
- En función de tipo de accionamiento.

18.1. REPRESENTACIÓN POR EL ACABADO DE SUS EXTREMOS.

En función del acabado de sus extremos, tenemos tres tipos diferentes de representación:

- Para los extremos con bridas de cualquier tipo (RF, FF, RTJ), su representación es:



Válvula de compuerta con extremos bridados.

- Para los extremos preparados para soldar a tope (BW, butt-weld), su representación es:



Válvula de compuerta con extremos soldados a tope.

⁴¹ Curso de tuberías para plantas de proceso, SIMBOLOGÍA DE LAS VÁLVULAS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



- Para los extremos preparados para unión roscada (TH, threaded) o de enchufe y soldadura (SW, socket-weld), su representación es:

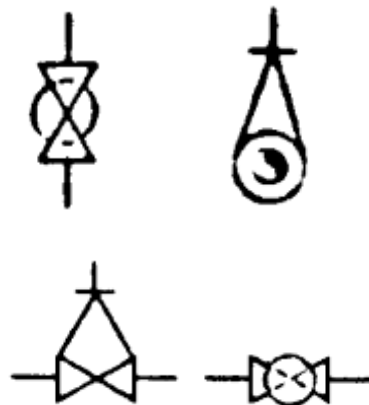


Válvula de compuerta con extremos roscados (TH) o para soldar a tope (SW).

18.2. SIMBOLOGÍA DE LOS CIERRES DE LAS VÁLVULAS.

En función del tipo de obturador de la válvula podemos tener diferentes tipos de representación los que a su vez pueden tener cualquiera de los acabados anteriormente mencionados.

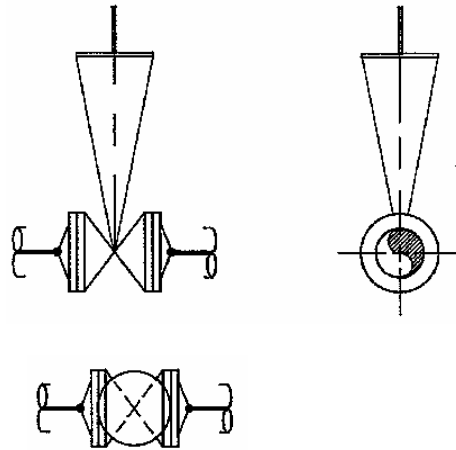
- **Válvula de compuerta o cierre:** el funcionamiento y aspecto de esta válvula se trató en el tema anterior, a continuación mostramos la forma de representación de estas válvulas. Como ampliación de esos datos se acompañan los siguientes dibujos:



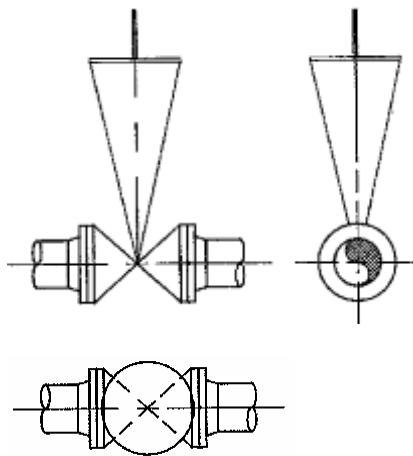
Aspecto y sección válvula de compuerta y representación de la misma roscada y con soldadura y enchufe.

Existen dos casos distintos dentro de las válvulas con extremos bridados:

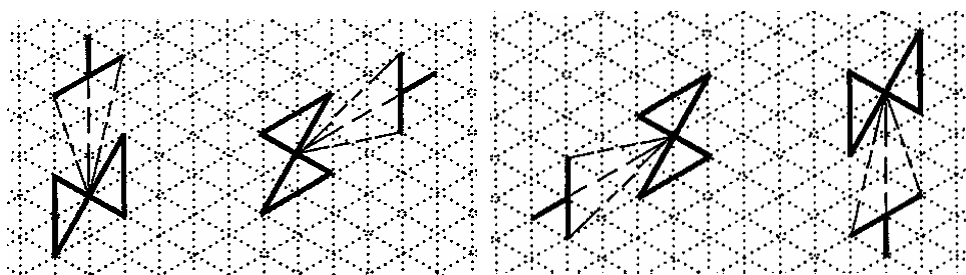
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es menor o igual de 12" pulgadas.
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es mayor de 12" pulgadas.



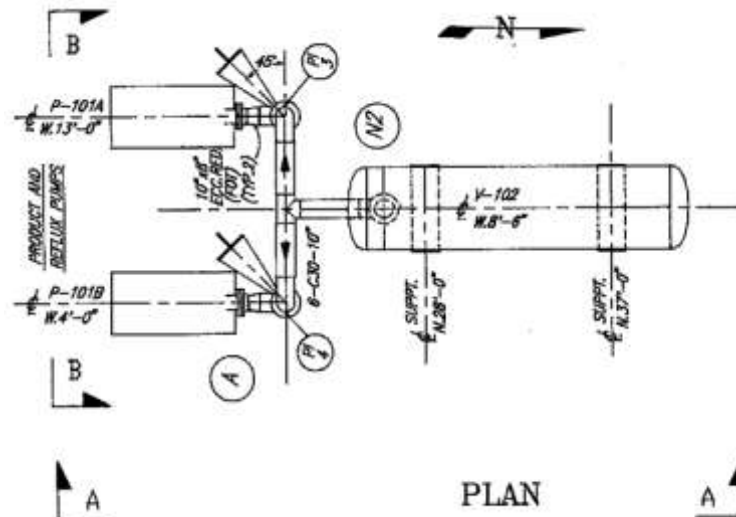
Alzado, perfil y planta de la válvula de compuerta para tubería de $\varnothing < 14''$.



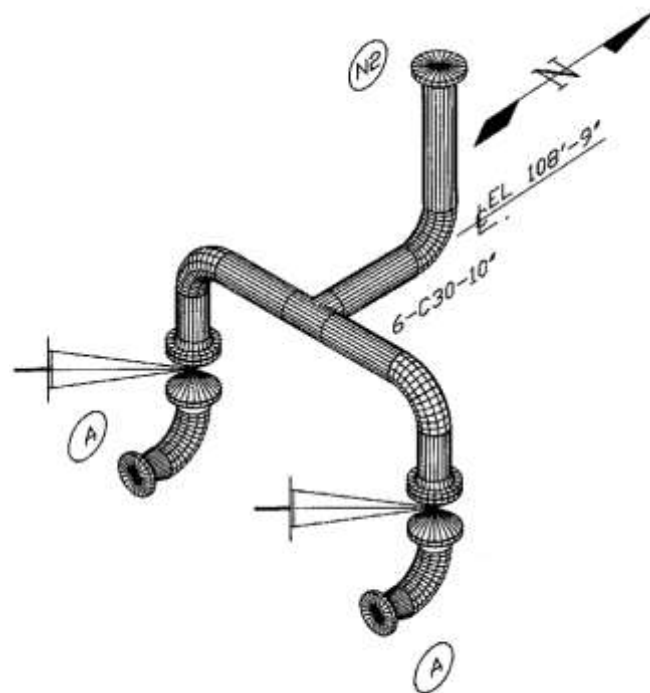
Alzado, perfil y planta de la válvula de compuerta para tubería de $\varnothing \ge 14''$ con bridas de cuello "WN".



Representación isométrica de la válvula de compuerta.



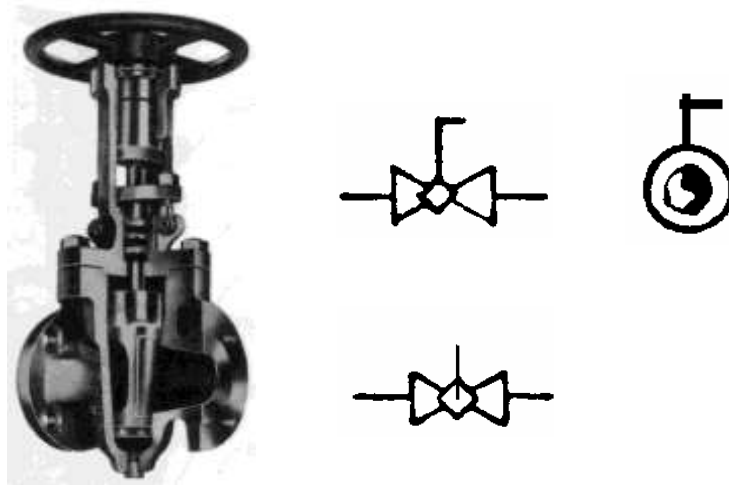
Representación en planta de una isométrica de ejemplo.



Modelado alámbrico en representación isométrica de la válvula de compuesta con tubería y accesorios de la figura anterior.



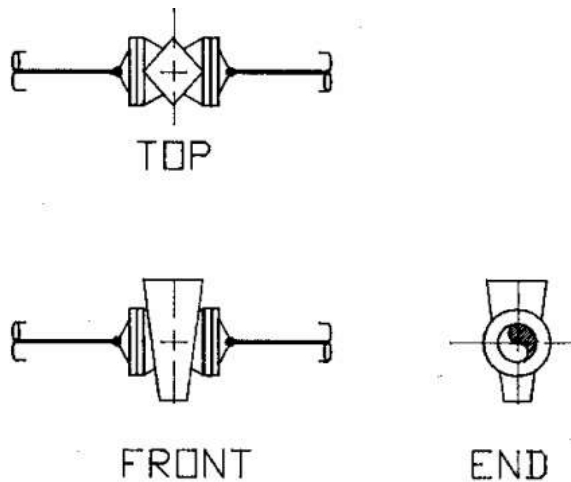
- **Válvula de macho:** a continuación se acompañan los siguientes dibujos para representar los diversos extremos en que se comercializan este tipo de válvulas.



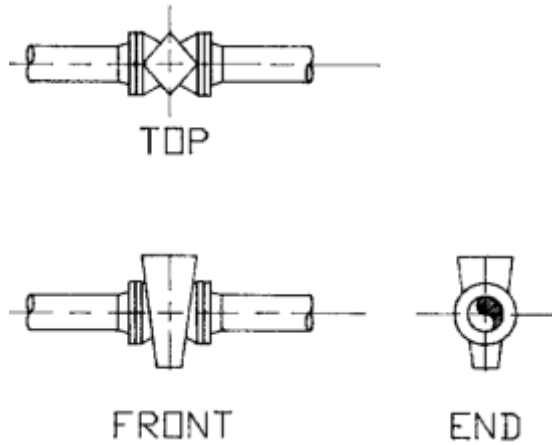
Aspecto y sección válvula de macho y representación en alzado, planta y perfil.

Existen dos casos distintos dentro de las válvulas con extremos bridados:

- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es menor o igual de 12" pulgadas.
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es mayor de 12" pulgadas.

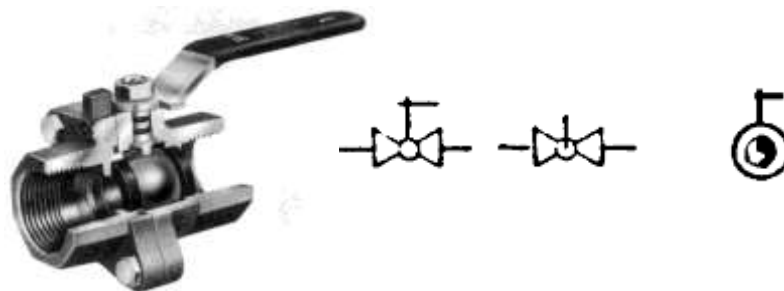


Alzado, perfil y planta de la válvula de macho para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing \leq$ de 12".



Alzado, perfil y planta de la válvula de macho para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing >$ de 14".

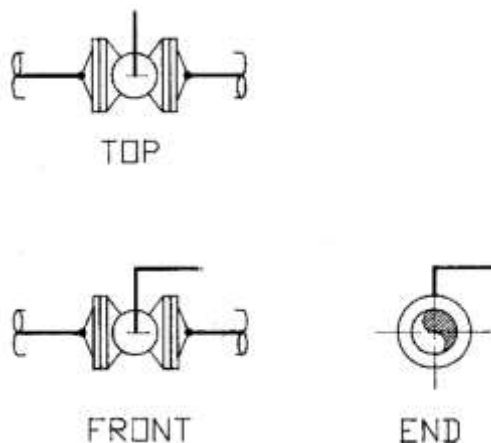
- **Válvula de bola:** como en los casos anteriores, el funcionamiento y aspecto de esta válvula ya lo conocemos, a continuación mostraremos las maneras de representación para este tipo.



Aspecto y sección válvula de bola y alzado, planta y perfil.

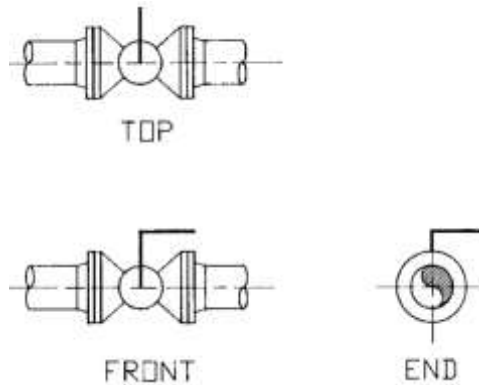
Debemos considerar dos casos:

- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es menor o igual de 12".
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es mayor de 12".



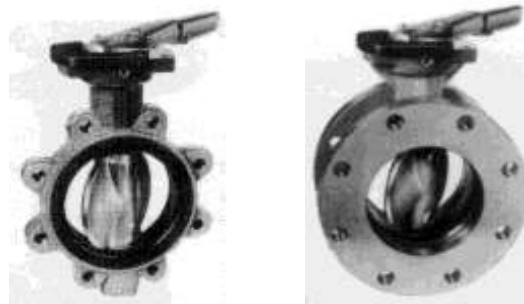


Alzado, perfil y planta de la válvula de bola para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing \leq$ de 12".



Alzado, perfil y planta de la válvula de bola para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing >$ de 14".

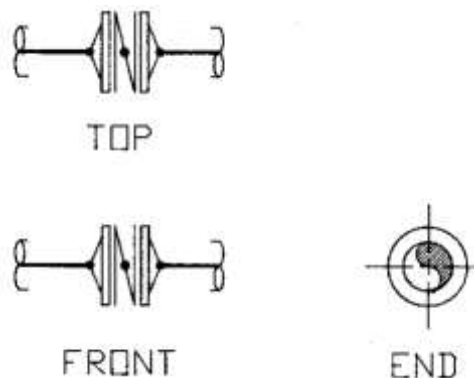
- **Válvula de mariposa:** a continuación se acompañan los siguientes dibujos para representar los diversos extremos en que se comercializan este tipo de válvulas.



Aspecto de la válvula de mariposa.

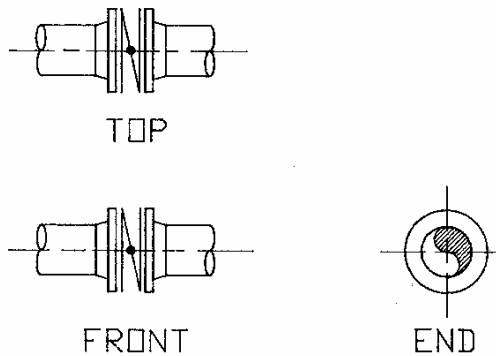
Existen dos casos distintos dentro de las válvulas de mariposa:

- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es menor o igual de 12".
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es mayor de 12".



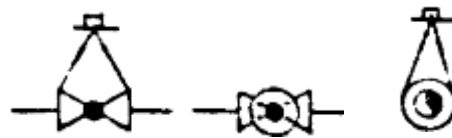
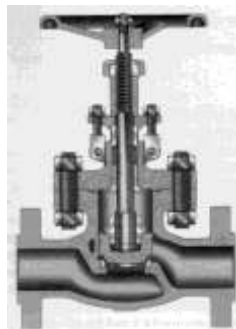


Alzado, perfil y planta de la válvula de bola para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing \leq$ de 12".



Alzado, perfil y planta de la válvula de bola para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing >$ de 14".

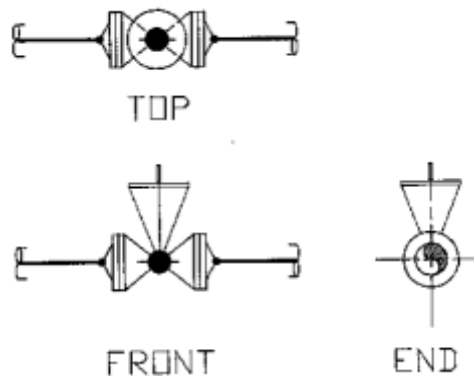
- **Válvula de globo:** su forma de representación es muy similar a las de esfera. Como forma representativa de los diversos extremos en que se comercializan este tipo de válvulas, debemos considerar dos casos:



Aspecto y sección válvula de globo, representación en alzado, plante y perfil.

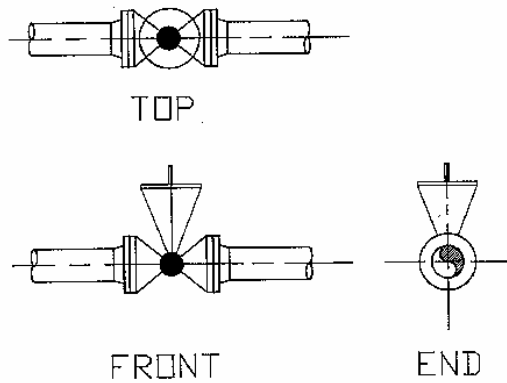
Debemos considerar dos casos:

- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es menor o igual de 12".
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es mayor de 12".





Alzado, perfil y planta de la válvula de bola para tubería con bridas de cuello “WN” de $\varnothing \leq$ de 12”.



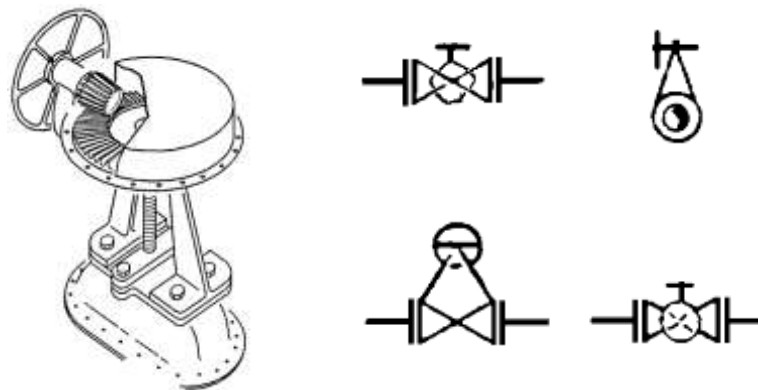
Alzado, perfil y planta de la válvula de bola para tubería con bridas de cuello “WN” de $\varnothing >$ de 14”.

18.3. SIMBOLOGÍA DE LOS ACCIONAMIENTOS PARA VÁLVULAS.

En función del tipo de accionamiento que tenga cada modelo de válvula, podemos tener las siguientes formas de representación:

- **Accionamiento por engranajes**, agrupando este tipo en dos clases:

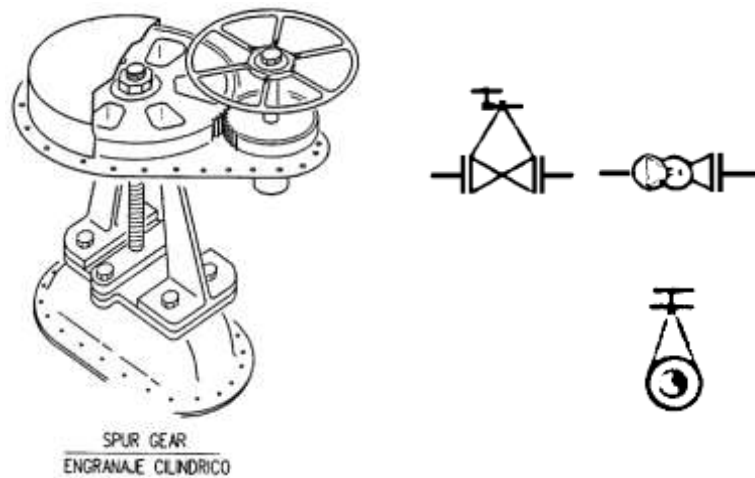
- ✓ Válvula operada con engranaje conico “bevel gear”.



Aspecto, alzado, planta y perfil para válvula con accionamiento a 90º.

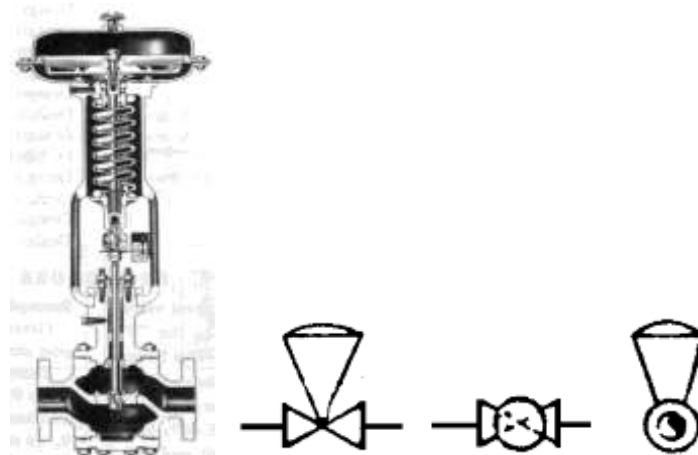


- ✓ Válvula operada con engranaje cilíndrico “super gear” en línea.



Aspecto, alzado, planta y perfil para válvula con engranaje cilíndrico.

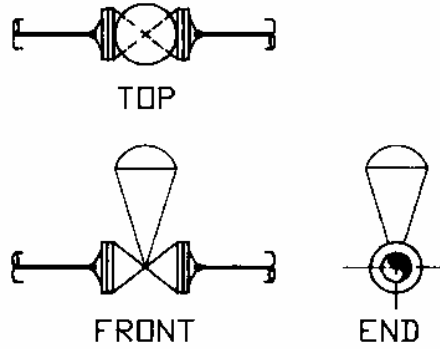
- **Accionamiento neumático, válvula de control:** incluye dentro de este epígrafe a las válvulas de control accionadas neumáticamente, mediante diafragma y su forma de representación.



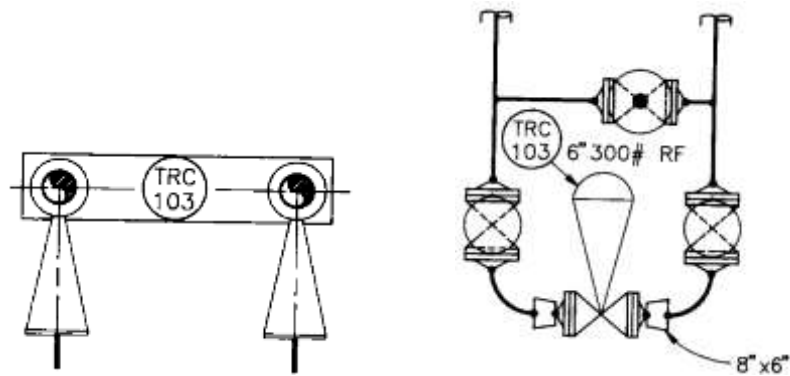
Aspecto y sección. Vista en alzado, planta y sección válvula de control.

Debemos considerar dos casos:

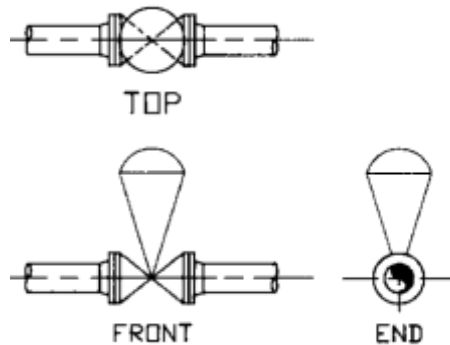
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es menor o igual de 12”.
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es mayor de 12”.



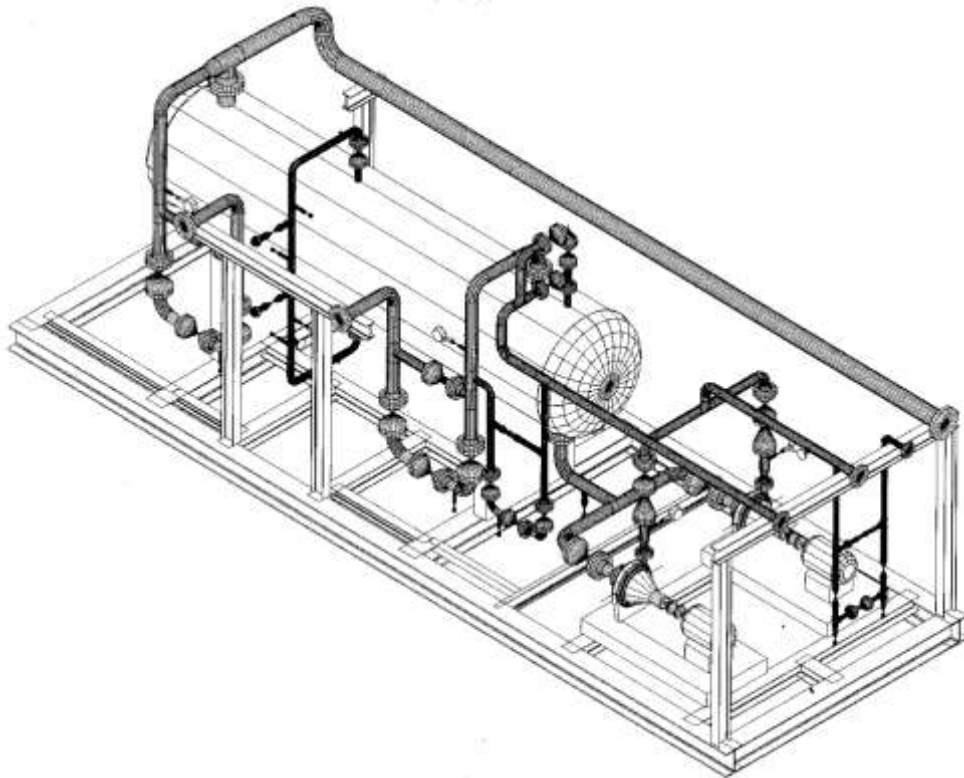
Alzado, perfil y planta de la válvula de control para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing \leq$ de 12".



Representación en alzado y en planta de una estación de control.



Alzado, perfil y planta de la válvula de control para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing >$ de 14".

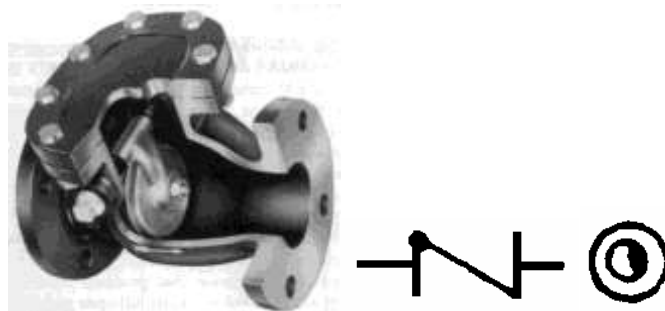


Ejemplo de modelado alámbrico representado en isométrico de una estación de control con tubería y accesorios.

18.4. SIMBOLOGÍA DE LAS VÁLVULAS SIN ACCIONAMIENTO.

Dentro de las válvulas que no requieren ningún tipo de accionamiento destacaremos los siguientes tipos:

- **Válvula de retención** “check valve” o anti retorno: quedan incluidas en este apartado todas las válvulas que impiden el paso del fluido en un sentido obligando así al fluido a una única dirección. Dentro de estas válvulas tenemos tanto con extremos roscados, o para enchufe y soldadura así como con extremos bridados.

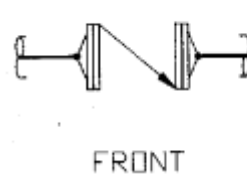
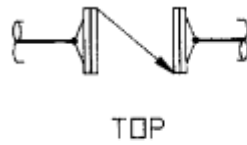


Semiseccción, planta y perfil de válvula de retención.

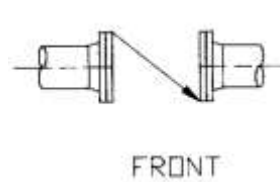
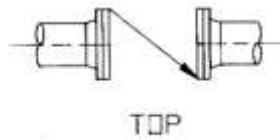


Debemos considerar dos casos:

- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es menor o igual de 12".
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es mayor de 12".



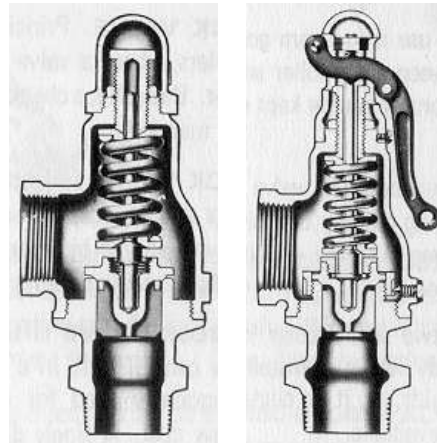
Alzado, perfil y planta de la válvula de retención para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing \leq$ de 12".



Alzado, perfil y planta de la válvula de retención para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing >$ de 14".



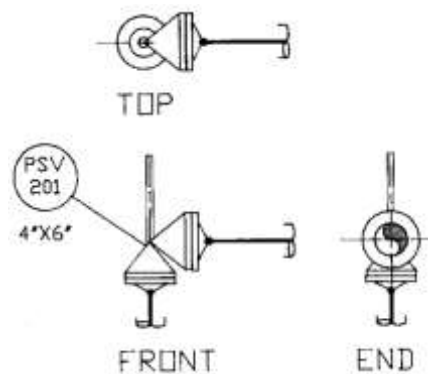
- **Válvula de seguridad o alivio:** sabido ya que este tipo de válvulas permiten el paso del fluido hacia el exterior en un único sentido tras vencer la resistencia de un muelle con un determinado taraje, pasamos a su representación en función de los tipos empleado en nuestro sector. Como en el caso anterior, disponemos de diferentes tipos de extremos como roscados, o para enchufe y soldadura así como bridadas.



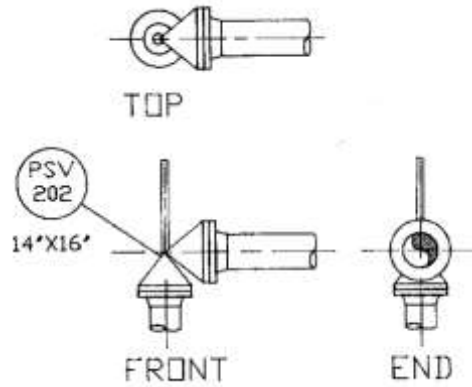
Sección válvula de seguridad.

Debemos considerar dos casos:

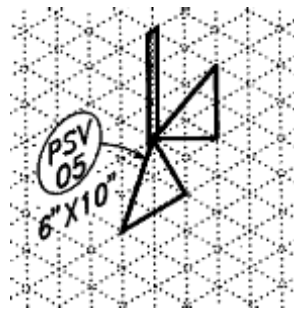
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es menor o igual de 12".
- ✓ Cuando el diámetro de la tubería es mayor de 12".



Alzado, perfil y planta de la válvula de seguridad para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing \leq$ de 12".



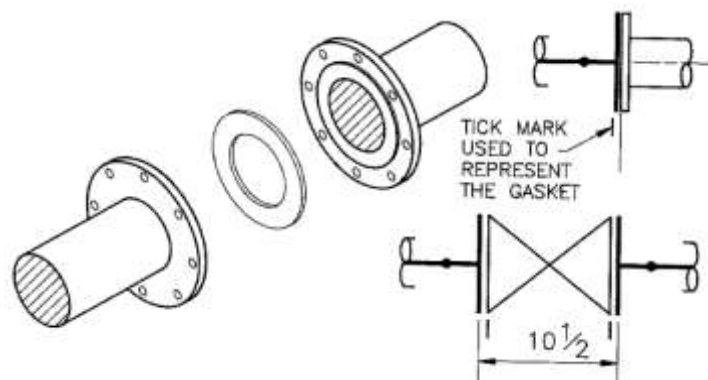
Alzado, perfil y planta de la válvula de seguridad para tubería con bridas de cuello "WN" de $\varnothing >$ de 14".



Representación isométrica de la válvula de retención.

18.5. SIMBOLOGÍA DE LAS JUNTAS DE LAS VÁLVULAS.

Las válvulas bridadas necesitan un par de juntas en cada uno de sus extremos como se indica en la figura, generalmente, a la hora de acotarlas, se incluye el espesor de cada una de las juntas que oscila en $\pm 2,0\text{mm}$, dentro de la cota, simbolizándose su inclusión mediante pequeños trazos interiores.



Detalle del montaje de juntas en válvula de compuerta y representación de su acotación.



19. TRACEADO Y ENCAMISADO DE TUBERÍAS.



En las⁴² conducciones de las plantas de proceso, tenemos fluidos viscosos los cuales necesitan modificar el grado de su temperatura para poder ser transportados. Para permitir el manejo de tales fluidos viscosos por parte de las bombas, deben calentarse para que baje su grado de viscosidad, así como la tubería por la que circulan y mantenerla a una temperatura adecuada para favorecer unas condiciones de flujo regular.

Mediante el sistema de vaporización de las líneas de cada uno de los circuitos de proceso, conocido como traceado o “tracing”, conseguimos elevar y mantener constante la temperatura de las conducciones con el fin de evitar la solidificación del líquido durante su recorrido, o bien mantener las condiciones de fluidez de dichos líquidos viscosos, evitando en todo momento el enfriamiento.

Las tuberías se aíslan con material de baja conductividad térmica evitando así las pérdidas de calor pero, por regla general, no es económico dotarlas de espesor mayor que el necesario para lograr un 80% de retención de calor. Podemos compensar las pérdidas de calor mediante traceado el cual, genera el calor necesario gracias a las caderas, hornos, intercambiadores etc.

Para producir el calor necesario se realiza un estudio previo en el cual, se tienen en cuenta por un lado los sistemas usados para mantener una temperatura fija y por otro, los sistemas necesarios para calentar el producto. Los datos a tener en cuenta son los siguientes:

- Longitud, diámetro de la línea y “Schedule” o espesor.
- Espesor del aislamiento conociendo su constante de transmisión de calor.
- Límites de temperatura a mantener del fluido.
- Temperatura ambiente.

19.1. TRACEADO O ACOMPAÑAMIENTO CO LÍNEAS DE VAPOR.

También conocido como “steam tracing”, se realiza en las líneas o equipos que vienen indicadas según especificación. Suele tener como finalidad mantener su contenido en condiciones de trabajo satisfactorias cuando la temperatura ambiente cae 5 °C por debajo de la temperatura media mensual más baja de la zona, evitando así el enfriamiento del fluido. De este modo se consigue mantener las condiciones de fluidez de los líquidos viscosos evitando la solidificación durante su recorrido.

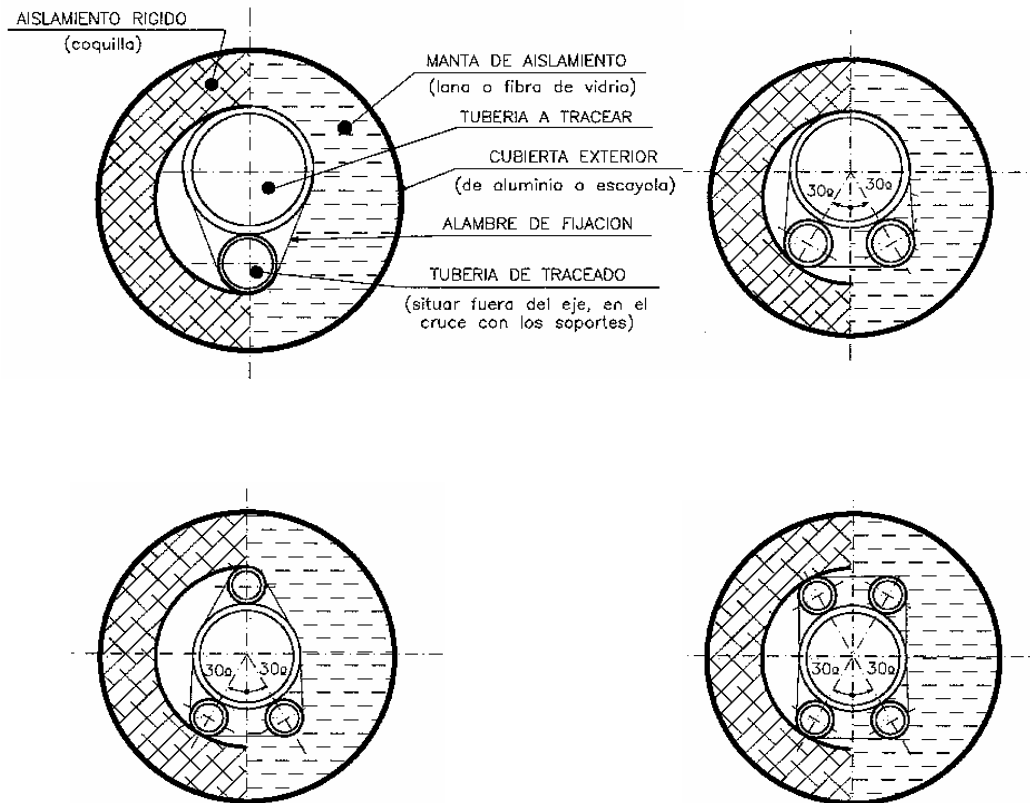
El vapor que se utiliza en el traceado debe estar seco, saturado y debe tomarse de una fuente que lo produzca de manera continua, incluso en los periodos en los que la planta entra en parada. Además debe mantener una presión mínima igual a la exigida por las especificaciones del traceado. Esta presión puede variar entre 1,0 kg/cm² y 15,3 kg/cm² (0,10 a 1,5 N/mm²), aunque debe emplearse la presión más baja que permita alcanzar la temperatura deseada.

⁴² Curso de tuberías para plantas de proceso, TRACEADO Y ENCAMISADO DE TUBERÍAS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.

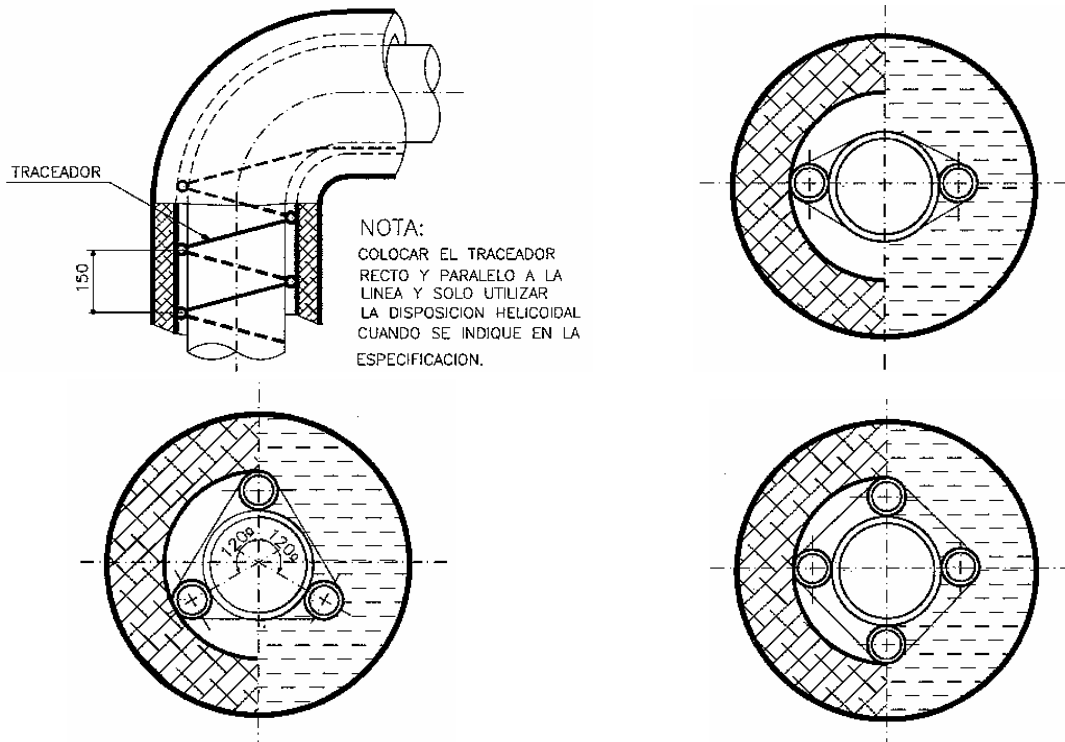


Nunca debe superarse la temperatura límite del fluido. Si la presión del vapor es demasiado alta, puede reducirse mediante una válvula reductora de presión o una estación de control. Debe haber una sola derivación para cada línea calefactora, y cada una de estas tuberías debe tener su propio sistema de purga.

En algunos casos, no es suficiente el calor aportado por una sola tubería y es necesario colocar dos o más líneas de vapor de acompañamiento.



Ejemplos de disposición de las líneas de acompañamiento en tubería horizontal.

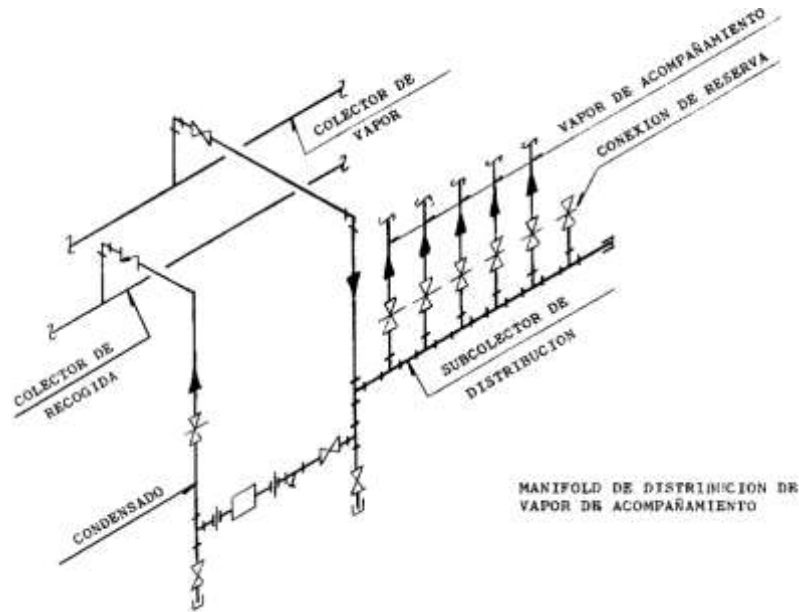


Ejemplos de disposición de las líneas de acompañamiento en tubería vertical.

Tanto la longitud de las líneas, como la separación entre conexiones, varían según las condiciones ambientales de cada planta, si bien puede calcularse en una media de 60 a 70 m.

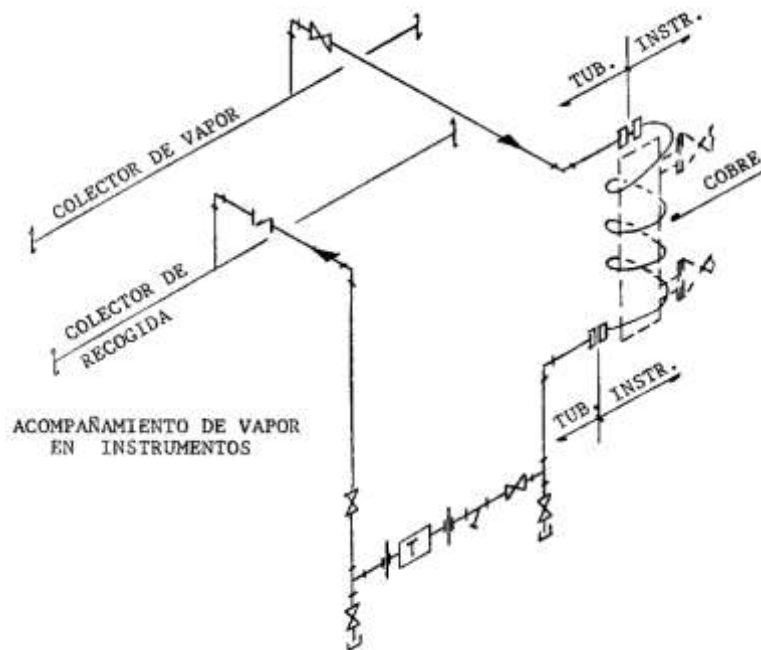
En la parte final de cada una de las líneas se instalará un purgador. Siempre que su recorrido y longitud sean idénticos, se podrá montar un solo purgador para cada par de líneas de acompañamiento. Las conexiones sobre el colector de vapor se realizaran siempre por la parte superior, colocando lo más cerca posible una válvula de bloqueo.

Para conseguir hacer el menor número de conexiones sobre el colector de vapor y a su vez, tener un ahorro de tubería, se dispondrán sub-colectores de los que saldrán las conexiones simples y que servirán para a su vez sacar de ellos un nº determinado de ramales, cada uno con su válvula de bloqueo, como se aprecia en la figura adjunta.



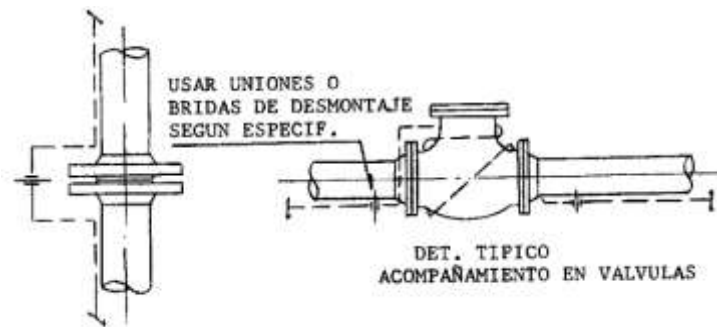
Disposición del picaje en sub-colector de líneas de traceado.

Quando se trate de instrumentación, se llevará la línea hasta el propio instrumento el cual, se traceará mediante tubería de cobre, recogiendo posteriormente el condensado mediante un purgador que lo mandará al colector de recogida.



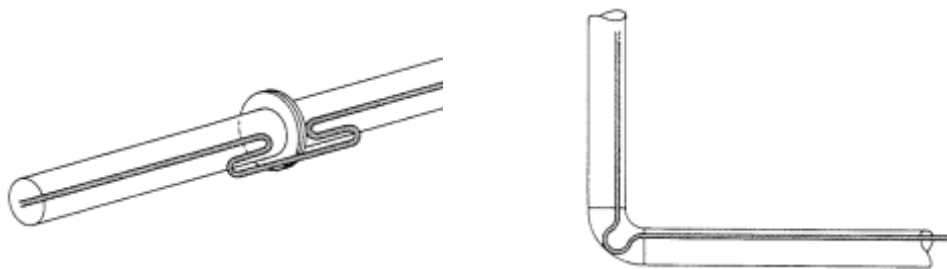
Traceado de tuberías para instrumentación.

Las descargas de los purgadores se recogerán en el colector de condensado instalado lo más cerca posible de esta conexión, con una válvula de retención que evite un posible retorno, esta descarga será siempre de un diámetro mayor que la línea de vapor de acompañamiento. Se instalarán uniones o bridas de desmontaje en todos aquellos puntos que lo requiera tales como válvulas, bridas de orificio, etc.



Unión para desmontaje de líneas de acompañamiento para tuberías.

Las tuberías calefactoras generan problemas de dilatación ya que se calientan más que el tubo al que acompañan, necesitando espacio libre para este desplazamiento, de lo contrario, las uniones en el trazado pueden resultar sometidas a esfuerzos excesivos. En el trazado normal se deben disponer las curvas o bucles para absorber los movimientos. En todos los casos, el bucle debe hacerse en el plano horizontal.



Unión bridad en tramo recto y lira de dilatación en codo.



20. CARACTERÍSTICAS Y SIMBOLOGÍA DE OTROS ELEMENTOS.

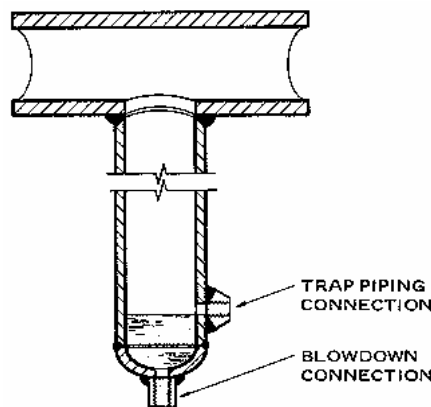


En este⁴³ tema veremos un segundo bloque de accesorios y otros elementos habituales en los sistemas de tuberías que debido a su empleo no podían ser reflejados junto a temas anteriores en los que se veían tanto válvulas, como bridas, accesorios de conexión etc.

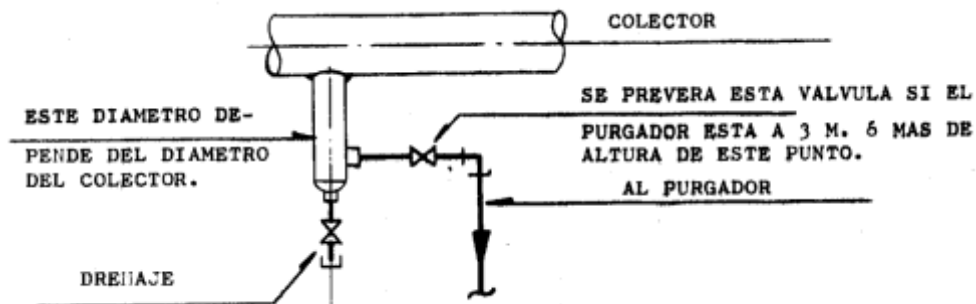
20.1. POZOS DE GOTEO O “DRIP LEG”.

Los pozos de goteo son los elementos encargados de la recogida de condensado de los distintos colectores y sub-colectores de vapor. El número de pozos de goteo a montar en un colector, dependerá de la longitud de tramo recto de éste, y de la capacidad de los purgadores que se vayan a utilizar.

Existe un standard típico de “drip leg” que en función de su tamaño y conexiones de las líneas, junto con el diámetro del colector, fija la cantidad de los mismos que debe llevar cada circuito de vapor. Por otra parte, son las especificaciones de proyecto las que nos indican los tipos de condensado que serán recogidos, después de pasar por las trampas de vapor, las cuales, son dirigidas a drenajes de tuberías enterradas por considerarlos inaprovechables para su utilización en planta.



Sección de un pozo de goteo.



Esquema de montaje de un pozo de goteo.

⁴³ Curso de tuberías para plantas de proceso, CARACTERÍSTICAS Y SIMBOLOGÍA DE OTROS ELEMENTOS. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.

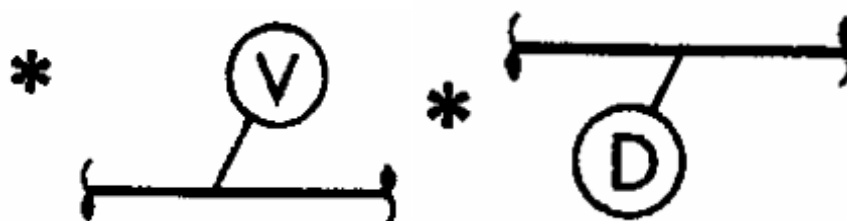


20.2. CONEXIONES PARA DRENAJE Y VENTILACIÓN.

Estos elementos son necesarios para permitir la salida del líquido contenido en su interior ante una eventual parada de la planta de proceso, o un eventual cierre de válvula para permitir la reparación de un componente.

Mediante estos elementos podremos evacuar el líquido contenido en la zona cerrada, sea un recipiente, un equipo, un trozo de línea, o un “drip-leg”, y así poderlo conducir a través de una red de tubería enterrada, y que suele conducir las llamadas aguas aceitosas o contaminadas. Esta red de tuberías enterradas no suele ser responsabilidad del departamento de tuberías ya que se entrega a la empresa contratista para que esta a su vez pueda hacer las conexiones pertinentes durante el proceso de montaje de la planta.

Si el fluido no puede entrar en contacto con el ambiente por su peligrosidad, este será conducido mediante drenajes hasta recipientes adecuados.

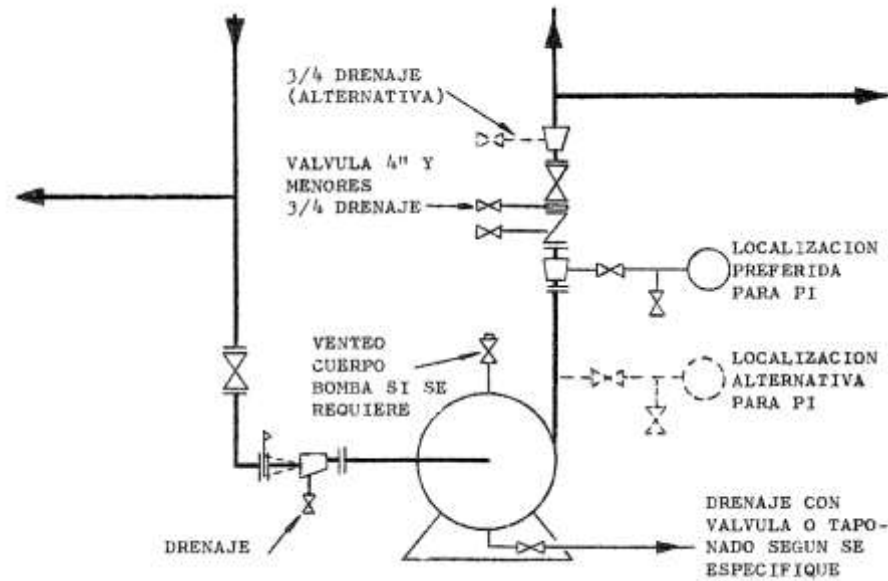


Simbología de venteo y drenaje.

Generalmente, los puntos bajos de los sistemas de tuberías deberán llevar un sistema que permita drenar con descargas a la red de desagüe de aguas aceitosas o contaminantes. Esta salida suele hacerse mediante drenajes de $\varnothing 3/4$ " de pulgada como mínimo, excepto cuando el diagrama de flujo indique su tamaño concreto.

En general todos los equipos y recipientes, disponen de conexión o punto de drenaje, provisto en todos los casos de una llave de aislamiento, sean de compuerta, esfera, etc. Las bombas, compresores y turbinas incluyen un punto de drenaje para su salida por el que se evacuan las pérdidas o goteos que puedan producirse en el interior de la zona de bancada.

Los recipientes necesitan disponer de conexiones de vaciado en los puntos bajos incluso aunque contengan fluidos gaseosos ya que, en ellos puede haberse depositado un condensado. Estos puntos de drenaje no son responsabilidad del departamento de tuberías, pero debe ser conocido por el diseñador de la red de tuberías para su conexión con la tubería de drenaje permitiendo así su correcta evacuación.



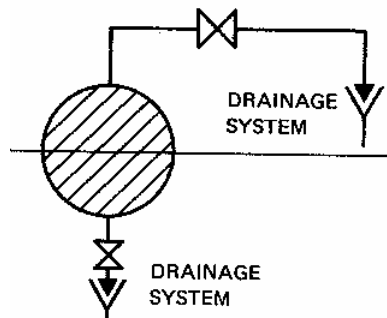
Esquema de drenaje para conexión de bomba.

Por otra parte, los venteos en los recipientes son necesarios para corregir las siguientes situaciones:

- Cuando un recipiente se enfría y sufre una bajada de presión creándose un vacío parcial, que podría causar un sifonamiento o dificultar el drenaje.
- Cuando el tanque sube de temperatura produciendo un incremento de la presión que puede ser aliviado mediante un venteo.

El tamaño de la conexión de drenaje, al igual que en el caso anterior, será de $\varnothing 3/4''$ de pulgada como mínimo, a excepción de los casos en que este indicado su tamaño en el diagrama de flujo. La doble conexión para el venteo y el drenaje, se hace necesaria en el caso de gases húmedos, debido al posible enfriamiento que provoca la expansión del gas en el momento de la salida, por lo que la válvula de salida podría llegar a bloquearse, por la formación de hielo, tanto en un caso como en el otro.

Para mejorar la estanqueidad de los drenajes, resulta conveniente bloquear la salida de la válvula mediante un tapón macho o hembra "cap". Los venteos de algunos tipos de gases, por su peligrosidad, deben ser conducidos a un recipiente adecuado, mediante un sistema de tuberías. Lo mismo puede ocurrir con el drenaje del condensado, o con la evacuación del contenido de la tubería o el recipiente.



Venteo y drenaje para fluidos peligrosos.

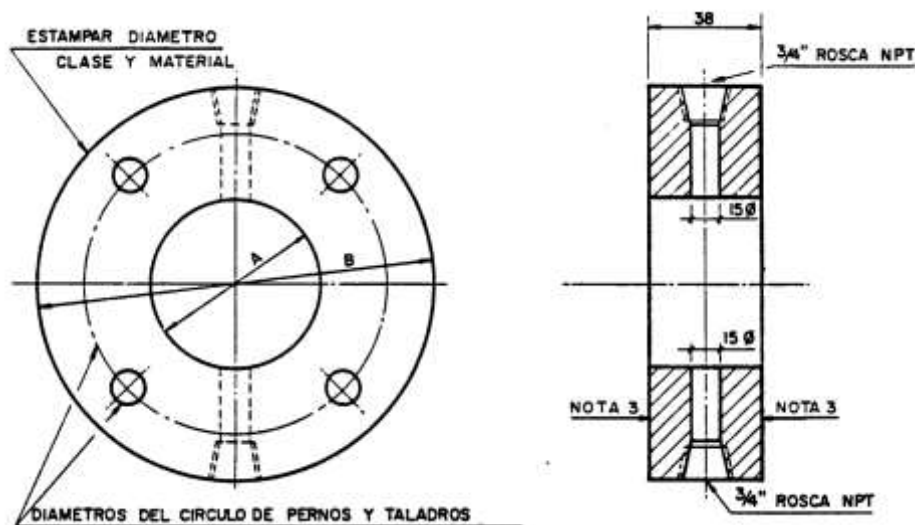
20.3. ANILLOS DE DRENAJE “DRIP RING”.

Estos anillos son usados por regla general entre válvulas permitiendo así drenar tramos de tuberías o conectar instrumentos, evitando el uso de bridas adicionales. Sólo se emplean cuando las especificaciones no permiten taladrar el cuerpo de la válvula.

Son la mejor solución para evitar los problemas que se presentan en los diseños, cuando se da la necesidad de drenar una línea, sin que se disponga del espacio suficiente para el montaje correspondiente.

Estos anillos de cara plana, se instalan entre bridas, independiente de que estas sean de cara plana, o resaltada. Sus dimensiones básicas, diámetro exterior, diámetro del círculo de taladros y diámetro y nº de taladros, coinciden con las de las bridas entre las que se instalan.

El factor fundamental por lo tanto, para definir el anillo de drenaje es su presión “rating, en PSI” y su tamaño “Ø en pulgadas”, también hay que tener en cuenta que la longitud de los pernos para el montaje de las bridas que lo soportan, ya que deben de ser incrementados con el espesor del anillo y sus juntas respectivas.



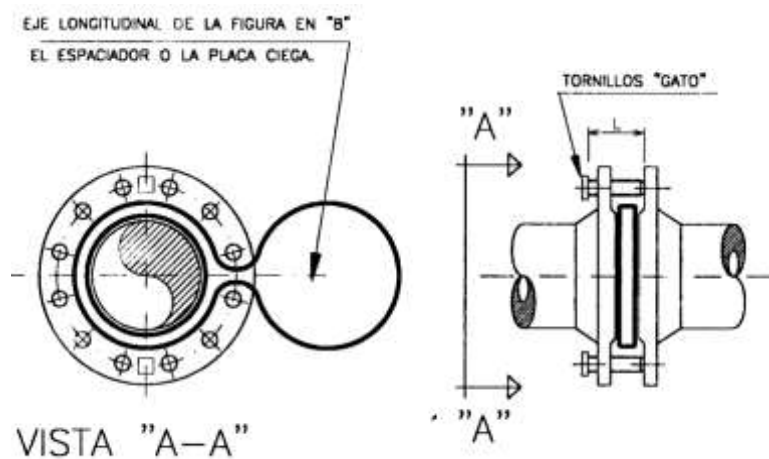
Anillo de drenaje y sección.



20.4. FIGURAS EN 8, DISCOS CIEGOS Y ESPACIADORES.

La figura en 8 o “gafa”, es una chapa de acero que se emplea en el sistema de tuberías cuando es preciso un cierre más efectivo que el de una válvula convencional. Son muy útiles cuando una parte del sistema debe quedar fuera de servicio por razones de mantenimiento. Se emplazan entre bridas y requieren un drenaje de la línea cuando ha de cambiarse de posición abierta a cerrada, o viceversa.

Por otro lado, la placa ciega es un accesorio similar a la figura en 8, como en el caso anterior, se trata de una chapa de acero cortada, que se emplea cuando es preciso un cierre más efectivo que el de una válvula convencional. Las funciones son las mismas salvo que cambia la posición de la figura.



Aspecto y detalle del montaje de la figura en 8 y el disco ciego.

En cuanto a la placa espaciadora o espaciador, se utiliza para sustituir a la placa ciega cuando la línea debe quedar abierta. En los tres casos estos accesorios, se utilizan conjuntamente con los llamados “tornillos gato” y siempre entre bridas.



Aspecto de discos espaciadores.⁴⁴

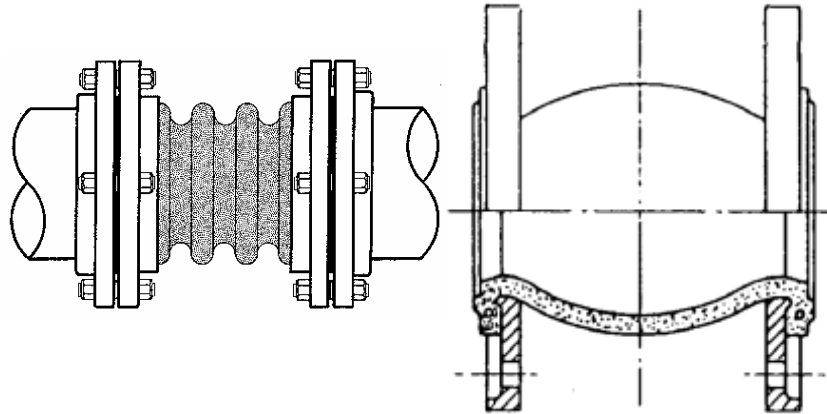
20.5. JUNTAS DE DILATACIÓN.

Las juntas de dilatación o de expansión, se utilizan para compensar los alargamientos provocados en las tuberías por las variaciones de temperatura, evitando considerablemente las tensiones que se podrían producir en ellas. Además ayudan a soportar las vibraciones que se pueden producir por el paso de los diferentes fluidos o las producidas por motores, turbinas compresores etc., evitando transmitir las vibraciones que producen estos aparatos a las tuberías.

Se emplean en los casos en los que la longitud de la tubería llega a puntos extremos. Son adecuadas para el transporte de fluidos fríos o calientes como puedan ser, gasolina, aceites, gases calientes y productos químicos.

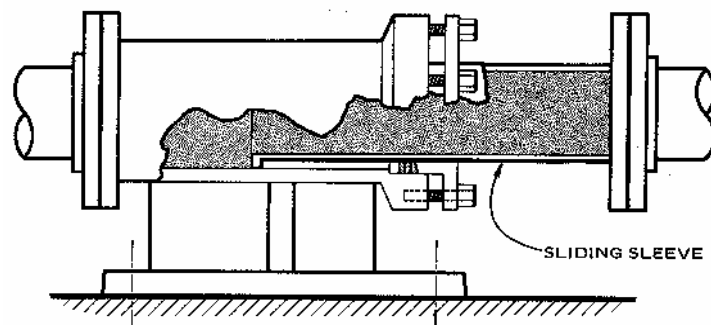
Tenemos varios tipos de juntas agrupadas en juntas de expansión metálicas y de goma o polímeros.

⁴⁴ Imagen propia de la refinería de Cartagena y abajo imagen con dirección: <http://www.roapipeline.com/ES%20ROA%20ProductsFlanges1.htm>



Junta de expansión metálica y de goma con bordes bridados en ambos casos.

Además existen juntas de dilatación deslizantes, las cuales, como en el caso de las metálicas, deben instalarse entre dos anclajes consecutivos en la línea, cuyo desplazamiento axial se controla por medio de guías. Este tipo de juntas no permite desplazamientos en otra dirección.



Junta de expansión deslizante con extremos bridados sobre guías.

20.6. CABEZALES DE EXPULSIÓN DE VAPOR O SILENCIADORES.

Existen momentos en los que disponemos de vapor cuya rentabilidad no es aceptable por haber llegado a un punto de presión inferior a la mínima utilizable, siendo necesario eliminarlo del circuito enviándolo a la atmósfera mediante cabezales de vapor. Este es el caso del vapor de salida en turbinas de baja presión.

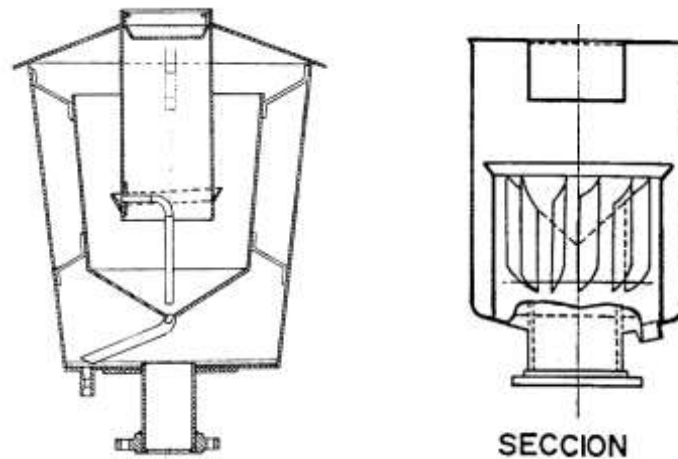
Por otro lado, si se presenta el caso de exceso de producción de condensado en el extremo de un colector de vapor, podremos aumentar la velocidad de salida del mismo mediante su salida a la atmósfera.

A pesar de que la presión del vapor que liberamos puede ser inferior a la necesaria en el proceso, el vapor a la presión y temperatura de la línea por la que circula, puede producir, al contacto con el aire, una neblina de vapor o lluvia que podría suponer un evidente peligro para el personal que transite por plataformas cercanas al lugar de salida, además de que el escape de vapor provoca un elevado nivel de ruido.



Mediante los silenciadores conseguimos disminuir la presión del vapor así como una pérdida de carga, que contrarresta con la formación de condensado al impactar en las paredes del laberinto que tiene en su interior, donde es recogido y conducido mediante la conexión que tiene el drenaje del silenciador.

El vapor así despresurizado, puede ser expulsado a la atmósfera sin más inconvenientes, y el condensado producido en el cabezal será conducido al colector de condensado, o al suelo.



Sección de un cabezal de vapor.

20.7. ESTACIONES DE SERVICIO.

El objeto de las estaciones de servicio es suministrar agua, vapor, aire y en algunas ocasiones, nitrógeno, en aquellos lugares de la planta donde por necesidades sea necesario tener este suministro.

Por regla general e independientemente de lo que pida el cliente y las especificaciones de diseño, la toma de agua será de agua de planta, no siempre potable, el vapor será de baja presión, aproximadamente 7 kg/cm^2 , y el aire será de planta, no regulado, a $5,0 \text{ kg/cm}^2$.

Estos suministros deben instalarse distribuidas por toda la planta y se situarán de tal modo que puedan alcanzar todas las partes de la unidad. Su montaje típico es, siguiendo una secuencia ordenada de izquierda a derecha, de agua, aire y vapor, en este caso además con el añadido de la línea de nitrógeno, como se indica en la imagen adjunta.



Estación de servicio zona reactores proyecto C-10, Cartagena.

Las dimensiones de las conexiones de mangueras, serán indicadas por las especificaciones. Para la disposición en la planta, hay que tener en cuenta la longitud de las mangueras, la cual suele ser capaz de cubrir un radio de aproximadamente 15 m. y que prácticamente toda la planta debe de quedar cubierta con estas estaciones de servicio.

Además de a nivel de suelo, las citadas estaciones de servicio para vapor, aire y agua, se deben prever en los siguientes casos:

- Sobre las plantas alternadas de estructuras con distintas elevaciones, de forma que la totalidad de estas y el equipo deberán poder ser alcanzados con mangueras.
- Sobre plataformas alternadas dispuestas para acceso a los pasos de hombre en las torres, o en los recipientes.

20.8. MIRILLAS DE FLUJO.

Estos elementos tienen la misión de permitir la observación del paso del flujo para su correspondiente control, evitando la molestia de desmontar aparatos para ver su funcionamiento, como sucede en los surtidores de las gasolineras.

Se construyen con materiales transparentes permitiendo de este modo la perfecta visión del paso del fluido. Es usual que sus extremos se terminen mediante rosca, o con extremos embridados cuando son suficientemente grandes, pero también pueden ser suministradas para conexión a enchufe y soldadura "SW" si así se requiriesen.



Podemos citar como ejemplos característicos en función de su comportamiento las mirillas de turbulencia, las rotativas, las de retención, etc.



Aspecto de mirilla de flujo embridada.⁴⁵

⁴⁵ <http://www.mankenberg.de/es/20/prgb:12/product:mirillas-indicadores-de-flujo/products.html>

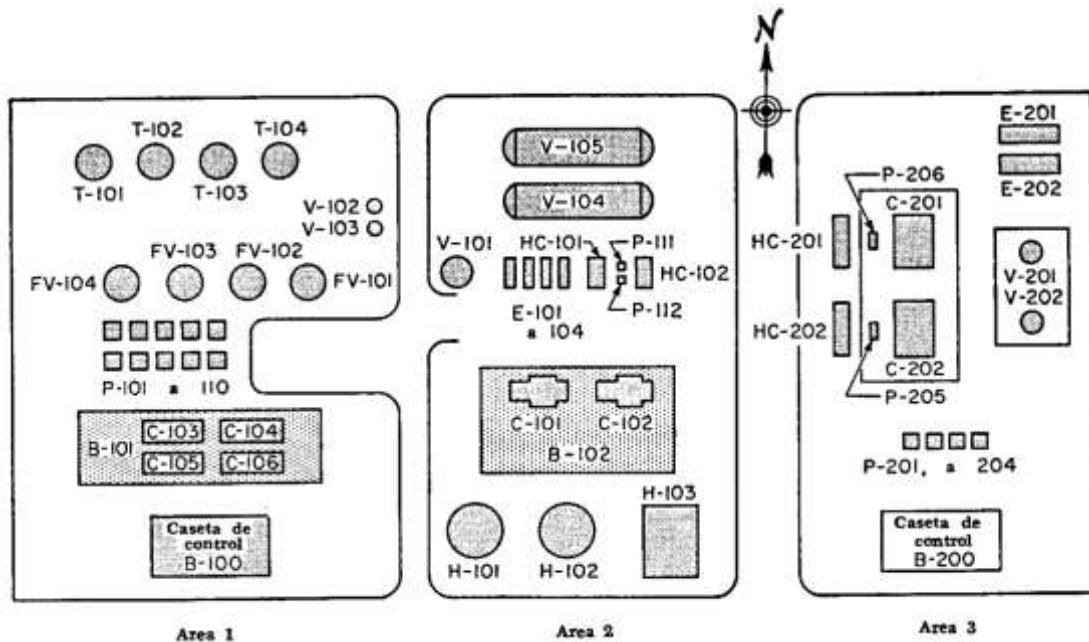


21. PLANOS, ISOMÉTRICOS, REPRESENTACIÓN, ACOTACIÓN Y ESTÁNDARES.



21.1. PLANOS DE PLANTA.

Los planos⁴⁶ de planta son una especie de gran plano “plot-plan” en el que se contempla la planta en su conjunto y en el que se refleja la posición de las diferentes unidades y de forma simplificada los principales equipos de la de la planta y sus coordenadas, que fijarán el Cliente o el departamento de ingeniería.



“Plot-plan” simplificando la distribución de la planta.

21.2. “PLOT-PAN”.

También conocidos como planos de implantación, son aquellos en los que se hace referencia a todos los equipos de la unidad y se los acotará mediante coordenadas, que el cliente o el departamento de ingeniería fijarán de acuerdo a la situación y amplitud del terreno donde se vaya a construir la planta.

Este dibujo es muy importante para el departamento de "piping" y es del que se partirá para comenzar el diseño. De este plano se realizará una copia “master copy”, en la que se incluirán todos los comentarios habidos durante el desarrollo del trabajo como información complementaria. Se indica en los epígrafes siguientes, los criterios más comunes para la implantación de alguno de los equipos más representativos:

- Situación de intercambiadores.
- Situación de condensadores.
- Situación de rehervidores.
- Situación de columnas.
- Situación de bombas.

⁴⁶ Curso de tuberías para plantas de proceso, PLANOS, ISOMÉTRICOS, ACOTACIÓN, REPRESENTACIÓN Y ESTÁNDARES. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



- Situación de hornos.
- Situación de casetas de control.

21.3. "LAYOUTS".

Los "layouts" son los planos de tuberías en los que se apoya el diseñador de isométricos. Para su realización se fija un proceso de información la cual será chequeada antes de empezar el diseño, necesitando los siguientes datos:

- Diagramas de proceso o "P&ID's"
- Planos generales de planta.
- "Plot-plan" de cada unidad.
- Planos y especificaciones de los equipos.
- Especificaciones de diseño y de materiales.

21.4. REPRESENTACIÓN.

En cada plano se debe representar una línea o líneas de la misma especificación si bien en principio en cada plano, debería representarse una sola línea. Cuando la línea a dibujar es larga y complicada, esta se puede representar excepcionalmente en dos o más planos, por el contrario, se pueden reunir dos o tres líneas en una misma isométrica cuando estas líneas son simples y poco complicadas.

En el plano se representaran de forma clara todos los cambios de dirección u orientación en las líneas y su posición respecto a equipos y/o líneas próximas, así como la elevación de alguno de los ramales, líneas o tubuladuras, y los cambios de especificación si los hay.

21.5. ISOMÉTRICOS.

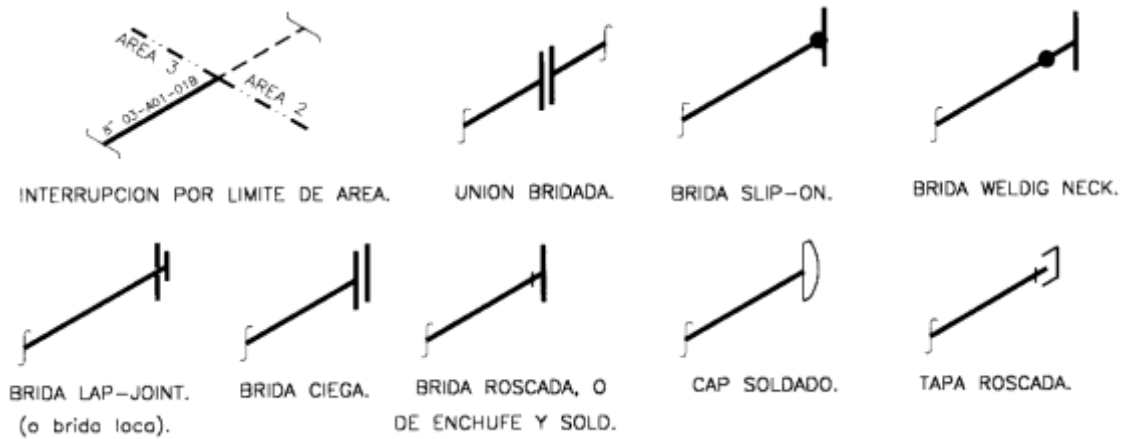
En cuanto al contenido de los planos, los isométricos deben reflejar al menos los siguientes datos:

- Sello del cliente y objeto del proyecto, con el número de contrato y número de unidad.
- Número de plano incluyendo el número de área y el número de revisión y la descripción del objeto de la revisión.
- Flecha o símbolo indicando la orientación del norte.
- Lista de soportes de "piping".
- Diámetro, código del fluido y número de línea.
- Especificación y tipo de material.
- Condiciones de diseño y operación.
- Tipo y grosor del calorifugado (aislamiento) si se requieren.
- Tipo de traceado (mediante vapor, electricidad o efluente) si se requieren.
- Notas de los códigos, generales y sobre requerimientos de los refuerzos. Notas especiales si se requieren.

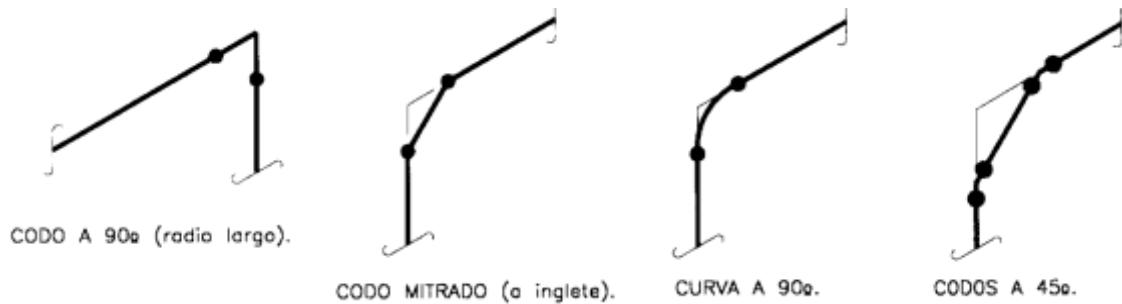


- Posición y características de las soldaduras si se requieren.
- Conexiones y ramales.

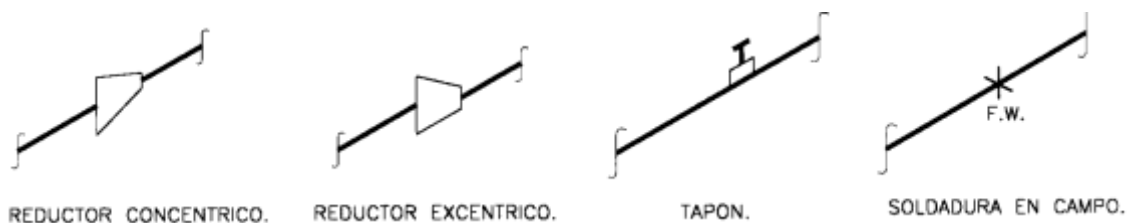
A continuación se muestran algunas de las anotaciones y representaciones más importantes a tener en cuenta en obra para realizar isométricos, realizados en oficina o en campo como documentación de posibles modificaciones o nuevos diseños durante el proceso de montaje.



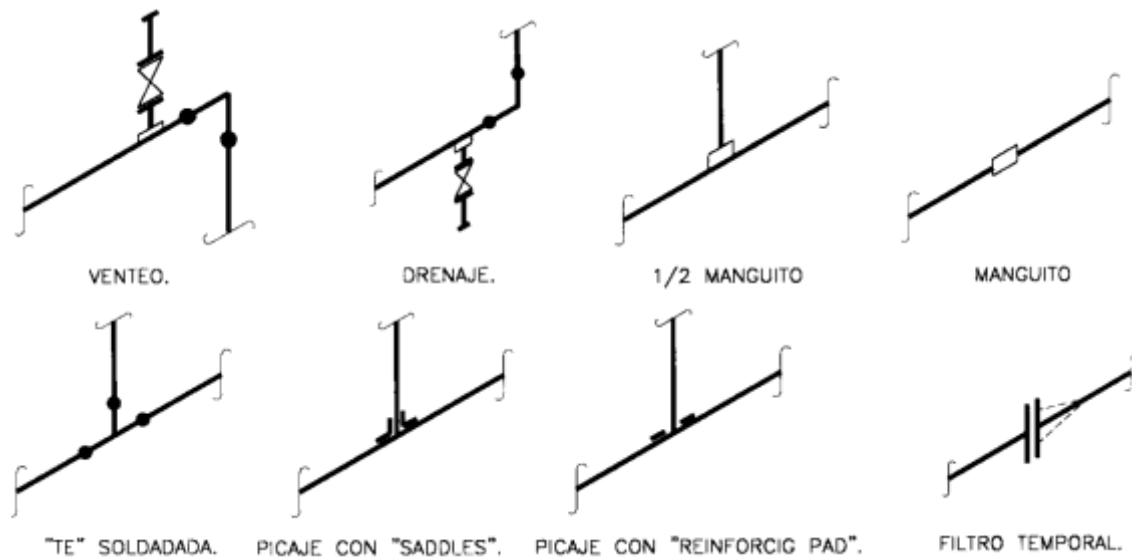
Representación isométrica de las bridas, "caps", y tapas.



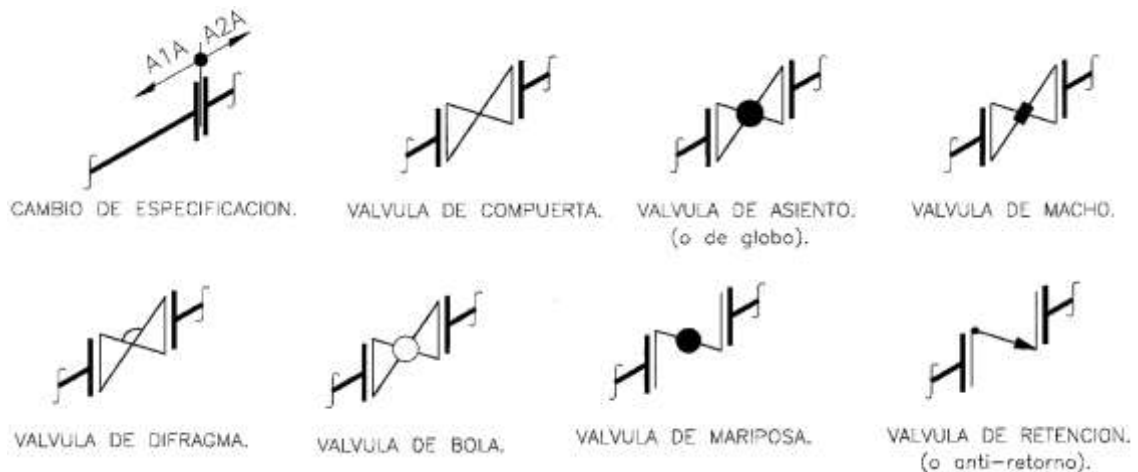
Representación isométrica de los codos y curvas.



Simbología de los reductores, tapones y soldaduras en campo.



Simbología de los picajes, tés, filtros etc.



Representación del cambio de especificaciones y de las válvulas.

21.6. ESTÁNDARES.

Junto con la colección de planos de planta de las tuberías, es necesario disponer de los "standars", que son planos o dibujos típicos de cada ingeniería de cómo deben disponerse o instalarse los accesorios, o la combinación de estos con una serie de elementos como válvulas, instrumentos, filtros, etc. Generalmente no suele haber grandes diferencias entre las diferentes ingenierías en cuanto a "standars". En algunos casos, los "standards" pueden ser suministrados por el Cliente, pero lo más habitual es que sean empleados los de la propia Ingeniería, los cuales deben ser presentados previamente, a la aprobación del Cliente.

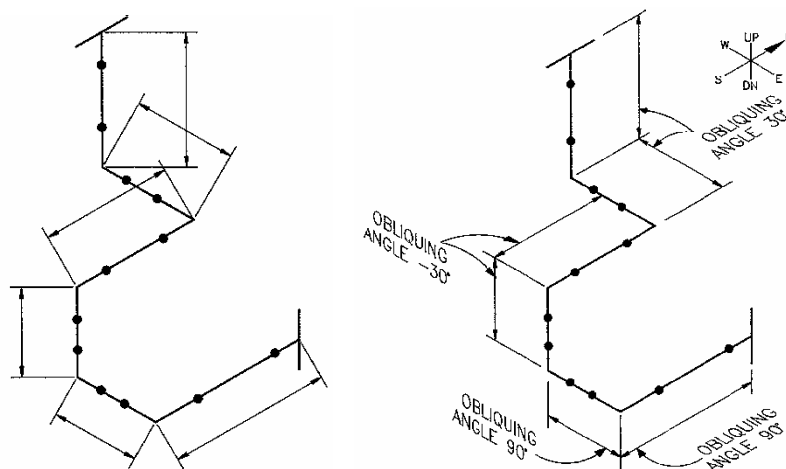
Existen "standars" que muestran desde los diferentes tipos de soportes con los que se trabajará en obra, pasando por válvulas, accesorios de todo tipo, etc. En ellos quedan definidas todas las especificaciones necesarias para la correcta ejecución durante el proceso de montaje.



21.7. ACOTACIÓN.

La acotación de isométricos no difiere de las normas empleadas en la representación gráfica en dos dimensiones de cualquier elemento o campo de dibujo. La acotación debe ser clara, limpia, evitando en repetir cotas que pudieran dar lugar a errores e intentando colocarla en las zonas del dibujo donde mejor quede reflejada la anotación que queremos indicar. Queda claro que es recomendable no cruzar líneas y buscar la mayor claridad posible en su trazado. Se trata de anotaciones en las que la claridad y detalle son necesarios para evitar conflictos a la hora de su ejecución en taller.

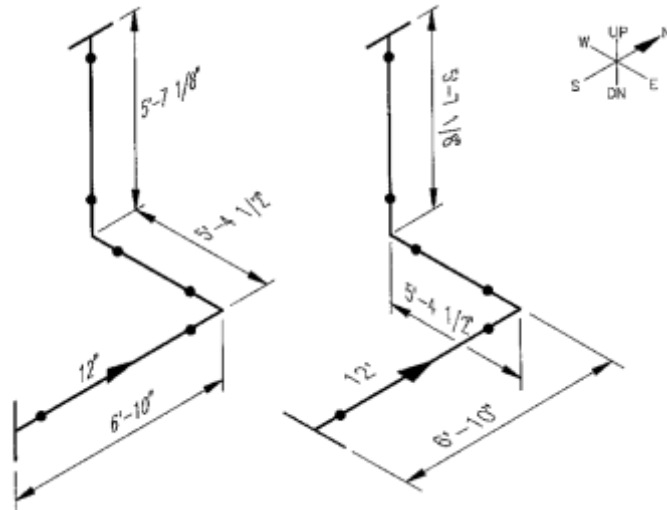
Se incluyen ejemplos para este apartado ya que con una imagen definimos con mayor precisión lo anteriormente dicho:



Diferencia entre representación de acotación de manera incorrecta y correcta.

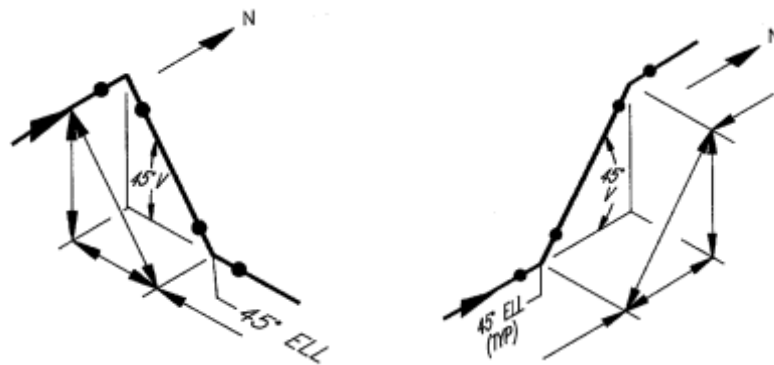
En la imagen queda perfectamente clara la diferencia entre el dibujo de la izquierda en el que la acotación deja zonas en las que difícilmente se aprecia claridad en su representación. Por el contrario, el dibujo de la derecha indica el método correcto para dejar perfectamente definidas las anotaciones de nuestro trazado.

Dentro de las diferentes formas de representación, cada diseñador emplea las que mejor le vengan al diseño pudiendo variar en función de las necesidades o gustos.

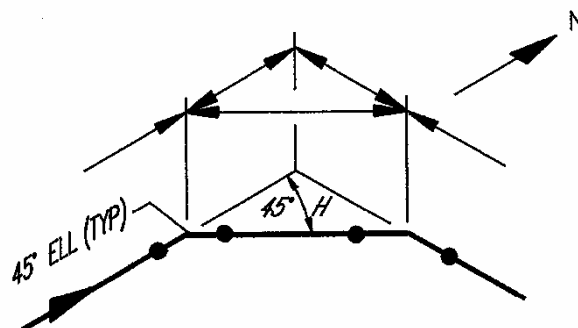


Alternativa para acotación isométrica.

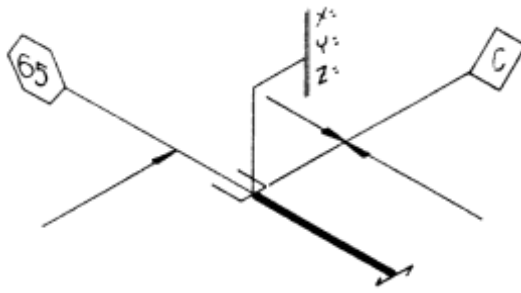
Cuando tenemos elementos que nos indican cambios de elevación o dirección, el sistema de acotación no varía, únicamente se adapta a las necesidades del trazado indicando de manera clara y limpia la dirección de la misma.



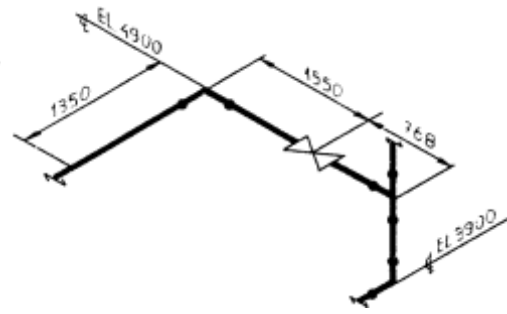
Representación isométrica de cambios de dirección y elevación con codos de 45° y 90° en tubería de $\varnothing \geq 12''$.



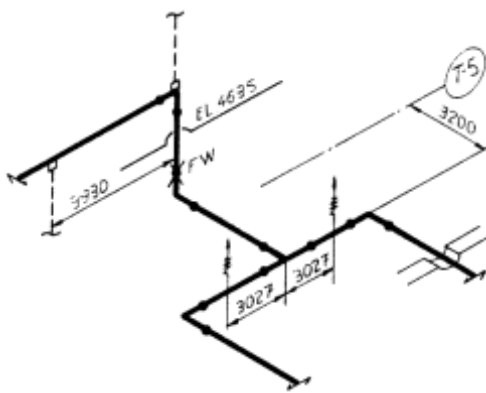
Representación para cambios de dirección con codos de 45° en tubería de $\varnothing \geq 12''$.



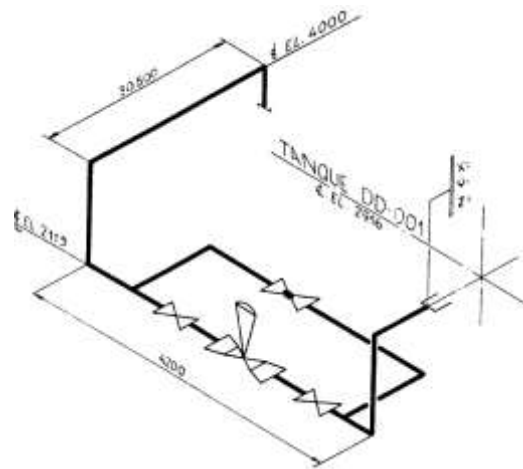
Elevación y posición de tobera.



Acotación y elevación de línea.



Paso de muros y señal de pórtico.

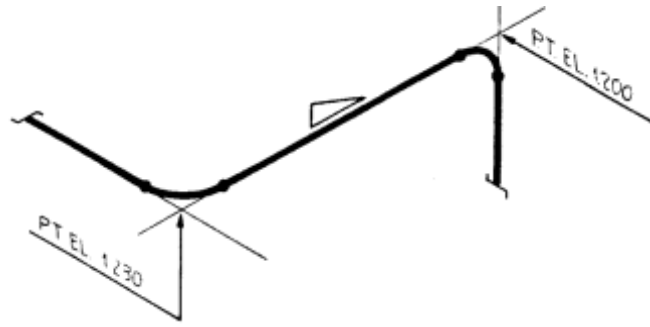


Estación de control y conexión a equipo.

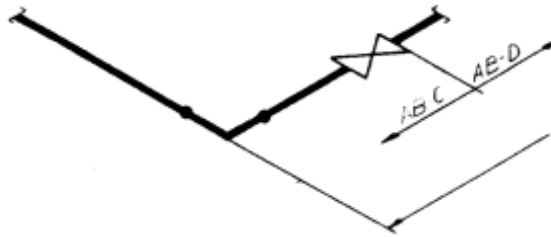
Debemos tenerse en cuenta la orientación del Norte, ya que puede resultar de difícil interpretación el trazado de la línea, solo por el hecho de no haberse escogido la orientación adecuada. En muchos casos, resulta suficiente girar el isométrico 90° para evitar cruces y superposiciones, con lo que se consigue una clara visualización del trazado.



Representación correcta e incorrecta del paso de una línea.



Línea con pendiente, se debe indicar la elevación de los extremos.



Cambio de especificación en la válvula.



22. DESCRIPCIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE FLUJO.



22.1. DIAGRAMAS DE PROCESO.

Estos⁴⁷ diagramas nos servirán como referencia ya que pueden ser consultados para aclarar alguna diferencia existente respecto a los otros diagramas. Generalmente se utilizan casi exclusivamente para el diseño o formación del plano de implantación o “plot-plan”. Estos diagramas también llamados “flow sheets”, nos dan información de las características principales de los equipos, excepto los de reserva, como:

- Diámetro y altura de columnas y recipientes "vessels".
- Calor cambiado o cedido desde un horno o intercambiador de calor.
- Caudal y presión diferencial de una bomba etc.
- Diámetro de la línea.
- El "ratting" de las conexiones a los equipos.

Por otro lado, estos planos sirven para hacer comprender el funcionamiento de la unidad y en ellos se representan los balances de materia y de energía, así como las condiciones operativas y caudales en cada sección de la unidad. También son utilizados para:

- Preparación de los diagramas de tuberías e instrumentación.
- Especificación de equipos e instrumentación.
- Comprobación de la marcha del proceso en la unidad.

Junto con dicha información nos facilita los datos de las líneas normales de operación y las de puesta en marcha y/o parada, así como las condiciones operativas de la unidad.

22.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS DIAGRAMAS DE PROCESO.

La representación del Diagrama se realiza del siguiente modo.

Se debe de seguir la marcha de la corriente principal de izquierda a derecha, con los equipos principales, columnas, reactores y depósitos en el centro. La colocación del resto del equipo bombas, cambiadores, etc. se hará de manera que no dificulten la claridad del esquema.

Los equipos se representarán con dimensiones relativamente reducidas con el fin de minimizar el número de esquemas requeridos por unidad, y de dejar suficiente espacio para la escritura de temperaturas, caudales, presiones, etc. Al lado de cada equipo se representa su número y nombre.

El balance de materia puede indicarse reflejando cantidades en cada línea o bien, numerando las líneas claves consecutivamente, o indicando en una tabla al margen del

⁴⁷ Curso de tuberías para plantas de proceso, DESCRIPCIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE FLUJO. Técnicas Reunidas curso básico 2006. Autor: Jesús Escobar García.



dibujo las cantidades. Esto es particularmente indicado cuando se quieren representar las cantidades de los diversos componentes de cada corriente.

Han de ser claros y escuetos. Suele haber 1 o 2 hojas por cada unidad.

22.3. DIAGRAMAS DE TUBERÍAS E INSTRUMENTOS "P & I".

Estos diagramas son básicos para comenzar el diseño de las líneas sobre las diferentes áreas en que puede haberse dividido la unidad. A efectos de tuberías, estos documentos, además de ser usados en el departamento de "Piping", sirven para transmitir información a todos los restantes departamentos.

Los diagramas de tuberías e instrumentos "P & I", proporcionan información necesaria para el diseño de la unidad en sus distintos aspectos, ya que dicha información, no suele estar incluida en las especificaciones de detalle de los equipos.

Estos Diagramas también son utilizados para:

- Elaboración del plano de implantación, o "Plot Plan".
- Desarrollo de la ingeniería de detalle de los sistemas de tubería, o "Piping".
- Realización de los planos o "Layouts" de distribución de tuberías.
- Requisiciones de materiales de tuberías.
- Desarrollo de la ingeniería de detalle de los aparatos de control e instrumentación y sus conexiones.
- Diagramas de control eléctrico, etc.
- El montaje de la planta.
- La operación de la planta.

Además, la ingeniería refleja en estos planos todos los equipos, líneas de proceso e instrumentos, todas las líneas auxiliares y de servicios, válvulas, número de líneas, especificación de líneas y todas aquellas notas y detalles que se consideren necesarias para guiar el diseño de la unidad. No se mostrarán en estos "flow sheets" los colectores de servicios.

22.4. CONTENIDO DE LOS "P & I".

Estos diagramas contienen de manera esquemática, toda la información necesaria para el desarrollo de la ingeniería de detalle de las tuberías y de la instrumentación de la planta, en ellos se representaran:

- Todos los equipos, incluso los de reserva, con sus líneas de interconexión.
- Todas las líneas, para cada una de las cuales se indicara:
 - ✓ Diámetro nominal.
 - ✓ Unidad a la que pertenece.
 - ✓ Sigla de identificación del fluido.
 - ✓ Número de identificación de la línea.



- ✓ Especificación de la línea.
- ✓ Siglas de identificación del tipo de aislamiento y trazado.
- ✓ Las líneas secundarias, con reducción de diámetro si lo hubiese (el diseño de detalle deberá seguir la secuencia de las líneas indicadas sobre el Diagrama de Tuberías e Instrumentación).
- ✓ Todas las válvulas de bloqueo y aislamiento de aparatos, así como las operadas por accionamiento remoto, adoptando un símbolo diferente para cada tipo.
- ✓ Ventilaciones y drenajes de proceso, salvo las de venteo (punto alto) y los drenajes (punto bajo), que no se representan, estos se añaden en el diseño de detalle, cuando se traza la tubería.
- ✓ Accesorios de las tuberías (filtros de línea, bridas ciegas, etc.).
- ✓ Los diversos componentes de la instrumentación de forma esquemática, indicando si están montados localmente, o en el panel de control.
- ✓ Elevaciones de los aparatos sobre el suelo (o punto de referencia), en los casos en que estas sean críticas.

En los "flow-sheets" de ingeniería se debe mostrar, además de todo lo indicado, aquellas notas y detalles que se consideren necesarias para el diseño de la unidad, no se reflejaran en ellos los colectores ni las tuberías de servicios, de las cuales se ocupa el Diagrama de "Utilities".

22.5. DIAGRAMAS DE SERVICIOS.

En estos diagramas vienen indicados los equipos a los que debe suministrarse servicio de vapor, aire, agua o nitrógeno en función que casos. Estos suministros se utilizarán para limpieza, inyecciones para aumento de temperaturas, etc.

Los diagramas de servicios o "utilities", contienen todos los colectores de los distintos servicios con la diferente toma a distintos equipos a los que se suministran el servicio; como por ejemplo:

- Redes de vapor de alta, media, baja presión y condensado.
- Redes de agua de refrigeración, suministro y retorno, agua potable y agua de planta.
- Redes de aire para instrumentos y planta.
- Red de drenaje.
- Sistema contra incendios.
- Todas las válvulas de bloqueo, adoptando su símbolo correspondiente
- Las conexiones de mangueras para servicio.
- Todas las líneas numeradas y clasificadas, su representación será como se ha indicado para los diagramas de tuberías e instrumentos.



- Las líneas secundarias que salen de una principal, con reducción de diámetro si lo hubiere.



PARTE 3: LA FIGURA DEL ARQUITECTO TÉCNICO EN LAS PLANTAS PETROQUÍMICAS.



LA FIGURA DEL ARQUITECTO TÉCNICO EN LAS PLANTAS PETROQUÍMICAS.

Asociamos la figura del arquitecto técnico tanto a la edificación residencial, como a la obra civil de manera genérica. De forma menos habitual, se relaciona con otras figuras como puedan ser desde organismos de control de calidad y trabajo, técnicos en diferentes departamentos de organismos oficiales, oficina técnica, etc., pero casi siempre relacionada con estos dos sectores aun siendo muchas las tareas que puedan llevar a cabo.

En el desarrollo de este proyecto se muestra uno de los sectores en los que la figura del arquitecto técnico cobra importancia debido a su polivalencia y del cual no tenemos excesiva información.

Es en las plantas de proceso químico en las que se ponen de manifiesto muchas de las competencias que podemos desarrollar, desde dos puntos diferenciados:

- ✓ **Personal indirecto:** desde las ingenierías formando parte del grupo de desarrollo de proyecto, labores de control y calidad, o el departamento de seguridad y control de riesgos laborales etc.
- ✓ **Personal directo en obra:** aquí la figura es mucho más parecida a las labores propias de un arquitecto técnico como jefe de obra o jefe de grupo.

A continuación se desarrollan algunas de las funciones del arquitecto técnico en las plantas de proceso, haciendo hincapié en las desarrolladas en primera persona durante la ejecución de dos proyectos tanto en España como en el extranjero.

23.1. TRABAJOS DE PREFABRICACIÓN.

Antes de iniciarse las obras de una planta petroquímica, van sucediéndose una serie de actividades de preparación de la misma. Por un lado, las labores de obra civil a pie de obra van preparando la zona de trabajo para seguido a ellos, comenzar a colocar los equipos estáticos y estructura para dejar de la planta preparada para la llegada del equipo de montaje de tubería industrial.

El proceso de transporte, colocación y montaje de los equipos estáticos como puedan ser torres, reactores, depósitos, etc., genera la organización de un dispositivo alrededor de cada maniobra muy importante y de gran magnitud. Para la llegada de estos equipos a obra se precisa de un amplio dispositivo en el cual no sólo entra la propiedad y la ingeniería sino que a su vez, participan una gran cantidad de empresas muchas de ellas pertenecientes a las subcontratas, así como organismos públicos como ayuntamientos, gestores portuarios o dotaciones de la guardia civil.



Izado equipo estático zona hydrocracker proyecto C-10



Peso de izado del equipo estático.

Durante el montaje de la refinería de Cartagena, la división de “Heavy Lift” de Eurogruas, encargada de toda la ingeniería de transporte y de elevación del proyecto C-10, empleó durante las maniobras de izado y transporte un total de 50 equipos.

El equipo de trabajo estaba compuesto por una grúa Liebherr LR11350 (1.350 t.), una Terex Demag TC2800-1 (600 t.), una Terex Demag CC2800-1 (600 t.), carros autopropulsados Scheuerle con 72 ejes, carros modulares convencionales Goldhofer con 30 ejes y numerosas grúas (hasta 700 t.). Además de equipos auxiliares como camiones autocargantes, transportes y bombas de hormigón.

Por otro lado, en talleres generalmente situados fuera de las instalaciones, se procede al montaje de las secciones de tuberías que serán soldadas fuera de obra y previo a su traslado a la planta, a este proceso se le conoce con el término de “prefabrico”. Debido a que no siempre en obra disponemos de un ambiente idóneo para la realización de las soldaduras, se busca efectuar estas en talleres donde las condiciones

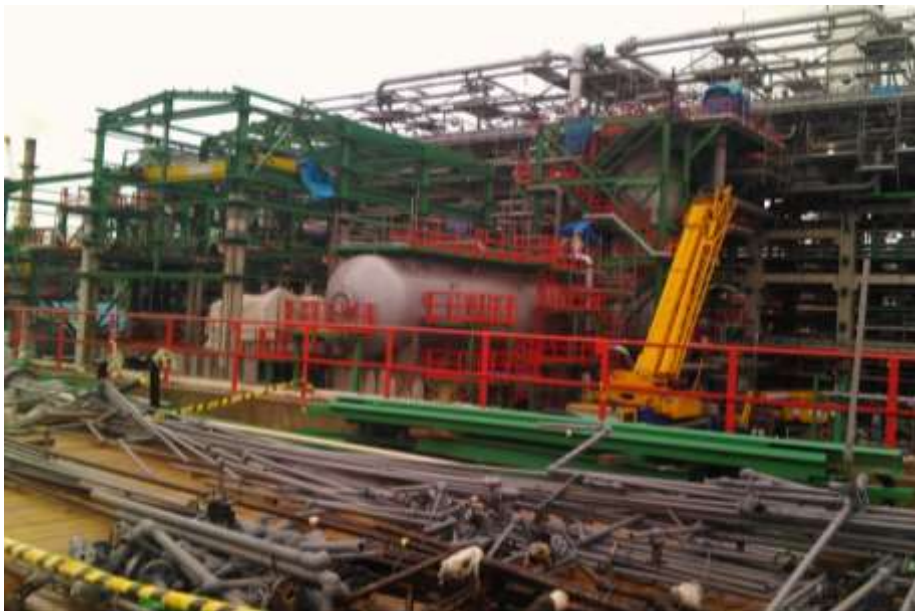


sean idóneas para que no sufran defectos y cumplir así todos los requisitos marcados por las normas de calidad.

Es la tubería de mayor diámetro la que tiene prioridad en todo momento por ser la tubería menor la que permite mayor margen de modificación en obra. Pese a este dato, se prepara en taller tanto la tubería mayor como la tubería menor, especialmente si se realiza mediante soldadura “butt-weld”, ya que precisa mayor atención y precisión que la soldadura con accesorio. Esta última también viene preparada de taller en “spools” transportables. Entendemos por tubería menor la comprendida entre la 1/2” y 1-1/2”. Generalmente la sección de 1/2” se emplean para instrumentación, para el resto pasamos a un tamaño mínimo medio de 3/4” aunque es la ingeniería y la propiedad los que fijan sus dimensiones de manera conjunta.

Esto no quiere decir que no se realicen grandes costuras, o costuras de tubería menor con accesorios en obra, mucha de ella viene preparada pero la idea es realizar el menor número de costuras en planta.

El arquitecto técnico, como jefe de equipo, se encarga de organizar las operaciones de taller facilitando el material a los equipos de soldadura, gestionando secciones, procesos de soldado, supervisión dimensional de “spools”, etc. Los tramos soldados también conocidos como “spools”, serán de dimensiones apropiadas para facilitar su transporte en camiones hasta la obra donde se terminaran de soldar al resto de cada uno de los circuitos a los que pertenezca. Un dato que afecta de gran modo a las tareas a realizar durante este proceso tiene que ver con las condiciones que se acuerdan durante el contrato.



Acopio de “spools” a pie de obra.proyecto C-10.



23.2. INICIO DE LAS TAREAS EN CAMPO.

Una vez se inician las labores de montaje de tubería, encontramos la planta con la estructura principal de hormigón ya realizada, al igual que la metálica a falta de retoques en barandillas si es el caso y sobre todo, el ignifugado de la estructura una vez realizadas las tareas de colocación y montaje de tuberías y equipos.



Estado previo al montaje de equipos estáticos y tubería.

La planta se sectoriza de manera que en cada área existe un jefe de equipo encargado del montaje tanto de los equipos dinámicos, como circuitos, etc. Como no, el arquitecto técnico puede ejercer como figura de jefe de equipo. A su cargo quedan equipos de trabajo formados por ayudantes, punteadores, montadores, tuberos y soldadores entre otros.

Tanto el jefe de equipo como los trabajadores a su cargo reciben cursos de formación previa a la entrada a la planta en los que los capacitan para realizar



determinadas tareas durante el proceso de montaje. Es el jefe de obra quien se encarga de coordinar los diferentes grupos de trabajo liderados cada uno de ellos por un jefe de equipo. Todos ellos están en perfecta comunicación a su vez con los diferentes departamentos como los de seguridad así como la ingeniería y las diferentes subcontratas que desarrollan su actividad en la misma zona de operaciones.

En función de qué tipo de contrato se firme con la contrata principal, podemos encontrarnos en casos en los que una pequeña parte de la obra civil pueda correr por nuestra parte. Hablamos del caso de tener que preparar las estructuras de hormigón sobre las que descansan los equipos dinámicos. En estos casos, nuestra labor queda reducida a la comprobación juntos a un equipo especial de montaje y un aparejador, con los que nos aseguramos que tanto las tareas de preparación, ejecución y estado final, sean las acordes a las especificaciones fijadas por la ingeniería. Suele ser una labor visual y de aceptación ya que, nos centramos en que las bancadas queden perfectamente alineadas y según las coordenadas fijadas.

De igual modo, es necesario hacer comprobaciones en cuanto a alineaciones de diferentes soportes y plataformas de montaje previamente realizadas sobre los que nuestro equipo de trabajo irá montando cada uno de los circuitos.

23.3. MONTAJE DE LA TUBERÍA PRINCIPAL.

Por regla general, es la tubería mayor la primera en ser puesta en obra debido a la dificultad que conllevan las maniobras de izado y colocación en obra. El jefe de equipo es quien se encarga de organizar los trabajos, calculando la capacidad y el tipo de grúa necesarios para las maniobras necesarias, así como coordinando las labores en materia de seguridad con el departamento de prevención de riesgos laborales de la planta. En todo momento, tanto la ingeniería como la propiedad tienen perfecto conocimiento de las maniobras a realizar, siendo ellos en ocasiones los que programan estas maniobras debido al posible corte de calles y accesos en la obra. Una vez se inician las labores de izado con todo el dispositivo aprobado y preparado para su ejecución, es el jefe de equipo en el que está en contacto con el gruista dirigiendo las maniobras desde un lugar que le permita la perfecta visión de toda la maniobra.

Para estas maniobras, toda la sujeción diseñada por la ingeniería debe estar preparada para que la tubería descanse de manera correcta, a continuación un equipo se encarga de ajustar la tubería en caso de ser necesario y se van conectados los tramos. Es el equipo de soldadura el encargado de esta operación. En todo momento, debemos asegurarnos que el equipo de trabajo realiza las operaciones según proyecto la ingeniería y que se cumplen los estándares y procesos fijados. Por otro lado, debemos asegurarnos que todas las líneas en las que se trabaja se encuentran bajo las coordenadas y alineaciones proyectadas y a su vez, que se realizan bajo las medidas de seguridad pertinentes.



Maniobras de montaje de estructura y tubería mayor.



Ejecución de soporte, "trunnion" de apoyo.

23.4. MONTAJE DE EQUIPOS.

Por otro lado, se van colocando sobre las bancadas los equipos dinámicos, de este modo, podemos ir completando el montaje de las diferentes líneas de cada circuito ya que, muchas de esas líneas están en conexión con los equipos dinámicos y dependen de estos para poder ser montadas. Al igual que en el caso de las maniobras de montaje de la tubería mayor, para muchos de estos equipos es necesario un plan de montaje específico fijando una serie de directrices que garanticen la correcta maniobra. Además de estar al cargo de esta maniobra, una vez finalizada, debemos comprobar que el equipo queda en la posición y coordenadas según proyecto, se chequea el estado del equipo y todas sus alineaciones.

La colocación de estos equipos, como ya hemos indicado con anterioridad, es necesaria para el desarrollo de toda la tubería que depende de la conexión a los mismos.



El resto de accesorios, valvulería, vénturis, etc, se va realizando conforme va avanzando el proceso de montaje de tubería al que pertenecen cada uno de estos elementos. En todo momento, el jefe de equipo, además de coordinar a sus equipos de trabajo facilitándoles la información necesaria en cuanto a documentación como puedan ser, isométricos, diagramas de flujo, o detalles de soportación, tiene que asegurarse que todas y cada una de las partes pertenecientes a los diferentes equipos de cada circuito se encuentran según las directrices fijadas por la ingeniería.

23.5. MONTAJE DE LA TUBERÍA MENOR.

Las tareas a realizar para la tubería menor, son las mismas que para el proceso de montaje de la tubería mayor o cualquier elemento perteneciente a los circuitos. La diferencia es que al ser más sencillo modificar su trazado, queda relegada a un segundo plano. Existen ocasiones en los que gran parte de ella queda definida directamente a pie de obra, como pueda ser el trazado de las trampas en el proyecto C-10 de la refinería de Cartagena. En este caso, por medio del departamento de oficina técnica, se realizó el trazado de la misma en la oficina a pie de obra. Junto con el jefe de equipo de cada área, se trazaba su recorrido "in situ" diseñando a su vez la soportación necesaria para garantizar su perfecto anclaje. Se trata de trazar una línea de entre $\frac{3}{4}$ " y 1" de diámetro por regla general, la cual efectúa la evacuación del condensado que pueda producirse en las líneas de suministro de vapor.

Conectan con el pozo de goteo situado al final de los colectores llegando hasta el suelo, donde mediante un purgador y una serie de válvulas efectúa la descarga del condensado para volver finalmente al colector de recogida previo paso de una válvula de retención que evita la vuelta del mismo al circuito.



Pozos de goteo con salida para trampa de vapor y drenaje.



Purgadores de alta y baja presión para trampas de vapor y soportación común.

Junto con las trampas de vapor, también entramos en el diseño de los drenajes de las bancadas de las bombas cuando estas se definen en obra, junto con la tarea anterior, pese a ser labor específica más de la figura del delineante, o bien desde su diseño del trazado, o bien formando parte de la toma de decisiones como jefe de equipo, se tiene decisión directa durante el proceso. En este caso, la labor es sencilla dado que se trata de pequeñas líneas que salen de las bancadas de las bombas con la finalidad de evacuar las posibles fugas de líquidos producidos por estos equipos hasta desagües situados sobre el suelo, los cuales conectan con las canalizaciones enterradas para recogida de fluidos varios, aguas aceitosas, aguas residuales, pluviales, etc.



Final de línea con drenaje, brida de cuello y brida ciega.



23.6. PRUEBAS HIDRÁULICAS, LAVADO DE CIRCUITOS, REARMES.

Los circuitos que se van terminando, llevan una serie de comprobaciones previas a su entrega. Además de quedar perfectamente documentado su proceso de construcción y revisiones, son sometidos a las pruebas fijadas por la ingeniería donde se efectúan tanto las pruebas hidráulicas de presión y servicio, como inspecciones visuales, de montaje de equipos, pares de apriete, etc.

Durante las pruebas hidráulicas se puede apreciar en los extremos de cada tramo, discos ciegos que a su vez hacen de tope y límite de prueba y que tienen unas tomas conectadas mediante latiguillos por las que se efectúa el llenado de la línea a probar.



Conexión para llenado de circuito durante pruebas hidráulicas.

Durante el periodo de prueba de los diferentes tramos de cada circuito, la zona queda precintada ya que hay líneas que se prueban con presiones de trabajo muy importantes y podrían provocar accidentes en caso de fallo si transitara personal en las inmediaciones.

Las líneas además, son sometidas a lavados mediante agua a presión. Para este proceso, suelen desconectarse equipos que al igual que en otras pruebas no entren durante este proceso. Las líneas que están preparadas para su lavado, son fácilmente reconocibles por disponer de cuñas de madera en sus extremos las cuales, permiten el vaciado de la línea.

Una vez finalizado el proceso de lavado, se efectúa el rearme de las líneas, en el que de nuevo se montan por completo cada una de las líneas de cada circuito, fijado cada uno de sus accesorios, válvulas y demás elementos y proporcionando el par de apriete según especificación que deba llevar esparrago, tornillo, rosca, etc.

Forman parte de los dosieres de prueba, cada uno de los isométricos que perteneces a ese circuito, así como las planillas con los soportes diseñados por la ingeniería y en el caso que proceda, la soportación diseñada en obra para tubería menor por parte del



departamento de oficina técnica.

Forma parte del proceso de control e inspección de circuitos, la comprobación de lo que es conocido como faltas tipo A, B, C, etc. Estas faltas pueden ser desde un trozo de cinta colgando de una línea, hasta que un patín haya sido soldado en su totalidad siendo que la especificación lo indicara de otro modo.

Cuando un circuito es entregado, la propiedad se hace cargo de su acceso indicándolo mediante pegatinas o encintado claramente identificativo, de este modo, no se puede trabajar ni manipular de ningún modo este circuito sin un permiso de trabajo específico realizado por la propiedad.



Adhesivo e identificativo de línea comisionada.

Junto al trabajo realizado en a pie de tajo por los diferentes equipos de montaje y ejecución, está la labor de otros departamentos como el de calidad y el de oficina técnica, los cuales se encargan de documentar la parte concerniente a sus departamentos. A título informativo, se indican algunas de las funciones que realiza cada uno de estos departamentos.

El departamento de calidad, entre otras funciones, se encarga de lo concerniente a los datos necesarios para la realización del mapa de soldaduras o “welding-map”. En estos mapas de soldaduras, se detallan todos los datos de cada una de las costuras realizadas durante su montaje, día cuando se efectuaron las costuras, soldador, material, especificaciones, ensayos realizados y cualquier dato necesario para la confección de los dosieres de circuitos que finalmente se entregaran a la ingeniería junto al resto de la documentación del proceso.

Por otro lado, el departamento de oficina técnica se encarga de la documentación gráfica final de cómo quedan cada una de las líneas que puedan haber sufrido modificación durante el proceso de montaje, o bien, líneas que se tuvieran que añadir por necesidades.



23.7. REPORTAJE FOTOGRÁFICO.

A continuación, se adjunta documentación gráfica de dos de los proyectos en los que he tenido la oportunidad de trabajar donde se indican diferentes elementos y procesos durante el montaje y ejecución de centrales petroquímicas.



Montaje de los reactores, hornos y encofrado chimenea.



Remate final reactores con hornos y chimenea finalizados.

En esta imagen se realizaban las tareas de izado del codo de 90º bridados con el que se terminaría el montaje del último tramo de la línea de los reactores.



Revisión del estado del codo de 90º bridado remate de los reactores.



Ejecución de calorifugado de línea de instrumentación en inoxidable.



“Manifold” calorifugados traceando línea de carbono.



Izado válvula a zona de aéros.



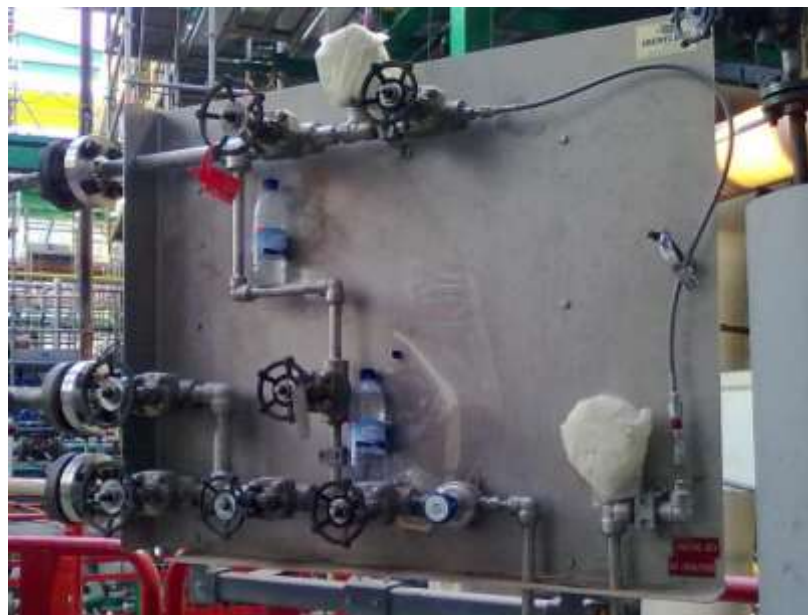
Operaciones de montaje válvulas en zona aéreas.



Labores de chequeo y documentación con José Luis Solís en reactores.



Durante el refuerzo de una costura con los soldadores Rosi y Rafa.



Paneles de instrumentación.



“Trunnion” de apoyo con límite de desplazamiento en todas sus direcciones.



Soporte mediante muelle colgado y soporte invertido anclado.



Soporte mediante abarcón, aletas guía y talón de apoyo en línea de inoxidable.



Apoyo sobre muelle calibrado de línea calorifugada.



Apoyo líneas sobre portería invertida con guías y stops.